Gutachten:

380/220 kV-Leitung Beznau-Birr
Studie Teilverkabelung Riniken

Anmerkungen zu den Stellungnahmen
von
Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK)
Eidgenössisches Starkstrominspektorat (ESTI)
SWISSGRID
Prof. Fröhlich/Prof. Glavitsch
UVEK/BAFU

Auftraggeber:
Gemeindeverwaltung Riniken, Schweiz
(2009)

Heinrich Brakelmann

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

Rheinberg, im Januar 2010

380/220 kV-Leitung Beznau-Birr /Studie Teilverkabelung Riniken

Anmerkungen zu den Stellungnahmen

H. Brakelmann

Inhaltsverzeichnis

		Seite
0.	Einleitung und Kurzfassung	3
1.	Eigenschaften (Vor- und Nachteile) von Kabeln und Freileitungen ([3], [4], [6])	8
2.	Ausfallstatistik, Reparaturdauer, Verfügbarkeit, Reservehaltung ([3], [4])	9
3.	Höchstlast 1920 A und Belastungsgrad *m* = 1,0 als Auslegungskriterium für Kabel([3], [4], [5], [6])	10
3.1	Höchstlast	10
3.2	Belastungsgrad	12
3.3	Fazit	14
4.	380-kV-VPE-Kabel mit einem Kupferleiterquerschnitt von 3200 mm^2 ([3], [4], [6])	16
5.	Höchstzulässige Leitertemperatur 90°C/95°C oder < 90°C ([3])	16
6.	Lieferlängen und Transport: 950 m Kabelstrecke ohne Muffen ([3], [4], [6])	17
7.	Hochwärmeleitfähiger Beton ([3], [4])	18
8.	Bodenerwärmung durch Kabel ([3], [4])	18
9.	Übergangsbauwerke ([3], [4])	19
10.	Umweltrechtliche Anforderungen	20
11.	Trassenauslegung mit zwei Systemen ([3], [4], [6])	21
11.1	Trassenauslegung bei direkter Erdverlegung	22
11.2	Verlegung der Kabel im Stollen	24
12.	Wirtschaftlichkeitsuntersuchung	25
12.1	Barwertmethode; interner Berechnungszinssatz; Inflationsraten ([3], [4], [6])	26
12.2	Kabelkosten	28
12.3	Trassenkosten	28
12.4	Kosten der Freileitung und der Übergangsbauwerke	29
12.5	Wartungskosten, Lebensdauer	29
12.6	Verluste und Verlustkosten ([3], [4], [6])	31

12.7 Zusammenstellung der Kosten 37
12.8 Einfluß von Parameteränderungen 41

13. Zusammenfassung und Folgerungen 42

14. Schrifttum 45

Anhang 1: Positionspapier Europacable 48

Anhang 2: Stellungnahmen Europacable zu [2] 55

Anhang 3: Stellungnahme nkt cables zu 380-kV-Kabeln, 3200 mm^2 59

Anhang 4: Angebot nkt cables 380-kV-Kabeln, 2500 mm^2 62

Anhang 5: Angebote C.Dupré Bau 63

380/220 kV-Leitung Beznau-Birr/Studie Teilverkabelung Riniken

Anmerkungen zu den Stellungnahmen

0. Einleitung und Kurzfassung

Der Verfasser war von der Gemeinde Riniken und privaten Einsprechern beauftragt worden, 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 dieser Begutachtung sind in der Studie [2] zusammengefasst.

[1]	NOK	Umbau 220-kV-Leitung Beznau-Birr auf 380/220 kV Studie Teilverkabelung Riniken Nordostschweizerische Kraftwerke AG, Studie Mai 2004
[2]	H. Brakelmann	Begutachtung der NOK-Studie: Umbau 220-kV-Leitung Beznau-Birr auf 380/220 kV/ Teilverkabelung Riniken Studie 2009

Inzwischen sind beim Schweizerischen Bundesverwaltungsgericht Stellungnahmen zu dieser Studie [2] eingegangen, die im Folgenden auf Wunsch der Gemeindeverwaltung Riniken und privater Einsprecher kommentiert werden sollen. Es sind dies im Einzelnen die Stellungnahmen lt. Schrifttumsverzeichnis:

[3]	NOK	Stellungnahme zur „Begutachtung der NOK-Studie“ Nordostschweizerische Kraftwerke AG, Oktober 2009
[4]	ESTI	Stellungnahme zur „Begutachtung der NOK-Studie“ Eidgenössisches Starkstrominspektorat, November 2009
[5]	swissgrid	Anschreiben NOK; Strategisches Übertragungsnetz Stellungnahme, 06.10.2009
[6]	K. Fröhlich H. Glavitsch	Stellungnahme zu den Studien NOK-2004 / Prof. Brakelmann 2009 bezüglich der Teilverkabelung-Riniken Baden, Oktober 2009
[7]	UVEK/BAFU	Stellungnahme zur „Begutachtung der NOK-Studie“ Vernehmlassung im Beschwerdeverfahren, Oktober 2009

In der vorliegenden Studie geht der Verfasser auf die wesentlichen Argumente und Entgegenhaltungen in den obengenannten Stellungnahmen ein und versucht, über sachgerechte Abwägungen aller Argumente den technisch/wirtschaftlichen Vergleich nach [2] über weitere, für alle Seiten akzeptable Varianten zu ergänzen.

Hierzu zählt vor allem, daß die in den Entgegenhaltungen [3], [4], [6] infrage gestellten Optimierungsmöglichkeiten:

a) 380-kV-VPE-Kabel mit Leiterquerschnitt 3200 mm^2 und
b) Einsatz eines hochwärmeleitfähigen Spezialbetons

hier nicht weiter vertieft werden (obwohl die zeitnahe Liefermöglichkeit durch einen Kabelhersteller bestätigt wird). Vielmehr wird nachgewiesen, daß auch mit normalem

Magerbeton und mit 380-kV-VPE-Kabeln mit einem Leiterquerschnitt von 2500 mm^2, die von einer größeren Zahl von Kabelherstellern geliefert werden können, Lösungen gegeben sind, und zwar sowohl für die direkte Erdverlegung (Rohrblock) wie auch für eine Tunnellösung.

Zur Tunnellösung wird das Angebot eines deutschen Herstellers vorgelegt, der bereit ist, unter den gegebenen Randbedingungen des Transportes und der Trassenbeschaffenheit auf der Basis der Schweizer Gesetze einen begehbaren „Infrastrukturkanal“ zu errichten. Das vorliegende Angebot bestätigt die Kostenansätze in [2].

Dieselbe Bauunternehmung bietet auch die Erstellung des Kabelgrabens als Rohrblock an, wobei – wegen der in [3, 4] geäußerten Bedenken – von normalem Magerbeton zur thermischen Stabilisierung ausgegangen wird.

Wegen des begrenzten Zeitrahmens wurde zu den Kabelkosten nur ein Angebot einholt. Dieses Angebot der Firma nkt cables weist aus, daß die Kabelpreise unter Druck geraten sind, so daß trotz stark angestiegener Metallpreise die Kabelkosten geringer sind als in [2].

Den Ausführungen in [3] und [6] folgend, wird bei der Auslegung der Kabelanlage und bei den Kostenberechnungen eine komplette, fertig installierte Reservelänge berücksichtigt.

Die Kosten der Freileitung werden aus [1] übernommen, obwohl inzwischen die Rohstoffpreise stark angestiegen sind.

Während in [3] und [4] ohne weitere Untersuchung lediglich Bedenken hinsichtlich der Transportbedingungen erhoben werden, ergibt eine konkrete Überprüfung optimale Transportbedingungen zur Baustelle. Durch Umspulen des Kabels von einem Umschlagplatz über Kabelrollen zum Trassenanfangspunkt kann vermieden werden, daß ein schwerer Transporter auf das Trassengelände fahren muß.

Nachfragen bei den Kabelherstellern haben ergeben, daß die von NOK und ESTI in [3, 4] vorgelegte Herstellertabelle teilweise falsche und teilweise irreführende Informationen bietet: nach dieser Tabelle kann von fünf Anbietern gerade einer eine Kabellänge (2500 mm^2) von 1000 m liefern. Tatsächlich sind auch die Firmen Südkabel und Prysmian sowie die Firma Nexans an mehreren Standorten in der Lage, Kabellängen von mehr als 1000 m zu liefern.

In [3] wird die Senkung des internen Zinsfußes auf 3,75 % sowie die Einführung einer Teuerungsrate von 1,7 % im Hinblick auf spätere Re-Investitionen gefordert. Der Verfasser kommt bei den Kostenberechnungen diesen Forderungen nach und berücksichtigt auch bei den Verlustkosten eine Teuerungsrate, die in zwei Szenarien ebenfalls zu 1,7 %, in einem dritten Szenarium aber, veröffentlichten Expo-Prognosen zu stark steigenden Energiekosten folgend, mit 3,5 % höher gewählt wird. Für die drei unterschiedlichen Szenarien zur Verlustkostenentwicklung werden Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen vorgenommen.

Die weiteren Untersuchungen des Verfassers führen zu folgenden Aussagen:

1. Auch bei einem Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 kann die Übertragungsaufgabe von 1920 A je System mit nur zwei Kabelsystemen realisiert werden. Diese Aussage gilt sowohl für die Verlegung im Stollen als auch für die direkte Erdverlegung.

2. Die Angaben in [3] zur Bodenerwärmung sind völlig überzogen. Der Verfasser verweist auf Berechnungsergebnisse sowie Ergebnisse aus einem Feldversuch, die gemeinsam mit dem Netzbetreiber RWE Transportnetz Strom (Amprion) durchgeführt und publiziert wurden (s. Anhang).

3. Den Ausführungen in [6] kann entnommen werden, daß der geforderte Stromhöchst wert von 1920 A auf der betrachteten Übertragungsstrecke selbst im (n-2)-Störungsfall nicht auftreten kann. Er ist vielmehr aus einer hierzu irrelevanten Eigenschaft der Freileitung abgeleitet.

4. Der Verfasser verdeutlicht auch hier noch einmal, daß eine Dauerlast mit konstantem Höchststrom über Wochen und Monate, wie sie für die thermische Auslegung von erdverlegten Kabeln vorausgesetzt werden müsste, im Netzbetrieb nicht vorkommt.

5. Obwohl die Vorgabe „1920 A bei Dauerlast“ in diesem Sinne nicht sinnvoll sind, wird gleichwohl nachgewiesen, daß ihr mit nur zwei Kabelsystemen auch bei der Rohrblocklösung entsprochen werden kann (allerdings erzwingt diese Forderung eine Grabenbreite von 6,5 m anstelle von 4,4 m. Bei der Tunnelvariante kann hierzu ein kostengünstiger Aluminiumleiterquerschnitt von 2500 mm^2 gewählt werden.

6. Die Freileitung weist über ihre Betriebsdauer Verluste auf, die um 50.000 MWh bis zu 110.000 MWh höher liegen als bei den Kabellösungen. Dies ist nicht nur ökologisch bedenklich, sondern auch sehr teuer.

   Der in [6] angestoßenen und in [3] übernommenen Diskussion einer möglichen Freileitungskonstruktion mit Viererbündeln 4*600 mm^2 kann nicht gefolgt werden: über den größten Teil der Strecke Beznau-Birr-Obfelden-Mettlen wurde die Freileitung bereits mit der Zweierbündel-Konstruktion errichtet. NOK verweist in [3] auf das gesamtheitliche Konzept und darauf, daß eine Freileitung mit Viererbündeln „nicht den bisher angewandten Standards im Übertragungsnetz der NOK, resp. Schweiz, entspricht“.

   Es würde daher wenig Sinn machen (und eher manipulierend wirken), auf dem Papier für den diskutierten, kurzen Freileitungsabschnitt eine andere Konstruktion mit Viererbündeln zu wählen, einzig mit dem Ziel, die Freileitung dort im Wirtschaftlichkeitsvergleich günstiger erscheinen zu lassen.

   Als Alternative käme der Austausch der Stromkreise bei den bereits errichteten Freileitungsabschnitten infrage, falls die Masten hierfür statisch geeignet sind. In diesem Fall ergäben sich Mehrkosten von vielen Millionen Schweizer Franken, im anderen Fall (mit vollständigem Austausch der Masten und der Fundamente) von einigen 10 Millionen Schweizer Franken.

7. Die ermittelten Kostenfaktoren zu den Investitionskosten und den Gesamtkosten von Kabellösungen und Freileitung variieren stark innerhalb der drei Szenarien. Die Investitionskostenfaktoren liegen zwischen **5,69** für die Tunnellösung und **6,82** für den Rohrblock. Die entsprechenden Gesamtkostenfaktoren schwanken je nach Szenarium zwischen **0,68** und **1,63** für die Tunnellösung sowie zwischen **0,66** und **1,83** für den Rohrblock.
   Dies bedeutet, dass bei dem pessimistischen Szenarium der Verlustkostenentwicklung die Kabellösungen der Freileitung wirtschaftlich spürbar überlegen sind.

8. Parametervariationen wie: größere Grabenbreite von 6,5 m (wegen der unsinnigen Dauerlastforderung), eine 10 %ige Kostenerhöhung bei den Kabeln, eine Erhöhung der Kabel-Wartungskosten um den Faktor 4,0 oder auch eine Minderung der Teuerungsrate der Verluste auf t_V = 1,0 % führen zu Gesamtkostenfaktoren, die in allen Fällen unterhalb von 2,0 bleiben. Für das Szenarium 3 bleiben die Gesamtkosten der Kabelanlage niedriger als die Gesamtkosten der Freileitung.

9. Es wird dem Vorschlag nach [6] gefolgt, eine zusätzliche Kabellänge zu verlegen, die bei Ausfall einer Kabelader „innert eines Tages“ [6] in Betrieb genommen werden kann, so daß hierdurch (n-1)-Sicherheit gewährleistet wird. Da zusätzlich durch die Auslegung des 220-kV-Systems auf 380 kV die Möglichkeit der Umschaltung auf das 220-kV-System gegeben ist, wird die Anlage letztlich nach dem (n-2)-Prinzip ausgelegt, so dass von einer großen Betriebssicherheit ausgegangen werden kann.

Die von NOK in [3] für 380 kV-Kabel geschilderten Störungen (vergl. hierzu die Stellungnahme von Europacable im Anhang) weisen aus, daß in vier der sechs Fälle äußere Einwirkungen zur Kabelbeschädigung geführt haben, was bei Verlegung der Kabel im Tunnel ausgeschlossen werden kann. Daher empfiehlt der Verfasser für den Fall einer Zwischenverkabelung nicht nur wegen der niedrigen Gesamtkosten, sondern auch wegen der anderen vielfältigen Vorteile eines Tunnels (Zugänglichkeit, mechanischer Schutz der Kabel, Ausbaumöglichkeiten etc.) die Realisierung einer Kabelanlage im Tunnel.

Rheinberg, im Januar 2010

1. Eigenschaften (Vor- und Nachteile) von Kabeln und Freileitungen ([3], [4], [6])

Freileitungen und Kabel haben ihre anwendungsspezifischen Vor- und Nachteile. Natürlich haben Freileitungen wegen ihrer einfachen und robusten Konstruktion einige ganz wesentliche Vorteile gegenüber einem Erdkabel, insbesondere meist auch (zumindest bei 380 kV) im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit.

Betrachtet man in den internationalen Statistiken die sich rasch vergrößernde Zahl der Systemkilometer von Hoch- und auch Höchstspannungskabeln, so muß es aber ganz offensichtlich – trotz der in [3, 4] beigefügten Tabellen - auch Aspekte geben, die in bestimmten Situationen zuungunsten der Freileitung und zugunsten des Einsatzes von Erdkabeln sprechen.

Zwei Vorteile der Freileitung sind zugleich auch ihre wesentlichen Nachteile: ihre Sichtbarkeit in der Landschaft (Nachteile: optische Beeinträchtigung, Vogelschlag, Grundstücks-Wertminderungen etc.) und ihre leichte Zugänglichkeit. Der letzte Aspekt bedeutet gegenüber dem Erdkabel eine erhöhte Verletzlichkeit gegenüber Naturkatastrophen, bei denen es zu großen Ausfallzeiten kommen kann, vergl [3] und Abb. 1. Wenn schon einzelne Kabelschäden, wie in [3, 4], ausführlich (und leider teilweise unrichtig, vergl. Stellungnahme Europacable, Anhang) geschildert werden, so sollte man der Fairness halber auch auf die in den letzten Jahren, und zwar zunehmend häufiger aufgetretenen Schäden durch Winterstürme etc. mit teilweise erheblichen Beschädigungen der Freileitungssysteme und längeren Ausfalldauern verweisen. Solche Schäden gehen aber als sog. „common mode“ in die meisten Ausfallstatistiken nicht ein. Auch die Einwirkung von Flugkörpern (Abb. 2) und die Möglichkeit der Sabotage sind als Nachteile nicht zu unterschätzen.

Abb. 1:

Mastumbrüche durch Wintersturm bei Schnee- und Eisbehang (Münsterland, November 2005)

Abb. 2: Kollisionen von Fesselballons mit Freileitungen
links: Aufsteigender Heißluftballon kurz nach dem Lösen vom Erdseil
BFU-Bericht 16.06.2000; 4 tödlich verletzte Personen; Stromausfall
rechts: Mastumbruch nach Kollision
BFU-Bericht 19.08.2006; 7 verletzte Personen; Stromausfall

Als ein Nachteil von Kabeln wird in [3], S. 6, aufgeführt, daß 380-kV-Kabel „ab etwa 15 km Übertragungslänge Blindleistungskompensationsmaßnahmen erforderlich“ machen. Dies ist erstaunlich falsch. Bei beidseitiger Kompensation von 380-kV-VPE-Kabeln lassen sich durchaus Strecken von 50…100 km und mehr überbrücken.

Im vorliegenden Fall fallen als erheblicher ökologischer und auch ökonomischer Nachteil der mit Zweierbündeln ausgestatteten Freileitung ihre hohen Stromwärmeverluste ins Gewicht, die über einen Zeitraum von 80 Jahren zwischen rd. 50.000 und 110.000 MWh höher als bei den Kabelvarianten liegen (s. Abschnitt 12).

Ohne das Thema der Vor- und Nachteile weiter zu vertiefen, verweist der Verfasser hierzu auf die Stellungnahme von Europacable im Anhang sowie auf die große Zahl vergleichender Studien, z.B. [8] bis[13].

2. Ausfallstatistik, Reparaturdauer, Verfügbarkeit, Reservehaltung ([3], [4])

Ohne das Thema der Ausfallstatistik von VPE-Kabeln weiter zu vertiefen, verweist der Verfasser auf die Stellungnahme von Europacable im Anhang, in der einige NOK-Aussagen in [3] korrigiert werden, sowie auf die große Zahl der in der CIGRE-Erhebung [19] erfassten Kabelanlagen.

Zu beachten ist, dass die nachfolgend untersuchte, technisch sowie wirtschaftlich interessante Tunnellösung den entscheidenden Vorteil des mechanischen Schutzes mit sich bringt. Durch Ausschluss äußerer Beschädigungen wird die Fehlerhäufigkeit von Kabeln etwa auf die Hälfte abgesenkt [19], in den 380-kV-Beispielen in [3] sogar von 6 auf 2. Die Tatsache, daß die diskutierte Zwischenverkabelung keine Verbindungsmuffen aufweist,

sorgt nach [19] für eine weitere, spürbare Anhebung der zu erwartenden Zuverlässigkeit der Kabelanlage.

3. Höchstlast 1920 A und Belastungsgrad *m* = 1,0 als Auslegungskriterium für Kabel ([3], [4], [5], [6])

Höchstlast und Belastungsgrad sind für die Auslegung von Kabeltrassen entscheidende Größen, die sowohl die Auswahl der Kabel (Leiterquerschnitt etc.) wie auch die Dimensionierung der Kabeltrasse (Grabenbreite etc.) bestimmen. Deshalb ist es bedeutsam, daß die Zwischenverkabelungen – selbstverständlich unter dem Aspekt ausreichender Betriebssicherheit - nach den tatsächlich zu erwartenden Netzsituationen ausgelegt werden und sich nicht nur an der Stromtragfähigkeit der Freileitung orientieren. Wird nämlich die Freileitung unter Verlustkostenaspekten mit größeren Leiterquerschnitten versehen (s. [6]: „das volle Potential der Freileitung ins Kalkül zu nehmen…“), so steigt auch ihre Stromtragfähigkeit, - gegebenenfalls auf eine Größe, die im Netzbetrieb nicht gebraucht wird. Die Auslegung der Kabel auf diese Stromtragfähigkeit wäre unter wirtschaftlichen Aspekten unsinnig. Mit einem solchen Ansatz scheinen die geforderten 1920 A Höchstlast zustande gekommen zu sein: dies wird im Folgenden vertieft.

Während der Tageslastgang des Stromes, beschrieben durch den Belastungsgrad *m* als Zeitmittelwert, für die Auslegung einer Freileitung ohne Bedeutung ist (jede länger als z.B. 30 Minuten anstehende Last bedeutet hier: „Dauerlast“, *m* = 1,0), ist er für die Kabelauslegung wesentlich. Wie weiter unten gezeigt, gibt es im normalen Netzbetrieb im Sinne der Kabelauslegung keine Dauerlast, sondern nur zeitlich schwankende Ströme, die (mit ausreichender Betriebssicherheit) über einen Belastungsgrad von maximal *m* = 0,90 bei der Kabelauslegung berücksichtigt werden sollten.

Auch für die Höhe der Verlustkosten ist ein realistischer Ansatz der Höchstlast und einer mittleren Last ganz wesentlich.

Leider hat NOK es sowohl in [1] wie dann auch in [3] mit nicht nachzuvollziehender Argumentation versäumt, die von ihnen geforderten Größen (Höchstlast 1920 A; Belastungsgrad *m* = 1,0) in irgendeiner konkreten Weise, z.B. über Lastflussberechnungen und –prognosen zu künftigen Auslastungen, plausibel zu machen, obwohl lt. swissgrid [5] „dieses Leitungsprojekt Bestandteil der koordinierten Netzplanung innerhalb der UCTE (ENTSO-E) und entsprechend dokumentiert *und in den Szenarien berücksichtigt*“ ist. Dieser Mangel wird auch in [6] moniert:

„…wäre es nützlich gewesen, wenn in der NOK-Studie Dauerlinien für die beiden Systeme mit einer realistischen Laststeigerungen angegeben worden wären. Damit wären Unsicherheiten und unterschiedliche Auffassungen von vorneherein ausgeschlossen worden.“

3.1 Höchstlast

Die beiden Gutachter in [6] stellen fest, daß die neue 380-kV-Anlage „parallel zu 5 bereits bestehenden 380-kV-Stromkreisen“ gebaut wird, die „dem Transit über die Alpen“ dienen. Aus dieser Struktur folgern sie, „dass auf den obengenannten 5+1 dannzumal bestehenden Stromkreisen nicht mehr als 3600 MW, gegebenenfalls **4200 MW** fließen können, d.h. pro Stromkreis 600-700 MW als Maximalleistung“. 700 MW entsprechen in der 380-kV-Ebene einem Strom von **1064 A**. Dies wäre demnach der größtmögliche Strom im Normalbetrieb.

Aus der Netzstruktur ist bezüglich des (n-1)-Prinzips weiter zu folgern, daß bei einem künftigen Ausfall eines der sechs parallelen Stromkreise jeder der verbleibenden fünf Stromkreise maximal eine Leistung von (im Extremfall) 700 MW/5 = 140 MW von dem ausgefallenen System zu übernehmen hat. Damit folgt aus der Lastflussaufteilung im (n-1)-Notbetrieb eine Maximalleistung der betrachteten 380-kV-Verbindung von höchstens 840 MW oder **1276 A**. Selbst bei Ausfall eines zweiten Parallelsystems, einer (n-2)-Situation also, läge der maximal mögliche Strom über das Kabel nur bei **1595 A** (1050 MVA), und damit fernab von den geforderten 1920 A.

Damit bestätigt sich die Vermutung des Verfassers in [2]:

„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."

