



Studie:

„Magnetische und thermische
Eigenschaften von
525 kV-HGÜ-Seekabeltrassen
in der Nordsee“

Bocholt im November 2020

Dr.-Ing. Jörg Stammen
sta-fem GmbH
Josef-Fehler-Str 57
46397 Bocholt
Tel.: ++49(0)1523 85 83 181
joerg.stammen@sta-fem.de

Änderungsübersicht

Art der Änderung	Version	Datum	Bearbeiter
Anlegen des Berichts	1.0	10.08.2020	J. Stammen
Einfügen der Erwärmungsberechnungen	1.1	11.08.2020	J. Stammen
Einfügen der Magnetfeldberechnungen	1.2	12.08.2020	J. Stammen
Redaktionelle Änderungen	1.3	01.11.2020	J. Stammen
Redaktionelle Änderungen	1.4	18.11.2020	J. Stammen

Inhalt

1	Einleitung	1
1.1	Vorhabensbeschreibung.....	1
1.2	Trassenverlauf und genehmigungsrelevante Parameter	2
1.3	Ziel dieser Studie	3
2	Beschreibung der Eingangsparameter zur Berechnung der thermischen sowie magnetischen Eigenschaften	4
2.1	Referenzlastprofil	5
2.2	Aufbau und Materialparameter der Kabel	6
2.3	Wärmewiderstand des Meeresbodens (Sediment).....	9
2.4	Wassertemperaturen und Wärmeübergang an der Meeresbodenoberfläche	10
2.5	Umgebungstemperaturen im Meeresboden	11
3	Thermische Felder der Seekabeltrasse	12
3.1	Bereich Wattenmeer (trockenfallend)	12
3.1.1	Überdeckung 1,5 m	12
3.1.2	Überdeckung 5,0 m	15
3.1.3	Gegenseitige Erwärmung von Seekabelsystemen.....	17
3.1.4	Unsymmetrischer Betrieb.....	20
3.2	Bereich Küstenmeer (ständige Überflutung).....	22
3.2.1	Überdeckung 1,5 m	22
3.2.2	Überdeckung 3,0 m	24
3.2.3	Überdeckung 5,0 m	26
3.3	Bereich Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)	28
4	Elektrische Felder der Seekabeltrasse	31
5	Magnetfelder der Seekabeltrasse.....	32
5.1	Berechnung der magnetischen Flussdichte.....	33
5.1.1	Bündellegung bei einer Überdeckung von 1,5 m.....	34
5.1.2	Bündellegung bei einer Überdeckung von 3,0 m.....	36
5.1.3	Bündellegung bei einer Überdeckung von 5,0 m.....	38
5.1.4	Polabstand 20,0 m bei einer Überdeckung von 1,5 m.....	39
5.1.5	Polabstand 20,0 m bei einer Überdeckung von 20,0 m.....	41
6	Zusammenfassung	43
6.1	Thermische Felder	43

6.2	Elektrische Felder	44
6.3	Magnetische Felder.....	44
6.4	Fazit	45
7	Literaturverzeichnis.....	46
8	Anhang	48
8.1	Verifikation der Erwärmungsberechnungen.....	48
8.2	Verifikation der Magnetfeldberechnung	50
8.3	Abkürzungen und Glossar	53
8.4	Über den Autor	55

Abbildungen

Abb. 1: Strombelastungsprofil für Offshore Windparks	6
Abb. 2: Aufbau eines Einleiter-Hochspannungs-Gleichstrom-Seekabels [ABB2020].....	7
Abb. 3: Finite-Elemente-Modell (Gesamtansicht)	12
Abb. 4: Finite-Elemente-Modell, Ausschnittvergrößerung im Bereich des Kabelbündels, Leiterquerschnitt 2500 mm ²	13
Abb. 5: Temperaturverlauf im Leiter, trockenfallendes Watt, Überdeckung 1,5 m, Leiterquerschnitt 2500 mm ²	14
Abb. 6: Temperaturverlauf 0,3 m tief im Sediment, trockenfallendes Watt, Überdeckung 1,5 m, Leiterquerschnitt 2500 mm ²	15
Abb. 7: Leitertemperaturverlauf, trockenfallendes Watt, Überdeckung 5,0 m, Leiterquerschnitt 2500 mm ²	16
Abb. 8: Temperaturverlauf im Sediment, trockenfallendes Watt, Überdeckung 5,0 m, Leiterquerschnitt 2500 mm ²	17
Abb. 9: Finite-Elemente Modell, parallel verlegte DC-Seekabelbündel, Abstand 50 m, Überdeckung 1,5 Meter.....	18
Abb. 10: Linienabtastungen durch die Aufpunkte in 0,2 m und 0,3 m Tiefe, links ein System, rechts beide Systeme in Betrieb, Überdeckung 1,5 m, $I = 1467$ A	19
Abb. 11: Temperaturverteilungen in der Kabelanlage bei a) beide Pole stromführend, b) ein Pol stromlos und c) ein Pol halber Strom	21
Abb. 12: Temperaturverlauf im Leiter, Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 1,5 m Leiterquerschnitt 2500 mm ²	23
Abb. 13: Temperaturverlauf 0,3 m tief im Sediment, Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 1,5 m, Leiterquerschnitt 2500 mm ²	24
Abb. 14: Temperaturverlauf im Leiter, Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 3,0 m Leiterquerschnitt 2500 mm ²	25
Abb. 15: Temperaturverlauf im Aufpunkt, Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 3,0 m Leiterquerschnitt 2500 mm ²	26
Abb. 16: Temperaturverlauf im Leiter, Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 5,0 m Leiterquerschnitt 2500 mm ²	27
Abb. 17: Temperaturverlauf im Sediment, Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 5,0 m Leiterquerschnitt 2500 mm ²	28
Abb. 18: Temperaturverlauf im Leiter, AWZ, Überdeckung 1,5 m Leiterquerschnitt 2500 mm ²	29
Abb. 19: Temperaturverlauf im Aufpunkt, AWZ, Überdeckung 1,5 m Leiterquerschnitt 2500 mm ²	30

Abb. 20: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 1,5 m, Leiterquerschnitt 2500 mm ² , 1905 A	35
Abb. 21: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 3,0 m, 1905 A	37
Abb. 22: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 5,0 m, 1905 A	38
Abb. 23: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Polabstand 20,0 m, Überdeckung 1,5 m, Leiterquerschnitt 2500 mm ² , 1905 A	40
Abb. 24: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Polabstand 20,0 m, Überdeckung 20,0 m, Leiterquerschnitt 2500 mm ² , 1905 A	41
Abb. 25: Linienquelle mit Spiegelquelle zur analytischen Berechnung der Aufpunkttemperatur	48
Abb. 26: Temperaturverteilung im stationären Vorzustand, FEM-Berechnung	49
Abb. 27: Vergleich der Temperaturen in Aufpunkttiefe, Linienquellenverfahren und FEM ..	50
Abb. 28: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, analytische Lösung, Leiterabstand 20 m, Überdeckung 1,5 m, 1905 A	51

Tabellen

Tab. 1: Geplante Parameter bei den einzelnen Seekabelabschnitten	5
Tab. 2: Aufbauelemente, Materialien und Abmessungen eines HGÜ-Seekabels mit einem Leiterquerschnitt von 2500 mm ²	8
Tab. 3: Thermische Eigenschaften wassergesättigter Böden nach [Smo2001]	10
Tab. 4: Temperaturen und Erwärmungen im Nationalpark Wattenmeer (trockenfallend), Überdeckung 1,5 m	15
Tab. 5: Leiter- und Aufpunkttemperaturen mit und ohne gegenseitige Erwärmung durch das Nachbarsystem, $I = 1467$ A	19
Tab. 6: Temperaturen und Erwärmungen im Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 1,5 m	24
Tab. 7: Temperaturen und Erwärmungen, Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 3,0 m Leiterquerschnitt 2500 mm ²	26
Tab. 8: Temperaturen und Erwärmungen, Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 5,0 m Leiterquerschnitt 2500 mm ²	28
Tab. 9: Temperaturen und Erwärmungen, AWZ, Überdeckung 5,0 m Leiterquerschnitt 2500 mm ²	30
Tab. 10: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 1,5 m, 1905 A	36
Tab. 11: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, , Überdeckung 3,0 m, 1905 A	37
Tab. 12: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen bei einer Überdeckung von 5,0 m, 1905 A	39
Tab. 13: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Überdeckung 1,5 m, Polabstand 20 m, 1905 A	40
Tab. 14: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Überdeckung 20, m, Polabstand 20,0 m, 1905 A	42
Tab. 15: Leitertemperaturen und Erwärmungen im Sediment für die vier untersuchten Trassenabschnitte	44
Tab. 16: Zusammenfassung der magnetischen Immissionen in 0,2 m Höhe oberhalb der Erdboden-oberfläche	45
Tab. 17: Vergleich der analytischen Lösung mit der FEM-Berechnung der Magnetischen Induktionen in unterschiedlichen Entfernungen, Leiterabstand 20 m, Überdeckung 1,5 m, 1905 A	52

1 Einleitung

1.1 Vorhabensbeschreibung

In einer Vereinbarung zwischen dem Bund, den Küstenländern Hansestadt Bremen, Hansestadt Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowie den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion und TenneT vom 11. Mai 2020 wird die Erhöhung des Ausbaus der Offshore-Windenergie auf 20 Gigawatt bis zum Jahr 2030 angestrebt.

Man ist sich darüber einig, dass die Entwicklung und der Einsatz der 525-kV-Technologie erforderlich ist, um das 20-Gigawatt-Offshore-Ziel bis 2030 zu erreichen, da bei einer Spannung von 525 kV die doppelte Leistung über ein einzelnes Kabelsystem im Vergleich zur bisher üblichen 320-kV-Technologie transportiert werden kann.

Im niedersächsischen Landesraumordnungsprogramm [LROP2017] ist in der Anlage 2 „zur Netzanbindung von Anlagen zur Windenergienutzung aus Windparks in der ausschließlichen Wirtschaftszone eine Kabeltrasse über die Insel Norderney festgelegt.“

Da dieser Korridor bezüglich der Kapazität nahezu ausgeschöpft ist und somit für den Ausbau der Offshore-Windenergie auf 20 Gigawatt bis 2030 nicht ausreicht, ist für „den zu erwartenden Transport der in der ausschließlichen Wirtschaftszone vor der niedersächsischen Küste durch Anlagen zur Windenergienutzung auf See erzeugten Energie durch die 12-Seemeilen-Zone ... nach Ausschöpfung der Kapazitäten der ... in Anlage 2 festgelegten Trassen die Trassierung von Anbindungsleitungen im Bereich Wangerooge/Langeoog/Baltrum erforderlich.“ [LROP2017]

Die Übertragungsnetzbetreiber Amprion und TenneT streben zur Festlegung neuer Korridore für Netzanbindungssysteme ein Raumordnungsverfahren an, für welches eine Antragskonferenz im November 2019 stattfand. Im April 2020 wurde der Untersuchungsrahmen für das Raumordnungsverfahren mit folgendem Untersuchungsgegenstand festgelegt:

10) Hinsichtlich der Entstehung von Magnetfeldern: Aussagen zu Immissionswerten an der Bodenoberfläche unter Berücksichtigung der in Rede stehenden Kabeltypen, inklusive Angaben zu zugrunde gelegten Sedimentüberdeckungen und des Risikos der Unterschreitung der Sedimentüberdeckungen vor dem Hintergrund der prognostizierten Morphodynamik.

Die hier vorliegende Studie betrachtet, vor diesem Hintergrund, zukünftige HGÜ-Verbindungen mittels bipolarer HGÜ (HGÜ – Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) bei ± 525 kV 2.000 MW bzw. 2 GW übertragen. Im Detail die Einhaltung des 2-K-Kriteriums in den jeweiligen Abschnitten zum Einen, sowie die Entstehung von Magnetfeldern zum Anderen unter Berücksichtigung verschiedener Sedimentüberdeckungen.

1.2 Trassenverlauf und genehmigungsrelevante Parameter

In diesem Abschnitt wird der Trassenverlauf der geplanten 525 kV-Seekabeltrassen kurz beschrieben und aufgeführt, welche naturschutzfachlichen Auflagen und zu berücksichtigenden Eingangsparameter für den jeweiligen Trassenabschnitt bestehen.