Die geforderten 1920 A können auf der betrachteten Übertragungsstrecke im (n-1)-und selbst im (n-2)-Störungsfall nicht auftreten. Sie sind vielmehr aus einer hierzu irrelevanten Eigenschaft der Freileitung abgeleitet.

Man stelle sich hierzu vor, daß NOK zu dem Schluß käme, daß man unter dem Aspekt der Verlustkostenminderung zu Viererbündeln (statt Zweierbündeln) übergehen sollte, um durch den verdoppelten Leiterquerschnitt die Verlustkosten der Freileitung zu halbieren – vergl. den Vorschlag aus [6] („das volle Potential der Freileitung") und den NOK-Text in [3], S. 30 „Beseilung":

„Durch diese Optimierung der Freileitung (4*600 mm^2 statt 2*600 mm^2; Anm.d.Verf.) sind die Verluste der Freileitung vergleichbar mit einem 2500 mm^2 Kabel."

Zunächst ist nebenbei zu bemerken, daß diese letzte NOK-Feststellung falsch ist: 4*600 mm^2 = 2400 mm^2 Aluminiumleiter der Freileitung (bzw. ihre Verluste) entsprechen etwa 1490 mm^2 (und nicht 2500 mm^2) Kupferleiter im Kabel. Die Verluste der Freileitung bleiben auch dann spürbar höher als diejenigen der Kabel, vergl. die untenstehenden Angaben zu Verlusten und Verlustkosten.

Aber mit der vorangegangenen Logik („Vermeidung eines Engpasses durch die Teilverkabelung") führt die nur unter Verlustkostenaspekten vorgenommene Verdoppelung des Leiterquerschnitts der Freileitung auch zu einer etwa verdoppelten Stromtragfähigkeit. Hier müsste NOK dann eine Stromtragfähigkeit des Kabels von 2*1920 A = 3840 A je System fordern, obwohl dies unter Netzaspekten völlig unsinnig ist.

Natürlich wird NOK nicht zu diesem Schluß kommen, da

a) die größtenteils bereits gebaute Freileitungsstrecke Beznau-Birr-Oberfelden schon mit dem Zweierbündel 2*600 mm^2 ausgestattet ist und damit nur diese Konstruktion zum Vergleich ansteht, was
b) lt. [3] im Übrigen zum größten Teil auch für die rd. 1800 km 380-kV-Leitungen in der Schweiz zutrifft.

Der Verfasser möchte anhand dieses Beispiels lediglich auf die Unsinnigkeit des hier vorliegenden Gebrauchs des Argumentes „Vermeidung eines Engpasses durch die Teilverkabelung" hinweisen. Wenn wirtschaftliche Maßstäbe irgendeine Rolle spielen, so hat

sich die Auslegung der Teilverkabelung an den Netzverhältnissen, d.h. an den zu erwartenden Belastungen im Normalbetrieb und im gestörten (n-1)-Betrieb, und nicht an irgendwelchen anderen Auslegungskriterien der Freileitung zu orientieren (sonst müsste man wegen des grauen Farbanstrichs der Freileitungsmasten auch die Kabelmäntel grau einfärben…).

Die oben abgeschätzten 1276 A im (n-1)-Fall anstelle der vorgegebenen 1920 A bedeuten (da die Stromwärmeverluste quadratisch mit dem Strom gehen) eine Aufwandsminderung beim Kabel um rd. 56 %, d.h. beispielsweise eine Verringerung des Leiterquerschnitts von 2500 mm^2 auf rd. 1100 mm^2, oder auch entsprechend schmalere Kabeltrassen.

Gleichwohl wird der Verfasser im Folgenden – notgedrungen, zur besseren Vergleichbarkeit – die Kabelanlagen für einen Höchststrom von 1920 A auslegen. Und er wird aus dem gleichen Grund auch neben einem sehr hoch, für besonders große Betriebssicherheit angesetzten Belastungsgrad von m = 0,9 einen – für die Kabelauslegung unsinnigen – Belastungsgrad von m = 1,0 berücksichtigen.

3.2 Belastungsgrad *m*

Zunächst ist zu beachten, daß der geforderte Höchstwert des Stromes (hier: 1920 A) mit einem im Einzelfall auftretenden Störungsfall begründet wird, daß aber ein solcher Störungsfall nur eine sehr begrenzte Dauer, üblicherweise von wenigen Stunden bis zu einigen Tagen, aufweist. Typische Beispiele sind nachstehend in Abb. 3 zusammengestellt. Während solcher Phasen von weniger als einer Woche wird ein Kabel bei weitem nicht seine Endtemperatur erreichen, so daß die Vorgabe dieses Stromhöchstwertes als Dauerlast eine Überdimensionierung des Kabels bedeutet.

Zur Dauer der in [6] erwähnten Strompannen:

WIKIPEDIA: ***http://de.wikipedia.org/wiki/Stromausfall***

28. September 2003, 3.30 Uhr.[1] In Italien und der Vatikanstadt kam es durch die Unterbrechung zweier Stromleitungen aus Frankreich und der Schweiz zu einem Stromausfall. Da es am Wochenende und mitten in der Nacht geschah, kam es aber zu keinen größeren Zwischenfällen. ***(Kommentar d. Verf.: Ausfalldauer wenige Stunden)***

22. Juni 2005.[2] Das gesamte Eisenbahnnetz der Schweizerischen Bundesbahnen SBB wurde um 17:08 Uhr durch eine aufgrund Überlast automatisch abgeschaltete 132-kV-Übertragungsleitung mitten in der Rushhour lahmgelegt. Zur Überlastung kam es, da von drei Verbindungen zwischen den Kraftwerken im Alpengebiet und der Zentralschweiz gleichzeitig zwei wegen Bauarbeiten an der Autobahn A2 außer Betrieb waren. Die Übertragungskapazität der verbleibenden dritten Leitung wurde durch unrichtige Angaben in der Anlagendokumentation um 30 MW zu hoch eingeschätzt, so dass die Schutzgeräte die Leitung abgeschaltet haben, obwohl noch Reservekapazität angenommen wurde. Das Hochspannungsnetz wurde dadurch in zwei Teile geteilt: Während sich im Süden die Kraftwerke wegen fehlender Last abschalteten, fehlten in der restlichen Schweiz rund 200 MW. Auch die beiden Leitungen aus Deutschland konnten die fehlende Leistung nicht ausgleichen, so dass sich nach und nach die restlichen Kraftwerke wegen Überlast abschalteten. 200.000 Pendler steckten in rund 1500 Zügen fest und mussten bei hochsommerlichen Temperaturen ohne Klimaanlage ausharren. Nach drei Stunden konnte die Stromversorgung wiederhergestellt werden.
Bei der Untersuchung des Vorfalls stellte sich heraus, dass ein Grund für den großflächigen Ausfall ein falsches Leistungsmanagement gewesen ist: Hätte man frühzeitig einige kleinere Bereiche abgeschaltet, hätte man Angebot und Nachfrage eher wieder in Übereinstimmung bringen können, und der ganz große Ausfall hätte vermieden werden können. ***(Kommentar d. Verf.: Ausfalldauer wenige Stunden)***

Wikinews.org:
23. Juni 2005: Heute um 10:15 Uhr wurde vom Chef Infrastruktur der SBB, Hansjörg Hess, die Ursache für den Zwischenfall bekannt gegeben. Ein ***Kurzschluss in einer Stromleitung*** führte zu einer fatalen Kettenreaktion und zum plötzlichen Spannungsabfall. Dadurch kam es zu einer Überlast, die die Abschaltung mehrerer SBB-Kraftwerke zur Folge hatte. Dies wiederum ließ landesweit den Strom im Schienennetz ausfallen. Ort des Geschehens war am Mittwoch exakt um 17:08:28 Uhr MESZ *eine SBB-Übertragungsleitung* auf der Strecke von Amsteg nach Rotkreuz nahe der Stadt Altdorf.
(Kommentar d. Verf.: Ausfalldauer wenige Stunden)

Abb. 3: Zur Dauer von Strompannen

NOK ist es in seinen Stellungnahmen [1] und dann auch in [3] mit nicht nachzuvollziehender Argumentation schuldig geblieben, über Zeitkennlinien der Belastung und über

Lastprognosen, wie auch in [6] gefordert, eine Basis für Rückschlüsse auf einen für die Kabelauslegung sinnvollen Stromhöchstwert und einen sinnvollen Belastungsgrad zu liefern. Auch die Stellungnahme von ESTI [4] lässt kein wirkliches Verständnis der Bedeutung des Belastungsgrades bei der Auslegung von erdverlegten Kabeln erkennen und lässt jeden Nachweis („nach *Ansicht* des ESTI…“) einer Dauerlast sowie des geforderten Höchstwertes von 1920 A vermissen.

Die hier geführte Diskussion, welcher Belastungsgrad bei der Auslegung von Kabeln, insbesondere bei Zwischenverkabelungen, sinnvollerweise zu wählen ist, ist ein prägnantes Beispiel dafür, daß in der Praxis einige Aspekte der Kabelauslegung noch nicht voll verstanden sind.

Der Ansatz eines Belastungsgrades von $m = 1{,}0$ – sogenannte Dauerlast – berücksichtigt einen Netzbetrieb, der in der Praxis nicht auftritt: er bedeutet nämlich, daß der Laststrom über alle Zeiten unveränderlich seinen Höchstwert beibehält, - hiervon also auch nach Tagen, Wochen oder Monaten nicht abweicht. Diese Betriebsweise – abgesehen von einigen Industriekabeln oder Ausleitungen aus Grundlastkraftwerken – gibt es in der Praxis nicht.

Für die Freileitung ist diese Frage von untergeordneter Bedeutung: steht die Höchstlast mehr als z.B. eine halbe Stunde konstant an, so hat die Freileitung ihre Endtemperatur erreicht. Damit wirkt sich bei der Freileitung jede etwas länger anstehende Last genauso aus wie eine „Dauerlast“. Die Freileitung wird daher für Dauerlast ausgelegt.

Unsinnig ist es aber, deshalb auch bei der Kabelauslegung von Dauerlast (mit $m = 1{,}0$ als Zeitmittelwert eines täglich wiederkehrenden Tageslastzyklus) auszugehen: aufgrund der großen Wärmekapazitäten des erdverlegten Kabels und vor allem des umgebenden Bodens „merkt“ das Kabel (wissenschaftlich: es integriert) jede Stromabsenkung gegenüber der Höchstlast selbst im Laufe von Tagen oder Wochen und reagiert mit verminderter Erwärmung. Die Lastkennlinien der Netze weisen deutlich aus, daß es im Verlaufe von Tagen und Wochen immer wieder zu Absenkungen des Stromes gegenüber seinem Höchstwert kommt, - auch während der Störungsphasen im Netz.

Ein Beispiel ist in der Abb. 4 als Auszug aus einer Darmstädter Dissertation [24] wiedergegeben, in deren Rahmen an mehreren 380-kV-Freileitungen, unter anderem auch an drei Stellen der Schweizer 420-kV-Freileitung Mettlen-Lavorgo, die Stromverläufe und die mit ihnen korrespondierenden Leitertemperaturen gemessen wurden. Man erkennt deutlich den sich wiederholenden Tageslastzyklus des Stromes mit ganz erheblichen Abweichungen (> 250 A) vom Höchstwert. Deutlich wird auch das praktisch unverzögerte Nachfolgen der Leitertemperatur aufgrund der geringen thermischen Zeitkonstanten der Freileitung.

Die beiden Gutachter in [6] stellen hierzu fest: „Wie die Praxis zeigt, verlaufen die Dauerlinien der Belastung trapezförmig und demnach wären korrekterweise (für…; Anm.d.V.) die Verlustberechnung blockförmig (als Näherung) ein maximaler Block, ein mittelhoher Block und ein niedriger Block vorauszusetzen.“

Diese Feststellung trifft auch für die Belastbarkeitsberechnung von Kabeln zu und beschreibt exakt den Rechenansatz, aus dem dann als Zeitmittelwert dieser „Lastblöcke“ ein Belastungsgrad von $m < 1{,}0$ folgt.

Zur Frage: Dauerlast

Auszug aus der Dissertation von Teminova Renata (Prof. Hinrichsen):

Einsatz von passiven funkabfragbaren Oberflächenwellensensoren in der elektrischen Energietechnik; Diss. TU Darmstadt, 2007

7.8.2 Beispiel – Online-Versuch (Schweiz)
Ein Beispiel für die Abfrage der Sensoren vom Mast aus stellen die zwei festen Abfrageeinheiten in der Schweiz dar. Im September 2003 hat Atel in einer Kooperation mit ETRANS ein Pilotprojekt zur Online-Überwachung von Freileitungen begonnen [Weib-06]. Es werden dabei verschiedene Methoden für das Online-Leiterseilmonitoring untersucht. Im Rahmen dieses Projektes wurden an drei Stellen der **420-kV-Freileitung Mettlen-Lavorgo** 10 FOFW-Sensoren installiert:
• Erstfeld, Schweiz, erste Station – gemäßigte Zone – fest installiertes Abfragesystem,
• Alp Caschlé, Schweiz, zweite Station – alpine Zone – nur der FOFW-Sensor wurde montiert, kein Messgerät und
• Tessin, Schweiz, dritte Station – mediterrane Zone – fest installiertes Abfragesystem.

Diese Freileitung führt auf einer Strecke von 105 km vom Umspannwerk Mettlen auf 417 m ü. NN (Kanton Uri) zum Umspannwerk Lavorgo (Kanton Tessin) auf 615 m ü. NN. Die Leitung ist als **Zweierbündel** ausgeführt, das Leiterseil besteht aus Aldrey (AlSiMg-Legierung) und hat folgende Parameter: Seildurchmesser: 30,5 mm; Gewicht: 1,534 kg/m; Leiterquerschnitt 550 mm²; Der maximal zulässige Dauerstrom für die Leiterseile beträgt 1830 A im Sommer und 2400 A im Winter.

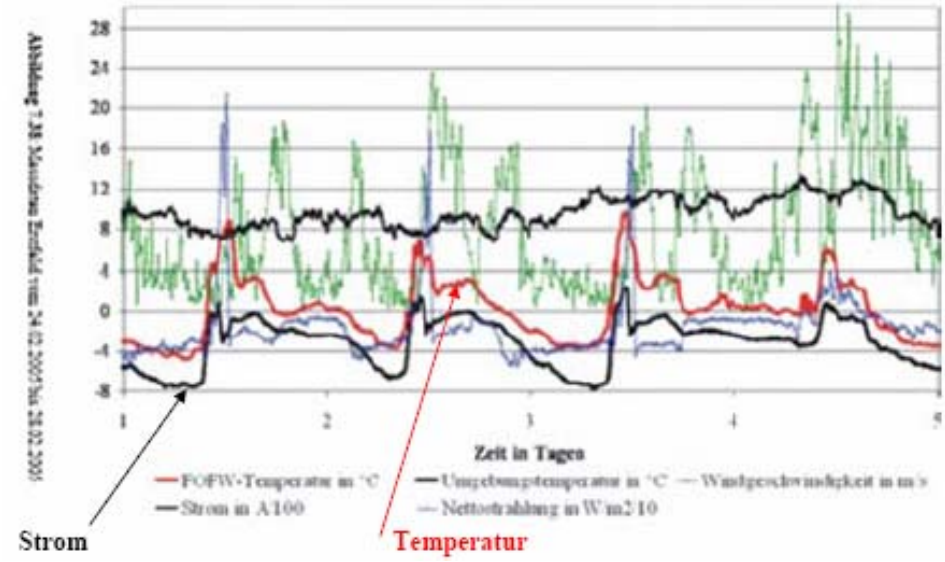

Abb. 4: Aus [24]: Messdaten Erstfeld vom 24.02.2005 bis 28.02.2005
untere schwarze Kennlinie: Stromverlauf über 4 Tage (1 Raster = 100 A)
rote Kennlinie: Temperatur des Freileitungsseils

3.3 Fazit

Die von NOK für die Kabelauslegung geforderten Größen von Stromhöchstwert (1920 A) und Belastungsgrad (m = 1,0) werden weder in der ursprünglichen NOK-Studie [1] noch in den Entgegenhaltungen [3, 4] glaubhaft gemacht. NOK und auch ESTI sind aufgefordert, gemessene Stromverläufe mit wochenlangem, konstantem Stromhöchstwert vorzulegen.

Vielmehr zwingen die in [6] vorgenommenen Überlegungen zur Netzsituation zu dem Schluß, daß beide Größen stark überhöht gewählt sind.

Mit der Vorgabe dieser Größen bei den Kabellieferanten kommen diese natürlich zu falschen Ergebnissen und Folgerungen (z.B. vier statt zwei Kabelsysteme erforderlich, breiterer Graben etc.). Die nachstehend, zur besseren Vergleichbarkeit, auch auf Basis dieser Größen vorgenommenen Trassenauslegungen bedeuten mithin eine Überdimensionierung der Kabelanlagen, so daß der nachfolgende Wirtschaftlichkeitsvergleich zuungunsten der Kabel verzerrt wird.

4. 380-kV-VPE-Kabel mit einem Kupferleiterquerschnitt von 3200 mm^2 ([3], [4], [6])

Im Anhang findet sich eine Stellungnahme der Firma nkt cables GmbH, Köln, zur Verfügbarkeit von 380-kV-Kabeln mit einem Leiterquerschnitt von 3200 mm^2. Dieser Stellungnahme ist zu entnehmen, daß zwar an einem solchen Kabel noch eine standardmäßige Typprüfung vorzunehmen ist, daß das Kabel aber im normalen zeitlichen Rahmen der Auftragsabwicklung verfügbar sein wird.

Obgleich dieses Kabel die Möglichkeit einer Trassen- und Kostenoptimierung bietet, sieht auch Verfasser das Argument, daß nur ein oder zwei Lieferanten für diesen Kabeltyp verfügbar wären und damit der Markt noch eingeschränkt ist, als schwerwiegend an.

Aus diesem Grunde werden in den nachfolgenden Kostenberechnungen ergänzende Varianten mit heute von vielen Kabelherstellern angebotenen 380-kV- und 220-kV-Kabeln mit Kupfer- und Aluminiumleitern von 2500 mm^2 berücksichtigt.

5. Höchstzulässige Leitertemperatur 90°C/95°C oder < 90°C ([3])

In der NOK-Studie [3], S. 10, wird zunächst festgestellt, daß die höchstzulässige Leitertemperatur von VPE-Kabeln (90°C) von den Ölkabeln abgeleitet sei. Dies ist erstaunlich falsch, wie schon die Angabe einer höchstzulässigen Leitertemperatur von 80°C für VPE-Kabel in [1]: Öl-Papier-isolierte Höchstspannungskabel (sogenannte Ölkabel) haben eine höchstzulässige Dauertemperatur von 85°C.

Weiter wird in der NOK-Studie [3] ausgeführt: „gemäß Auskünften von Kabelexperten sind 90°C unter Dauerlast tendenziell zu hoch“. Sowohl NOK als auch den sie beratenden Experten wird empfohlen, sich die international verbindliche IEC-Publikation 62067 „Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV (Um = 170 kV) up to 500 kV (Um = 550 kV)“ anzuschauen: dort finden sie auf S. 55, Tab. 1: „Insulating compounds“ für VPE-Kabel die Angabe: 90°C für „normal operation“.

Ergänzend sei erwähnt, daß es eine Reihe von Anwendungsfällen gibt, bei denen für den Notbetriebsfall – das wären hier lt. NOK die 1920 A – eine erhöhte Leitertemperatur von z.B. 95°C zugestanden wird; so beispielsweise bei der Zwischenverkabelung im Amsterdamer Südring über eine Notbetriebsdauer von vier Wochen.

Bei dieser Vorgabe wird beim Netzbetreiber Tennet sogar eine Auslastung eines 380-kV-Kabel-Doppelsystems (2500 mm^2 Kupferleiter) mit 2*2000 A (statt hier: 1*1920 A) trotz schwierigerer Trassenverhältnisse beherrscht (vergl. die untenstehende Frage: ein oder zwei Systeme für 1920 A).

Die Information „90°C Dauertemperatur“ findet sich auch, und zwar bei sämtlichen befragten Herstellern, in der ansonsten unzulänglichen (vergl. nächster Abschnitt) Kabelherstellertabelle in [3] und [4]. Verwiesen sei auch auf die dem Verfasser vorliegenden Angebote zu 380-kV-VPE-Kabeln, 3200 mm^2 und 2500 mm^2.

6. Lieferlängen und Transport: 950 m Kabelstrecke ohne Muffen ([3], [4], [6])

Eine Lieferlänge der Kabel von 950 m eröffnet die Möglichkeit, die diskutierte Zwischenverkabelung ohne Verbindungsmuffen zu realisieren. Dies hat entscheidende Vorteile für die Gestaltung der Kabeltrasse (keine Muffenbauwerke), für die Zuverlässigkeit der Kabelanlage wie auch für ihre Kosten.

In den obenstehenden Entgegenhaltungen wird die Liefermöglichkeit von 380-kV-Kabeln mit einer Länge von 950 m infragegestellt. Hierzu ist zunächst festzustellen, daß die in [3] und auch in [4] wiedergegebene Kabelherstellertabelle fehlerhaft und irreführend ist:

a) Die Firma Südkabel kann lt. dieser Tabelle Kabellängen von „ < 1000“ liefern. Eine Rücksprache mit dem Geschäftsführer, Herrn Dr. Kaumanns, am 23.12.2009 ergab hingegen, daß Südkabel durchaus in der Lage ist, 380-kV-Kabel (2500 mm^2) mit Längen von mehr als 1200 m zu liefern.

b) die Firma Nexans kann lt. NOK-Tabelle bei einem maximalen Leiterquerschnitt von 2000 mm^2 (!) maximal nur 450 m (!) liefern.
Diese Fehlinformation kann sich der Verfasser nur dadurch erklären, daß NOK nur bei der Niederlassung Nexans Hannover angefragt hat. Andere Nexans-Niederlassungen beispielsweise Nexans Belgien, Nexans Norwegen und auch Nexans Schweiz (!) haben mit eine Lieferlänge von 1000 m kein Problem (Telefonat mit dem Vertrieb, Herrn Kirchner, bei Nexans Hannover am 23.12.2009).

c) das gleiche Ergebnis wie bei Nexans (d.h. Lieferlängen > 1000 m kein Problem) ergab auch eine Nachfrage bei der Firma Prysmian (Mitarbeiter Herr Wanda, Telefonat am 23.12.2009), die in der NOK-Herstellertabelle mit „800 m max.“ ausgewiesen ist.

d) Auch die japanischen Kabelfirmen beherrschen solche Lieferlängen.

Oberflächlichkeit und Fehlerhaftigkeit der Kabelherstellertabelle in [3, 4] in Bezug auf die Lieferlängen lassen mangelnde Ernsthaftigkeit der Auskünfte auch zur Frage: „Erforderliche Anzahl der Kabelsysteme“ erwarten. Diese Frage wird im Abschnitt „Trassenauslegung“ näher behandelt.

In diesem Zusammenhang entwickelt NOK in [3] auf S. 13 weitere „ernsthafte“ Bedenken im Hinblick auf den Transport der Kabeltrommeln: „…muß auch die Frage des Transports auf die Baustelle sichergestellt werden können. Derartige Transporte…erfordern entsprechende Lichtraumprofile auf den Zufahrtachsen…“, und lässt diese Frage bedrohlich offen. Ähnliche Bedenken werden unisono von ESTI in [4] geäußert.

Im Gegensatz zu NOK [3] hat sich der Verfasser der Mühe einer Überprüfung unterzogen und hierbei optimale Transportbedingungen festgestellt: ausgehend von Basel (Schiffstransport) führen Versorgungsrouten des Typs 1 und 1 red mit einem Lichtraumprofil von 6,5 m*5,2 m (die Kabeltrommel hat 4,3 m Höhe und 3,5 m Breite) und mit einer zulässigen Belastung mit 480 Tonnen direkt an die Kabeltrasse in Riniken, wo von einem Umschlagplatz aus über etwa 200 m über Kabelrollen das Kabel zum Trassenanfangspunkt hin umgespult werden kann, ohne daß ein schwerer Transporter auf das Trassengelände fahren muß.

Fazit:
Zur Frage des Erfordernisses von Verbindungsmuffen, genauer: zur Frage der Liefermöglichkeiten und der Transportmöglichkeiten wurden in [3], [4], [6] Bedenken erhoben,

die sicherlich zur Verunsicherung eines neutralen Betrachters beitragen. Ohne allzu großen Aufwand konnten diese Bedenken durch eine ernsthaftere Verfolgung des Problems beseitigt werden.

7. Hochwärmeleitfähiger Beton ([3], [4])

In der NOK-Entgegenhaltung [3], S. 14, wird festgestellt, dass bei Einsatz des Spezialbetons: „über die gesamte Kabelstrecke zwei sichtbare „Betonriegel“ sichtbar bleiben werden“, die sich bis zur Erdoberfläche erstrecken. Dies ist falsch.

Natürlich war es vom Verfasser nicht vorgesehen, bei Einsatz des Spezialbetons die Betonblöcke bis zur Erdoberfläche zu ziehen. Das Hochziehen der Spezialbetonblöcke bis zur Erdoberfläche ist ein in der Publikation [24] (vergl. [2]) erarbeitetes Optimierungsergebnis, das selbstverständlich nur bei Kabeltrassen mit befestigten Oberflächen (Straßen, asphaltierte Plätze etc.) sinnvoll ist, nicht aber bei landwirtschaftlich zu nutzenden Flächen.

Bei den nachfolgenden Untersuchungen erstreckt sich der Bereich der thermischen Stabilisierung (Magerbeton) bis zu einer Bodentiefe von 0,8 m, so daß oberhalb der Kabeltrasse landwirtschaftlicher Betrieb möglich ist; tatsächlich wird der Trassenbereich zur Zeit nur als Wiese genutzt.

Die in [3] geäußerten Bedenken, der neuartige Spezialbeton würde vielleicht „beim Ausgiessen…Lufteinschlüsse“ entstehen lassen, sind weit herbeigeholt. Man sollte schon davon ausgehen, dass die Firma HeidelbergCement in der Lage ist, eine Sand-Zement-Mischung, die mit etwas Graphit versehen ist, so zu entwickeln, dass sie normal verarbeitet und verdichtet und damit hohlraumfrei in den Kabelgraben gebracht werden kann. Hinzu kommt, dass solche Materialien seit vielen Jahren als Füllmaterial für Erdsonden von Wärmepumpenanlagen eingesetzt werden.

Dennoch wird, ergänzend zu den Ausführungsvarianten in [2], nachfolgend für die thermische Stabilisierung auch der Einsatz normalen Magerbetons mit einem Standardwert von λ_{st} = 1,0 W/(K m) berücksichtigt. Mit diesem Ansatz wird den Kritikpunkten „zu wenige Anbieter“ bzw. „Lieferbedingungen ungewiß“ entsprochen.

8. Bodenerwärmung durch Kabel ([3], [4])

Zunächst sei der Hinweis von NOK in [3], S. 13, aufgegriffen, daß die vom Verfasser gemeinsam mit der RWE Stromnetz AG (heute: Amprion) und den Ökologie- und Bodenkunde-Experten der Universität Freiburg durchgeführten Untersuchungen zur Bodenerwärmung in Kabeltrassen noch nicht abgeschlossen seien. Der Verfasser steht nach wie vor in enger Zusammenarbeit mit den obengenannten Partnern, d.h. mit dem Netzbetreiber Amprion (RWE) und der Universität Freiburg. Alle drei Partner bei diesen Untersuchungen sind sich darüber einig (letzte Sitzung am 18.12.2009), daß die bis heute vorliegenden Untersuchungsergebnisse verlässlich ausweisen, daß

a) die vom Verfasser eingesetzte FEM-Berechnungsmethode bei hervorragender Übereinstimmung in der Lage ist, die Erwärmungsvorgänge im Boden richtig zu beschreiben und dass

b) die von Höchstspannungskabeln ausgehenden Erwärmungen im Pflanzbereich selbst bei extremen Lastverhältnissen unmittelbar oberhalb der Kabel nicht mehr als 1…2 Kelvin betragen und damit keine negativen Auswirkungen auf den Pflanzen-

wuchs haben. Schon in geringem Abstand (etwa 2 bis 3 m) neben der Trasse ist die Bodenerwärmung praktisch nicht mehr festzustellen.

Die in [3] angegebenen Bodenerwärmungen sind offensichtlich wieder unter Vorgabe einer fiktiven Notbetriebssituation mit mindestens mehrmonatiger Dauer berechnet worden, bei der beide Kabelsysteme zugleich einen konstanten (unrealistischen) Höchststrom von 1920 A führen. Diese Bodenerwärmungen haben mit den zu erwartenden physikalischen Verhältnissen wenig zu tun, - sie sind Fiktion.

Berechnet man für die optimierte Trasse nach Abschnitt 11 „Trassenauslegung“, Tabelle 1 (Trassenbreite 4,4 m) und für eine mittlere Last in beiden Kabelsystemen von **6*1000 A** (ein Strom, der in [3] und [6] unter Verlustaspekten als zu hoch bewertet wird) die Kabel- und Bodenerwärmungen, so erhält man als im zeitlichen Mittel zu erwartende Temperaturen:

- Leitertemperaturen von rd. **35°C** (! dies zeigt die Irrelevanz der Diskussion einer höchstzulässigen Leitertemperatur von 90°C in [3]),
- Kabeloberflächentemperaturen von rd. 26°C,
- eine am oberen Rand des Betonblocks auftretende Temperatur von rd. 23°C und
- eine höchste Temperatur in 0,1 m Tiefe direkt oberhalb der Kabel von 15,8°C, die also nur 0,8°C oberhalb der ungestörten Umgebungstemperatur von 15°C liegt.

Die genannten Bodentemperaturen sind viel zu niedrig, als daß man den Vorgang einer partiellen Bodenaustrocknung auch nur erwägen müsste (hierzu bedarf es lang andauernder Bodenerwärmungen um mindestens etwa 15 K).

Verringert man den Strommittelwert, wie in [3] und [6] vorgeschlagen, auf 700 A, so verringern sich die obigen Bodenerwärmungen, bezogen auf 15°C Umgebungstemperatur, noch einmal um rd. 50 %.

Eine Beeinflussung des Pflanzenwuchses aufgrund einer im normalen Betrieb maximalen Erhöhung der Bodentemperaturen von weniger als 1°C ist demnach praktisch auszuschließen.

9. Übergangsbauwerke ([3], [4])

In der NOK-Entgegenhaltung [3], S. 23, wird festgestellt, dass die „Möglichkeit, den Übergang Kabel/Freileitung direkt auf einem Endmast zu realisieren…“

„…im konkreten Fall aus folgenden Gründen keine realistische Alternative“ sei. „Für den Übergang Kabel/Freileitung sind sog. Endverschlüsse notwendig. Deren Montage ist sehr anspruchsvoll und kann nur durch Fachspeziallisten der Kabelhersteller ausgeführt werden. Diese heikle Arbeit in rund 20 m Höhe durchzuführen ist zusätzlich erschwerend und für erwähnte Spezialisten ungewöhnlich.“

Kommentar:

Machbar ist dies dennoch, und entsprechende Masten sind schon relativ häufig ausgeführt worden. Hierzu zeigt Abb. 5 das Beispiel eines Freileitungs-Endmastes mit integrierten Kabelendverschlüssen – hier für 220 kV. Es handelt sich hierbei um einen 1999 auf der zur Diskussion stehenden Trasse Beznau-Birr erstellten Endmast der NOK.

Abb. 5:

220-kV-Freileitungs-Endmast mit integriertem Übergang auf das Kabel

Quelle: H. Brack

Natürlich ist die Konstruktion für 380-kV aufwendiger als in Abb. 5, und der Mast muß wegen der größeren Gewichte verstärkt ausgelegt werden. Dennoch erscheint es nach wie vor bedenkenswert, zur Platzersparnis zumindest eines der beiden Systeme auf dem Freileitungs-Endmast unterzubringen.

10. Umweltrechtliche Anforderungen ([3, 7])

In der NOK-Entgegenhaltung [3], S. 17, wird zu den Magnetfeldern der Freileitungen und der Kabel festgestellt, dass bei Kabeln „…die nichtionisierende Strahlung stärker ins Gewicht fällt als bei Freileitungen, weil sich der Mensch den Kabeln einer Kabelanlage wesentlich stärker annähern kann als den Leiterseilen einer Freileitung. Die Ausdehnung des Magnetfeldes hängt stark von der Anordnung der Kabel ab“.

Diese Aussage trifft nur vordergründig zu, denn

a) im Gegensatz zur Freileitung erlauben es Kabelanordnungen, mit Hilfe einfacher Maßnahmen, beispielsweise der Anordnung von Zusatzleitern in der Trasse, das Magnetfeld oberhalb der Trasse gering zu halten,
b) das Magnetfeld einer Kabelanlage nimmt mit seitlichem Abstand zur Trasse sehr rasch ab, so dass es in einem Abstand von 10 m bis 20 m keine Rolle mehr spielt,
c) das Magnetfeld einer Freileitung braucht – wegen ihrer großen Phasenabstände -zu einer mit dem Kabel vergleichbaren Magnetfeldminderung ein Vielfaches an Abstand, gegebenenfalls mehrere 100 m.

Der Verfasser verweist auf die Publikationen [17] und [18] zu dem Thema der Magnetfeldreduzierung von Kabeln durch Kompensationsleiter. In den nachfolgenden Kostenberechnungen werden zwei solcher Kompensationsleiter je Kabelsystem berücksichtigt (dies sind kostengünstige, isolierte Aluminiumleiter, die an ihren Enden miteinander kurzgeschlossen werden und durch induzierte Gegenströme das resultierende Magnetfeld verringern).

Die Grenzwerte der NISV werden bei den unten diskutierten Kabelanlagen sicher eingehalten.

Unter Gesichtspunkten des Umweltschutzes sind im vorliegenden Fall die hohen Stromwärmeverluste der mit Zweierbündeln ausgestatteten Freileitung als nachteilig zu bewerten, die über einen Zeitraum von 80 Jahren zwischen rd. 50.000 und 110.000 MWh höher liegen als bei den Kabelvarianten.

11. Trassenauslegung mit zwei Systemen ([3], [4], [6])

In [3] wird festgestellt, daß „fünf renommierte europäische Kabelhersteller …im September 2009 angefragt“ wurden, von denen drei zwei Kabel pro Phase im Rohrblock für erforderlich hielten.

Kommentar des Verfassers:
Die Kabelherstellertabelle in [3] und [4] musste leider bereits im Abschnitt „Lieferlängen“ als fehlerhaft und irreführend bewertet werden. Auch bei dem vorliegenden Thema bekommt man die Antworten so, wie man anfragt. Die strikte Vorgabe von 1920 A als Dauerlast seitens NOK führt selbst bei einer Abstandsoptimierung zu einer mehr als sechs Meter breiten Trasse, vergl. nachstehende Ergebnisse. Erklärt man dem Kabelhersteller diesen Strom hingegen als zeitlich begrenzte Notbetriebs-Höchstlast, und nimmt sich der Kabelhersteller tatsächlich die Zeit zur Trassenoptimierung unter Berücksichtigung der zeitabhängigen Kabelerwärmung, so erhält man andere Antworten.

NOK selber kommt in [3], S. 11, schließlich zu dem Schluß: „Sollte es letztlich um eine reine Kostenoptimierung unter Inkaufnahme von betrieblichen Einschränkungen gehen, kann die Kabelzahl auch im Rohrblock reduziert werden“.

Nach den Untersuchungen des Verfassers ist es sehr wohl möglich, auch mit Kabeln mit 2500 mm^2-Kupferleitern die im Notbetrieb geforderten (unrealistischen) 1920 A mit einem Kabelsystem zu übertragen. Als Beispiel aus der Praxis sei hierzu die Auslegung der 380-kV-Kabel (ebenfalls 2500 mm^2) im Amsterdamer Südring herangezogen: trotz schwierigerer Trassenverhältnisse müssen diese Kabel während maximal vierwöchiger Notbetriebsphasen einen Strom von 2000 A je Kabel führen können.

Da „solche Rechnungen mit Unsicherheiten behaftet sind“, gibt NOK in der Studie [1] für die Auslegung von VPE-Kabeln eine maximale Leitertemperatur von 80°C statt der zulässigen 90°C an. Zitat NOK: “…Dadurch ergibt sich gegebenenfalls eine kleine “versteckte“ Reserve“.

Bei NOK [3], S. 11, heißt es: „Sobald das Kabel verlegt ist, gilt bei Vollastbetrieb eine maximale Temperatur außen am Rohrblock… von 50°C, um eine Bodenaustrocknung zu vermeiden. Berechnungen zeigen, dass mit dieser Beschränkung eine maximale Leitertemperatur von 90°C in der Praxis dauernd nicht zugelassen werden kann.“

Grundsätzlich ist der erste Satz unverständlich: solange das Kabel nicht verlegt ist, kann natürlich auch keine Erwärmung stattfinden. Danach aber würde es bei andauernd, ununterbrochen anstehender Notbetriebs-Höchstlast von 1920 A (was völlig undenkbar ist) etwa ein Jahr dauern, bis sich eine stationäre Temperaturverteilung im Boden eingestellt hat, vergl. beispielsweise [21]. Die genannte Temperatur von 50°C am Rande des Rohrblocks ist ein reiner Rechenwert für das beschriebene, unrealistische Vollast-Szenarium.

Tatsächlich wird sich die Oberflächentemperatur des Rohrblocks nach dem Zeitmittelwert der Kabelverluste einstellen und damit im Fall eines Mittelwertes von 1000 A (der in [3], [4], [6] als zu hoch angesehen wird) etwa 20…21°C (s. unten) betragen. Der Vorgang der partiellen Bodenaustrocknung selber tritt bei solchen Temperaturen nicht auf; er würde – wenn denn kritische Temperaturen von etwa 35…40°C auf Dauer gegeben wären, seinerseits wieder Wochen benötigen.

Damit entspringt die in [3] geschilderte Situation der Bodenaustrocknung dem unrealistischen Ergebnis eines Rechenprogramms, das ohne Praxisbezug mit der Vorgabe „Notbetriebs-Höchstlast 1920 A als Dauerlast“ gespeist wurde.

Zudem wirken die weiteren Ausführungen zur Trassenauslegung antiquiert und widersprechen den Grundlagen heutiger Auslegungsgrundsätze (vergl. [14, 24…29]). Seitdem man in den 60er Jahren erkannt hat, daß bei hohen Kabeltemperaturen durch Wasserdampfdiffusion eine partielle Bodenaustrocknung in Kabelnähe mit einer dort verminderten Wärmeleitfähigkeit des ausgetrockneten Bodens einsetzen kann, berücksichtigt man diese Bodenaustrocknung bei der Trassenauslegung durch entsprechende Rechenmodelle, um die Kabel thermisch ausnutzen zu können.

Das heißt: man nimmt eine – zumindest rechnerisch mögliche – partielle Bodenaustrocknung in Kauf und bezieht sie in die Belastbarkeitsrechnung mit ein mit dem Vorteil, die höchstzulässigen Temperaturen des Kabels ausnutzen zu können. Eine Beschränkung der Kabeltemperaturen mit dem Ziel, Bodenaustrocknung zu vermeiden, war ein in den 60er Jahren verwendeter Ansatz, der regelmäßig zu einer suboptimalen Auslegung der Kabel führte. Als praktische Maßnahme gegen die partielle Bodenaustrocknung wird heute die thermische Stabilisierung (hier: der Rohrblock) angewendet.

11.1 Trassenauslegung bei direkter Erdverlegung

Als Basis der nachfolgenden Berechnungsergebnisse ist in der Abb. 6 die untersuchte Anordnung skizziert. Die Kabel sind von einem Block mit thermisch stabilem Material umgeben, dessen Wärmeleitfähigkeit hier zu λ_{st} = 1,0 W/(K m) für normalen Magerbeton (Alternative: Spezialbeton mit λ_{st} = 4,0 W/(K m), vergl. [2]) gewählt wird. Auch außerhalb dieses Blocks werden dem Erdboden international übliche Standard-Eigenschaften nach IEC/VDE [14, 15] zugeordnet:

- Wärmeleitfähigkeit des feuchten Erdbodens λ_F = 1,0 W/(K m),
- Wärmeleitfähigkeit des ausgetrockneten Erdbodens λ_T = 0,4 W/(K m)
- Grenztemperatur für Bodenaustrocknung bei Dauerlast $\Delta\Theta_g = \Theta_a + 15$ K
  (für $m < 1{,}0$ liegt die Grenztemperatur höher) und
- ungestörte Bodentemperatur Θ_a = 15°C.

Der Bereich der thermischen Stabilisierung (Beton) erstreckt sich bis zu einer Bodentiefe von 0,8 m, so daß oberhalb der Kabeltrasse landwirtschaftlicher Betrieb möglich ist (zur Zeit wird der Trassenbereich überwiegend als Wiese genutzt).

Natürlich war es vom Verfasser nicht vorgesehen, bei Einsatz des Spezialbetons die Betonblöcke bis zur Erdoberfläche zu ziehen so daß, wie in [3] unsinnigerweise behauptet wird, „über die gesamte Kabelstrecke zwei sichtbare „Betonriegel“ sichtbar bleiben werden“. Das Hochziehen der Spezialbetonblöcke bis zur Erdoberfläche ist ein in der Publikation [24] erarbeitetes Optimierungs-Ergebnis, das selbstverständlich nur bei Kabeltrassen mit befestigten Oberflächen (Straßen, asphaltierte Plätze etc.), bei landwirtschaftlich zu nutzenden Flächen aber nicht sinnvoll ist.

Ergänzend zu den Ausführungsvarianten in [2] (Kabel mit 3200 mm^2 Kupferleiter) werden im Folgenden Kabel mit einem **Kupferleiterquerschnitt von A = 2500 mm^2** betrachtet. Für die thermische Stabilisierung wird der **für normalen Magerbeton** anzusetzende Standardwert von λ_{st} = 1,0 W/(K m) berücksichtigt.

Mit diesen Ansätzen wird den Kritikpunkten „zu wenige Anbieter“ bzw. „Lieferbedingungen ungewiß“ entsprochen.

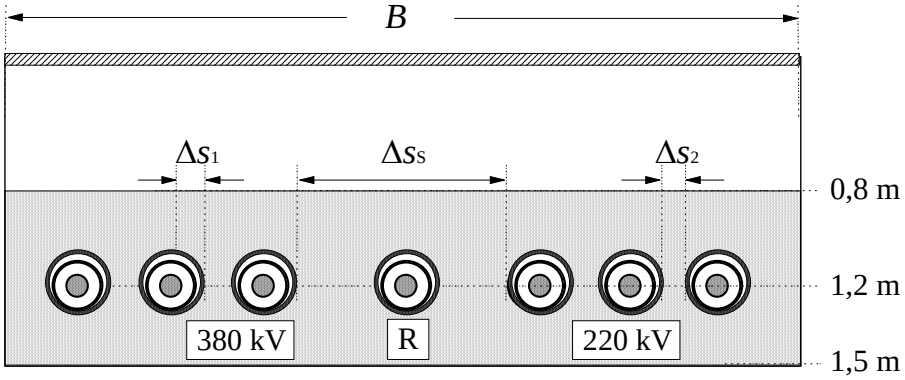

Abb. 6: Einebenen-Anordnung der zwei Kabelsysteme innerhalb eines thermisch stabilisierten Rohrblockes „R“ = Reservekabel (nicht maßstäblich)

Wie in [1] wird von einer Verlegung der Kabel in Kunststoffrohren ausgegangen mit der Vorstellung, im Falle eines Kabelfehlers die gesamte fehlerhafte Kabellänge auszutauschen. Bei der nachstehenden Wirtschaftlichkeitsberechnung wird dem Vorschlag gefolgt, eine zusätzliche Kabellänge zu verlegen, die bei Ausfall einer Kabelader durch entsprechende Montage „innert eines Tages“ [6] in Betrieb genommen werden kann, so daß hierdurch (n-1)-Sicherheit gewährleistet wird. Dieser Ansatz, der aufwendiger ist als die in [2] vorgeschlagene Lösung, soll hier zur Vereinfachung der Diskussion angesetzt werden. Da zusätzlich durch die Auslegung des 220-kV-Systems für 380 kV die Möglichkeit der Umschaltung auf das 220-kV-System gegeben ist, wird die Anlage letztlich nach dem (n-2)-Prinzip ausgelegt, so dass von einer großen Betriebssicherheit ausgegangen werden kann.

Für den (illusorischen, s.o.) Fall, daß sowohl das 380-kV-Kabel wie auch das 220-kV-Kabel zeitgleich und über eine Dauer von mehreren Monaten eine Höchstlast von 1920 A führen, ergeben sich die in der nachstehenden Tabelle 1 erforderlichen Abstände nach Abb. 6 sowie die erforderliche Grabenbreite *B*. Hierbei wurde auch die Möglichkeit einer partiellen Bodenaustrocknung am Rande des Betonblocks rechnerisch berücksichtigt,

wenngleich sie wegen der niedrigen auftretenden Temperaturen im Normalbetrieb und der begrenzten Dauer der Notbetriebssituation physikalisch auszuschließen ist.

Der Belastungsgrad wurde zu $m = 0{,}9$, aber auch – obwohl für die Kabelauslegung physikalisch unsinnig, s. oben – zur besseren Vergleichbarkeit zu $m = 1{,}0$ gewählt.

Nimmt man (bei zu hoch gewählter Höchstlast von 1920 A) zumindest den Belastungsgrad einigermaßen realistisch zu $m = 0{,}9$ an, so ist nach Tabelle 1 eine Trassenbreite von ***B* = 4,40 m** erforderlich. Diese wird bei der nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt.

Auch für einen Belastungsgrad von $m = 1{,}0$ (Dauerlast mit 1920 A) kann die Trasse mit Kabeln mit einem Kupferleiterquerschnitt von $A = 2500\ \text{mm}^2$ realisiert werden, allerdings beträgt die erforderliche Trassenbreite dann (für normalen Magerbeton) $B = 6{,}50$ m. Wie bereits erwähnt, wäre die Kabeltrasse damit überdimensioniert.

Damit weist Tabelle 1 aus, daß selbst für die extremen, offensichtlich nicht gerechtfertigten Lastforderungen nach [1, 3] akzeptable Lösungen mit nur zwei Kabelsystemen bei Beschränkung des Leiterquerschnitts auf 2500 mm^2 gegeben sind. Nach wie vor bleibt als eine entscheidende Abweichung zu [1] festzuhalten, daß für die vorgegebene Übertragungsaufgabe keine vier, sondern nur zwei Kabelsysteme bei direkter Erdverlegung erforderlich sind, auch wenn kein neuer Kabeltyp und kein neuartiger Spezialbeton zur Optimierung herangezogen werden.

$\boldsymbol{\lambda_{st}}$	Δs_1	Δs_2	Δs_S	I_{380}	I_{220}	m	***B***
$\frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$	m	m	m	A	A		m
1,0	0,55	0,50	0,80	**1920**	**1920**	**0,9**	**4,4**
1,0	1,0	0,75	1,5	1920	1920	1,0	6,5

Tabelle 1: Erforderliche Trassenabmessungen nach Abb. 6 bei optimierter Trassenauslegung für die Belastungsgrade $m = 0{,}9$ und $m = 1{,}0$
B ist die erforderliche Trassenbreite; Kupferleiterquerschnitt $A = 2500\ \text{mm}^2$
Vorgegeben ist eine ***fiktive Notbetriebssituation mit mehrmonatiger Dauer, bei der beide Kabelsysteme einen Höchststrom von 1920 A führen***
λ_{st} Wärmeleitfähigkeit des thermisch stabilisierten Bereichs (Magerbeton)
Rohr-Verlegung mit 200/10 mm-PE-Rohren

Bei Verwendung des Spezialbeton nach [2, 24] ergeben sich für dieselben Kabel wie zu Tabelle 1 die erforderlichen Trassenabmessungen nach Tabelle 2. Deutlich wird die Möglichkeit, durch Einsatz dieses Spezialbetons die Trassenbreite um rd. 25 % auf eine Breite von ***B* = 3,30 m** zu verringern.