Von den Konverterplattformen verläuft das HGÜ-System zunächst in der AWZ Deutschlands (AWZ – Ausschließliche Wirtschafts-Zone). Genehmigungsrechtlich fallen die beiden HGÜ-Systeme hier in die Zuständigkeit des BSH (BSH - Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie).

Im FEP (FEP - Flächenentwicklungsplan des BSH) [BSH2019] ist in Bezug auf die Sedimenterwärmung in der AWZ auf S. 59 einleitend zu finden:

„Bei der Verlegung von Seekabelsystemen sollen potenzielle Beeinträchtigungen der Meeresumwelt durch eine kabelinduzierte Sedimenterwärmung weitestgehend reduziert werden. Als naturschutzfachlicher Vorsorgewert ist das sogenannte „2 K-Kriterium“ einzuhalten, das eine maximal tolerierbare Temperaturerhöhung des Sediments um 2 Grad (Kelvin) in 20 cm Sedimenttiefe festsetzt.“ [BSH2019]

Darüber hinaus sieht die Ergänzung des StUK4 [BSH2013a] in Bezug auf magnetische Felder einen Grenzwert von „400 μ T bei 0 Hz für Bereiche, in denen sich Menschen auf Dauer aufhalten“ vor und verweist gleichzeitig auf die 26. BImSchV. Die 26. BImSchV [BIM2013] nennt für Gleichstromanlagen hingegen einen Grenzwert von 500 μ T. Da explizit auf die 26. BImSchV verwiesen wird, wird sowohl für den Abschnitt Küstenmeer wie für den Abschnitt AWZ in dieser Studie von einem Grenzwert von 500 μ T ausgegangen. Für das elektrische Feld führt das BSH aus, dass bei geschirmten Kabeln kein elektrisches Feld außerhalb des Kabels vorliegt [BSH2013a].

Auf Basis des FEPs [BSH2019], des Standards StUK4 [BSH2013] und der Ergänzung [BSH2013a] lassen sich die genehmigungsrelevanten Parameter wie folgt zusammenfassen:

- Die Erwärmung des Sediments durch Seekabel darf in der Nordsee im Bereich der AWZ maximal 2 K in einer Aufpunkttiefe von 20 cm betragen.
- Die Aufpunkterwärmung ist beruhend auf dem Zeitmittelwert der Kabelverluste und unter Berücksichtigung mehrtägiger Vollastphasen der Windenergieparks zu ermitteln. In dieser Studie wird das allgemein anerkannte und im FEP [BSH2019, S.60] aufgeführte Lastszenarium 77 % Vorlast, Sprung auf 99 % für 7 Tage und Rückkehr zu 77 % der maximalen Übertragungsleistung angewandt.
- Der maximale spezifische Wärmewiderstand für den wassergesättigten Boden wird nach [Bar1977, Smo2001] zu 0,7 Km/W angenommen, was einer Wärmeleitfähigkeit von 1,43 W/(m K) entspricht. Dieser Wert entspricht ebenfalls den Annahmen des FEPs.
- Die ungestörte Meeresbodentemperatur wird nach [BSH2020] zu 12 °C angenommen.
- Gemäß des FEPs [BSH2019] soll die Übertragungsleistung 900 MW bei einer Spannung von ± 320 kV betragen.
- Neben der Übertragungsleistung wird auch der „Kabeltyp“ genannt, der Einfluss auf die Sedimenterwärmung hat. Das verwendete Kabel sowie der geplante Leiterquerschnitt

werden nicht in dieser Aufzählung sondern im Detail in Kapitel 2 (Tab. 1 und Abschnitt 2.2) beschrieben.

Aus der AWZ treten die zukünftigen HGÜ-Verbindungen über Grenzkorridor III in die **12-Seemeilen-Zone** ein und passieren entweder die Insel Baltrum oder Langeoog und durchqueren das Wattenmeer. Für diese Bereiche, die im Folgenden mit dem Begriff „Küstenmeer“ zusammengefasst werden, ist genehmigungsrechtlich die Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr (NLStBV) zuständig.

Die genehmigungsrelevanten Parameter und zu treffenden Annahmen lassen sich für den Bereich Küstenmeer wie folgt zusammenfassen:

- Die Erwärmung durch Seekabel darf maximal 2 K in einer Aufpunkttiefe von 30 cm im Sediment betragen (vergleiche Planfeststellungsbeschluss für die Netzanbindung DolWin6 [Nie2017]).
- Die Aufpunkterwärmung wird wie oben anhand des anerkannten Lastszenariums 77 % Vorlast, Sprung auf 99 % für 7 Tage und Rückkehr zu 77 % der maximalen Übertragungsleistung berechnet (vergleiche auch hier [Nie2017]).
- Der maximale spezifische Wärmewiderstand für den wassergesättigten Boden im Bereich des niedersächsischen Küstenmeers wird zu 0,7 m K/W angenommen, was einer Wärmeleitfähigkeit von 1,43 W/(m K) entspricht.
- Die ungestörte Meeresbodentemperatur wird zu 15 °C angenommen (vergleiche [Nie2017]).

1.3 Ziel dieser Studie

Die hier vorliegende Studie wurde erstellt, da im Zulassungsverfahren ein Nachweis über die Einhaltung des 2 K-Kriteriums bzw. eine Einhaltung der Grenzwerte bezüglich elektrischer und magnetischer Felder zu erbringen ist. Sie erbringt mittels numerischer Berechnungen den Nachweis für die gesamte Seekabeltrasse, also für die AWZ und das Küstenmeer, dass die oben genannten genehmigungsrelevanten Parameter eingehalten werden und dient zur Vorlage bei den Behörden zur Erlangung der notwendigen Genehmigungen.

Für die in dieser Studie notwendigen Berechnung der Magnetfelder und der Temperaturverteilungen kommt der vom Autor speziell für Problemstellungen der Energiekabeltechnik entwickelte Finite-Elemente Simulator „sta-fem“ [Sta2001] zum Einsatz, welcher auch das nichtlineare Verhalten von Materialparametern, wie zum Beispiel temperaturabhängige elektrische Leiterwiderstände, feldabhängige Permeabilität bei ferromagnetischen Armierungen bei Seekabeln und Stahlrohrkapselungen sowie partielle Bodenaustrocknungen (nicht bei wassergesättigten Meeresböden) berücksichtigt.

2 Beschreibung der Eingangsparameter zur Berechnung der thermischen sowie magnetischen Eigenschaften

Die magnetischen und thermischen Eigenschaften einer Kabelanlage hängen wesentlich von der Ausführung der Anlage wie Leitermaterial, Leiter- und Schirmquerschnitt, Legeabstände und -tiefen, Schirmbehandlung, Phasenreihenfolge, etc. ab. Von großer Bedeutung für die Belastbarkeit ist ebenfalls die Umgebung, wie zum Beispiel die Wärmeleitfähigkeit des umgebenden Bodens oder eine Verlegung der Kabeladern in PE- oder PP-Rohren (PE - Polyethylen, PP - Polypropylen) oder in einer thermischen Stabilisierung (z.B. Magerbeton oder Sandbettung).

Hier handelt es sich um eine HGÜ-Leitung (HGÜ-Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung). Die Gleichstromleitung soll bipolar ausgeführt werden, besteht also aus zwei Kabeladern mit einer Spannung von +525 kV bzw. -525 kV gegen Erdpotential. Zusätzlich wird als drittes Kabel ein „Metallic Return“, ein Rückleiter, mitgeführt. Im Fall der symmetrischen Belastung übertragen beide Pole (Pol = Ader mit +525 kV bzw. -525 kV) den betragsmäßig gleichen Strom aber entgegengesetzten Vorzeichens. Die Summe beider Ströme ergibt null, der Rückleiter ist stromlos.

Im Fall einer unsymmetrischen Übertragung, sind die Ströme auf beiden Polen unterschiedlich groß, so dass der Rückleiter die Differenz beider Ströme als Rückstrom führt. Im Fall der größtmöglichen Unsymmetrie ist einer der beiden Pole stromlos und der Strom auf dem Rückleiter betragsmäßig gleich groß aber entgegengesetzten Vorzeichens wie der Strom auf dem stromführenden Pol. Die größtmögliche Unsymmetrie ist also, was die magnetfelderzeugenden Ströme und die abgegebenen Verlustleistungen angeht, identisch zum symmetrischen Fall, dass zwei Kabeladern den gleich großen Strom entgegengesetzten Vorzeichens tragen.

Alle drei Leiter sind im Bündel verlegt und winden sich in einer Helix umeinander. Da das Magnetfeld und das Temperaturfeld mit dem Abstand abnehmen, wurde in dieser Studie der schlimmste anzunehmende Fall ausgewählt, nämlich dass die beiden stromführenden Kabel nach oben weisen und das stromlose Kabel unten liegt.

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht, welche genehmigungsrelevante Parameter bei welchem Seekabelabschnitt verwendet werden sollen:

Trassenabschnitt	Überdeckung/ m Aufpunkt Sediment- tiefe/m	Mindest- abstand zu anderen Systemen/ m	Cu- Leiterquer- schnitt/ mm ²	Seeboden Wärmeleit- fähigkeit/ W/(mK)	Ungestörte Wasser- und Umgebungs- temperatur/°C
Nationalpark Wattenmeer	1,5 / 0,3	50	2500	1,43	15,0
Bis 10 m Wasserlinie	1,5; 3,0; 5,0 m / 0,3	100	2500	1,43	15,0
10 m Wasserlinie – 12 Seemeilen- Grenze	1,5 / 0,3	100	2500	1,43	15,0
AWZ	1,5 / 0,2	100 - 200	2500	1,43	12,0

Tab. 1: Geplante Parameter bei den einzelnen Seekabelabschnitten

Die oben genannten Eingangsparameter werden in den folgenden Abschnitten erläutert.

2.1 Referenzlastprofil

Wie bereits im Abschnitt 1.2 erwähnt, soll die Übertragungskapazität 2000 MW betragen. Die Spannung ergibt sich aus der Potentialdifferenz beider Leiter:

$$U = \varphi_1 - \varphi_2 = 525 \text{ kV} - (-525 \text{ kV}) = 1050 \text{ kV} \quad (2.1)$$

Damit ergibt sich für den maximalen Betriebsstrom:

$$P = U \cdot I \Leftrightarrow I = \frac{P}{U} = \frac{2000 \text{ MW}}{1050 \text{ kV}} = 1904,76 \text{ A} \approx 1905 \text{ A} \quad (2.2)$$

Die Magnetfelder sind nach [BIM2013] für die höchste Anlagenauslastung zu bestimmen. Die Leistung des einspeisenden Konverters ergibt sich nach Gleichung 2.2 aus der Nennspannung und dem Nennstrom. Rein mathematisch gesehen ergäbe sich die gleiche Nennleistung auch bei einer geringeren Spannung und einem entsprechend höheren Strom. Es ist im Rahmen einer wirtschaftlich sinnvollen Planung davon auszugehen, dass der Konverter leistungsmäßig an die Übertragungskapazität des Kabels angepasst wird und ebenfalls maximal 2000 MW gleichrichten kann. Einen höheren Strom als der Nennstrom kann der Konverter somit nicht liefern, da dieser unzulässig hohe Stromwärmeverluste erzeugt und die Leistungselektronik thermisch zerstört würde. Somit ist bei $I = 1905 \text{ A}$ vom größtmöglichen Betriebsstrom auszugehen.

Für die thermischen Felder wird sowohl für den Abschnitt AWZ also auch für den Abschnitt Küstenmeer das anerkannte Lastszenarium 77 % Vorlast, Sprung auf 99 % für 7 Tage und Rückkehr zu 77 % der maximalen Übertragungsleistung angewandt. Die Vorlast von 77 % wird für 45 Tage simuliert, um eventuelle Einschwingvorgänge abklingen zu lassen.

Die Rückkehr zur 77-prozentigen Last wird solange simuliert, bis das Temperaturmaximum im Aufpunkt (20 cm im Abschnitt AWZ bzw. 30 cm im Abschnitt Küstenmeer) erreicht wurde und der Abkühlvorgang eingesetzt hat.