$\boldsymbol{\lambda_{st}}$	Δs_1	Δs_2	Δs_S	I_{380}	I_{220}	m	***B***
$\frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$	m	m	m	A	A		m
4,0	0,30	0,30	0,60	**1920**	**1920**	**0,9**	**3,3**
4,0	0,65	0,55	1,0	1920	1920	1,0	4,9

Tabelle 2: Wie zu Tabelle 1, aber: Einsatz eines Spezialbetons nach [2, 24] mit
$\lambda_{st} = 4{,}0$ W/(K m); Kupferleiterquerschnitt $A = 2500\ \text{mm}^2$
Vorgegeben ist eine ***fiktive Notbetriebssituation mit mehrmonatiger Dauer, bei der beide Kabelsysteme einen Höchststrom von 1920 A führen***

Die in [3] angegebenen Bodenerwärmungen sind offensichtlich wieder unter der Vorgabe einer fiktiven Notbetriebssituation mit mindestens mehrmonatiger Dauer berechnet worden, bei der beide Kabelsysteme zugleich einen konstanten Höchststrom von 1920 A führen. Diese Bodenerwärmungen haben mit den zu erwartenden physikalischen Verhältnissen nichts zu tun, - sie sind reine Fiktion.

Zunächst sei der Hinweis von NOK in [3], S. 13, aufgegriffen, daß die vom Verfasser gemeinsam mit der RWE Stromnetz AG (heute: Amprion) durchgeführten Untersuchungen zur Bodenerwärmung in Kabeltrassen noch nicht abgeschlossen seien. Der Verfasser fügt hierzu im Anhang die entsprechende Veröffentlichung in der Zeitschrift „ew“ bei. Der Verfasser steht nach wie vor in enger Zusammenarbeit mit den beiden obengenannten Partnern, also mit dem Netzbetreiber Amprion (RWE) und der Universität Freiburg. Alle drei Partner bei diesen Untersuchungen sind sich darüber einig, daß die bis heute vorliegenden Untersuchungsergebnisse verlässlich ausweisen – vergl. Anhang - , daß

a) die vom Verfasser eingesetzte Berechnungsmethode bei hervorragender Übereinstimmung in der Lage ist, die Erwärmungsvorgänge im Boden zu beschreiben und
b) die von Höchstspannungskabeln ausgehenden Erwärmungen im Pflanzbereich unmittelbar oberhalb der Kabel nicht mehr als 1…2 Kelvin betragen. In geringem Abstand (etwa 2 bis 3 m) neben der Trasse ist die Bodenerwärmung praktisch nicht mehr festzustellen.

Berechnet man für die optimierte Trasse nach Tabelle 1 (Trassenbreite 4,4 m) und für eine mittlere Last in beiden Kabelsystemen von **6*1000 A** (was in [3]und [6] unter Verlustaspekten als zu hoch verworfen wird) die Kabel- und Bodenerwärmungen, so erhält man als im zeitlichen Mittel zu erwartende Temperaturen:

- eine höchste Leitertemperatur von rd. **35°C** (! dies zeigt die Irrelevanz der Diskussion einer höchstzulässigen Leitertemperatur von 90°C in [3]),
- eine höchste Kabeloberflächentemperatur von rd. 26°C,
- eine am oberen Rand des Betonblocks auftretende maximale Temperatur von rd. 23°C und
- eine höchste Temperatur in 0,1 m Tiefe direkt oberhalb der Kabel von 15,8°C, die also nur 0,8°C oberhalb der ungestörten Umgebungstemperatur von 15°C liegt.

Die genannten Bodentemperaturen sind viel zu niedrig, als daß man den Vorgang einer partiellen Bodenaustrocknung auch nur erwägen müsste (hierzu bedarf es lang andauernder Bodenerwärmungen um mindestens etwa 15 K).

Verringert man den Strommittelwert, wie in [3] und [6] vorgeschlagen, auf 700 A, so verringern sich die obigen Erwärmungen, bezogen auf 15°C Umgebungstemperatur, noch einmal um 51 %.

11.2 Verlegung der Kabel im Stollen

Inzwischen liegt ein konkretes Angebot der Firma Dupré, Speyer, über einen begehbaren Betonkanal vor (s. Anhang). Die Firma Dupré hat sich bezüglich der Transportmöglichkeiten sowie der Bodenverhältnisse in der Trasse kundig gemacht und bietet die Erstellung dieser Trasse unter Beachtung der Schweizer Baugesetze (Einhaltung der Mindestlöhne etc.) an.

Der Verfasser hat die Erwärmung der zwei Kabelsysteme in diesem Betontunnel untersucht. Hierbei wurde gegenüber [2] berücksichtigt, daß die Höhendifferenz zwischen dem höchsten und dem niedrigsten Punkt der Trasse mehr als 50 m beträgt. Dies bedeutet aber, dass im Gegensatz zu [2] keine Zwangsbelüftung des Betonkanals erforderlich ist, da die erwärmte Luft sich aufgrund ihres temperaturabhängigen Gewichtsunterschiedes selber umwälzt („Kamineffekt“). Es bedarf also nur geeigneter Luftein- und -auslässe an den Enden des Betonkanals. In den nachstehenden Beispielen wälzt sich die Luft mit einer Geschwindigkeit (je nach Auslastung der Kabel) von etwa 1,4…2,5 m/s um.

Wird – um die NOK-Kritik um das 3200 mm^2-Kabel auszusparen – von zwei Kabelsystemen mit Kupferleitern von 2500 mm^2 ausgegangen, und wird ein mittlerer Laststrom in beiden Systemen von **1000 A** vorausgesetzt (der in [3]und [6] unter Verlustaspekten als zu hoch verworfen wird), so erhält man für einen Jahresmittelwert der Lufttemperatur von 11°C

- Leitertemperaturen der Kabel von rd. 28°C sowie
- eine Erwärmung der mit rd. 1,4 m/s strömenden Luft von 11°C am Einlass auf rd. 20°C am Auslass des Stollens.

Setzt man als Extremfall den (vermutlich nie gegebenen) Notbetriebsstrom von 1920 A für beide Kabelsysteme dauernd an und wählt gleichzeitig auch die die Lufteintrittstemperatur dauernd zu 35°C, so ergeben sich

- Leitertemperaturen der Kabel von rd. 74°C sowie
- eine Erwärmung der mit rd. 1,7 m/s strömenden Luft von 35°C am Einlaß auf rd. 48°C am Auslass des Stollens.

Wie weiter oben beschrieben, hält der Verfasser diesen Betriebsfall für illusorisch und nicht durch die tatsächlichen Netzverhältnisse gerechtfertigt.

Die tatsächliche Strombelastbarkeit der Kabel liegt selbst für eine dauernd gegebene Lufteintrittstemperatur und selbst für Dauerlast (Belastungsgrad m = 1,0) weit oberhalb von 2000 A.

Auch mit zwei Kabelsystemen mit einem **Aluminiumleiter von 2500 mm^2** kann den diskutierten Anforderungen entsprochen werden. Wird wieder ein mittlerer Laststrom in beiden Systemen von **1000 A** vorausgesetzt (der in [3]und [6] unter Verlustaspekten als zu hoch verworfen wird), so erhält man für einen Jahresmittelwert der Lufttemperatur von 11°C

- Leitertemperaturen der Kabel von rd. 33°C sowie
- eine Erwärmung der mit rd. 1,6 m/s strömenden Luft von 11°C am Einlass auf rd. 21°C am Auslass des Stollens.

Für die Dimensionierung der Kabel im Tunnel - die Kabel liegen dort in Luft - spielt übrigens der Tages-Belastungsgrad wegen der geringeren thermischen Zeitkonstanten der Kabel nur eine untergeordnete Rolle, so daß die Annahme nach [3] von Dauerlast (m = 1,0) sich nicht so ungünstig auswirkt wie bei direkter Erdverlegung.

12. Wirtschaftlichkeitsuntersuchung

Nachfolgend werden für die Realisierungsvarianten des vorangegangenen Abschnitts und für unterschiedliche Kostenansätze im Hinblick auf internen Zinssatz und Inflationsraten Wirtschaftlichkeitsvergleiche zwischen der Freileitungs- und der Kabellösung für den diskutierten Trassenabschnitt vorgenommen. Obwohl etwas unterschiedliche Varianten der Kabeltrasse mit unterschiedlichen Trassenlängen diskutiert werden, wird – wie in [2]– wieder von einer Länge der Kabeltrasse von 950 m und der Freileitungstrasse von 1300 m ausgegangen.

Verglichen wird (wie in [2]) mit einem Freileitungs-Doppelsystem mit Zweierbündeln mit dem Seilquerschnitt von 2*600 mm^2 je Bündel. Dies ist die zum größten Teil auf der Strecke Beznau-Birr bereits errichtete und in der Schweiz vorherrschende Konstruktion: es würde wenig Sinn machen (und eher manipulierend wirken), auf dem diskutierten, kurzen Freileitungsabschnitt eine andere Konstruktion (z.B. nach [6]) mit Viererbündeln zu wählen mit dem Ziel, die Freileitung dort im Wirtschaftlichkeitsvergleich günstiger erscheinen zu lassen.

12.1 Barwertmethode; interner Berechnungszinssatz; Inflationsraten ([3], [4], [6])

Zum Kostenvergleich wird wie in [2] die Barwertmethode verwendet, bei der alle in der Zukunft anfallenden Kosten und Gewinne auf den Investitionszeitpunkt abgezinst werden.

Hierzu wird in [3, 4, 6] auf das gegenüber dem in [2] gewählten internen Zinsfuß von 5 % in der Schweiz gegebene, spürbar niedrigere Zinsniveau hingewiesen. Aus diesem Grunde wird im Folgenden der in [3, nach ZKB] vorgeschlagene Zinssatz von

- **p = 3,75 %** als interner Zinssatz der Barwertmethode verwendet.

Zudem wird in [3, 4, 6] vorgeschlagen, für die Re-Investition nach 40 Jahren eine Teuerungsrate zu berücksichtigen. Auch diesem Vorschlag wird nachstehend, in Übereinstimmung mit [3], mit einer Teuerungsrate für Investitionen von

- t_I **= 1,7 %** entsprochen.

Allerdings sollte man bei solchen Ansätzen unbedingt auch eine Teuerungsrate für die jährlich anfallenden Verlustkosten berücksichtigen, wie dies richtigerweise in [6] vorgeschlagen wird. Mit hoher Wahrscheinlichkeit ist zu erwarten, daß diese Teuerungsrate – eng verknüpft mit den zu erwartenden Teuerungen der Rohstoffe und Primärenergien – höher liegen wird als die allgemeine Teuerungsrate. Dies wird im Abschnitt „Verluste und Verlustkosten“ weiter ausgeführt mit der Entwicklung unterschiedlicher Szenarien.

Diese und weitere Kostenansätze werden im Folgenden erläutert. Kostenangaben in Euro, z.B. die Angebote zu den Kabelkosten, werden auf Schweizer Franken umgerechnet auf einer aktualisierten Basis (Stand: 29.12.2009; aufgerundet) von

- **1 € = 1,50 CHF**.

Unter Berücksichtigung von internem Zinssatz p und jährlicher Teuerungsrate der Verlustkosten t_v wird bei der Barwertmethode eine heute mit den Kosten E_0 bewertete, in x Jahren anfallende Kilowattstunde (kWh) mit den Kosten E_x

$$E_x = E_0 \cdot \frac{(1+t_v)^x}{(1+p)^x} = E_0 \cdot \frac{1}{(1+a)^x} \qquad (1)$$

gewichtet, d.h. sie wird mit einem effektiven Abzinsungssatz a abgezinst. In Gl. (1) sind

t_v jährliche Teuerungsrate der Verlustkosten und
p interner Zinsfuß der Barwertberechnung .

Folgt man [3] und vermindert den internen Zinsfuß der Barwertberechnung gegenüber [2] von p = 5,00 % auf p = 3,75 %, so ergibt sich der effektive Abzinsungssatz a in Gl. (1) für eine Teuerungsrate von t_v = 1,7 %, Fall a), zu

a) p = 3,75 %; t_v = 1,7 %: a = 2,02 %

und für eine Teuerungsrate von t_v = 3,5 %, Fall b), zu

b) p = 3,75 %; t_v = 3,5 %: a = 0,19 %.

Die regelmäßig über N Jahre wiederkehrenden, jährlichen Kosten einer kWh, die heute mit E_0 angesetzt werden, valutieren dann (bei nachschüssiger Zahlungsweise) im Jahr Null mit dem Barwert E:

$$E = \sum_{i=1}^{N} \frac{E_0}{q^i} = E_0 \cdot \frac{q^N - 1}{q^N \cdot (q-1)} = E_0 \cdot r_B \qquad \text{mit } q = 1 + a\,. \qquad (2)$$

r_B ist der resultierende Barwertfaktor, mit dem die heutigen jährlichen Kosten E_0 multipliziert werden, um den Barwert zu erhalten. Für die obenstehenden effektiven Abzinsungssätze ergeben sich für einen Betrachtungszeitraum von 80 Jahren die folgenden Barwertfaktoren:

a) p = 3,75 %; t_v = 1,7 %; a = 2,02 %: r_B **= 39,509**

b) p = 3,75 %; t_v = 3,5 %; a = 0,19 %: r_B **= 72,653**

Eine Re-Investition der Kabelkosten K_0 nach 40 Jahren bedeutet für den Investitionszeitpunkt (t = 0) die Kosten K_R:

$$K_R = K_0 \cdot \frac{(1+t_I)^x}{(1+p)^x} = K_0 \cdot \frac{1}{(1+a_I)^x} = K_0 \cdot r_I \qquad (3)$$

Sie werden demnach mit dem effektiven Abzinsungssatz a_I abgezinst. In Gl. (3) sind

t_I jährliche Teuerungsrate der Investitionskosten und
r_I Abzinsungsfaktor für die Re-Investition.

Der effektive Abzinsungssatz a_I für Investitionen in Gl. (3) ergibt sich zu

p = 3,75 %; t_R = 1,7 %: a_I = 2,02 % und der Abzinsungsfaktor zu: $\boldsymbol{r_{40}}$ **= 45,01 %** .

12.2 Kabelkosten

Zu den Kabelkosten liegen dem Verfasser inzwischen ein aktuelles Budgetangebot der Firma nkt cables, Köln, vor. Zu einer umfassenden Preisumfrage (950 m Lieferlänge, 2500 mm^2) bei allen potenten Kabelherstellern stand nicht genügend Zeit zur Verfügung.

nkt cables weist darauf hin, daß seit Erstellung der Studie [2] die Preise der 380-kV-Kabel weiter unter Druck geraten sind. Dies stützt die Vermutung des Verfassers, daß bei den 380-kV-VPE-Kabeln wegen ihres zunehmend häufigeren Einsatzes und den damit verbundenen technologischen Optimierungen in Zukunft nicht mit einer normalen Teuerungsrate, sondern eher mit abnehmenden Preisen gerechnet werden kann. Dies würde der Entwicklung der 110-kV-VPE-Kabel entsprechen. Gleichwohl werden im Folgenden, in Übereinstimmung mit [3] und zur Vermeidung zu optimistischer Spekulationen, mit einer Teuerungsrate der Kabel von

- $\boldsymbol{t_I = 1{,}7\ \%}$

gerechnet.

Wie der Name schon sagt, werden Budgetpreise von den planenden Firmen verwendet, um ein hinreichend großes Budget für das Projekt vorzuhalten. Die Erfahrung zeigt, daß bei ernsthaften Vergabeverhandlungen anschließend tatsächliche Verkaufspreise entstehen, die erheblich unterhalb solcher noch unverbindlichen Budgetpreise liegen.

Da die Wahrscheinlichkeit sehr hoch ist, daß

a) von etwa acht anzufragenden Kabelfirmen die eine oder andere das Angebot von nkt cables unterbieten wird und daß
b) bei den Vergabeverhandlungen weitere Abschläge zustande kommen werden,

wird im Folgenden gegenüber den von nkt cables angebotenen Budgetkosten ein Abzug von 10 % in Ansatz gebracht, - ein vorsichtiger Ansatz im Vergleich zu den erfahrungsgemäß üblichen, höheren Abschlägen.

Diese Kosten sind in den nachstehenden Kostentabellen mit dem oben erwähnten Devisen-Umrechnungsfaktor berücksichtigt. Zudem wurden die seit Erstellung der Studie [2] stark angestiegenen Metallpreise mit Notierung vom 29.12.2009 zu

- Kupfer-Preis: 7,65 CHF/kg; Aluminium-Preis: 2,64 CHF/kg

bei den Kabelkosten (nicht aber bei den Freileitungskosten!) berücksichtigt.

12.3 Trassenkosten

Die Trassenkosten für die direkte Erdverlegung wie auch für die Tunnellösung konnten konkretisiert werden. Hierzu liegen inzwischen aktuelle Angebote der Firma C.Dupré Bau, Speyer, vor, und zwar einerseits über die Erstellung eines Kabelgrabens mit einem Block aus Magerbeton und andererseits über einen begehbaren Betonkanal (s. Anhang).

Die Firma C.Dupré Bau hat sich hinsichtlich der Transportmöglichkeiten zur Baustelle sowie der Bodenverhältnisse längs der Trasse kundig gemacht und bietet die Erstellung dieser Trasse unter Beachtung der Schweizer Baugesetze an. In den Kosten enthalten sind auch die notwendigen Straßenunterquerungen.

Die angebotenen Grabenkosten wurden (ohne Abschläge) bei Berücksichtigung des oben erwähnten Devisen-Umrechnungsfaktors in die nachfolgenden Kostenkalkulationen aufgenommen. Sie betragen, auf Trassenlänge und –breite bezogen:

- 192 CHF/m/m.

Diesen Kosten für Tiefbauarbeiten und Magerbetonblock werden Kosten für sieben Einziehrohre in Höhe von 157,50 CHF hinzugerechnet. Für die nach Abschnitt 11, Abb. 5, zu berücksichtigende Grabenbreite von 4,40 m ergeben sich damit längenbezogene Kosten von

- **1.002,50 CHF/m**.

Für die Tunnellösung ergeben sich nach Angebot der Firma C.Dupré Bau inklusive aller sonstiger Tiefbaukosten längenbezogene Kosten von

- **1.264,50 CHF/m**.

12.4 Kosten der Freileitung und der Übergangsbauwerke

Die Kosten der Freileitung und der Übergangsbauwerke wurden, trotz inzwischen stark gestiegener Rohstoffpreise (vergl. Metallnotierungen), aus [2] mit **950.000 CHF** beibehalten. Sie entsprechen damit den Vorgaben der NOK in [1].

12.5 Wartungskosten, Lebensdauer

Zu den Wartungskosten bei Kabeln erwähnt NOK in [3], S. 17: „…sind zur Früherkennung von Fehlern *in der Kabelisolation* regelmäßig Teilentladungsmessungen (TE-Messung) durchzuführen, was eine Ausschaltung des Systems während der Prüfung zur Folge hat. Anhand dieser TE-Messung können Schlüsse bezüglich dem aktuellen Zustand gemacht werden…“.

Hierzu ist Folgendes festzustellen:

- VPE-Höchstspannungskabel werden im Kabelwerk auf Teilentladungs- (TE-) -Freiheit überprüft; sie werden mithin TE-frei ausgeliefert. Vor der Inbetriebnahme wird eine weitere Prüfung auf TE-Freiheit vorgenommen, um Montagefehler auszuschließen.
- TE-freie Kabel bleiben dies im weiteren Betrieb auch. Hierzu liegen mehr als drei Jahrzehnte Betriebserfahrung vor.
  Aus diesem Grund verzichtet der größte Teil der Betreiber auch auf den Aufwand weiterer Messungen während des Betriebs.
- Sollten – aus welchen Gründen auch immer – beim Betreiber Zweifel in die künftige TE-Freiheit ihrer Kabel bestehen, so besteht die Möglichkeit der Installation eines TE-Monitoringsystems, das bei Auftreten von TE Meldung erstattet. Messungen und Abschaltungen des Kabels im Rahmen von Wartungsmaßnahmen sind hierbei nicht erforderlich.

Verbindungsmuffen, an denen TE-Messungen vorgenommen werden könnten, gibt es bei dieser Kabelanlage nicht.

Eine Funktionsüberprüfung der Ableiter in den Übergangsfeldern kann mit Hilfe von Oberflächenwellensensoren optisch (also ohne Abschaltungen) erfolgen, ebenso wie die Überprüfung der Endverschlussisolatoren durch einfaches, nicht zeitaufwendiges „Anschauen“ vorgenommen wird. Soll hier der Zeitaufwand weiter gemindert werden, so lassen sich Kameras zur Fernüberwachung dieser Einrichtungen installieren. In Extremfällen (hohe Luftverschmutzung, Salznebel etc.) wäre eine Oberflächenreinigung der Isolatoren der Kabelendverschlüsse in großen Zeitabständen denkbar, was aber sehr ungewöhnlich wäre und dann auch bei der der Freileitung mit ihren vielen, hoch aufgehängten Isolatoren zu einem vergleichsweise extremen Aufwand führen würde.

Der von NOK gerne zitierte Kollege Oswald sagt hierzu in [8] (380-kV-Salzburgleitung):
„Bei der Kabelanlage fallen Aufwendungen ebenfalls für die Trassenfreihaltung sowie für Wartung und Betrieb der Sekundärtechnik (Kontrolle der Cross-Bonding Elemente, Temperaturmonitoring, Teilentladungs-Überwachung an den Muffen) an“ (das gibt es hier alles nicht; Anm.d.Verf.). Und weiter:
„Da die Wartungs- und Instandhaltungskosten deutlich geringer als die Verlustkosten sind, werden sie im Systemvergleich vernachlässigt.“).

Sehr kostenintensive Wartungsmaßnahmen an der Freileitung wie z.B. eine neue Mastbeschichtung etwa alle 25 Jahre [8] gibt es bei einer Kabelanlage nicht.

NOK leitet in [3], S. 17, auf der Basis „…der diesbezüglichen, *allerdings beschränkten Erfahrungen* der Beschwerdegegnerin…“ Kosten von CHF 15.500,-(km*Jahr) ab, die um einen Faktor 18,8 gegenüber [2], aber auch gegenüber allen Studien des gerne von NOK zitierten Kollegen Oswald (z.B. [8]) sowie gegenüber den Studien [9, 10] höher liegen.

Dem kann der Verfasser, insbesondere wegen des hier besonders einfachen Aufbaus der Kabeltrasse ohne Verbindungsmuffen, nicht folgen. Der in [2] gewählte Kostenansatz von

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

erscheint seriös, abgesichert, und wird auch hier verwendet.

Im Übrigen gilt auch hier – selbst bei dem viel zu hohen Wartungskostenansatz der NOK – dass die Gesamtkosten nur geringfügig von den Wartungskosten beeinflusst werden (vergl. Abschnitt 12.8).

Die Lebensdauer der Kabel wird im Folgenden, wie in [2], mit 40 Jahren veranschlagt, womit bei der Bestimmung der Gesamtkosten über eine Betriebsdauer von 80 Jahren eine Re-Investition der Kabel nach 40 Jahren zu berücksichtigen ist.

Die Lebensdauer der Freileitung wird in [1, 3] mit 80 Jahren veranschlagt. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass die Lebensdauer der Leitersysteme bei etwa 25…40 Jahren liegt ([8], [25]), so daß dann ein Auswechseln der Seile und der Armaturen erforderlich wird. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird nachfolgend angenommen, dass eine Erneuerung der Stromkreissysteme nach 40 Jahren fällig wird.

Die Kostenanteile der Freileitung sind nach [32, 33] in der nachstehenden Tabelle zusammengestellt.

	Kostenanteil
	%
Stromkreise	45…55
Masten	35…45
Fundamente	7…15
engineering	3

Bei der Bestimmung der Gesamtkosten über eine Betriebsdauer von 80 Jahren wird im Folgenden eine Re-Investition bei der Freileitung nach 40 Jahren in Höhe von 40 % ihrer Investitionskosten, wie bei den Kabeln unter Berücksichtigung einer Teuerungsrate t_I, veranschlagt.

12.6 Verluste und Verlustkosten ([3], [4], [6])

In den obenstehenden Entgegenhaltungen gibt es unterschiedliche Feststellungen zu den Verlusten und den Verlustkosten.

Da findet man zunächst in [3], S. 10, den merkwürdigen Satz:
„Zudem hat sich Prof. Brakelmann auf die Verluste im Kabel beschränkt Diejenigen der Endverschlüsse oder allfälliger Muffen blieben unberücksichtigt. Bei korrekter und vollständiger Betrachtung würde sich die Verlustkostendifferenz zugunsten der Freileitung weiter verringern.“

Unter fachlichen Aspekten ist das obenstehende Zitat erstaunlich falsch. Hier scheint sich Unwissen in Kabelfragen mit einer Missinterpretation irgendwelcher Informationen zu vermischen. Folgendes muß eindeutig festgestellt werden:

Es gibt keine zusätzlichen Verluste in Verbindungsmuffen oder Endverschlüssen von Kabeln, die für eine Verlustkostenbetrachtung irgendeine Bedeutung haben könnten. Zudem werden Muffen hier nicht benötigt. In den Endverschlüssen fließt der Leiterstrom über denselben Leiter wie im Kabel, wobei der ohmsche Widerstand aufgrund der etwas abgesenkten Temperaturen der Endverschlüsse und wegen der verringerten Stromverdrängungseffekte (aufgrund vergrößerter Leiterabstände im Endverschlussbereich) sogar geringfügig absenkt ist. Die ohmschen Verluste sind daher im Endverschlussbereich geringer als im übrigen Kabel.

Zudem hat der elektrisch/konstruktiv vom Kabel abweichende Teil in den Endverschlüssen (und bei anderen Trassen in den „allfälligen Muffen“) eine Länge von weniger als zwei Metern. Geringfügige Abweichungen der Verluste – es geht hier um weniger als 3 % - in solch kurzen Bereichen sind gegenüber den Verlusten auf einer Gesamtlänge von z.B. 950 m völlig irrelevant.

In [6] bemerken die beiden Gutachter zu den Verlustkosten:

a) „…Nach eigenen Berechnungen mit 100 SFr/MWh…“ und später:

b) „Werden zudem der mittlere Energiepreis der jüngeren Vergangenheit von ca. 80 SFr/MWh (SWEP) unter Berücksichtigung der Teuerung herangezogen, “

Sie empfehlen somit, den SWEP (Swiss Energy Price Index) für die Verlustkostenberechnung heranzuziehen. Der SWEP ist der Preis für die Handelsware Strom im Höchstspannungsnetz am Standort Laufenburg.

Hierzu zeigt die nachstehende Abbildung 7 die Entwicklung des SWEP während der letzten Jahre (Quelle: BKW FMB Energie AG; http://www.bkw-fmb.ch./de/unternehmen/handelspartner/Energiehandel/swep.html).

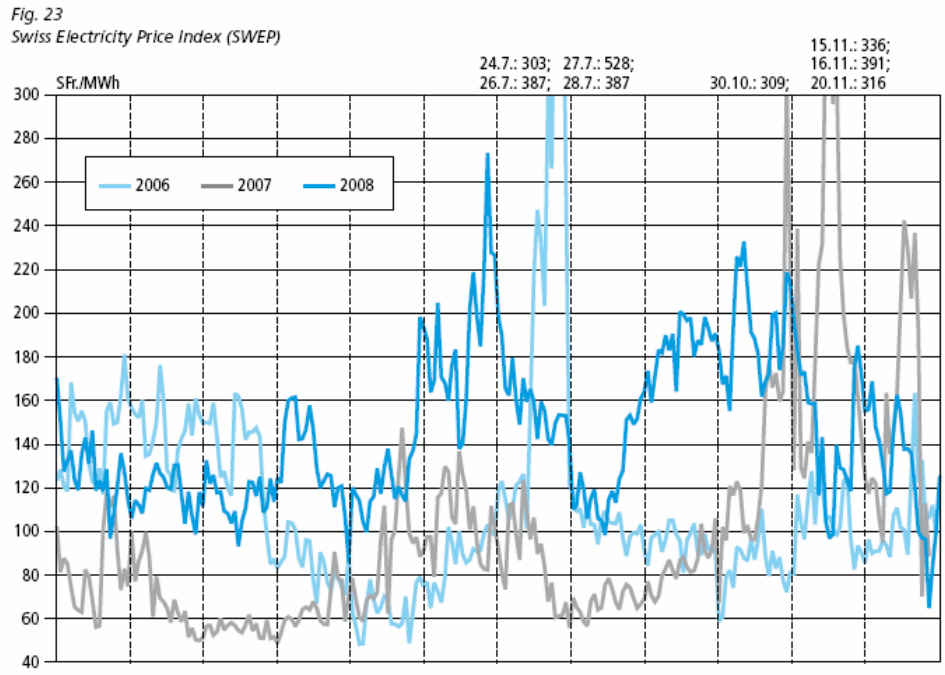

Abb. 7: Zeitliche Schwankungen des Strompreisindex SWEP während der Jahre 2006-2008
Aus: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2008; Bundesamt für Energie BfE

Man erkennt, daß beispielsweise der SWEP-Mittelwert des Jahres 2008 weitaus höher liegt als der Ansatz des Verfassers in [2]. Das Vorgehen in [6] erscheint fraglich, für die Verlustkostenberechnung einen kurzfristig sich einstellenden „Energiepreis der jüngeren Vergangenheit von ca. 80 SFr/MWh (SWEP)“ heranzuziehen“, der nach Abb. 7 offensichtlich gerade die Untergrenze des Verlaufes in 2008 streift.

In der Zeitschrift „Strommarkt 2009“ des Beobachter-Verlags, erstellt in Zusammenarbeit mit Axpo/NOK (Der Schweizerische Beobachter, Beobachter-Verlag, Zürich), findet sich die nachstehende Grafik zur Entwicklung des SWEP, aus der ein Zeitmittelwert für den Zeitraum 2006-2009 von 109,83 CHF/MWh abgeleitet wird, der nahezu exakt mit dem Ansatz des Verfasser in [2] von 109 CHF/MWh übereinstimmt.

In derselben Zeitschrift findet sich auf Seite 10 eine Aussage zu den Strompreissteigerungen in der Schweiz:

„Der Schweizer Energiepreisindex SWEP zeigt, dass sich die Grosshandelspreise innert acht Jahren verdreifacht haben“ (das sind 37,5 % pro Jahr! Anm. des Verfassers)**. *„Seit 2000 ist der Preis pro Kilowattstunde bis im Oktober 2008 von 4 auf über 14 Rappen angestiegen.“***

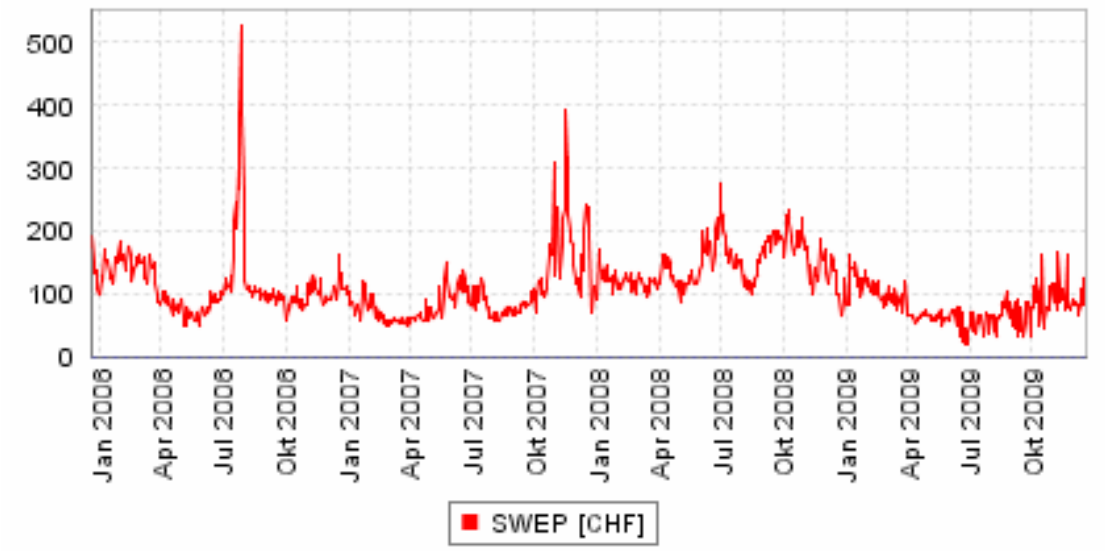

Abb. 8: SWEP-Entwicklung nach Zeitschrift „Strommarkt 2009“ (in Zusammenarbeit mit Axpo); Maximalwert in CHF/MWh 528,022; Minimalwert in CHF/MWh 17,633; **Durchschnittswert in CHF/MWh 109,83285**

Auch Prognosen zur künftigen Entwicklung der Strompreise finden sich in dieser von Axpo/NOK mit herausgegebenen Zeitschrift, und zwar auf Seite 6 unter „**Mehr Markt, mehr Probleme?“** mit dem folgenden Text:

„Experten rechnen im EU-Raum mit weiter steigenden Strompreisen. Der europäische Kraftwerkpark wird dominiert von Kohle-, Gas- und Kernkraftwerken. Mit dem Anstieg der Rohstoffpreise für Erdöl, Kohle und Gas erhöhen sich auch die Kosten für die Stromproduktion. Das gilt grundsätzlich auch für Kernkraftwerke. Der Uranpreis hat aber im Vergleich zu fossilen Kraftwerken einen deutlich geringeren Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Hinzu kommt der Umstand, dass der Stromverbrauch wächst, während in den nächsten 20 Jahren gleichzeitig ein grosser Teil von veralteten Kraftwerken ersetzt werden muss.

Auch für die Schweiz sagt EOS-Direktor Hans Schweickardt eine massive Strompreiserhöhung voraus, wenn 2014 alle Haushalte ihren Stromlieferanten frei wählen können. Begründung: Die Liberalisierung erhöhe den administrativen Aufwand erheblich.

Axpo-CEO Heinz Karrer erwartet, dass die Grosshandelspreise für Strom in den nächsten fünf bis zehn Jahren um rund 50 Prozent steigen werden.“
(Das sind 5 % bis 10 % pro Jahr ! Anm. des Verfassers)**.**
„Falls die Schweiz mittel- und langfristig verstärkt auf Importe angewiesen sei, dürfte die Preissteigerung noch höher ausfallen.“

Somit stellt sich die Frage, ob für die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Ansatz einer Teuerungsrate der Verlustkosten in Höhe der „normalen“ Teuerungsrate von t_I = 1,7 %/a, wie sie NOK in [3] für die Re-Investition vorgeschlagen hat, ausreichend ist. Nach den obenstehenden Prognosen aus dem Hause Axpo/NOK ist bei der Verlustenergie mit weitaus größeren Kostenzuwächsen zu rechnen. Insbesondere bei der Schweizer Wasserkraft als schnell regelbarer Energie ist damit zu rechnen, dass sie als Ausgleichsleistung zu den Schwankungen der erneuerbaren Energien im europäischen Raum immer wertvoller und damit auch teurer wird.

Daher wird bei den nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen von zwei Szenarien:

a) Steigerungsrate der Verlustkosten von $\mathbf{t_V}$ = **1,7 %/Jahr** (dies ist die von NOK in [3] vorgeschlagene Teuerungsrate) sowie

b) Steigerungsrate der Verlustkosten von $\mathbf{t_V}$ = **3,5 %/Jahr**

ausgegangen, wobei nach dem obenstehenden Axpo-Zitat selbst der Ansatz b) noch moderat gewählt ist.

In der nachstehenden Tabelle 3 sind die im Folgenden verwendeten Kenngrößen zur Bestimmung der Verluste und der Verlustkosten zusammengestellt. Vorausgesetzt wurden hierzu drei Szenarien, die nach den zu erwartenden Verlustkosten gegliedert sind.

Einerseits wird im Szenarium 3 („hohe Verlustkosten“) ein Zeitmittelwert des Stromes von 1000 A vorgegeben, – dies entspricht etwa einem sog. Arbeitsverlustfaktor von 0,27, wie er in [2] in Übereinstimmung mit anderen Studien [8 bis 12] gewählt wurde und auch ungefähr mit der Schätzung nach [1], Abschnitt 4.1.2: “bei einer durchschnittlichen Jahresbelastung der Leitungen von 50%” übereinstimmt. Auch der Kostenansatz für die kWh (0,109 CHF/kWh) sowie die Teuerungsrate (t_V = 3,5 %) sind pessimistisch gewählt.

Im Szenarium 1 („mittlere Verlustkosten“) werden (verglichen mit den Ansätzen in [3, 6]) mittlere Größen verwendet: der Strommittelwert ist auf 850 A vermindert, ebenso wie die Anfangs-Verlustkosten (0,095 CHF/kWh) und die Teuerungsrate (t_V = 1,7 %, diese entspricht [3]).

Das zweite Szenarium 2 („minimale Verlustkosten“) entspricht vollständig den sehr optimistischen Ansätzen in [3, 6]: es wird eine sehr geringe Auslastung der Systeme mit einem Strommittelwert von 700 A berücksichtigt bei gleichzeitig niedrigen Ansätzen für die kWh-Kosten (0,080 CHF/kWh) und die Teuerungsrate (t_V = 1,7 %).

Szenarium	Bezeichnung	mittlerer Strom	Zinssatz	Teuerungs-Rate t_V	Ausgangs-kosten der kWh	Barwert-faktor r_B der kWh
			%	%	CHF/kWh	
1	mittlere Verlustkosten	850	3,75	1,7	0,095	39,509
2	minimale Verlustkosten	700	3,75	1,7	0,080	39,509
3	hohe Verlustkosten	1000	3,75	3,5	0,109	72,653

Tabelle 3: Szenarien für die Verlust- und Verlustkostenberechnung

Die Tabellen 4, 5 und 6 weisen die einzelnen Verlustbeläge sowie die Gesamtverluste der Trasse aus, und zwar für Strommittelwerte von 1000 A (Tabelle 4), 850 A (Tabelle 5) sowie 700 A (Tabelle 6).

Bei Freileitungen mit Viererbündeln liegen die mittleren Koronaverluste (Allwetterverluste) für 380 kV bei etwa 2,4 W/m und für 220 kV bei etwa 1,4 W/m [2, 11]. Bei Zweierbündeln wie im vorliegenden Fall sind die Koronaverluste wegen der höheren Randfeldstärke um einen Faktor 3…4 höher [34]. Für die vorliegenden Freileitungen mit

Zweierbündeln werden sie in den Tabellen 4 bis 6 für 380 kV zu 6,0 W/m und für 220 kV zu 3,0 W berücksichtigt.

	R'_{30}	P'_I	P'_d	P'_{2Sys}	$P_{q,2SYS}$	Q_{80}
	mΩ/km	W/m	W/m	W/m	kW	MWh
Kabel **2500Cu 380kV**	8,41	25,23	9,9	64,26	**61,1**	42.781
2500Cu 220kV	8,41	25,23	3,9			
Kabel **2500Al 380kV**	12,7	38,10	9,9	90,00	**85,5**	59.918
2500Al 220kV	12,7	38,10	3,9			
OHL 2*600Al	nach [1]:			186,54	**242,5**	169.945
380 kV		88,77	6,0			
220 kV	29,59	88,77	3,0			

Tabelle 4: Kenngrößen zu den Verlusten und Verlustkosten für einen Strommittelwert von **1000 A** je System (Szenarium 3)

R'_{30} ohmscher Widerstandsbelag bei 30°C
P'_I stromabhängiger Verlustbelag
P'_d dielektrischer Verlustbelag
P'_{2SYS} Verlustbelag der beiden Systeme
P_{2SYS} Zeitmittelwert der Verluste des Doppelsystems (80 a)
Kabellänge: 0,950 km; OHL-Länge: 1,300 km;

Nach Tabelle 4 liegen die über 80 Jahre verlorene Verlustenergie für einen mittleren Strom von 1000 A bei der Freileitung etwa um einen Faktor von 3 bis 4 über denen der Kabelsysteme. Absolut beträgt die Differenz mehr als 110.000 MWh.

	R'_{30}	P'_I	P'_d	P'_{2Sys}	$P_{q,2S\,YS}$	Q_{80}
	mΩ/km	W/m	W/m	W/m	kW	MWh
Kabel **2500Cu 380kV**	8,41	18,23	9,9	50,26	**47,7**	33.459
2500Cu 220kV	8,41	18,23	3,9			
Kabel **2500Al 380kV**	12,7	27,53	9,9	68,86	**65,4**	45.841
2500Al 220kV	12,7	27,53	3,9			
OHL 2*600Al	nach [1]:			137,28	**178,5**	125.061
380 kV		64,14	6,0			
220 kV	29,59	64,14	3,0			

Tabelle 5: wie zu Tabelle 4, aber: Strommittelwert von **850 A** je System (Szenarium 1)

Wird der Strommittelwert auf 850 A vermindert, so betragen nach Tabelle 5 bei ähnlichen Relationen die Mehrverluste der Freileitung gegenüber den Kabelsystemen mehr als 80.000 MWh.

Deutlich wird in Tabelle 6, daß durch den in [3, 6] mit 700 A extrem niedrig angesetzten Strommittelwert die Verluste gegenüber Tabelle 4 fast halbiert werden. Dennoch liegen die Verluste der Freileitung um 50.000 MWh bis 60.000 MWh höher als bei den beiden Kabelsystemen, also um 157 % bis 241 % höher; sie werden in [3] als „vergleichbar“ bezeichnet.

	R'_{30}	P'_{I}	P'_{d}	P'_{2Sys}	$P_{q,\,2S\,YS}$	Q_{80}
	mΩ/km	W/m	W/m	W/m	kW	MWh
Kabel **2500Cu 380kV**	8,41	12,36	9,9	38,52	**36,6**	25.649
2500Cu 220kV	8,41	12,36	3,9			
Kabel **2500Al 380kV**	12,7	18,67	9,9	51,14	**48,6**	34.059
2500Al 220kV	12,7	18,67	3,9			
OHL 2*600Al 380 kV	nach [1]:	43,50	6,0	96,00	**124,8**	87.460
220 kV	29,59	43,50	3,0			

Tabelle 6: wie zu Tabelle 4, aber: Strommittelwert von **700 A** je System (Szenarium 2)

In der Tabelle 7 sind die für die drei Szenarien die über den Betrachtungszeitraum von 80 Jahren kapitalisierten Verlustkosten zusammengestellt. Zu erkennen ist die starke Abhängigkeit der Verlustkosten vom vorgegebenen Strommittelwert, aber auch von den Zins- und Verlustkostenansätzen. Der Verlustkostenvorteil der Kabelsysteme gegenüber der Freileitung variiert zwischen rd. 2,3 Mio. CHF und 13,8 Mio. CHF.

					Verlustkosten 80 a		
Szenarium	Strommittelwert	Zinssatz	Teuerungsrate t_V	Ausgangskosten der kWh	380 kV-**Kabel 2500 Cu**	380 kV-**Kabel 2500 Al**	380 kV-**OHL 2*600**
		%	%	CHF/kWh	CHF	CHF	CHF
1	850	3,75	1,7	0,095	1.569.809	2.159.699	5.867.473
2	700	3,75	1,7	0,080	1.013.353	1.345.109	3.455.256
3	1000	3,75	3,5	0,109	4.234.952	5.931.305	16.822.846

Tabelle 7: Kapitalisierte Verlustkosten (80 a) für die drei Szenarien nach Tabelle 3

Um nicht das Risiko einer extremen Fehleinschätzung einzugehen, empfiehlt es sich nach Ansicht des Verfassers, nicht das extrem niedrige Szenarium 2 nach [3, 6], sondern zumindest das mittlere Szenarium 1 in Betracht zu ziehen.

12.7 Zusammenstellung der Kosten

In den nachstehenden Tabelle 8, 9 und 10 sind die zuvor diskutierten Kosten für die drei Szenarien zusammengestellt. Die Investitionskosten setzen sich hierbei zusammen aus

- Tiefbau, Erstinvestition, Re-Investition und Übergangsbauwerken.

Bei den Gesamtkosten werden zusätzlich die Kosten für Verluste und Wartung berücksichtigt.

Tabelle 8 reflektiert das „mittlere Verlustkosten-Szenarium 1“, d.h. einen Strommittelwert von 850 A sowie gleich große Teuerungsraten für Investitionen und Verlustkosten von $t_I = t_V = 1{,}7$ %; die spezifischen Verlustkosten zum Investitionszeitpunkt betragen 0,095 CHF/kWh.

Für das Kostenverhältnis Kabel zu Freileitung entnimmt man zunächst einen Investitionskostenfaktor von **6,8** für die direkte Erdverlegung. Wegen der weniger aufwendigen Kabel mit Aluminiumleitern liegt bei der Tunnelvariante der Investitionskostenfaktoren mit **5,7** spürbar niedriger.

Da die Verlustkosten der Kabel erheblich niedriger sind als diejenigen der Freileitung, betragen die Gesamtkostenfaktoren nur

- **1,29** bei direkter Erdverlegung und
- **1,20** bei der Tunnelvariante.

Tabelle 9 zeigt die entsprechenden Kosten für das Szenarium 2 der „minimalen Verlustkosten“, wie es in [3, 6] vorgeschlagen wird, d.h. für einen Strommittelwert von nur 700 A sowie für gleich große Teuerungsraten für Investitionen und Verlustkosten von $t_I = t_V = 1{,}7$ %, mit spezifischen Verlustkosten zum Investitionszeitpunkt von 0,080 CHF/kWh.

Für das Kostenverhältnis Kabel zu Freileitung entnimmt man, wie in Tabelle 8, einen Investitionskostenfaktor von **6,8** für die direkte Erdverlegung und von **5,7** für die Tunnelvariante.

Wegen des verringerten Strommittelwertes vermindert sich die Differenz der Verlustkosten, beträgt aber noch immer rd. 2,3…2,7 Mio. CHF. Die Gesamtkostenfaktoren liegen jetzt bei

- **1,83** bei direkter Erdverlegung und
- **1,63** bei der Tunnelvariante.

Szenarium 1: **850 A**; p = 3,75 %; t_I = 1,7 % **t_V = 1,7 %**; **0,095 CHF/kWh**		**Rohrblock**	**Stollen**	**OHL 2 Systeme 3*2*600**
		2500 Cu 1,0 W/(K m)	**2500 Al**	
Grabenbreite	m	4,4		
spez. Grabenkosten	CHF/m/m	192,00		
Rohre/Armaturen	CHF/m	157,50	70,0	
längenbez. Ges.kosten	CHF/m	1.002,50	1.264,50	
Tiefbau insgesamt	CHF	**952.185**	**1.267.775**	
2 Kabelsysteme incl. Reservelänge	CHF	2.788.052	1.691.091	
Garnituren	CHF	567.000	567.000	
Legung, Montage, Prüfung	CHF	651.510	651.510	
EMV-Kompens.leiter	CHF	102.600	102.600	
Kabel/OHL-Kosten ingesamt	CHF	**4.109.162**	**3.012.201**	**950.000**
Übergangsbauwerk, Zaun, Mehrkosten der OHL (wie in [1])	CHF	**740.000**	**740.000**	
Re-Invest nach 40 a 0,450*Invest.kosten	CHF	**1.849.534**	**1.355.792**	**171.038**
Investitionskosten	CHF	**7.650.881**	**6.375.768**	**1.121.038**
Faktor Invest.kosten		**6,82**	**5,69**	**1,0**
Verlustkosten	CHF	**1.569.809**	**2.150.609**	**5.867.473**
Wartung	CHF	**61.930**	**61.930**	**195.570**
Gesamtkosten	CHF	**9.282.621**	**8.588.397**	**7.184.081**
Faktor Gesamtkosten		**1,29**	**1,20**	**1,0**

Tabelle 8: Zusammenstellung der Kosten für das **Szenarium 1** (mittlere Prognose)
(Cu-Preis: 7,65 CHF/kg; Al-Preis: 2,64 CHF/kg)
Betrachtungszeitraum *T* = 80 a

Tabelle 10 zeigt die entsprechenden Kosten für das Szenarium 3 der „hohen Verlustkosten“, der Variante, die mit einer Teuerungsrate der Verlustkosten von t_V = 3,5 % der obenstehenden Prognose von Axpo noch am nächsten kommt (Zitat: „*Axpo-CEO Heinz Karrer erwartet, dass die Grosshandelspreise für Strom in den nächsten fünf bis zehn Jahren um rund 50 Prozent steigen werden. Falls die Schweiz mittel- und langfristig verstärkt auf Importe angewiesen sei, dürfte die Preissteigerung noch höher ausfallen.*“).