Auch wenn sich dieses Lastprofil als eine Art Standardprofil durchgesetzt hat (vergleiche FEP, S. 60 [BSH2019]), sei noch angemerkt, dass dieses Lastprofil eine konservative Annahme darstellt. Langzeitmessungen ergeben durchschnittliche Erträge für Offshore von 29,7 % bis 51,4 % [IWE2011]. Darüber hinaus nennt [BMU2010] eine durchschnittliche Onshore-Windpark-Verfügbarkeit von unter 95 % anstelle der hier verwendeten 99 %. Weiterhin wird ausgeführt, dass die Verfügbarkeit von Offshore-Windparks deutlich darunter liegt.

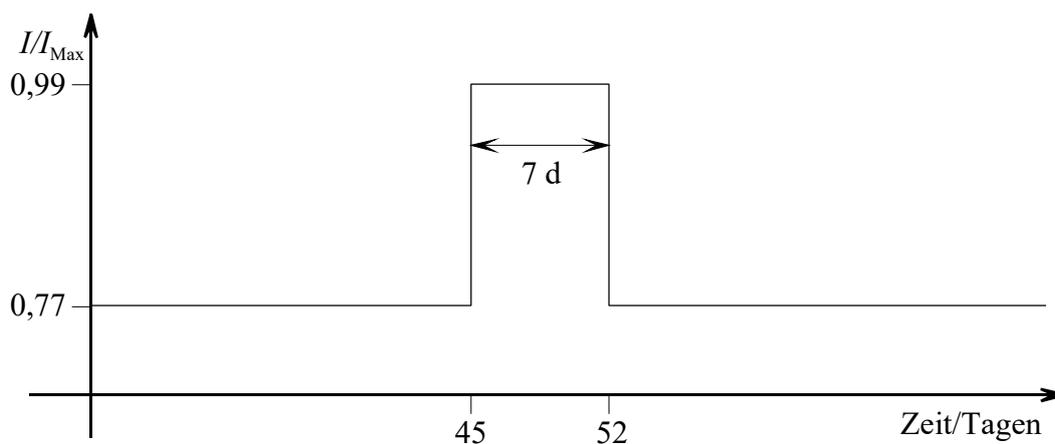


Abb. 1: Strombelastungsprofil für Offshore Windparks

2.2 Aufbau und Materialparameter der Kabel

Bei den in den Abschnitten AWZ und Küstenmeer eingesetzten Kabeln handelt es sich je System um drei einadrige 525 kV- Hochspannungs-Gleichstrom-Seekabel in Bündellegung.

Da der Hersteller des Kabels zum Zeitpunkt der Studie noch nicht feststand, wurde ein typisches Kabeldesign verwendet [Ten2020a].

Der Rückleiter (metallic return) wird wahrscheinlich mit einer dünneren Isolierung ausgestattet werden als die spannungsführenden Hin- und Rückleiter. Da die Dicke der Isolierung des Rückleiters zum Zeitpunkt der Studie noch nicht bekannt war, wurde die gleiche Isolierungsdicke wie bei den spannungsführenden Adern angenommen. Diese Annahme stellt eine konservative Annahme dar, da sich ein Kabel mit steigender Isolierungswandstärke stärker erwärmt.

Die Kabeldesigns verschiedener Kabelhersteller unterscheiden sich nur marginal. Querschnittsgleiche Kabel anderer Hersteller werden somit zu den gleichen Aufpunkterwärmungen führen, wie bei dem hier verwendeten Design. Die folgende Abbildung zeigt schematisch den Aufbau eines Hochspannungs-Gleichstrom-Seekabels:



1 Leiter:	Kupfer, verseilt, rund
2 innere Leitschicht:	XLPE (leitfähig)
3 Isolierung:	Polymer-Dielektrikum
4 äußere Leitschicht:	XLPE (leitfähig)
5 Längswasserschutz:	leitfähiges Quellband
6 Schirm:	Bleilegierung
7 Schichtenmantel:	XLPE (HDPE)
8 Bandage:	Polymerband
9 Armierung:	Stahldraht verzinkt
10 Umhüllung:	Polypropylen-Garn

Abb. 2: Aufbau eines Einleiter-Hochspannungs-Gleichstrom-Seekabels [ABB2020]

Der Leiter des Kabels besteht aus Kupfer, er ist aus mehreren verdichteten Runddrähten zusammengesetzt. Aufgrund dieser Konstruktion weist der Leiter einen hohen Füllfaktor von etwa 0,8887 auf.

Bei der Isolierung des Kabels handelt es sich um vernetztes Polyethylen. Um Wasserdichtigkeit zu erreichen, ist das Kabel mit einem Bleimantel ausgestattet. Der Bleimantel ist geerdet, womit es sich um ein geschirmtes Kabel handelt.

Die innere und äußere Leitschicht besteht aus dem gleichen Basismaterial, welches zusätzlich mit Graphit oder Ruß versetzt wurde.

Eine Bewehrung aus galvanisierten Stahldrähten dient als mechanischer Schutz und als Zugschutz beim Legevorgang. Der äußere Mantel besteht aus Polypropylengarn, welches zum Schutz gegen Korrosion mit Bitumen getränkt ist.

Die folgende Tabelle fassen die Abmessungen des Kabels zusammen:

Aufbauelement	Material / Durchmesser bzw. Wandstärke
Leiter	Kupfer 2500 mm ² -Kupfer, D = 60 mm
Innere Leitschicht	Halbleitendes PE, W = 2,0 mm
Isolierung	VPE, W = 26,0 mm
äußere Leitschicht	VPE mit Ruß/Graphit, W = 1,8 mm
Bänder	Halbleitendes Schwellband, W = 0,6 mm
Schirm	extrudierter Bleimantel, W = 3,2 mm
Innerer Mantel	Hochdichtes PE, W = 3,3 mm
Bettung	Halbleitendes Schwellband, W = 1,0 mm
Armierung	Stahldrähte, W = 6,0 mm
Mantel	Polypropylen, zweilagig, W = 7,6 mm, D _a = 161 ± 5 mm

Tab. 2: Aufbauelemente, Materialien und Abmessungen eines HGÜ-Seekabels mit einem Leiterquerschnitt von 2500 mm²

Im Folgenden werden die Materialdaten der einzelnen Aufbauelemente des Kabels angegeben:

Leiter:

Kupfer, $\lambda = 372 \text{ W/mK}$, $c = 389 \text{ Ws/kgK}$, $\rho = 8900 \text{ kg/m}^3$, $\kappa = 55,56 \cdot 10^6 \text{ 1/}\Omega\text{m}$

Die elektrische Leitfähigkeit von Kupfer wird in der Literatur meistens zu $\kappa = 58 \cdot 10^6 \text{ 1/}\Omega\text{m}$ angegeben. Rechnet man jedoch die in der VDE 0228 [VDE2005] geforderten höchstzulässigen Leiterwiderstandswerte auf spezifische Leitfähigkeiten um, ergibt sich $\kappa = 55,56 \cdot 10^6 \text{ 1/}\Omega\text{m}$. Dementsprechend hat ein 2500 mm²-Leiter einen Gleichstromwiderstand von $7,2 \mu\Omega/\text{m}$. Um deckungsgleich mit der Norm [VDE2005] zu sein, wurde hier die entsprechend geringere spezifische elektrische Leitfähigkeit verwendet.

Der von Konvertern erzeugte Gleichstrom weist eine geringe Restwelligkeit auf, was bedeutet, dass er geringe Anteile von Wechselstrom enthält, die durch Stromverdrängungseffekte den wirksamen Widerstandsbelag (Widerstand pro Längeneinheit) R'_{Leiter} des Leiters leicht erhöhen, was wiederum zu einer leichten Erhöhung der Leiterverluste nach der Gleichung

$$P' = R'_{\text{Leiter}} \cdot I^2 \quad (2.3)$$

führt. I ist hierbei der Leiterstrom.

Im Sinne eines konservativen Ansatzes wurde der DC-Widerstand des Leiters um 2 % erhöht. Zusammen mit dem Füllfaktor (hier $f = 0,8887$) ergibt sich die resultierende spezifische Leitfähigkeit:

$$\kappa_{\text{Res}} = \frac{55,56 \cdot 10^6 \text{ 1/}\Omega\text{m} \cdot 0,8887}{1,02} = 48,404 \cdot 10^6 \text{ 1/}\Omega\text{m}. \quad (2.4)$$

Dielektrikum / Leitschichten:

VPE, $\lambda = 0,2857 \text{ W/mK}$, $c = 2300 \text{ Ws/kgK}$, $\rho = 930 \text{ kg/m}^3$.

Quellbänder:

Quellvlies, $\lambda = 0,166 \text{ W/mK}$, $c = 1700 \text{ Ws/kgK}$, $\rho = 2680 \text{ kg/m}^3$.

Schirm:

Extrudierter Bleimantel, $\lambda = 35,3 \text{ W/mK}$, $c = 129 \text{ Ws/kgK}$, $\rho = 11340 \text{ kg/m}^3$,
 $\kappa = 4,8 \cdot 10^6 \text{ 1/}\Omega\text{m}$

Innerer Mantel:

Hochdichtes Polyethylen (HDPE), $\lambda = 0,4 \text{ W/mK}$, $c = 1900 \text{ Ws/kgK}$, $\rho = 950 \text{ kg/m}^3$

Äußerer Mantel:

Polypropylen (PP), $\lambda = 0,22 \text{ W/mK}$, $c = 1680 \text{ Ws/kgK}$, $\rho = 910 \text{ kg/m}^3$

2.3 Wärmewiderstand des Meeresbodens (Sediment)

Dem Meeresboden werden homogene Eigenschaften in Form einer einheitlichen Wärmeleitfähigkeit zugeordnet. Es wird nicht, wie bei Landtrassen, von einer partiellen Bodenaustrocknung in der näheren Kabelumgebung, sondern von einer kontinuierlichen Befeuchtung der Bodenporen ausgegangen. Diese Annahme entspricht damit den tatsächlichen Gegebenheiten bei wassergesättigten Meeresböden.

Die längs der Seekabel- und der Wattenmeertrasse auftretenden Sedimente lassen sich überwiegend als Sande bzw. Sand/Kies-Mischungen oder als Schluff/Sand bzw. Schlicksand klassifizieren. Hierfür können nach [Smo2001] die Wärmeleitfähigkeiten nach Tab. 3 angesetzt werden.

Im FEP [BSH2019] wird ein spezifischer Wärmewiderstand des Meeresbodens von $0,7 \text{ m K/W}$ genannt. Vergleicht man diesen Größenwert mit den in Tab. 3 genannten maximalen spezifischen Wärmewiderständen (Spalte 4), deckt diese Annahme nahezu alle im Meeresboden vorkommenden Bodenarten ab. Lediglich Ton /Clay weicht nach oben ab.

Thermische Eigenschaften wassergesättigter Böden (nach [Smo2001])	Wärmeleitfähigkeit minimal	Wärmeleitfähigkeit maximal	Spezifischer Wärmewiderstand maximal	Spezifischer Wärmewiderstand minimal
	W/(K m)	W/(K m)	K m/W	K m/W
Kies / gravel	2,00	3,30	0,50	0,30
Sand	1,50	2,50	0,67	0,40
Ton / clay	0,90	1,80	1,11	0,56
Geschiebemergel / glacial drift	2,60	3,10	0,38	0,32
Schluff/Schlick / silt	1,4	2,00	0,71	0,50

Tab. 3: Thermische Eigenschaften wassergesättigter Böden nach [Smo2001]

Für den Meeresboden wird daher eine konservativ gewählte Wärmeleitfähigkeit von $\lambda = 1,43 \text{ W/(m K)}$ angenommen, was einem thermischen Widerstand von $\rho = 0,7 \text{ m K/W}$ entspricht. Dieser Größenwert wird auch für das niedersächsische Küstenmeer im Planfeststellungsbeschluss für DolWin6 [Nie2017] bestätigt.