Auch der gewählte Strommittelwert von 1000 A sowie spezifische Verlustkosten zum Investitionszeitpunkt von 0,109 CHF/kWh (als SWEP-Mittelwert der letzten drei Jahre) erscheinen durchaus realistisch. Die Teuerungsrate für Investitionen von t_I = 1,7 % entspricht dem Vorschlag in [3].

Szenarium 2: **700 A**; p = 3,75 %; t_I = 1,7 % **t_V = 1,7 %**; **0,080 CHF/kWh**		**Rohrblock** **2500 Cu** **1,0 W/(K m)**	**Stollen** **2500 Al**	**OHL** **2 Systeme** **3*2*600**
Grabenbreite	m	4,4		
spez. Grabenkosten	CHF/m /m	192,00		
Rohre/Armaturen	CHF/m	157,50	70,0	
längenbez. Ges.kosten	CHF/m	1.002,50	1.264,50	
Tiefbau insgesamt	CHF	**952.185**	**1.267.775**	
2 Kabelsysteme incl. Reservelänge	CHF	2.788.052	1.691.091	
Garnituren	CHF	567.000	567.000	
Legung, Montage, Prüfung	CHF	651.510	651.510	
EMV-Kompens.leiter	CHF	102.600	102.600	
Kabel/OHL-Kosten ingesamt	CHF	**4.109.162**	**3.012.201**	**950.000**
Übergangsbauwerk, Zaun, Mehrkosten der OHL (wie in [1])	CHF	**740.000**	**740.000**	
Re-Invest nach 40 a 0,450*Invest.kosten	CHF	**1.849.534**	**1.355.792**	**171.038**
Investitionskosten	CHF	**7.650.881**	**6.375.768**	**1.121.038**
Faktor Invest.kosten		**6,82**	**5,69**	**1,0**
Verlustkosten	CHF	**1.013.353**	**1.345.109**	**3.455.256**
Wartung	CHF	**61.930**	**61.930**	**195.570**
Gesamtkosten	CHF	**8.726.165**	**7.782.807**	**4.771.864**
Faktor Gesamtkosten		**1,83**	**1,63**	**1,0**

Tabelle 9: Zusammenstellung der Kosten für das **Szenarium 2** (Minimal-Prognose)
(Cu-Preis: 7,65 CHF/kg; Al-Preis: 2,64 CHF/kg)
Betrachtungszeitraum T = 80 a

Für das Kostenverhältnis Kabel zu Freileitung entnimmt man der Tabelle 10 wieder einen Investitionskostenfaktor von **6,8** für die direkte Erdverlegung und von **5,7** für die Tunnelvariante.

Wegen des höheren Strommittelwertes beträgt die Differenz der Verlustkosten von Freileitung und Kabel rd. 12 bis 14 Mio. CHF. Die Gesamtkostenfaktoren liegen jetzt bei

- **0,66** bei direkter Erdverlegung und
- **0,68** bei der Tunnelvariante.

Damit liegen bei dieser Variante die Vollkosten der Freileitung um etwa 50 % über denjenigen der Kabelvarianten.

Szenarium 3: **1000 A**; p = 3,75 %; t_I = 1,7 % **t_V = 3,5 %; 0,109 CHF/kWh**		**Rohrblock** **2500 Cu** **1,0 W/(K m)**	**Stollen** **2500 Al**	**OHL** **2 Systeme** **3*2*600**
Grabenbreite	m	4,4		
spez. Grabenkosten	CHF/m /m	192,00		
Rohre/Armaturen	CHF/m	157,50	70,0	
längenbez. Ges.kosten	CHF/m	1.002,50	1.264,50	
Tiefbau gesamt	CHF	**952.185**	**1.267.775**	
2 Kabelsysteme incl. Reservelänge	CHF	2.788.052	1.691.091	
Garnituren	CHF	567.000	567.000	
Legung, Montage, Prüfung	CHF	651.510	651.510	
EMV-Kompens.leiter	CHF	102.600	102.600	
Kabel/OHL-Kosten ingesamt	CHF	**4.109.162**	**3.012.201**	**950.000**
Übergangsbauwerk, Zaun, Mehrkosten OHL (wie in [1])	CHF	**740.000**	**740.000**	
Re-Invest nach 40 a 0,450*Invest.kosten	CHF	**1.849.534**	**1.355.792**	**171.038**
Investitionskosten	CHF	**7.650.881**	**6.375.768**	**1.121.038**
Faktor Invest.kosten		**6,82**	**5,69**	**1,0**
Verlustkosten	CHF	**4.234.952**	**5.931.305**	**16.822.846**
Wartung	CHF	**61.930**	**61.930**	**195.570**
Gesamtkosten	CHF	**11.947.764**	**12.369.003**	**18.139.454**
Faktor Gesamtkosten		**0,66**	**0,68**	**1,0**

Tabelle 10: Zusammenstellung der Kosten für das **Szenarium 3** (obere Prognose)
(Cu-Preis: 7,65 CHF/kg; Al-Preis: 2,64 CHF/kg)
Betrachtungszeitraum T = 80 a

12.8 Einfluß von Parameteränderungen

Um eine Eindruck vom Einfluss einzelner Parameter auf die obenstehenden Ergebnisse zu bekommen, wurden für die drei gewählten Szenarien in der Tabelle 11 die folgenden Parameter variiert:

a) Es wurde dem (nach Ansicht des Verfassers für die Kabelauslegung unsinnigen, siehe oben) Ansatz nach [1, 3, 4] mit einem **Dauerlast**-Höchststrom von 1920 A gefolgt. Dieser Ansatz erzwingt eine vergrößerte Trassenbreite von rd. 6,5 m.
Man erkennt, daß sich für die direkte Erdverlegung sowohl die Investitions- wie auch die Gesamtkostenfaktoren relativ wenig ändern. Auslegung und Kosten der Tunnelvariante bleiben von diesem Ansatz unberührt.

b) Es wurden die Kabelkosten um 10 % und um 20 % erhöht.
Deutlich werden verhältnismäßig geringe Erhöhungen der Investitionskosten und noch weitaus geringere Erhöhungen der Gesamtkostenfaktoren.

c) Die Wartungskosten der Kabel wurden um einen Faktor 4,0 erhöht.
De utlich wird der geringe Einfluß der Wartungskosten auf die Gesamtkosten.

d) Die Teuerungsrate der Verluste wird- wie in [6] vorgeschlagen – auf t_V = 1,0 % vermindert. Allerdings ist der Verfasser der Ansicht, daß diese Rate mindestens gleich der Teuerungsrate für Investitionen (1,7 % lt. NOK) sein sollte, vergl. Abschnitt 12.6.

		Investitionskosten-faktor		**Gesamtkosten-faktor**	
geänderte Parameter	**Szena-rium**	**Rohrblock 2500 Cu**	**Tunnel 2500 Al**	**Rohrblock 2500 Cu**	**Tunnel 2500 Al**
1920 A	**1**	**7,17**	**5,69**	**1,35**	**1,20**
Bel.grad *m* = 1,0	**2**	**7,17**	**5,69**	**1,91**	**1,63**
Grabenbreite 6,5 m	**3**	**7,17**	**5,69**	**0,68**	**0,68**
Kabelkosten	**1**	**7,36**	**6,19**	**1,38**	**1,26**
+ 10 %	**2**	**7,36**	**6,19**	**1,95**	**1,72**
	3	**7,36**	**6,19**	**0,69**	**0,70**
Wartungskosten	**1**	**6,82**	**5,69**	**1,32**	**1,22**
Kabel: Faktor 4	**2**	**6,82**	**5,69**	**1,87**	**1,67**
	3	**6,82**	**5,69**	**0,73**	**0,74**
Teuerungsrate der	**1**	**6,82**	**5,69**	**1,41**	**1,30**
Verluste	**2**	**6,82**	**5,69**	**1,96**	**1,74**
t_V = 1,0 %	**3**	**6,82**	**5,69**	**1,04**	**0,98**

Tabelle 11: Investitionskosten- und Gesamtkostenfaktoren Kabel/Freileitung bei Variation von Parametern

Für alle Szenarien bleiben die Gesamtkostenfaktoren der Varianten unter einer Größe von 2,0. Für das Szenarium 3 bleiben in allen Fällen die Gesamtkosten der Kabelanlage niedriger als die Gesamtkosten der Freileitung.

13. Zusammenfassung und Folgerungen

In der vorliegenden Studie geht der Verfasser auf die wesentlichen Argumente und Entgegenhaltungen in den Stellungnahmen [3] bis [7] ein und versucht, über sachgerechte Abwägungen aller Argumente den technisch/wirtschaftlichen Vergleich nach [2] über weitere, für alle Seiten akzeptable Varianten zu ergänzen.

Hierzu zählt vor allem, daß die in den Entgegenhaltungen [3], [4], [6] infrage gestellten Optimierungsmöglichkeiten:

c) 380-kV-VPE-Kabel mit Leiterquerschnitt 3200 mm^2 und
d) Einsatz eines hochwärmeleitfähigen Spezialbetons

hier nicht weiter vertieft werden (obwohl die zeitnahe Liefermöglichkeit durch einen Kabelhersteller bestätigt wird). Vielmehr wird nachgewiesen, daß auch mit normalem Magerbeton und mit 380-kV-VPE-Kabeln mit einem Leiterquerschnitt von 2500 mm^2, die von einer größeren Zahl von Kabelherstellern geliefert werden können, Lösungen gegeben sind, und zwar sowohl für die direkte Erdverlegung (Rohrblock) wie auch für eine Tunnellösung.

Zur Tunnellösung wird das Angebot eines deutschen Herstellers vorgelegt, der bereit ist, unter den gegebenen Randbedingungen des Transportes und der Trassenbeschaffenheit auf der Basis der Schweizer Gesetze einen begehbaren „Infrastrukturkanal“ zu errichten. Das vorliegende Angebot bestätigt die Kostenansätze in [2].

Dieselbe Bauunternehmung bietet auch die Erstellung des Kabelgrabens als Rohrblock an, wobei – wegen der in [3, 4] geäußerten Bedenken – von normalem Magerbeton zur thermischen Stabilisierung ausgegangen wird.

Wegen des begrenzten Zeitrahmens wurde zu den Kabelkosten nur ein Angebot einholt. Dieses Angebot der Firma nkt cables weist aus, daß die Kabelpreise unter Druck geraten sind, so daß trotz stark angestiegener Metallpreise die Kabelkosten geringer sind als in [2].

Den Ausführungen in [3] und [6] folgend, wird bei der Auslegung der Kabelanlage und bei den Kostenberechnungen eine komplette, fertig installierte Reservelänge berücksichtigt.

Die Kosten der Freileitung werden aus [1] übernommen, obwohl inzwischen die Rohstoffpreise stark angestiegen sind.

Während in [3] und [4] ohne weitere Untersuchung lediglich Bedenken hinsichtlich der Transportbedingungen erhoben werden, ergibt eine konkrete Überprüfung optimale Transportbedingungen zur Baustelle. Durch Umspulen des Kabels von einem Umschlagplatz über Kabelrollen zum Trassenanfangspunkt kann vermieden werden, daß ein schwerer Transporter auf das Trassengelände fahren muß.

Nachfragen bei den Kabelherstellern haben ergeben, daß die von NOK und ESTI in [3, 4] vorgelegte Herstellertabelle teilweise falsche und teilweise irreführende Informationen

bietet: nach dieser Tabelle kann von fünf Anbietern gerade einer eine Kabellänge (2500 mm^2) von 1000 m liefern. Tatsächlich sind auch die Firmen Südkabel und Prysmian sowie die Firma Nexans an mehreren Standorten in der Lage, Kabellängen von mehr als 1000 m zu liefern.

In [3] wird die Senkung des internen Zinsfußes auf 3,75 % sowie die Einführung einer Teuerungsrate von 1,7 % im Hinblick auf spätere Re-Investitionen gefordert. Der Verfasser kommt bei den Kostenberechnungen diesen Forderungen nach und berücksichtigt auch bei den Verlustkosten eine Teuerungsrate, die in zwei Szenarien ebenfalls zu 1,7 %, in einem dritten Szenarium aber, veröffentlichten Expo-Prognosen zu stark steigenden Energiekosten folgend, mit 3,5 % höher gewählt wird. Für die drei unterschiedlichen Szenarien zur Verlustkostenentwicklung werden Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen vorgenommen.

Die weiteren Untersuchungen des Verfassers führen zu folgenden Aussagen:

1. Auch bei einem Leiterquerschnitt von 2500 mm^2 kann die Übertragungsaufgabe von 1920 A je System mit nur zwei Kabelsystemen realisiert werden. Diese Aussage gilt sowohl für die Verlegung im Stollen als auch für die direkte Erdverlegung.

2. Die Angaben in [3] zur Bodenerwärmung sind völlig überzogen. Der Verfasser verweist auf Berechnungsergebnisse sowie Ergebnisse aus einem Feldversuch, die gemeinsam mit dem Netzbetreiber RWE Transportnetz Strom (Amprion) durchgeführt und publiziert wurden (s. Anhang).

3. Den Ausführungen in [6] kann entnommen werden, daß der geforderte Stromhöchst wert von 1920 A auf der betrachteten Übertragungsstrecke selbst im (n-2)-Störungsfall nicht auftreten kann. Er ist vielmehr aus einer hierzu irrelevanten Eigenschaft der Freileitung abgeleitet.

4. Der Verfasser verdeutlicht auch hier noch einmal, daß eine Dauerlast mit konstantem Höchststrom über Wochen und Monate, wie sie für die thermische Auslegung von erdverlegten Kabeln vorausgesetzt werden müsste, im Netzbetrieb nicht vorkommt.

5. Obwohl die Vorgabe „1920 A bei Dauerlast“ in diesem Sinne nicht sinnvoll sind, wird gleichwohl nachgewiesen, daß ihr mit nur zwei Kabelsystemen auch bei der Rohrblocklösung entsprochen werden kann (allerdings erzwingt diese Forderung eine Grabenbreite von 6,5 m anstelle von 4,4 m. Bei der Tunnelvariante kann hierzu ein kostengünstiger Aluminiumleiterquerschnitt von 2500 mm^2 gewählt werden.

6. Die Freileitung weist über ihre Betriebsdauer Verluste auf, die um 50.000 MWh bis zu 110.000 MWh höher liegen als bei den Kabellösungen. Dies ist nicht nur ökologisch bedenklich, sondern auch sehr teuer.

   Der in [6] angestoßenen und in [3] übernommenen Diskussion einer möglichen Freileitungskonstruktion mit Viererbündeln 4*600 mm^2 kann nicht gefolgt werden: über den größten Teil der Strecke Beznau-Birr-Obfelden-Mettlen wurde die Freileitung bereits mit der Zweierbündel-Konstruktion errichtet. NOK verweist in [3] auf das gesamtheitliche Konzept und darauf, daß eine Freileitung mit Viererbündeln „nicht den bisher angewandten Standards im Übertragungsnetz der NOK, resp. Schweiz, entspricht“.

   Es würde daher wenig Sinn machen (und eher manipulierend wirken), auf dem Papier für den diskutierten, kurzen Freileitungsabschnitt eine andere Konstruktion mit Vierer-

bündeln zu wählen, einzig mit dem Ziel, die Freileitung dort im Wirtschaftlichkeitsvergleich günstiger erscheinen zu lassen.

Als Alternative käme der Austausch der Stromkreise bei den bereits errichteten Freileitungsabschnitten infrage, falls die Masten hierfür statisch geeignet sind. In diesem Fall ergäben sich Mehrkosten von vielen Millionen Schweizer Franken, im anderen Fall (mit vollständigem Austausch der Masten und der Fundamente) von einigen 10 Millionen Schweizer Franken.

7. Die ermittelten Kostenfaktoren zu den Investitionskosten und den Gesamtkosten von Kabellösungen und Freileitung variieren stark innerhalb der drei Szenarien. Die Investitionskostenfaktoren liegen zwischen **5,69** für die Tunnellösung und **6,82** für den Rohrblock. Die entsprechenden Gesamtkostenfaktoren schwanken je nach Szenarium zwischen **0,68** und **1,63** für die Tunnellösung sowie zwischen **0,66** und **1,83** für den Rohrblock.
   Dies bedeutet, dass bei dem pessimistischen Szenarium der Verlustkostenentwicklung die Kabellösungen der Freileitung wirtschaftlich spürbar überlegen sind.

8. Parametervariationen wie: größere Grabenbreite von 6,5 m (wegen der unsinnigen Dauerlastforderung), eine 10 %ige Kostenerhöhung bei den Kabeln, eine Erhöhung der Kabel-Wartungskosten um den Faktor 4,0 oder auch eine Minderung der Teuerungsrate der Verluste auf $t_V = 1{,}0\ \%$ führen zu Gesamtkostenfaktoren, die in allen Fällen unterhalb von 2,0 bleiben. Für das Szenarium 3 bleiben die Gesamtkosten der Kabelanlage niedriger als die Gesamtkosten der Freileitung.

9. Es wird dem Vorschlag nach [6] gefolgt, eine zusätzliche Kabellänge zu verlegen, die bei Ausfall einer Kabelader „innert eines Tages“ [6] in Betrieb genommen werden kann, so daß hierdurch (n-1)-Sicherheit gewährleistet wird. Da zusätzlich durch die Auslegung des 220-kV-Systems auf 380 kV die Möglichkeit der Umschaltung auf das 220-kV-System gegeben ist, wird die Anlage letztlich nach dem (n-2)-Prinzip ausgelegt, so dass von einer großen Betriebssicherheit ausgegangen werden kann.

Die von NOK in [3] für 380 kV-Kabel geschilderten Störungen (vergl. hierzu die Stellungnahme von Europacable im Anhang) weisen aus, daß in vier der sechs Fälle äußere Einwirkungen zur Kabelbeschädigung geführt haben, was bei Verlegung der Kabel im Tunnel ausgeschlossen werden kann. Daher empfiehlt der Verfasser für den Fall einer Zwischenverkabelung nicht nur wegen der niedrigen Gesamtkosten, sondern auch wegen der anderen vielfältigen Vorteile eines Tunnels (Zugänglichkeit, mechanischer Schutz der Kabel, Ausbaumöglichkeiten etc.) die Realisierung einer Kabelanlage im Tunnel.

14. Schrifttum

[1]	NOK	Umbau 220-kV-Leitung Beznau-Birr auf 380/220 kV Studie Teilverkabelung Riniken Nordostschweizerische Kraftwerke AG,Studie Mai 2004
[2]	H. Brakelmann	Begutachtung der NOK-Studie: Umbau 220-kV-Leitung Beznau-Birr auf 380/220 kV/ Teilverkabelung Riniken Studie 2009
[3]	NOK	Stellungnahme zur „Begutachtung der NOK-Studie“ Nordostschweizerische Kraftwerke AG, Oktober 2009
[4]	ESTI	Stellungnahme zur „Begutachtung der NOK-Studie“ Eidgenössisches Starkstrominspektorat, November 2009
[5]	swissgrid	Anschreiben NOK; Strategisches Übertragungsnetz Stellungnahme, 06.10.2009
[6]	K. Fröhlich H. Glavitsch	Stellungnahme zu den Studien NOK-2004 / Prof. Brakelmann 2009 bezüglich der Teilverkabelung-Riniken Baden, Oktober 2009
[7]	UVEK/BAFU	Stellungnahme zur „Begutachtung der NOK-Studie“ Vernehmlassung im Beschwerdeverfahren, Oktober 2009
[8]	B.R. Oswald	380-kV-Salzburgleitun g Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu Gutachten im Auftrag von Energie-Control GmbH, Wien Hannover, 2007
[9]	KEMA	Machbarkeitsuntersuchung zur Gesamt- und Teilverkabelung der 380-kV-Leitung „St.Peter-Tauern“ im Bundesland Salzburg Studie der KEMA IEV, Dresden, Januar 2008
[10]	M. Hoffmann F. Noack	Machbarkeitsstudie 380-kV-Kabel für Salzburg Graz/Ilmenau, 2008
[11]	B.R. Oswald	Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Hochspannungsnetz (Ganderkesee-St. Hülfe) FORWIND, Osnabrück, 2005
[12]	H. Brakelmann	Netzverstärkungstrassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? Studie, Rheinberg, 2004
[13]	H.J. Haubrich	Begutachtung eines Vergleichs von Leitungsbauvarianten des Energieversorgers EOS Kurzgutachten für das BfE, Simmerath, 2009

[14]	IEC-Publ. 287	Calculation of the continuous current rating of cables (100 % load factor), 1982
[15]	IEC-Publ. 853-2	Calculation of cyclic and emergency current ratings of cables", Part 2, 1989
[16]	G. Balog H. Brakelmann e.a.	Transient Voltages Affecting Long Cables Report CIGRE WG B-06, Electra , 2004
[17]	H. Brakelmann	Magnetfeldreduzierung bei Drehstrom-Einleiterkabeln Bulletin des SEV, 2008, pp. 31-36
[18]	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
[19]	CIGRE WG B1-10	UPDATE OF SERVICE EXPERIENCE OF HV UNDER-GROUND AND SUBMARINE CABLE SYSTEMS Cigre-Report, Mai 2009
[20]	E. Aldinger H. Brakelmann D. Uther e.a.	Wärmeemission bei Hoch- und Höchstspannungs-kabeln El.wirtsch., 2009, H. 10, pp. 66-74
[21]	J. Stammen,	Numerische Berechnung elektromagnetischer und thermischer Felder in Hochspannungskabelanlagen Diss. Univ. Duisburg-Essen, Shaker-Verlag, 2001
[22]	P. Argaut Ch. Jensen	New 400 kV Cable System in Jutland (Denmark) CIGRE-Report, 2002
[23]	DENA	Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegra-tion von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 2005, http://www.dena.de
[24]	H. Brakelmann J. Dietrich, A. Märten H.P. May	Hochwärmeleitfähiger Spezialbeton für den Kabelgraben El.wirtschaft ew, H. 14/15, Juli 2009, S. 66-72
[24]	T. Renata	Einsatz von passiven funkabfragbaren Oberflächen-wellensensoren in der elektrischen Energietechnik Diss. TH Darmstadt, 2007
[25]	M. Palic e.a.	Kabel und Freileitungen in überregionalen Versorgungsnetzen expert-verlag, Ehningen, 1992

weiterführendes Schrifttum:

[26]	L. Heinhold R. Stubbe	Kabel und Leitungen für Starkstrom Siemens AG, Berlin/München, 1969
[27]	H. Brakelmann	Belastbarkeiten der Energiekabel - Berechnungsmethoden und Parameteranalysen VDE-Verlag (1985), S. 1 - 401
[28]	G.J. Anders	Rating of electric power cables IEEE Press, New York, 1997
[29]	H. Brakelmann	Energietechnik programmiert - Probleme,Lösungen, Programme - VDE-Verlag (1989) S. 1 - 266
[30]	E. Peschke R.v.Ohlshausen	Kabelanlagen für Hoch- und Höchstspannung Pulicis MCD Verlag, Erlangen, 1998
[31]	VDEW	Kabelhandbuch VWEW-Verlag, Frankfurt, 2001
[32]	Fischer, F. Nefzger, P. Kaintzyk, U.	Freileitungen Springer-Verlag, 2001
[33]	F. Kiessling, P. Nefzger J.F. Nolasco, U. Kaintzyk	Overhead Power Lines Springer, Berlin, 2003
[34]	H. Happoldt/D. Oeding:	Elektrische Kraftwerke und Netze Springer-Verlag, Berlin, 5. Auflage, 1978

Anhang 1

Positionspapier Europacable

Brüssel, 01/2009

Europacable

The European Confederation of Associations of Manufacturers of Insulated Wires and Cables

c/o Cablebel
"Diamant Buidling"
Blvd A Reyers 80
B-1030 Bruxelles
Tel: +32 2 706 8730
t.neesen@europacable.com
www.europacable.com

Positionspapier Europacable
14 Dezember 2009

Grundsätzliches

Aufgrund unserer Expertise und Erfahrung ist Europacable überzeugt, dass eine Teilverkabelung der geplanten Salzburgleitung eine sichere und zuverlässige Energieversorgung gewährleisten würde.