2.4 Wassertemperaturen und Wärmeübergang an der Meeresbodenoberfläche

Im Bereich des Wattenmeeres ist aufgrund der trockenfallenden Bereiche und der geringen Wassertiefe bei Überflutung eine ungestörte Temperatur von 15 °C anzunehmen. Diese Annahme wird auch für die restliche 12-Seemeilen-Zone angenommen. Vergleicht man diesen Größenwert mit den vom BSH veröffentlichten mittleren Meeresoberflächentemperaturen [BSH2020] stellt dies eine konservative Annahme da, da die Monatsmittelwerte auch im Küstenmeer meistens darunter liegen.

In der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) wird aufgrund der größeren Wassertiefe und der damit verbundenen geringeren Erwärmung, eine ungestörte Umgebungs- und Wassertemperatur von 12 °C angenommen.

Die Meeresbodenoberfläche gibt die Wärme durch Wärmeleitung und überwiegend durch Konvektion an das Meerwasser ab und stellt somit eine sehr gute, nahezu ideale, Wärmesenke dar. Im Fall der Überflutung kann nach [VDI2013] ein Wärmeübergangskoeffizient von $\alpha = 350 \text{ W/(m}^2 \text{ K)}$ angenommen werden. Im Fall des bei Ebbe trockenfallenden Watts findet hier die Wärmeabgabe an Luft statt. Nach [VDI2013] wird hierfür ein Wärmeübergangskoeffizient von $\alpha = 4 \text{ W/(m}^2 \text{ K)}$ berücksichtigt. Der Wechsel zwischen Ebbe und Flut im Bereich des Wattenmeers wird als kontinuierlicher Wechsel zwischen $\alpha = 4 \text{ W/(m}^2 \text{ K)}$ und $\alpha = 350 \text{ W/(m}^2 \text{ K)}$ mit sinusförmiger Zeitabhängigkeit realisiert.

2.5 Umgebungstemperaturen im Meeresboden

Bei erdverlegten Kabelanlagen, worunter auch im Meeresboden verlegte Kabel zählen, handelt es sich immer um sogenannte offene Randwertprobleme. Die Wärmequellen geben ihre Wärme an das umgebende Erdreich ab. Die Temperaturen fallen zwar schnell mit dem Abstand auf kleinere Größenwerte, allerdings kann keine Entfernung angegeben werden, wo der Einfluss mit Sicherheit zu null angenommen werden kann. Aus diesem Grund wird der Meeresboden bis zu einem beliebig gewählten Radius modelliert und mit einem so genannten „infiniten Randwert“ belegt, um so ein Feldproblem mit offenen Rändern nachzubilden (siehe Abb. 4). Der offene Rand hat den Vorteil, dass sich dort die reale Temperaturverteilung einstellen kann und keine Isotherme wie bei einem Temperatur-Randwert erzwungen wird.

3 Thermische Felder der Seekabeltrasse

3.1 Bereich Wattenmeer (trockenfallend)

Begonnen wird mit der Seekabeltrasse im Bereich des trockenfallenden Wattenmeers. Die Seekabel werden mit allen Aufbauelementen als Finite-Elemente-Modell modelliert.

3.1.1 Überdeckung 1,5 m

Die folgenden Abbildungen zeigen das Gesamtmodell und einen Ausschnitt im Bereich der gebündelt verlegten Seekabel für eine Überdeckung von 1,5 m:

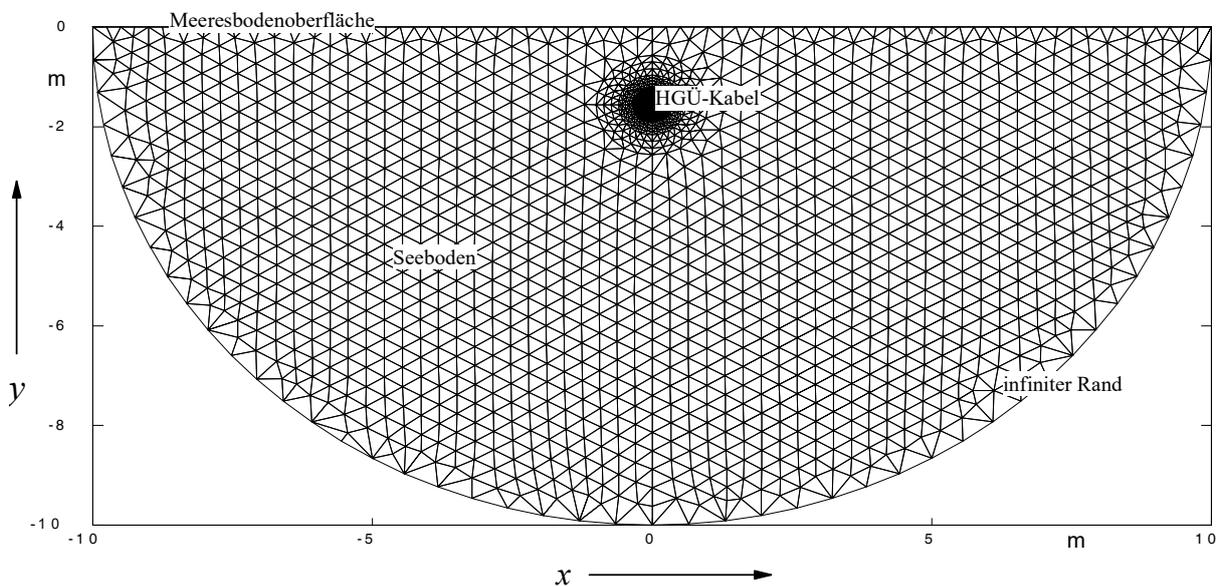


Abb. 3: Finite-Elemente-Modell (Gesamtansicht)

Das Seekabelsystem besteht aus einem positiven und einem negativen Pol sowie einem Rückleiter (metallic return). Alle drei Einleiterkabel werden gebündelt in einem Legevorgang verlegt. In der folgenden Abbildung wurden an einem Kabel die Aufbauelemente farblich hervorgehoben um sie deutlicher sichtbar zu machen:

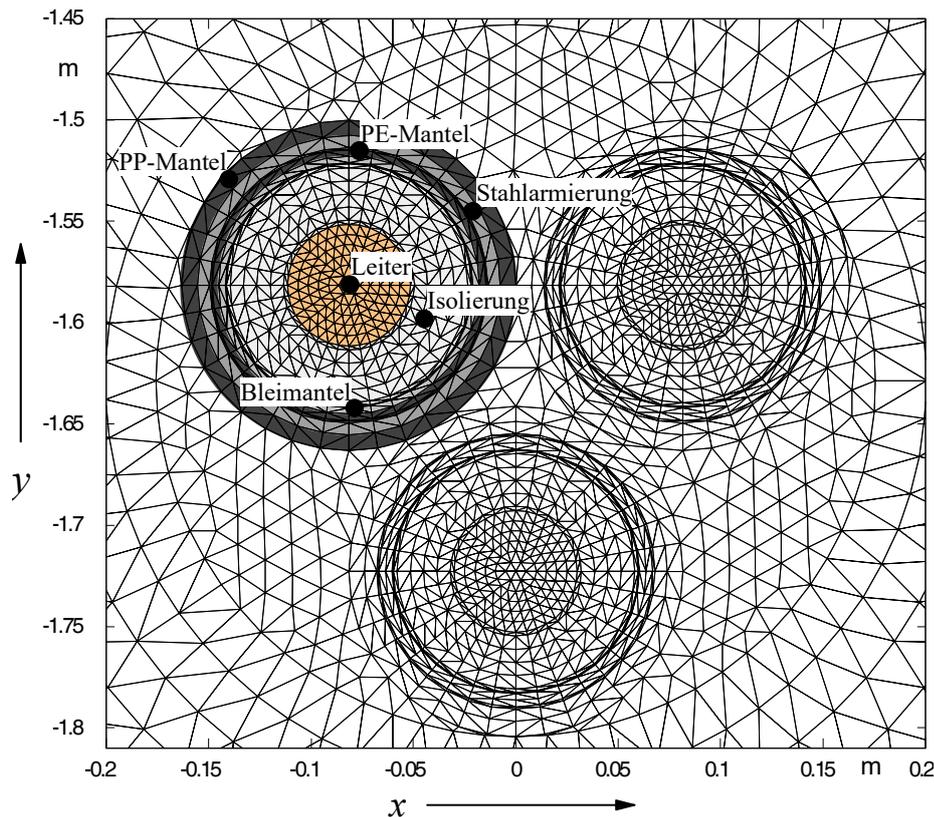


Abb. 4: Finite-Elemente-Modell, Ausschnittvergrößerung im Bereich des Kabelbündels, Leiterquerschnitt 2500 mm²

Dieses Modell wird gemäß den zuvor genannten Vorgaben aus Kapitel 2.1 45 Tage mit einer Vorlast von 77 % der maximalen Leistung belastet, gefolgt von einem Sprung auf 99 % für sieben Tage. Nach der Rückkehr zur 77-prozentigen Last wird die Simulation noch fortgeführt, bis das Temperaturmaximum im Aufpunkt, 30 cm tief im Sediment, überschritten ist und der Abkühlvorgang eingesetzt hat. Simuliert wurden deshalb hier 80 Tage.

An der Meeresbodenoberfläche wird der Wechsel von Ebbe und Flut und somit das trockenfallende Watt durch einen sinusförmig schwankenden Cauchy-Randwert berücksichtigt (siehe Abschnitt 2.4).

Die folgende Abbildung zeigt den Temperaturverlauf im Leiter; danach folgt der Temperaturverlauf im Aufpunkt (in 0,3 m Tiefe im Sediment) oberhalb der Kabelanlage:

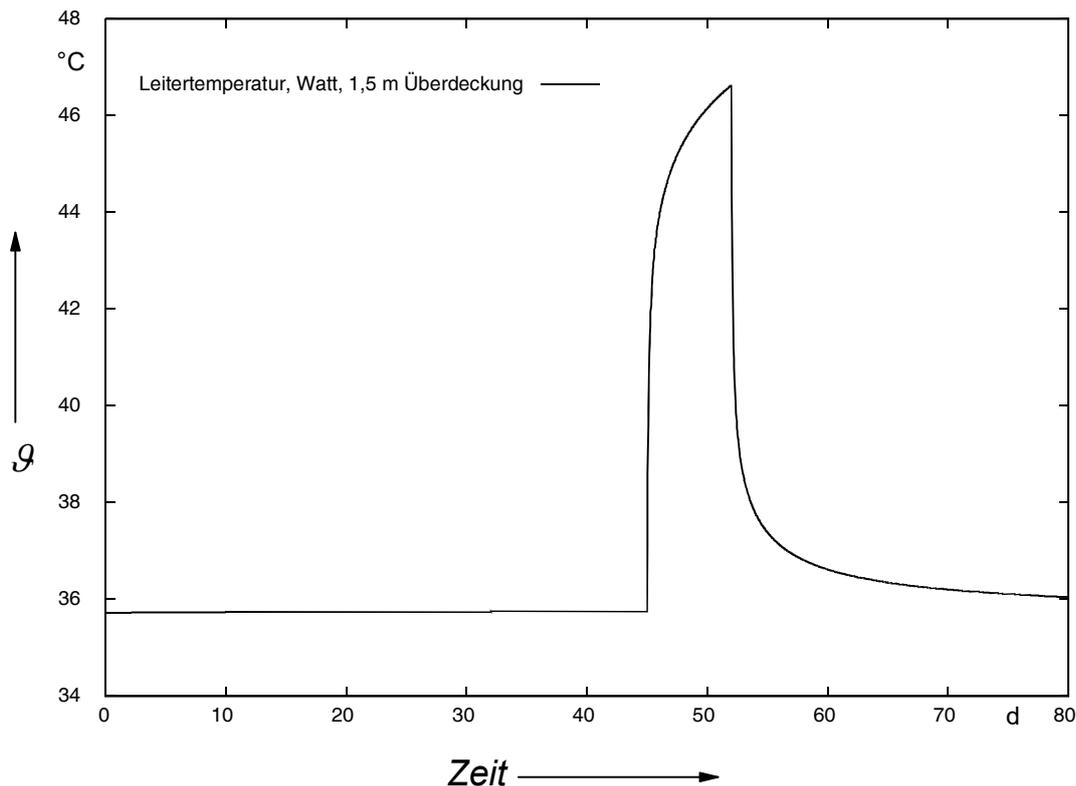


Abb. 5: Temperaturverlauf im Leiter, trockenfallendes Watt, Überdeckung 1,5 m, Leiterquerschnitt 2500 mm²

Bei der Vorlast befinden sich beide Kennlinien im stationären Zustand und liefern beim Sprung auf 99 % der Übertragungsleistung eine Sprungantwort. Die Temperatur steigt in Form einer Exponential-Integralfunktion an. Nach dem siebenten Tag reagiert die Leitertemperatur mit der entsprechend negativen Sprungantwort. Die Leitertemperatur erreicht nach sieben Tagen den Größenwert 46,62 °C, sie liegt damit weit unterhalb der maximal zulässigen Leitertemperatur von 70 °C.

Nach einer kurzen Einschwingzeit, bedingt durch den zeitlich schwankenden Wärmeübergang beim trockenfallenden Watt, befindet sich auch der Aufpunkt, 0,3 m tief im Sediment, im stationären Zustand. Um zu zeigen, dass der stationäre Zustand erreicht wurde, wurde die Einhüllenden um die Temperaturkennlinie der 45-tägigen Vorlast eingezeichnet.

Aufgrund der Wärmekapazität des überdeckenden Seebodens steigt die Aufpunkttemperatur zeitverzögert an und erreicht ein Temperaturmaximum von 16,682 °C. Bei einer ungestörten Temperatur von 15 °C ergibt sich somit eine Erwärmung von 1,682 K. Die Erwärmungen liegen, trotz der konservativen Annahmen, deutlich unterhalb der maximal zulässigen Erwärmung von 2 K.

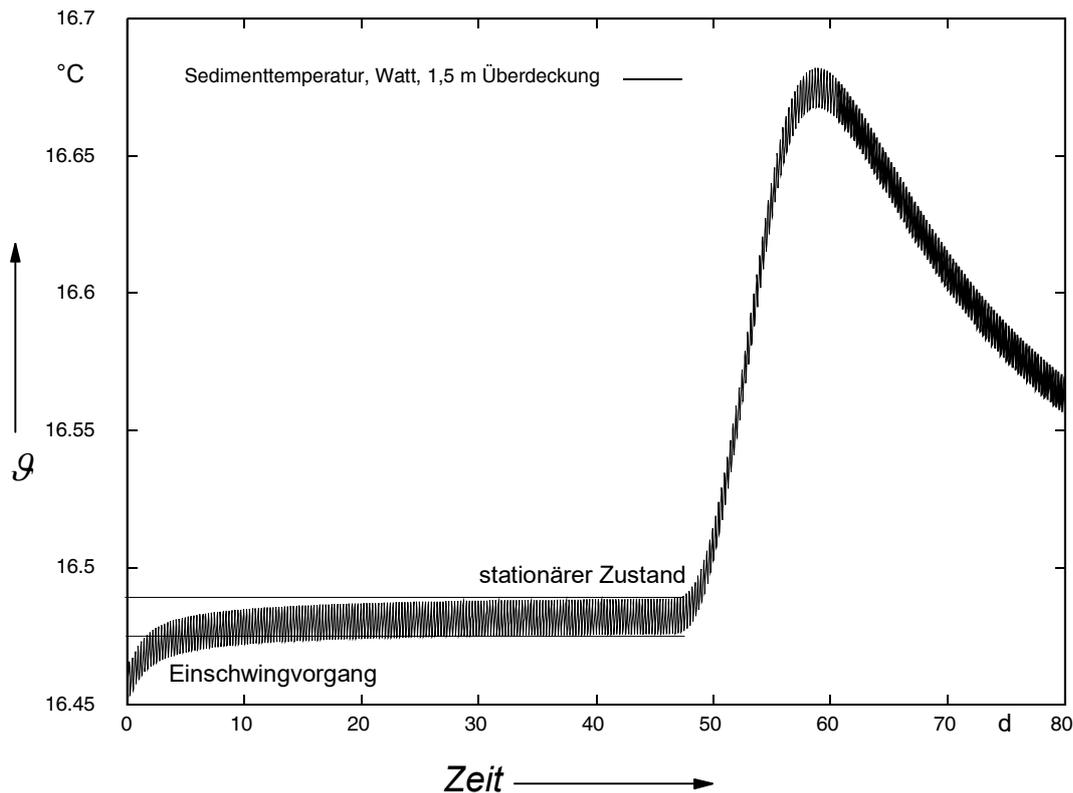


Abb. 6: Temperaturverlauf 0,3 m tief im Sediment, trockenfallendes Watt, Überdeckung 1,5 m, Leiterquerschnitt 2500 mm²

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse zusammen.

Leiterquerschnitt/ mm ²	Max Leiter- temperatur/ °C	Max Aufpunkt- temperatur/ °C	Max Aufpunkt - erwärmung/ K
2500	46,62	16,682	1,682

Tab. 4: Temperaturen und Erwärmungen im Nationalpark Wattenmeer (trockenfallend), Überdeckung 1,5 m

3.1.2 Überdeckung 5,0 m

Für den Bereich des trockenfallendes Wattenmeers wurde zusätzlich zur geplanten Überdeckung von 1,5 m eine Überdeckung von 5,0 m betrachtet. Es handelt sich hierbei um ein „Worst-Case“-Szenarium, falls sich die Überdeckung strömungsbedingt durch Sedimentverschiebungen vergrößern sollte.

Um die thermischen Eigenschaften zu ermitteln, wurde das vorgestellte Modell dahingehend abgeändert, dass die Kabelanlage (die in Abb. 4 gezeigt wurde) auf eine Tiefe von 5,0815 m (Überdeckung 5,0 m zuzüglich des Kabelradius) gelegt wurde. Die restlichen Annahmen wurden beibehalten.

Die folgende Abbildung zeigt den Temperaturverlauf im Leiter; danach folgt der Temperaturverlauf im Aufpunkt oberhalb der Kabelanlage:

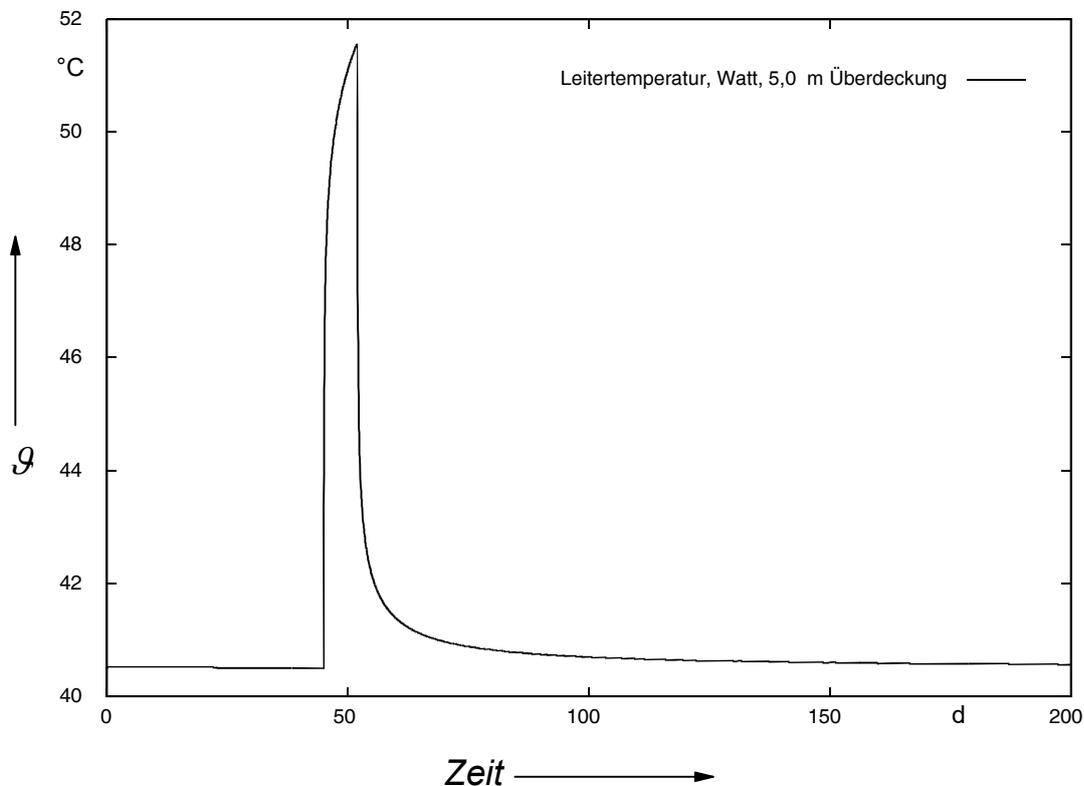


Abb. 7: Leitertemperaturverlauf, trockenfallendes Watt, Überdeckung 5,0 m, Leiterquerschnitt 2500 mm²

Der Leiter erwärmt sich zum Ende der Starkwindphase auf 51,58°C. Die Belastbarkeit ist somit trotz der großen Überdeckung gegeben.

Die große Überdeckung führt dazu, dass die Wärmefront stark verzögert am Aufpunkt ankommt. Es wurde eine Dauer von 200 Tagen simuliert, um das Temperaturmaximum abbilden zu können. Der Temperaturverlauf im Sediment ist stark gedämpft und die Temperaturerhöhung nur bei extrem feiner Skalierung (siehe folgende Abbildung) erkennbar.

Das Temperaturmaximum beträgt in diesem Fall 15,475 °C. Bei einer ungestörten Temperatur von 15 °C ergibt sich eine maximale Erwärmung von nur 0,475 K. Das 2 K-Kriterium wird sicher eingehalten.

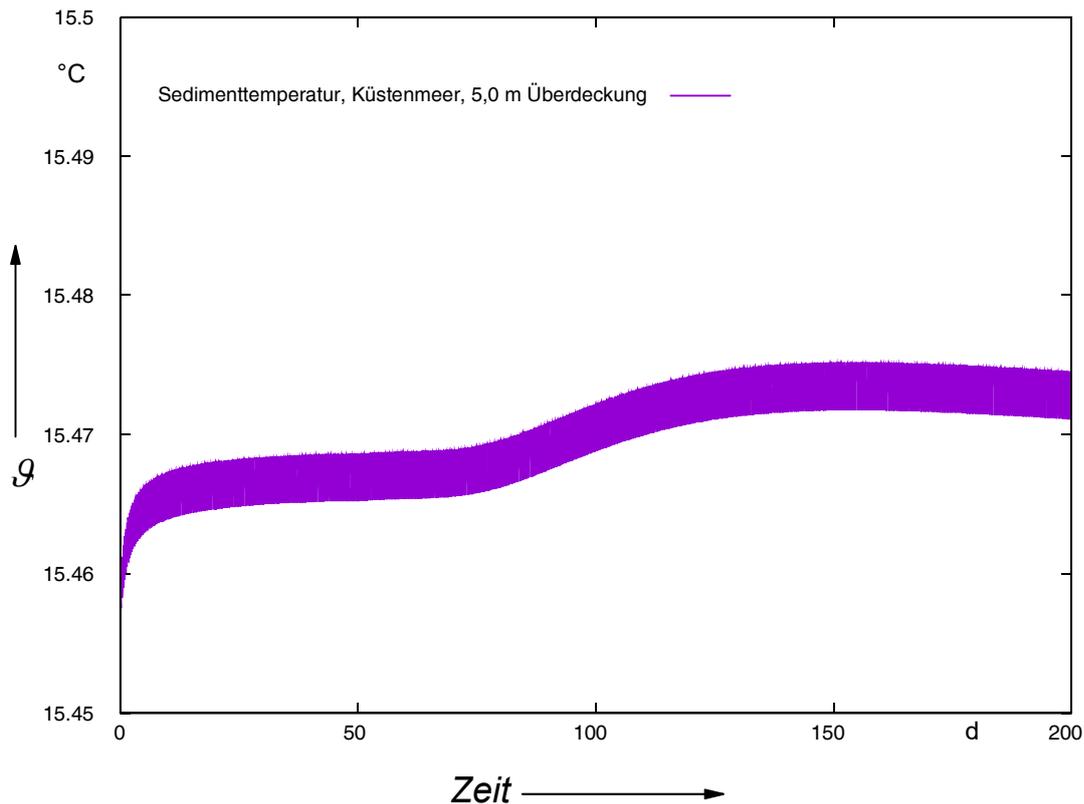


Abb. 8: Temperaturverlauf im Sediment, trockenfallendes Watt, Überdeckung 5,0 m, Leiterquerschnitt 2500 mm²

3.1.3 Gegenseitige Erwärmung von Seekabelsystemen

Generell gilt: je kleiner der Abstand zwischen zwei Kabeln oder Kabelsystemen ist, umso größer die gegenseitige Erwärmung. In Tab. 1 sind die Mindestabstände zu benachbarten Kabelsystemen angegeben. Je nach Trassenabschnitt variiert der Mindestlegeabstand der Seekabel zwischen 50 m und 200 m. Für den Abschnitt „Wattenmeer“ wird der kleinste Größenwert mit 50 m angegeben, weshalb für diesen Trassenabschnitt die gegenseitige Erwärmung berechnet werden soll.