In der Bundesrepublik Deutschland belegt die Umsetzung der 4 Pilotprojekte im Rahmen des EnLAG aus Sicht des deutschen Bundeswirtschaftsministeriums zudem, dass eine sinnvolle Teilverkablung die Akzeptanz der Bevölkerung erhöht und somit zu einer Beschleunigung des erforderlichen Netzausbaus beitragen kann.

Über den Nutzen von Erdkabeln

Aus der ‚Unsichtbarkeit' des Erdkabels ergeben sich diverse Vorteile, die letztendlich einen volkswirtschaftlichen Gesamtnutzen implizieren.

Beschleunigung des Netzausbaus:

- Wie von Herrn Dr. Fraas vom Bundeswirtschaftsministerium auf der Berliner ETP Konferenz herausgestellt, führt der im EnLAG entwickelte Teilverkabelungsansatz zu einer größeren Akzeptanz in der betroffenen Bevölkerung. Die Bundesregierung erwartet somit eine Beschleunigung des Netzausbaus durch Teilverkabelungen.
- Frühere Leitungsprojekte wie z.B. Turbigo-Rho in Italien belegen diesen Ansatz.

Die Nachhaltigkeit von Teilverkabelungen:

- Erdkabeln haben geringere Verluste als Freileitungen womit sich Energieeinsparungspotentiale ergeben.
- Neben der Versorgungssicherheit erwächst die Notwendigkeit des Netzausbaus im Wesentlichen aus der verstärkten Integration regenerativer Energiequellen in Europa's Energiemix. Europacable ist der Meinung, dass dieser erforderliche Netzausbau ohne Teilverkabelungen in sensiblen Bereichen nur schwer erreicht werden kann. Wir sind überzeugt, dass die Akzeptanz erneuerbarer Energien durch die Bevölkerung nicht durch mangelnde Teilverkabelung der erforderlichen Leitungen gefährdet werden sollte.

Geringerer Platzbedarf ermöglicht umfassendere Nutzung des Geländes:

- Mit etwa 15 Metern ist der Platzbedarf für ein Erdkabelsystem geringer als für eine Freileitung mit der gleichen Übertragungsleistung.
- Anders als Freileitungen strahlen Erdkabel kein elektrisches Feld aus. Wenngleich das Magnetfeld des Kabels direkt über der Trasse geringfügig höher als unmittelbar unter der Freileitung, fällt es zur Seite aber sehr viel schneller ab. Damit wird der Grenzwert von 1µT beim Kabel deutlich vor dem Mindestabstand von 70 m erreicht.
- Zusätzlich kann man beim Kabel durch Abschirmung direkt über der Trasse eine weiterführende Abschirmung des Magnetfeldes für bestimmte Streckenabschnitte erreichen. Diese Möglichkeit besteht bei der Freileitung nicht.

Geringerer Wertverlust des Geländes sowie umliegenden Eigentums:

- Eine Studie von Professor Sally Sims der Universität Oxford Brookes (2005) untersucht den Wertverlust von Immobilien in Glasgow in der Nähe einer 275kV Freileitung sowie von Siedlungen in Worcester in der Nähe einer 132kV Freileitung. Die Studie stellt fest, dass Immobilien die näher als 150 Meter an der der Freileitung standen, einen Wertverlust von bis zu 20% erfahren haben.

Unterstützung moderner, fortschrittlicher Technologie in Europa:

- Europa ist weltweit führend in der Herstellung von Erdkabeltechnologie. Indem Netzbetreiber diese moderne Technologie aufgreifen, unterstützen sie nicht nur die europäischen Kabelhersteller diese innovative Technologie weiter zu etablieren, sie dokumentieren auch gleichermassen ihre eigene Vorreiterschaft in technologischer Hinsicht, wie auch ihrer gesellschaftlichen Verantwortung gegenüber betroffenen Anrainern.
- Indem Netzbetreiber diese Vorreiterrolle übernehmen, erwerben sie einen Erfahrungsvorsprung mit dieser zukunftsweisenden Technologie, die sie nicht nur im internationalen Wettbewerb herausheben wird, sondern auch von Investoren als führend wahrgenommen werden wird.

Somit wird deutlich, dass eine sinnvolle Verkabelung von Teilabschnitten geplanter Netzausbauprojekte einen weiterführenden volkswirtschaftlichen Gesamtnutzen aufweisen kann, als er üblicher Weise in den Diskussionen abgedeckt wird.

Versorgungssicherheit

Jedem Höchstspannungssystem kommt eine große Bedeutung für die Versorgungssicherheit zu, ob in Höchstspannungszuführungen in großen Ballungsräumen oder als Teil von Übertragungsnetzwerken. Die geplante Salzburgleitung, mit ihrer Bedeutung für das Land Salzburg, die Region, die Republik Österreich und letztlich auch den europäischen Raum, bedeutet in diesem Sinne keine Besonderheit: Wie alle anderen Systeme, ist sie von strategischer Bedeutung.

Jede der in Europa umgesetzten und geplanten Teilverkabelungslösungen ist grundsätzlich so ausgelegt, dass das N-1 Kriterium der Energieversorger ausnahmslos erfüllt wird um die Versorgungsicherheit zu gewährleisten.

Hierbei gelten für Kabelsysteme die gleichen Anforderungen wie für Freileitungssysteme:

- Bei Ausfall eines Systems muss das andere System in der Lage sein, die zusätzliche Leistung zu transportieren.

- Bei Ausfall von beiden Systemen, sei es durch umgeknickten Freileitungsmast oder externer Beschädigung beider Kabelsysteme, kann die Leistung der Ringleitung über den Ring transportiert werden.

Europacable hebt immer wieder hervor, dass die Anforderungen an jede Leitung individuell sind. Es trifft auch zu, dass die individuellen Anforderungen einer Übertragungsleitung aus den jeweiligen Charakteristika des nationalen Übertragungsnetzes, in die es eingebunden ist, erwachsen. Dies gilt auch in Salzburg. Dennoch ist die europäische Kabelindustrie überzeugt, dass die Technologie zur Verfügung steht, um eine dauerhaft sichere Übertragung der Salzburgleitung durch eine Teilverkabelung zu gewährleisten.

Zuverlässigkeit des Erdkabel

380kV Erdkabel in Kunststofftechnologie sind eine moderne, innovative Technologie, die seit den frühen 90er Jahren in Europa zuverlässig eingesetzt wird. Die Kabelhersteller verbürgen sich für die Qualität ihrer Produkte.

Die äußerst hohe Zuverlässigkeit von Erdkabeln wurde erst kürzlich in der im April 2009 veröffentlichten CIGRE Studie 379 "*Update of Service Experience of HV Underground and Cable Systems*" belegt:

- Im Gegensatz zu einigen Freileitungsstatistiken, die unabwendbaren Ereignisse wie z.B. Naturkatastrophen nicht erfassen, sind in dieser Studie alle unplanmäßigen Abschaltungen unabhängig von ihrer Ursache erfasst. (Anmerkung: Die E-Control Störungsstatistik 2008 für Österreich hingegen nimmt „umweltbeeinflusste Schadensereignisse" für Freileitungen *nicht* mit in die Statistik auf.)
- Laut der CIGRE Studie liegen die Fehlerraten für VPE-Kabel Systeme bei 0,277 Fehler/100 Systemkilometer und Jahr inklusive der Garnituren bei heute üblichen Abständen von Muffengruben von 1000m. Das heißt ca. 1 Fehler/360 Systemkilometer und Jahr auftreten. Hierbei wird anders als bei der genannten Freileitungsstatistik jede außerplanmäßige Abschaltung als Fehler gezählt, somit auch die Fehlalarme.
- Die Studie zeigt auf, dass ca. 50% der Fehler durch externe Beschädigungen und dass bis zu 25% der Fehler durch fehlerhafte Montage hervorgerufen werden. Somit kann das Risiko eines Ausfalls durch ausreichende Vorkehrungen der Energieversorger deutlich verringert werden.

Qualitätsprüfung während und nach der Fertigung

- Während der Fertigung unterliegen Erdkabel und Garnituren (Muffen und Endabschlüsse) ständiger Kontrolle.
- Nach der Produktion werden alle Komponenten einer elektrischen- und optischen Prüfung unterzogen. Somit stellen die Hersteller sicher, dass nur einwandfreie Teile ausgeliefert werden.

Qualitätsprüfung nach der Verlegung

- Die Verlegung der Kabelsysteme erfolgt mit größter Sorgfalt.
- Nach Fertigstellung einer Kabelanlage wird diese einer elektrischen Prüfung mit einer gemeinsamen Teilentladungsmessung unterzogen, womit sichergestellt wird, dass die montierten Kabelgarnituren einwandfrei die gleichen Parameter wie das Kabel erfüllen.

Überwachung während der Nutzung

- Im Betrieb sind Kabel wartungsfrei und sicher.

- Heutige Monitoringtechnologie ermöglicht eine umfassende permanente Fernüberwachung des Kabelsystemes und gewährleistet somit einen schadenfreien Betrieb.

Reparaturdauer

Nach der Verlegung sind Erdkabel nahezu wartungsfrei und durch das Erdreich gut geschützt. Fehler können vornehmlich durch externe Beschädigungen von Dritten eintreten.

Lokalisierung des Fehlers

- Bei externen Beschädigungen durch Dritte ist die Fehlerstelle unmittelbar ersichtlich.
- Eine interne Schadstelle kann durch Monitoring sofort exakt lokalisiert werden.

Reparatur des Fehlers

- Für eine durchschnittliche Reparatur ist ein Zeitraum von max. 2 – 3 Wochen vorgesehen, unter der Voraussetzung, dass ein entsprechendes Reservematerial (Kabel und Garnituren) vor Ort lagernd ist.

Wiedereinschaltung des Systems

- Nach Abschluss der Reparatur ist das Kabelsystem unmittelbar wieder vollständig für die dafür ausgelegte Übertragungsleistung einsetzbar.
- Mitunter entscheidet der Netzbetreiber, die Wiedereinschaltung des Systems aus innerbetrieblichen Gründen über den eigentlichen Reparaturzeitraum hinaus zu verzögern

Vergleich zur Freileitung

- Schäden an einzelnen Freileitungsseilen können innerhalb kürzester Zeit (Stunden/wenige Tage) repariert werden, wenn der Schaden lokal begrenzt ist.
- Zunehmend werden Ausfälle von Freileitungen jedoch durch extreme Wetterlagen hervorgerufen werden. Vielfach sind multiple Schäden an einer Vielzahl von Masten zu verzeichnen, die dann eine wochen- oder monatelange Reparaturzeit erfordern (siehe Ausfälle in Frankreich 1999, Italien 2003 und Norddeutschland 2005). Wiederholt sind hierbei heftige Schneefälle und Eisregen der Auslöser, was auch in der Region Salzburg eine Gefahr für einen möglichen Blackout der Freileitung birgt.

Ringleitung vs. Stichleitung

Der Unterschied zwischen einer Ring- oder Stichleitung erklärt sich lediglich aus der Anordnung bzw. Einbindung dieser Leitung in das übergeordnete Versorgungsnetz. Aus technischer Perspektive besteht keinerlei Unterschied in der Anforderung an die Leitungstechnik. Sowohl eine Freileitung als auch eine Kabelanlage müssen das N-1 Kriterium erfüllen, d.h. dass bei Ausfall eines Systems das andere System in der Lage ist die komplette Leistung zu transportieren.

Bei der Ringleitung ergibt sich zudem der Vorteil, dass bei einer Unterbrechung beider Systeme (egal ob bei der Freileitung oder bei der Kabelanlage), der Energietransport über den restlichen Teil des Ringes bis zu dem von der Unterbrechung nahest gelegenen Umspannwerk transportiert werden kann. Somit bietet die Ringleitung eine zusätzliche Absicherung im Vergleich zur Stichleitung.

Tennet 380kV Randstad Projekt

In den Niederlanden hat der Netzbetreiber Tennet im Mai 2008 beschlossen, zwei Abschnitte des 2 x2750 MVA Randstad 380kV Projektes zu verkabeln.

Der sogenannte Randstad Ring stellt eine der kritischen Nord-Süd Energieverbindungen in den Niederlanden da. Als eine der „Rückgrad-Leitungen" soll über diese Ringleitung wesentliche Energie aus den künftigen Windparks im Norden des Landes sowie von einem neuen Kohlekraftwerk in den Süden der Niederlande transportiert werden, wo die Energie gebraucht wird. Zitat von der Tennet website: "*The new high-voltage line between Wateringen and Beverwijk will guarantee the security of supply in the Randstad region for the coming decades. Besides providing sufficient transmission capacity, the new line will also reduce the risk of large-scale power outages.*"

Der Randstad Ring wird zum einen mit einer Unterbohrung des Rheins bei Rotterdam über eine Strecke von 2 km verkabelt. In einem zweiten, 25km langen Abschnitt nordwestlich von Amsterdam werden rund 40% entsprechend 10km mit 4 Systemen verkabelt.

Wesentlich für die Entscheidung Tennet's eine Teilverkabelung einzusetzen war die hohe Besiedlungsdichte der Niederlande und die daraus resultierende Schwierigkeit, die Akzeptanz der Bevölkerung für eine Freileitungslösung zu erhalten. Zudem bedingt die Topologie der Niederlande, das aufwendige Sicherungsmaßnahmen für die Verankerung von Freileitungsmasten erforderlich sind.

Im europäischen Vergleich zeichnet sich Tennet durch richtungsweisenden Einsatz neuer Technologien aus. Nicht zuletzt mit der Übernahme der E.ON Netztochter Transpower wird Tennet einer der führenden Netzbetreiber Europas. Der Einsatz von Erdkabeln in Teilverkabelungsabschnitten wird von Tennet klar unterstützt, da VPE Erdkabel eine "*erprobte und innovative Technologie darstellen*".

Weitere Details zum Randstad Projekt finden sich unter:
http://www.tennet.org/english/projects/randstad380/randstad380.aspx

Referenzprojekte

Zu den bereits bestehenden Projekten gehören:

- das Barajas Projekt in Madrid (zwei 400kV Leitungen je 13km),
- das Elstree Projekt in London (10km eines 400kV Ringes),
- der Kopenhagener Ring (12 km eines 400kV Ringes),
- Im Vale of York (6km 400kV),
- die Aarhus-Aalborg Linie (15km langer Teilverkabelungsabschnitt 400kV Projekt, ein wichtiger Nord-Süd Übertragungskorridor in Dänemark)
- sowie die Turbigo-Rho Leitung in Italien, (8,5km) die u.a. eine der bevölkerungsreichsten Regionen der Lombardei versorgt.

In der Bundesrepublik Deutschland sind im Rahmen des EnLAG vier Pilotprojekte mit Teilverkabelungen umzusetzen:

Diele (Niedersachsen) - Niederrhein (NRW)

- Übertragungskapazität von 1.800 MVA/Stromkreis insgesamt etwa 120km lang, wovon 70km von Amprion (vormals RWE) und 50km von Transpower (vormals E.ON jetzt Tennet) abgedeckt werden.
- Amprion plant gegenwärtig die Teilverkabelung von 3 Abschnitten der Leitung, 3.1km bei Räsfeld, 4.7km bei Borken und 5km bei Legden.
- Insgesamt sollen etwa 20% des Abschnittes für den Amprion verantwortlich zeichnet verkabelt werden.

Ganderkesee (Niedersachsen) - St. Hülfe (Niedersachsen)

- Transpower plant gegenwärtig 7 Abschnitte der 56km Trasse zu verkabeln.
- Der Teilverkabelungsgrad würde dann 56% betragen.

Altenfeld (Thüringen) - Redwitz (Bayern)

- Die Überquerung des sogenannten „Rennsteig" stellt besondere geographische Herausforderung dar.
- Vattenfall erarbeitet gegenwärtig ein Konzept, wie diese Querung mittels einer Teilverkabelung von 4 Systeme erstellt werden kann.

Wahle (Niedersachsen) - Mecklar (Hessen)

- Für diese Trassen ist gegenwärtig ein Raumordnungsverfahren mit integrierter Umweltverträglichkeitsprüfung in Vorbereitung.

Zudem sind mehrere neue 275kV und 400kV Projekte im Vereinigten Königreich geplant, insbesondere in London, aber auch für mehrere Abschnitte einer 220km Leitung in Schottland.

Außerhalb Europas, in den USA, werden rund 40km einer neuen 345kV Übertragungsleitung in Connecticut unterirdisch verkabelt, nachdem 18km Erdkabel bereits in einem benachbarten Gebiet erfolgreich verlegt worden sind.

Anhang 2

Stellungnahmen Europacable zu [2]

Köln, 29.12.2009

Europacable

The European Confederation of Associations of Manufacturers of Insulated Wires and Cables

c/o Cablebel
"Diamant Buidling"
Blvd A Reyers 80
B-1030 Bruxelles
Tel: +32 2 706 8730
t.neesen@europacable.com
www.europacable.com

18 Januar 2009

Stellungnahme zum Gutachten von Prof. Dr.-Ing. Heinrich Brakelmann bezüglich der 380/220 kV-Leitung Beznau-Birr/Studie Teilverkabelung Riniken

Kommentare zu 5.4.1: Schäden bei 380/220-kV-Kabeln

Wir möchten uns hier auf die 380kV betreffenden Fälle beschränken, da bei 380 kV-Höchstspannungskabelanlagen der Systemgedanke im Vordergrund steht. Um ein Höchstmaß an Betriebssicherheit zu gewährleisten, werden die Kabelanlagen vor einer allgemeinen Verwendung intensiven Prüfungen als Kabelsystem, d.h. Kabel mit den dazugehörigen Garnituren wie Endverschlüsse und Muffen, unterzogen. Dazu gehören Präqualifikationsprüfungen über ein Jahr und Typprüfungen. Die Lieferungen der Kabel, der Garnituren und die Montage der Kabelanlage erfolgen aus einer Hand.
Dieses ist bei Höchstspannungskabelanlagen der niedrigeren Spannungsreihen ebenfalls wünschenswert um ein Höchstmaß an Betriebssicherheit zu erhalten, wird jedoch häufig nicht eingehalten.

Mailand (380-kV-Leitung Turbigo-Rho)

- Bei Inbetriebnahme 2006:
  Nach Fertigstellung der Montagetätigkeiten erfolgte eine routinemäßige Hochspannungs- und Teilentladungsprüfung zur Kontrolle, ob die Montagetätigkeiten an den Garnituren einwandfrei ausgeführt wurden. Im Zuge dieser Messungen wurde an einer Verbindungsmuffe eine erhöhte Teilentladung festgestellt, weshalb diese eine Muffe nochmalig geöffnet und neu montiert wurde. Bei der neuerlichen Teilentladungsprüfung nach der Muffenneumontage war alles in Ordnung. Die Muffe hatte keinen elektrischen Fehler und das System war auch noch nicht an den Kunden übergeben und eingeschaltet. Es handelt sich hierbei daher nicht um einen Fehler, sondern um eine Qualitätsüberprüfung der Montagearbeiten. Ohne diese Qualitätsüberprüfung wäre es zu einem späteren Zeitpunkt im Betrieb zu einem tatsächlichen Fehler gekommen.

- Juni 2007:
  Eine externe Tiefbaufirma hat ein System der 380kV Kabelleitung - obwohl deren Lage in allen Plänen beschrieben war und auch entlang der Trasse markiert und beschildert ist - bei Grabarbeiten mechanisch so schwer beschädigt, dass es zu einem Kurzschluss und somit zu einem Ausfall des einen Kabelsystemes kam. Das zweite System war kontinuierlich in Betrieb und es gab dadurch während der kompletten Reparaturdauer keine betriebliche Einschränkung oder Unterbrechung der Verbindungsleitung.

- September 2007:
  Aufgrund der unmittelbaren Nähe zu der Stelle, wo die Beschädigung durch die Tiefbaufirma auftrat, dürfte eine Verbindungsmuffe, welche sich am gleichen Kabel in unmittelbarer Nähe befand, sowohl mechanisch, elektrisch wie auch thermisch in Mitleidenschaft gezogen worden sein, so dass kurze Zeit nach den erfolgten Reparaturarbeiten an dieser Verbindungsmuffe ein elektrischer Fehler auftrat. Auch während der Reparaturarbeiten an dieser Verbindungsmuffe stand die Verbindung (zweites System) durchgehend und uneingeschränkt zur Verfügung.

Wien (380kV)

- In Wien hat es an den bestehenden 380 kV Kabelanlagen in den letzten 35 Jahren bisher insgesamt 3 Schadensfälle gegeben. Bei all diesen Schadensfällen waren jedoch externe Dritte (Bauarbeiten) die Verursacher dieser Störung, dies berichtet auch der im Dezember 2009 veröffentlichte Cigre Report.

- Wien ist derzeit in der Planungsphase eines weiteren neuen 400kV VPE-Kabelsystems, einerseits weil bisher mit den Hoch- und Höchstspannungs-kabelanlagen in den letzten 35 Jahren sehr gute Erfahrungen erzielt wurden. Desweiteren ist es innerstädtisch unmöglich, eine 380kV Freileitung zu errichten.

Berlin (380kV)

- Nach Informationen des Herstellers und Instandsetzers dieser Kabelanlage wurde die Anlage nach **einer Woche** Reparaturzeit dem Eigentümer übergeben.

Mit freundlichen Grüβen

Thomas Neesen
Generalsekretär

Europacable

The European Confederation of Associations of Manufacturers of Insulated Wires and Cables

c/o Cablebel
"Diamant Buidling"
Blvd A Reyers 80
B-1030 Bruxelles
Tel: +32 2 706 8730
t.neesen@europacable.com
www.europacable.com

15 Januar 2009

Stellungnahme zum Gutachten von Prof. Dr.-Ing. Heinrich Brakelmann bezüglich der 380/220 kV-Leitung Beznau-Birr/Studie Teilverkabelung Riniken

Europacable hat die Ausführungen von Herrn Prof. Brakelmann im Detail überprüft und stellt hiermit fest, dass diese mit unserer eigenen technischen Kenntnis übereinstimmen. Beispielsweise sind die Darlegungen zu den Fragen der Auslegung von Kabeltrassen und der Bodenerwärmungen, verlässlich und zutreffend.

Prof. Brakelmann arbeitet seit Jahrzehnten auf den einschlägigen Gebieten. Überwiegend zu diesen Themen hat er inzwischen drei Bücher und rd. 170 wissenschaftlich/technische Publikationen veröffentlicht, eine große Zahl von Tagungen und Seminaren geleitet und eine Vielzahl von Vorträgen gehalten.

Er war und ist in eine große Zahl von Kabelprojekten als Berater eingebunden: insbesondere bei komplexeren Fragestellungen suchen nicht nur Netzbetreiber und Planer, sondern durchaus auch die Kabelhersteller bei ihm Rat. Die heute angewendeten Rechenmodelle sind zu einem großen Teil unter seiner Mitwirkung in den internationalen Gremien entstanden.

Mit freundlichen Grüßen

Thomas Neesen
Generalsekretär

Anhang 3

Stellungnahme der Firma nkt cables GmbH
zu
380-kV-Kabeln, 3200 mm^2

Köln, 11.01.2010

nkt cables GmbH · PF 80 06 29 · 51006 Köln

Herr
Prof. Dr. Ing. Heinrich Brakelmann
Fachgebiet Energietransport und
-speicherung
Universität Duisburg-Essen
Bismarckstr. 81
47057 Duisburg

nkt cables GmbH
Schanzenstraße 6-20
D-51063 Köln
Telefon: +49(0)221-6 76-0
Telefax: +49(0)221-6 76-26 46
Internet: www.nktcables.com

Ihr Zeichen/Ihre Nachricht	Unser Zeichen	Bearbeiter/E-Mail	Telefon	Telefax	Datum
	TKE	Dr. Volker Waschk volker.waschk@nktcables.com	- 3019		11.01.10

Sehr geehrter Herr Prof. Brakelmann

Folgende Informationen zur Beantwortung ihrer Fragen möchten wir ihnen geben:

nkt cables ist in der Lage 400kV und 500kV Kabel mit Leiterquerschnitten bis zu 3200mm² zu liefern.

Derzeit haben wir Fertigungen von 400 kV Kabeln mit einem Querschnitt von 2500mm² in unserer Fertigung mit Lieferlängen von bis zu 1150m. Größere Längen können, wenn gewünscht, hergestellt und geliefert werden z.B. 2000m und mehr.

Letztendlich sind die Lieferlängen von den Transportmöglichkeiten und den örtlichen Gegebenheiten abhängig.

Die von uns erlangte Präqualifikation an einem 400kV Kabel mit einem Leiterquerschnitt von 2500mm² gilt auch für ein 400 kV Kabel mit einem Leiterquerschnitt von 3200mm², da die entsprechende Norm IEC 62067 nicht zwingend den größten Querschnitt für die Präqualifikation erfordert.

Die Präqualifikation behält ebenso ihre Gültigkeit beim Umzug unser Extrusionsanlagen an den neuen Fertigungsstandort in Köln Flittard. Beides ist uns auch in einem Gutachten der KEMA bestätigt worden, dass sie jederzeit bei uns einsehen können.

Zwingend erforderlich ist jedoch eine Typprüfung mit dem höchsten Querschnitt (3200mm²), die jedoch vom zeitlichen Ablauf überschaubar ist, und nach Fertigstellung des Kabels innerhalb von längstens drei Monaten abgeschlossen ist.

Darüber hinaus plant nkt cables für das zweite Quartal 2010 die Typprüfung eines 500 kV Kabelsystems mit einem Leiterquerschnitt von 3200mm².

Nach erfolgreichem Abschluss ist diese Typprüfung auch für 400 kV Kabelsysteme gültig.

Zusätzlich plant nkt cables eine neue Präqualifikationsprüfung ab dem zweiten Quartal 2010 um sich auch für 500kV Kabelsysteme zu präqualifizieren.

Für Rückfragen stehen wir ihnen gerne zur Verfügung und verbleiben

Mit freundlichen Grüßen

nkt cables GmbH

ppa.

Dr. Volker Waschk
(Leiter Entwicklung
Kabel und Garnituren)

ppa.

Carsten Wolff
(Leiter Vertrieb HS-
Kabelanlagen)

Anhang 4

Budgetangebot der Firma nkt cables GmbH

Köln, 29.12.2009

BUDGETANGEBOT

Kunde:	**SCHWEIZ**
Kabelart:	**400-kV-VPE-Kabel**
Strecke:	**380-kV-Leitung Gem. Rienicken**
Angebot Nr.:	**Informationsangebot**
	2 Systeme x Trasse 950m

nkt cables GmbH
Schanzenstraße 6-20
D-51063 Köln
29.12.2009

Menge	Artikel	Einzel		Gesamt
	Kabel			
5.700 m	*N2XS(FL)2Y 1x2500 RMS/95*	*180.000*	*HP*	*1.026.000,00*
	Cu-Gewicht: 25.070 kg/km			
5.700 m	*N2XS(FL)2Y 1x3200 RMS/95*	*220.000*	*HP*	*1.254.000,00*
	Cu-Gewicht: 31.790 kg/km			
	Garnituren			
12 St.	Freiluftendverschlüsse	30.000		360.000
0 St.	Verbindungsmuffen mit Trennisolierung	20.000		0
0 St.	cb-Kasten	8.000		0
6 St.	Erdungskasten	5.000		30.000
24 St.	Schellen	100		2.400
				392.400
	Montage			
5.700 m	Kabellegung offener Graben	18		102.600
12 St.	Freiluftendverschlüsse	20.000		240.000
0 St.	Verbindungsmuffen mit Trennisolierung	20.000		0
0 St.	cb-Kasten	4.000		0
6 St.	Erdungskasten	2.000		12.000
2 St.	HS-Prüfung	50.000		100.000
	(2.System hintereinander)			**454.600**
	Gesamt Hohlpreis:	*1x2500RMS*		***1.873.000***
	Gesamt Hohlpreis:	*1x3200RMS*		***2.101.000***
	zur weiteren Information:			
	NA2XS(FL)2Y 1x2500 RMS/95	*170.000*	*HP*	

Anhang 5

Angebote der Firma C.Dupré Bau GmbH&CO. KG

Speyer, 30.12.2009

HOCH-, TIEF- UND INGENIEURBAU
SCHLÜSSELFERTIGBAU
BAUWERTERHALTUNG

Meisterhaft

C. DUPRÉ BAU GMBH & CO. KG. · POSTFACH 1228 · 67322 SPEYER

Preisträger im Innovationswettbewerb Rheinland-Pfalz 2005

DUPRÉ
BAU GMBH & CO. KG
Franz-Kirrmeier-Straße 17
67346 Speyer
Telefon (0 62 32) 29 55 55
Telefax (0 62 32) 7 10 66
e-mail info@cdupre.de
internet www.cdupre.de

GÜB
GEMEINSCHAFT FÜR ÜBERWACHUNG IM BAUWESEN E.V.
AK 3 GÜTESCHUTZ KANALBAU

Gemeinde Riniken
z. H. Herrn Andreas Brack

CH 5223 Riniken

wb@cdupre.de
Ansprechpartner: Frank Dupré
☎ Durchw. 29 55 44
Speyer, 30. Dez. 2009 df/wb

Infrastrukturkanal:
Angebot für eine 950 m lange Kabeltrasse im Bereich Riniken

Sehr geehrte Damen und Herren,
sehr geehrter Herr Brack,

für Ihre freundliche Anfrage an o. g. Baumaßnahme bedanken wir uns. Wir haben hierzu ein Angebot ausgearbeitet, welches wir in der Anlage beigefügt haben. Grundlage unserer Leistung ist vorrangig die VOB/B + C in der jeweils neuesten Fassung.

Die relevanten schweizer Gesetzesvorschriften werden selbstverständlich eingehalten; insbesondere auch die arbeitsrechtlichen Bestimmungen für das entsandte Personal.

Die Informationen über das Geländeprofil und die Bodenbeschaffenheit wurden bei der Preisfindung berücksichtigt. Selbstverständlich sind alle zu erwartenden Kosten, wie Transport der Gerätschaften, Baustelleneinrichtungen, Unterbringung des Personals etc. berücksichtigt.

Um Ihnen endgültige Sicherheit zu geben, sind wir gerne bereit, im Auftragsfall die Baumaßnahme zu pauschalieren.

Von dem Infrastrukturkanal selbst sind für die kommunale Erschließung 400 m in zwei Bauabschnitten in Speyer realisiert worden. Wenn sich Ihr Bedarf konkretisiert, kann dieser nicht nur besichtigt werden, sondern auch zu allen technischen Randbedingungen und ausführungsspezifischen Besonderheiten im Detail Stellung genommen werden.

Da selbst Abwasserkanäle mit „historischem Beton" ein Lebensalter von über 100 Jahren nachgewiesen haben, kann man davon ausgehen, dass der ISK aufgrund der speziellen Rezeptur und Bauweise und der Tatsache, dass keinerlei abrassiven Abwässer

transportiert werden, eine Lebensdauer, die sehr deutlich darüber liegt, erreichen wird. Es ist anzunehmen, dass der Kanal das Lebensalter mehrerer Kabelgarnituren erreichen wird.

In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass aufgrund der Spezifika auch mit einer längeren Lebensdauer des Kabels als solches zu rechnen ist, erstens aus thermischen Gründen und zweitens weil keinerlei Tiefbauschäden mehr zu erwarten sind. Um diesen Effekt noch zu verstärken, ist eine ebenfalls patentierte Möglichkeit, einen thermisch aktivierten Infrastrukturkanal zu bauen. Die diesbezüglichen Mehrkosten sind als EP angeboten.

Was die spezifischen Vorteile dieser Bauweise angeht, verweise ich fürs erste auf ein beiliegendes allgemeines Schreiben, dass auch den Infrastrukturkanal für die kommunale Erschließung berücksichtigt. Selbstverständlich können bei Interesse alle diese Punkte vertieft werden.

Wir hoffen, dass Ihnen unser Angebot zusagt und sehen mit Interesse Ihrer Auftragserteilung entgegen. Wir stehen Ihnen jederzeit für weitere Auskünfte uneingeschränkt zur Verfügung und verbleiben für heute

mit freundlichen Grüßen

C. Dupré Bau GmbH & Co. KG

Frank Dupré

Anlagen

Angebots-Leistungsverzeichnis

Ansprechpartner: Stefan Deffaa
Telefon: 06232/2955-72
Fax 06232/71066
E-Mai: dst@cdupre.de
Speyer, den 18.12.2009

Bauvorhaben **Bodenverlegung Riniken**
5223 CH- Riniken
A N G E B O T Neubau

Sehr geehrte Damen und Herren,

für Ihre freundliche Anfrage zu der o.g. Baumaßnahme bedanken wir uns.

Für o.g. Maßnahme haben wir Ihnen ein Angebot ausgearbeitet, welches wir Ihnen als Anlage beigefügt haben.

Grundlage unserer Leistung ist vorrangig die VOB B und C in der jeweils neuesten Fassung.

Wie hoffen, dass Ihnen unser Angebot zusagt und sehen mit Interesse Ihrer Auftragerteilung entgegen.

Mit freundlichen Grüßen

C. Dupré Bau GmbH & Co. KG

Frank Dupré i.A. Stefan Deffaa

Angebots-Leistungsverzeichnis

Projekt:	9T0420	Bodenverlegung Riniken
LV:	1	Teilverkabelung Riniken Erdverlegung mit Betonbl..

OZ	Leistungsbeschreibung	Menge	ME	Einheitspreis in EUR	Gesamtbetrag in EUR
01.	**Kosten für ca.950 m Erdtrasse, Grabenbreite= 4,00m**				
	*** Ausführungsbeschreibung 1				
	Ausführungsbeschreibung / Angebotsgrundlagen Ausführungsbeschreibung / Angebotsgrundlagen				
	Unser Angebot basiert auf der VOB. Sollten hier andere Grundlagen nötig sein bitten wir um entsprechende Angaben zur Prüfung und gegebenenfalls Anpassung unseres Angebotes.				
	Das Angebot wurde in Euro unterbreitet. Sobalt eine konkreter Ausführungszeitraum benannt werden kann werden wir selbstverständlich auch eine Offerte in Schweizer Franken legen.				
	Die Trasse wird bauseits, vor unserem Arbeitsbeginn, gerodet und geräumt.				
	Das verdrängte Erdreich wird im Trassenbereich eingebaut, verdichtet und einplaniert.				
	Eine Werkstraße ist für unsere Arbeiten nicht erforderlich.				
01.01.	**Tiefbauarbeiten**				
01.01.0010.	**Baustelleneinrichtung** Baustelleneinrichtung mit Geräten und Materialien sowie Personal- und Geräteunterkünften. incl. der nötigen Transporte.				
	Vorhaltung der Baustelleneinrichtung gemäß bauseitiger Bauablaufplanung in der Machbarkeitsstudie.				
	Rückbau der kompletten Baustelleneinrichtung nach dem Arbeitsende.	1,000	psch		16.930,09
01.01.0030.	**Mutterboden aufnehmen und seitlich lagern** Wachstumsschicht, Bodenklasse 1, ca. 30cm stark aufnehmen und seitlich des Grabens zu späterer Wiederandeckung lagern. Breite= 4,00m zuzüglich beiderseitigem Überstand etwa. 0,50m.	1.425,000	m3	13,63	19.422,75
01.01.0040.	**Rohgrabenaushub incl. seitlicher Lagerung, BK 2-6**	4.560,000	m3	22,62	103.147,20
01.01.0060.	*** Bedarfsposition ohne GB **Zulage zu Aushubpositionen für Bodenklasse 7** Zulage zu Aushubpositionen für Bodenklasse 7	1,000	m3	48,25	Nur Einh.-Pr.

Angebots-Leistungsverzeichnis

Projekt:	9T0420	Bodenverlegung Riniken
LV:	1	Teilverkabelung Riniken Erdverlegung mit Betonbl..

OZ	Leistungsbeschreibung	Menge	ME	Einheitspreis in EUR	Gesamtbetrag in EUR
01.01.0070.	**Magerbetonplombe C 8/10 liefern und einbauen.** Ortbeton der Instalationsummantelung liefern und unter Berücksichtigung der Einbauten fachgerecht verdichten. Grabenbreite 4,00m, ca. 70cm hoch.	2.660,000	m3	91,17	242.512,20
01.01.0080.	**Seitliches Erdreich einbauen und verdichten** Überschüssiges Material über dem Trassenverlauf aufschütten, verdichten und profilieren.	4.560,000	m3	10,13	46.192,80
01.01.0090.	**Seitlichen Mutterboden einbauen** Seitlich gelagerte Wachstumsschicht aufnehmen und im Grabenbereich einbauen. Oberfläche dem Nachbarbestand angepasst profilieren.	1.425,000	m3	13,96	19.893,00
01.01.0100.	**Landschaftsrasen liefern und ansäen** Landschaftsrasen liefern und ansäen	4.750,000	m2	0,50	2.375,00
01.01.0110.	**Strassenquerungen herstellen** Strassenquerungen herstellen	4,000	Stck	8.750,00	35.000,00
	Summe 01.01. **Tiefbauarbeiten**				**485.473,04**
	Summe 01. **Kosten für ca.950 m Erdtrasse, ..**				**485.473,04**

Angebots-Leistungsverzeichnis
Zusammenstellung

Projekt:	**9T0420**	**Bodenverlegung Riniken**
LV:	**1**	**Teilverkabelung Riniken Erdverlegung mit Betonbl..**

Ordnungszahl	Kurztext		Betrag in EUR
01.	**Kosten für ca.950 m Erdtrasse, Grabenbreite= 4,00m**		
01.01.	Tiefbauarbeiten		485.473,04
	Summe 01.	**Kosten für ca.950 m Erdtrasse, ..**	**485.473,04**

Angebots-Leistungsverzeichnis
Zusammenstellung

Projekt:	**9T0420**	**Bodenverlegung Riniken**
LV:	**1**	**Teilverkabelung Riniken Erdverlegung mit Betonbl..**

Ordnungszahl	Kurztext	Betrag in EUR
LV	**1**	
01.	Kosten für ca.950 m Erdtrasse. Grabenbreite= 4,00m	485.473,04
	Summe LV **1 Teilverkabelung Riniken Erdve..**	**485.473,04**

Zuzüglich der gesetzlichen Mehrwertsteuer aus	485.473,04 EUR
in Höhe von 7,60 %	36.895,95 EUR
	522.368,99 EUR

Wir erkennen den vom Auftraggeber verfassten Wortlaut der Urschrift des Leistungsverzeichnisses als allein verbindlich an.

Die Mehrwertsteuer wird in Höhe des zum Zeitpunkt der Abnahme gültigen Steuersatzes vereinbart.

Speyer (Ort) 18.12.09 (Datum) (rechtsgültige Unterschrift)

DUPRÉ Bau GmbH & Co.KG Franz-Kirrmeier-Str. 17 Pf 1228 · 67322 Speyer Tel.:06232/2955-55 Fax:71066

Angebots-Leistungsverzeichnis

Ansprechpartner: Stefan Deffaa
Telefon: 06232/2955-72
Fax 06232/71066
E-Mai: dst@cdupre.de
Speyer, den 18.12.2009

Bauvorhaben **Infrastrukturkanal Riniken**
5223 CH- Riniken
A N G E B O T Neubau

Sehr geehrte Damen und Herren,

für Ihre freundliche Anfrage zu der o.g. Baumaßnahme bedanken wir uns.

Für o.g. Maßnahme haben wir Ihnen ein Angebot ausgearbeitet, welches wir Ihnen als Anlage beigefügt haben.

Grundlage unserer Leistung ist vorrangig die VOB B und C in der jeweils neuesten Fassung.

Wie hoffen, dass Ihnen unser Angebot zusagt und sehen mit Interesse Ihrer Auftragerteilung entgegen.

Mit freundlichen Grüßen

C. Dupré Bau GmbH & Co. KG

Frank Dupré i.A. Stefan Deffaa

Angebots-Leistungsverzeichnis

Projekt:	9T0410	Infrastrukturkanal Riniken
LV:	1	Infrastrukturkanal Teilverkabelung Riniken

OZ	Leistungsbeschreibung	Menge	ME	Einheitspreis in EUR	Gesamtbetrag in EUR
01.	**Kosten für 950 m Infrastrukturkanal**				
	*** Ausführungsbeschreibung 1				
	Ausführungsbeschreibung / Angebotsgrundlagen Ausführungsbeschreibung / Angebotsgrundlagen				
	Unser Angebot basiert auf der VOB. Sollten hier andere Grundlagen nötig sein bitten wir um entsprechende Angaben zur Prüfung und gegebenenfalls Anpassung unseres Angebotes.				
	Das Angebot wurde in Euro unterbreitet. Sobalt eine konkreter Ausführungszeitraum benannt werden kann werden wir selbstverständlich auch eine Offerte in Schweizer Franken legen.				
	Die Trasse wird bauseits, vor unserem Arbeitsbeginn, gerodet und geräumt.				
	Die Breite der Schneise beträgt unter Berücksichtigung nachfolgend genannter Baugrundbeschaffenheit lediglich ca. 10m während der Bauphase.				
	Das verdrängte Erdreich wird im Trassenbereich eingebaut, eingeebnet und profiliert.				
	Das Lichtraumprofil des Medienkanales beträgt 1,75x2,10m.				
	Eine Werkstraße ist für unsere Arbeiten nicht erforderlich.				
01.01.	**Abmessung 1,75 x 2,10 m**				
01.01.0010.	**Baustelleneinrichtung** Baustelleneinrichtung mit Geräten und Materialien sowie Personal- und Geräteunterkünften. incl. der nötigen Transporte.				
	Vorhaltung der Baustelleneinrichtung gemäß bauseitiger Bauablaufplanung in der Machbarkeitsstudie.				
	Rückbau der kompletten Baustelleneinrichtung nach dem Arbeitsende.	1,000	psch		50.295,60
01.01.0015.	**Mutterboden aufnehmen und seitlich lagern** Wachstumsschicht, Bodenklasse 1, ca. 30cm stark aufnehmen und seitlich des Grabens zu späterer Wiederandeckung lagern. Breite= 4,00m zuzüglich beiderseitigem Überstand etwa. 0,50m.	2.850,000	m3	12,27	34.969,50

Angebots-Leistungsverzeichnis

Projekt:	9T0410	Infrastrukturkanal Riniken
LV:	1	Infrastrukturkanal Teilverkabelung Riniken

OZ	Leistungsbeschreibung	Menge	ME	Einheitspreis in EUR	Gesamtbetrag in EUR
01.01.0020.	**Aushub je lfm Kanal BKL 3 - 6** Böschung 45°-80°, Überdeckung 1,0 m Material zum Wiedereinbau seitlich der Kanaltrasse zum späteren Wiedereinbau lagern.	6.840,000	m3	2,51	17.168,40
01.01.0030.	*** Bedarfsposition ohne GB **Zulage für BKL 7** Zulage für BKL 7, Fels.	1,000	m3	23,49	Nur Einh.-Pr.
01.01.0040.	**Frostschutzschicht unter der Bodenplatte 20 cm stark** aus Schotter, Mineralgemisch oder Recycling Liefern, einbauen und verdichten.	532,000	m3	19,98	10.629,36
01.01.0050.	**Sauberkeitsschicht 5 cm**	2.660,000	m2	5,35	14.231,00
01.01.0060.	**Gleitschicht unterhalb der Kanalbodenplatte** Gleitschicht aus 3-5cm Feinsand incl. Feinplanie liefern und fachgerecht herstellen.	2.500,000	m2	4,49	11.225,00
01.01.0070.	**PE-Folie 0,3mm liefern verlegen**	2.500,000	m2	0,99	2.475,00
01.01.0080.	**Medienkanal (Gewölbe) 1,75 x 2,10m** Infrastrukturkanal gewölbt, 1,75 x 2,10m im Lichten, Wandstärke 20cm, in monolitischem Ortbeton C25/30 WU.	950,000	m	429,95	408.452,50
01.01.0085.	**Kabelhalterung aus Polymerbeton** Kabelhalterung aus Polymerbeton	950,000	m	51,94	49.343,00
01.01.0090.	*** Bedarfsposition ohne GB **Erstellen und Lieferung der Statik incl. Prüfung** Erstellen und Lieferung der Statik incl. Prüfung für vorgenannten Medienkanal.	1,000	psch	17.450,00	Nur Einh.-Pr.
01.01.0100.	**Einstiegsöffnungen ca. 2,00x1,00m incl. Edelstahlabdeckung** Einstiegsöffnungen ca. 2,00x1,00m incl. Edelstahlabdeckung, in Ortbetonausführung ab OK Kanalschitel, h= ca. 1,20m. Einschließlich Steigleitermontage.	2,000	Stck	6.295,13	12.590,26

Angebots-Leistungsverzeichnis

Projekt:	9T0410	Infrastrukturkanal Riniken
LV:	1	Infrastrukturkanal Teilverkabelung Riniken

OZ	Leistungsbeschreibung	Menge	ME	Einheitspreis in EUR	Gesamtbetrag in EUR
01.01.0110.	**Verfüllen mit gelagertem Material** Verfüllen und überschütten des Bauteiles mit seitlich gelagertem, aufbereitetem Aushubmaterial incl. verdichten, Verdichtungsgrad DPr mind. 100 %.	6.840,000	m3	9,12	62.380,80
01.01.0120.	**Kosten für Schalungsvorhaltung**	950,000	m	50,00	47.500,00
01.01.0130.	**Seitlichen Mutterboden einbauen** Seitlich gelagerte Wachstumsschicht aufnehmen und im Grabenbereich einbauen. Oberfläche dem Nachbarbestand angepasst profilieren.	2.850,000	m3	13,96	39.786,00
01.01.0140.	**Landschaftsrasen liefern und ansäen** Landschaftsrasen liefern und ansäen	9.500,000	m2	0,50	4.750,00
01.01.0150.	**Strassenquerungen herstellen** Strassenquerungen herstellen	4,000	Stck	8.750,00	35.000,00
	Summe 01.01.	**Abmessung 1,75 x 2,10 m**			**800.796,42**
	Summe 01.	**Kosten für 950 m Infrastrukturk..**			**800.796,42**

Angebots-Leistungsverzeichnis

Zusammenstellung

Projekt:	9T0410	Infrastrukturkanal Riniken
LV:	1	Infrastrukturkanal Teilverkabelung Riniken

Ordnungszahl	Kurztext		Betrag in EUR
01.	**Kosten für 950 m Infrastrukturkanal**		
01.01.	Abmessung 1,75 x 2,10 m		800.796,42
	Summe 01.	**Kosten für 950 m Infrastrukturk..**	**800.796,42**

Angebots-Leistungsverzeichnis
Zusammenstellung

Projekt:	**9T0410**	**Infrastrukturkanal Riniken**
LV:	**1**	**Infrastrukturkanal Teilverkabelung Riniken**

Ordnungszahl	Kurztext	Betrag in EUR
LV	**1**	
01.	Kosten für 950 m Infrastrukturkanal	800.796,42
	Summe LV **1 Infrastrukturkanal Teilverkab..**	**800.796,42**

Zuzüglich der gesetzlichen Mehrwertsteuer aus	800.796,42 EUR
in Höhe von 19,00 %	152.151,32 EUR
	952.947,74 EUR

Wir erkennen den vom Auftraggeber verfassten Wortlaut der Urschrift des Leistungsverzeichnisses als allein verbindlich an.

Die Mehrwertsteuer wird in Höhe des zum Zeitpunkt der Abnahme gültigen Steuersatzes vereinbart.

Speyer (Ort) 18.12.09 (Datum) (rechtsgültige Unterschrift)

DUPRÉ Bau GmbH & Co.KG Franz-Kimmeler-Str. 17 Pf 1228 67322 Speyer Tel.:06232/205555 Fax:71066