Im betrachteten Trassenkorridor sollen zwei baugleiche und gleich belastete Seekabelsysteme in einer Entfernung von 50 m parallel liegen.

Weiterhin werden eine Überdeckung der Seekabel von 1,5 m und ein Leiterquerschnitt von 2500 mm² angenommen. Ein größerer Leiterquerschnitt oder größere Systemabstände führen zu kleineren gegenseitigen Erwärmungen.

Es wurde die stationäre Vorlast von $1905 \text{ A} \cdot 0,77 = 1467 \text{ A}$ angenommen. Die ungestörte Umgebungstemperatur betrage 15 °C.

Die folgende Abbildung zeigt das Modell zweier Seekabelsysteme in Bündellegung mit einem System-Achsenabstand von 50,0 m und einer Überdeckung von 1,5 m:

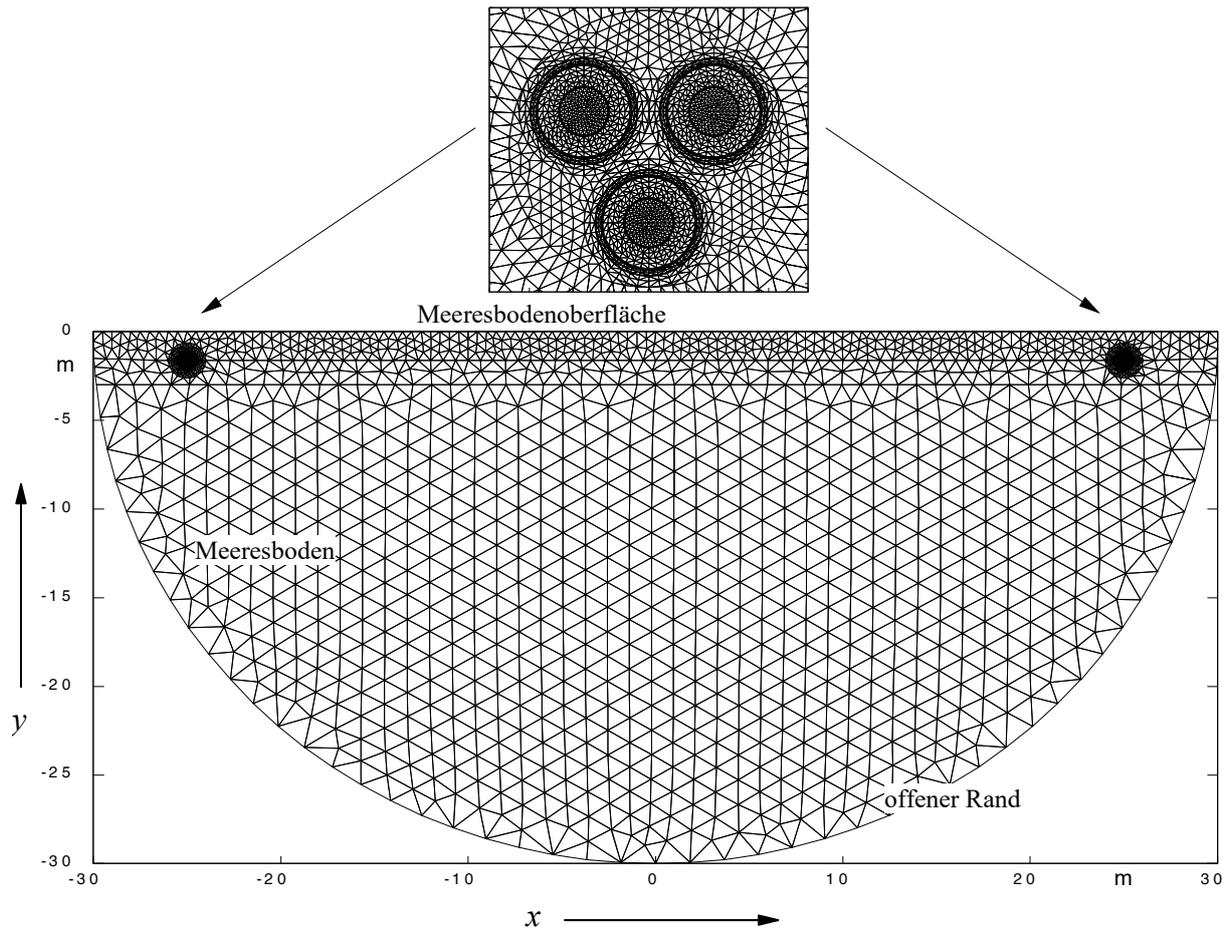


Abb. 9: Finite-Elemente Modell, parallel verlegte DC-Seekabelbündel, Abstand 50 m, Überdeckung 1,5 Meter

Dieses Modell wird nun auf zwei Arten durchgerechnet: erstens mit nur einem System in Betrieb und zweitens, mit beiden Systemen in Betrieb. Ausgewertet werden die Aufpunkttemperaturen für den Abschnitt AWZ in 0,2 m Sedimenttiefe bzw. im Abschnitt Küstenmeer in 0,3 m Sedimenttiefe. Die Temperaturdifferenzen zwischen beiden Simulationen stellt die Temperaturerhöhung durch die Erwärmung des Nachbarsystems dar.

Zur Ermittlung des Einflusses in den Aufpunkten des 2 K-Kriteriums (0,2 m bzw. 0,3 m im Sediment) werden waagerechte Linienab tastungen in den entsprechenden Tiefen durchgeführt:

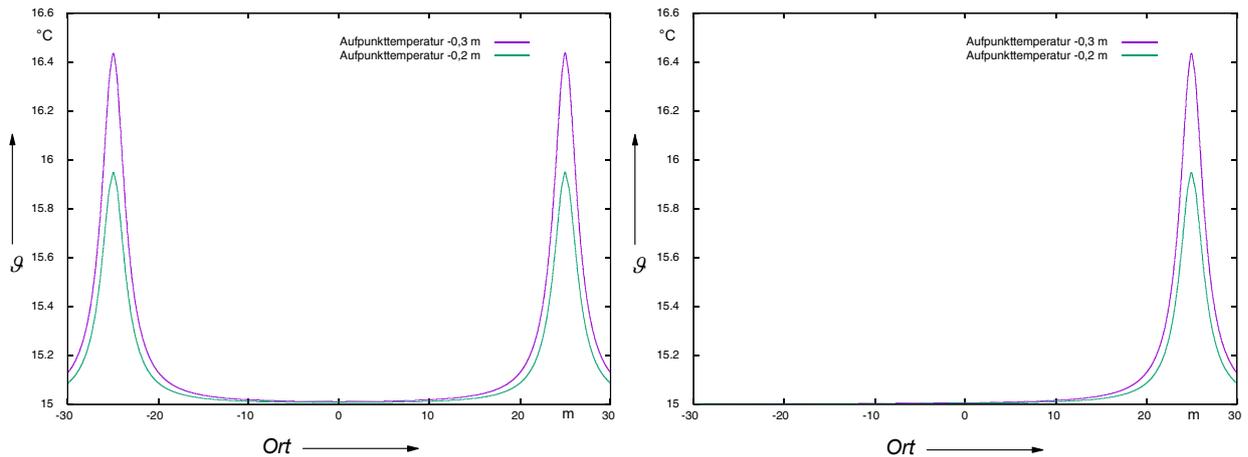


Abb. 10: Linienabstastungen durch die Aufpunkte in 0,2 m und 0,3 m Tiefe, links ein System, rechts beide Systeme in Betrieb, Überdeckung 1,5 m, $I = 1467$ A

In der folgenden Tabelle werden die Leiter- und Aufpunkttemperaturen genannt. Die Temperaturen unterscheiden sich so geringfügig, dass sie mit 4 Nachkommastellen angegeben werden müssen, um eine Auswertung zu ermöglichen:

	1 System	2 Systeme	Differenz /K
Leitertemperatur/ °C	35,6961	35,7049	0,0088
Temperatur (-0,3 m)/ °C	16,4348	16,4353	0,0005
Temperatur (-0,2 m)/ °C	15,9481	15,9483	0,0002

Tab. 5: Leiter- und Aufpunkttemperaturen mit und ohne gegenseitige Erwärmung durch das Nachbarsystem, $I = 1467$ A

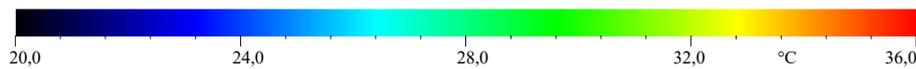
Modelliert man die Nachbarsysteme nicht mit, so ergibt sich im Aufpunkt eine Temperaturdifferenz von 0,2 mK (0,2 tausendstel Kelvin!) für eine Tiefe von 0,2 m und 0,5 mK für die Tiefe von 0,3 m im Vergleich zum Modell mit zwei Systemen. Da die Abweichungen sich erst in der vierten Nachkommstelle bemerkbar machen, kann die Erwärmung durch 50 m entfernte Nachbarsysteme vernachlässigt werden.

Für größere Legeabstände, wie zum Beispiel 100 m oder 200 m, fällt die gegenseitige Erwärmung noch deutlich geringer aus, so dass für alle folgenden Trassenabschnitte eine Erwärmung durch Nachbarsysteme vernachlässigt werden kann. Dies gilt sowohl für baugleiche Nachbarsysteme als auch für bereits installierte Fremdsysteme zu denen die genannten Mindestabstände eingehalten werden (vergleiche Spalte 3 in Tab. 1) und welche thermisch vergleichbar ausgelegt sind, damit sie das 2 K-Kriterium ebenfalls einhalten.

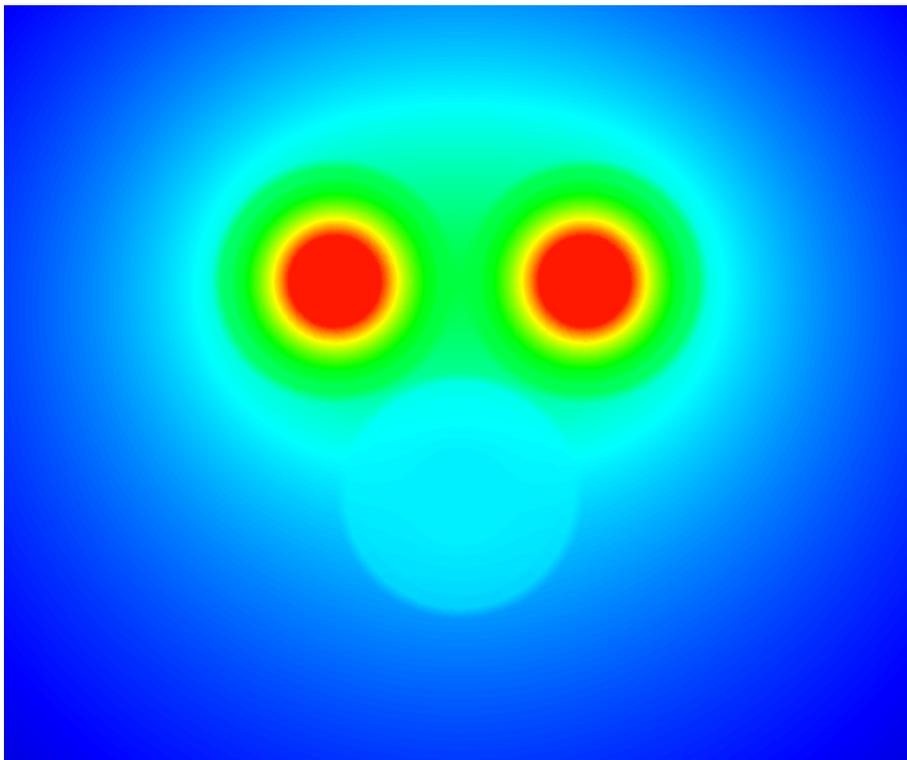
3.1.4 Unsymmetrischer Betrieb

In den vorhergehenden Abschnitten wurde davon ausgegangen, dass der symmetrische Betrieb, also maximaler Strom auf dem positiven sowie negativen Pol und der Rückleiter stromlos, die größtmögliche Erwärmung verursacht, siehe auch Fall a) in Abb. 11. Diese Annahme soll in diesem Abschnitt kurz an Beispielrechnungen belegt werden. Angenommen wird der stationäre Vorzustand mit 1467 A.

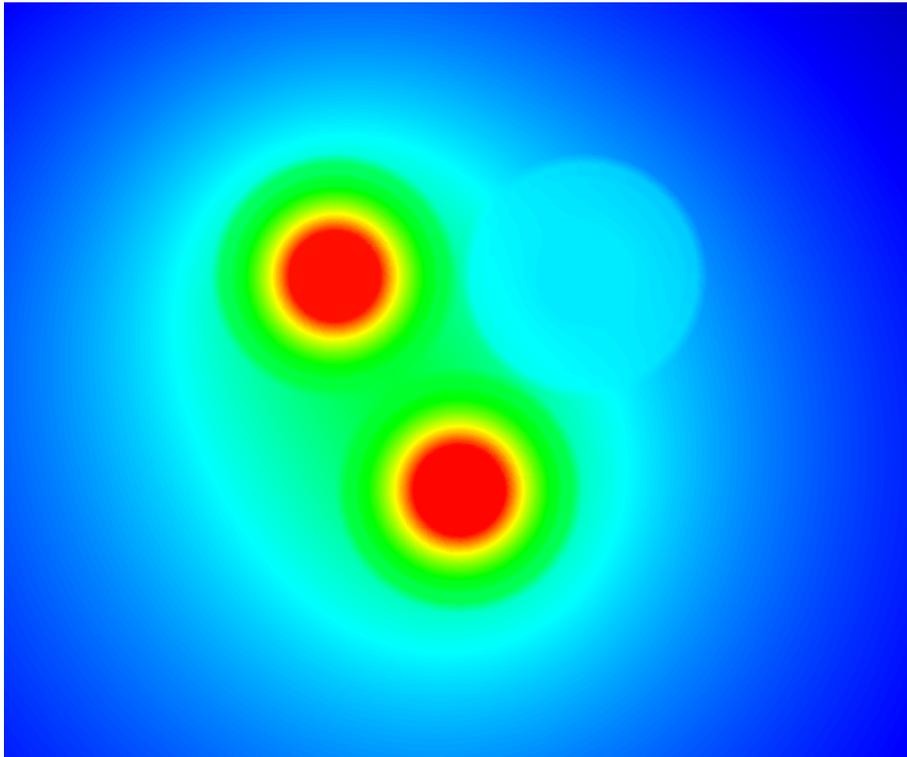
Beim möglichst unsymmetrischen Betrieb ist einer der beiden Pole stromlos. Dann kompensieren sich die Rückströme nicht mehr zu null und der Rückleiter führt den betragsmäßig gleich großen Strom wie der stromführende Hinleiter, siehe auch Fall b) in Abb. 11. Da der Rückleiter baugleich zu den Polen angenommen wurde, entspricht dies aber wiederum -thermisch gesehen- dem symmetrischen Betrieb, nämlich größtmöglicher Strom auf zwei von drei Leitern. Zwischen den beiden Fällen, liegt der Fall, dass ein Pol den Maximalstrom führt und der andere Pol den halben Maximalstrom. In diesem Fall führt auch der Rückleiter den halben Maximalstrom. Dieser Fall entspricht Fall c) in Abb. 11.



a) symmetrisch



b) unsymmetrisch, ein Pol stromlos



c) unsymmetrisch, ein Pol halber Strom

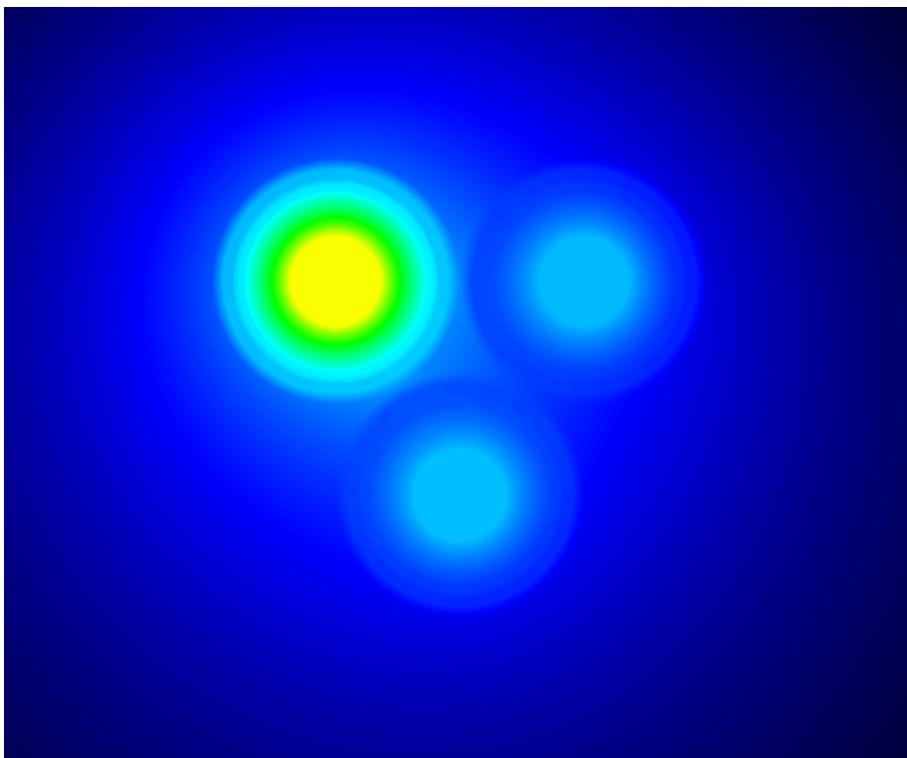


Abb. 11: Temperaturverteilungen in der Kabelanlage bei a) beide Pole stromführend, b) ein Pol stromlos und c) ein Pol halber Strom

Wie man leicht erkennen kann sind die Fälle symmetrische Belastung (Fall a) und größtmögliche unsymmetrische Belastung (Fall b) thermisch äquivalent. Fall c) verursacht deutlich geringere Leitertemperaturen als die Fälle a) und b).

Die Stromwärmeverluste im Leiter berechnen sich zu

$$P_V = R_L \cdot I^2 \quad (3.1)$$

Da hier zwei Leiter den halben Strom führen, verursachen sie nur ein Viertel der Verlustleistung. Bei Verteilung des Stroms auf zwei Leitern erhält man also die halbe Verlustleistung als hätte man einen Leiter voll belastet. Daher war die Annahme des symmetrischen Betriebs als Worst-Case-Szenarium gerechtfertigt.

3.2 Bereich Küstenmeer (ständige Überflutung)

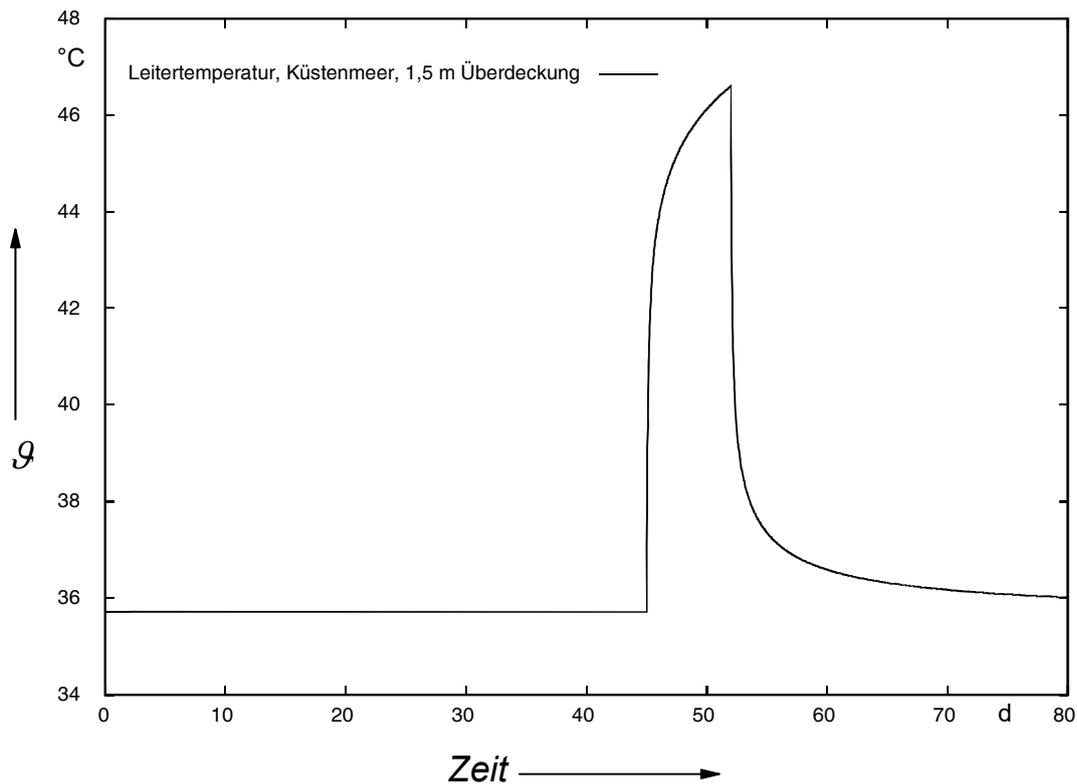
Ab diesem Trassenabschnitt wird von einer kontinuierlichen Überflutung des Meeresbodens ausgegangen und der Wärmeübergang vom Seeboden zum Wasser in Form eines zeitunabhängigen Wärmeübergangskoeffizienten $\alpha = 350 \text{ W/m}^2\text{K}$ berücksichtigt. Die Überdeckungen werden hier zu 1,5 m, 3,0 m und 5,0 m (vergleiche Tab. 1) angenommen. Alle weiteren Annahmen bleiben unverändert. Demzufolge sehen die FEM-Modelle, abgesehen von den größeren Überdeckungen (3,0 m und 5,0 m), so aus wie in Abb. 3.

Die Modelle werden nun ebenfalls 45 Tage lang mit einer Vorlast von 77 % der maximalen Leistung belastet, gefolgt von einem Sprung auf 99 % für sieben Tage (siehe Abschnitt 2.1). Nach der Rückkehr zur 77-prozentigen Last wird die Simulation noch fortgeführt, bis das Temperaturmaximum im Aufpunkt, 30 cm tief im Sediment, überschritten ist und der Abkühlvorgang eingesetzt hat.

Bei größeren Überdeckungen, benötigt die Wärmefront eine längere Zeit, den Aufpunkt zu erreichen. Bei einer Überdeckung von 1,5 m werden deshalb 80 Tage simuliert, bei 3,0 m 100 Tage und bei 5,0 m Überdeckung 200 Tage.

3.2.1 Überdeckung 1,5 m

Diese Anordnung ist bis auf die ständige Überflutung identisch zum trockenfallenden Watt. Die folgende Abbildung zeigt den Temperaturverlauf im Leiter; danach folgt der Temperaturverlauf im Aufpunkt oberhalb der Kabelanlage.



**Abb. 12: Temperaturverlauf im Leiter, Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 1,5 m
Leiterquerschnitt 2500 mm²**

Die Aufpunkttemperatur erreicht ein Temperaturmaximum von 16,634 °C. Bei einer ungestörten Temperatur von 15 °C ergibt sich somit eine Erwärmung von 1,634 K. Die Erwärmungen liegen hier aufgrund des konstant guten Wärmeübergangs durch die ständige Überflutung leicht unterhalb der Erwärmungen im Bereich des trockenfallenden Watts und deutlich unterhalb der maximal zulässigen Erwärmung von 2 K.

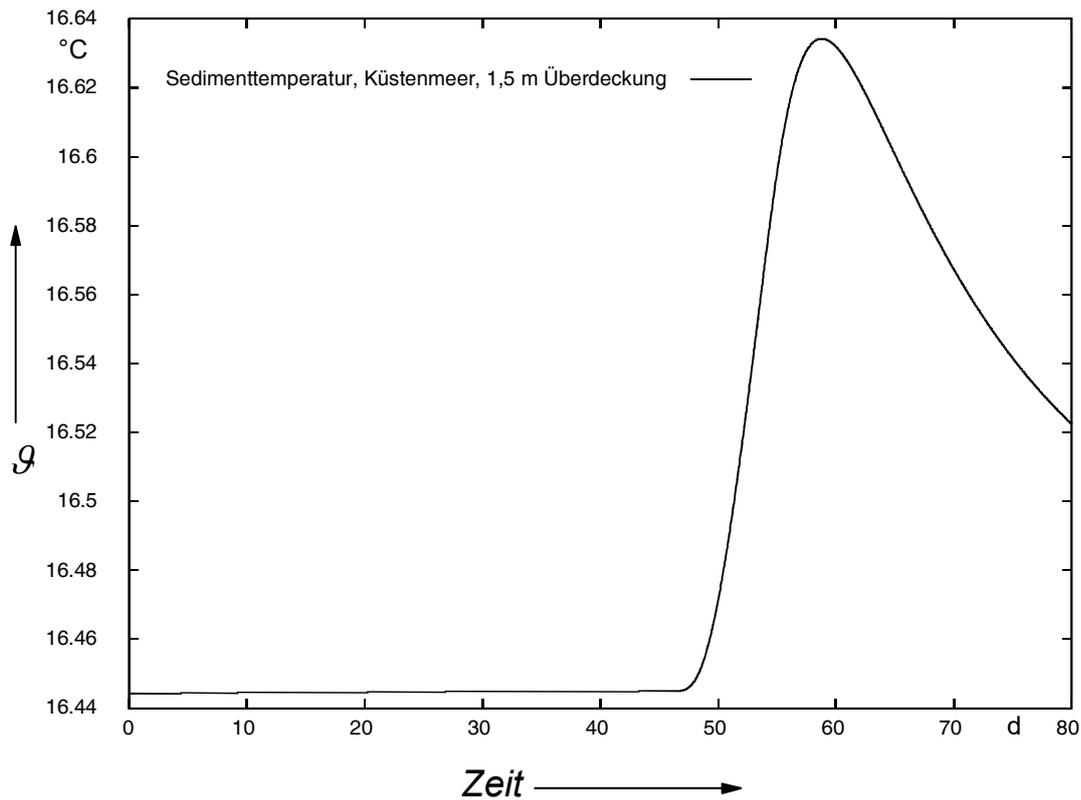


Abb. 13: Temperaturverlauf 0,3 m tief im Sediment, Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 1,5 m, Leiterquerschnitt 2500 mm²

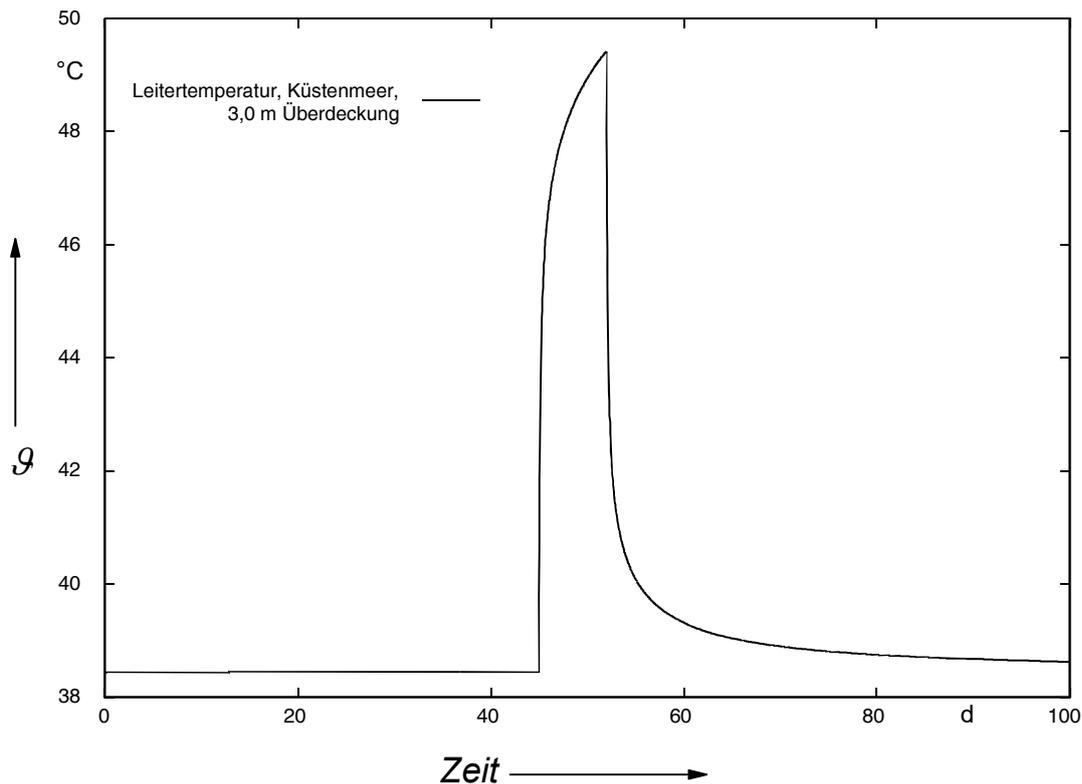
Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse zusammen.

Leiterquerschnitt/ mm ²	Max Leiter- temperatur/ °C	Max Aufpunkt- temperatur/ °C	Max Aufpunkt - erwärmung/ K
2500	46,60	16,634	1,634

Tab. 6: Temperaturen und Erwärmungen im Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 1,5 m

3.2.2 Überdeckung 3,0 m

Die Annahmen sind dieselben wie im vorhergehenden Abschnitt. Die Überdeckung beträgt nun 3,0 m und simuliert wurde eine Dauer von 100 Tagen, um den Abkühlvorgang im Sediment erfassen zu können.



**Abb. 14: Temperaturverlauf im Leiter, Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 3,0 m
Leiterquerschnitt 2500 mm²**

Die Leitertemperatur erreicht am Ende der siebentägigen Starkwindphase den Größenwert 49,42 $^{\circ}\text{C}$, sie liegt damit weit unterhalb der maximal zulässigen Leitertemperatur von 70 $^{\circ}\text{C}$. Während die Leitertemperatur aufgrund der größeren Überdeckung im Vergleich zu Abschnitt 3.1 leicht ansteigt, nehmen die maximalen Aufpunkttemperaturen ab, da die Wärmequellen hier weiter vom Aufpunkt entfernt sind.

Die Vorlaufzeit von 45 Tagen wären für die Berechnung unnötig, da hier der Wärmeübergang aufgrund ständiger Überflutung nicht schwankt und somit keine Einschwingzeit benötigt. Zur besseren Vergleichbarkeit der Diagramme wurde sie mitsimuliert.

Die Aufpunkttemperatur erreicht ein Temperaturmaximum von 15,771 $^{\circ}\text{C}$. Bei einer ungestörten Temperatur von 15 $^{\circ}\text{C}$ ergibt sich somit eine Erwärmung von 0,771 K.

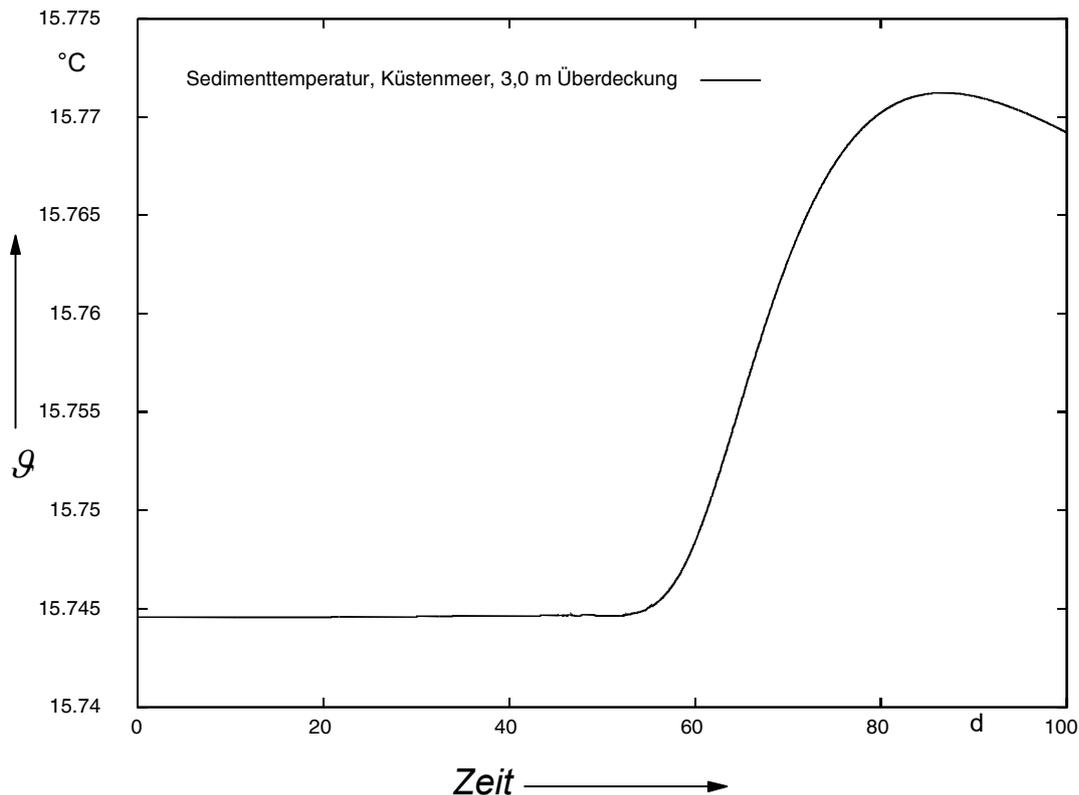


Abb. 15: Temperaturverlauf im Aufpunkt, Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 3,0 m Leiterquerschnitt 2500 mm²

Die Erwärmungen liegen weit unterhalb der maximal zulässigen Erwärmung von 2 K. Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse zusammen.

Leiterquerschnitt/ mm ²	Max Leiter- temperatur/ °C	Max Aufpunkt- temperatur/ °C	Max Aufpunkt - erwärmung/ K
2500	49,42	15,771	0,771

Tab. 7: Temperaturen und Erwärmungen, Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 3,0 m Leiterquerschnitt 2500 mm²

3.2.3 Überdeckung 5,0 m

Auch im Küstenmeer soll gegebenenfalls Überdeckungen zum Schutz gegen ein Freispülen der Kabelanlage oder für Verkehrstrennungsgebiete von bis zu 5,0 m realisiert werden. Um die thermischen Eigenschaften zu ermitteln, wurde das Modell aus Abschnitt 3.1.2 übernommen und der Cauchy-Randwert dahingehend abgeändert, dass eine ständige Überflutung vorliegt. Simuliert wurde eine Dauer von 200 Tagen, um den Abkühlvorgang im Sediment erfassen zu können.

Die folgende Abbildung zeigt den Temperaturverlauf im Leiter; danach folgt der Temperaturverlauf im Aufpunkt oberhalb der Kabelanlage:

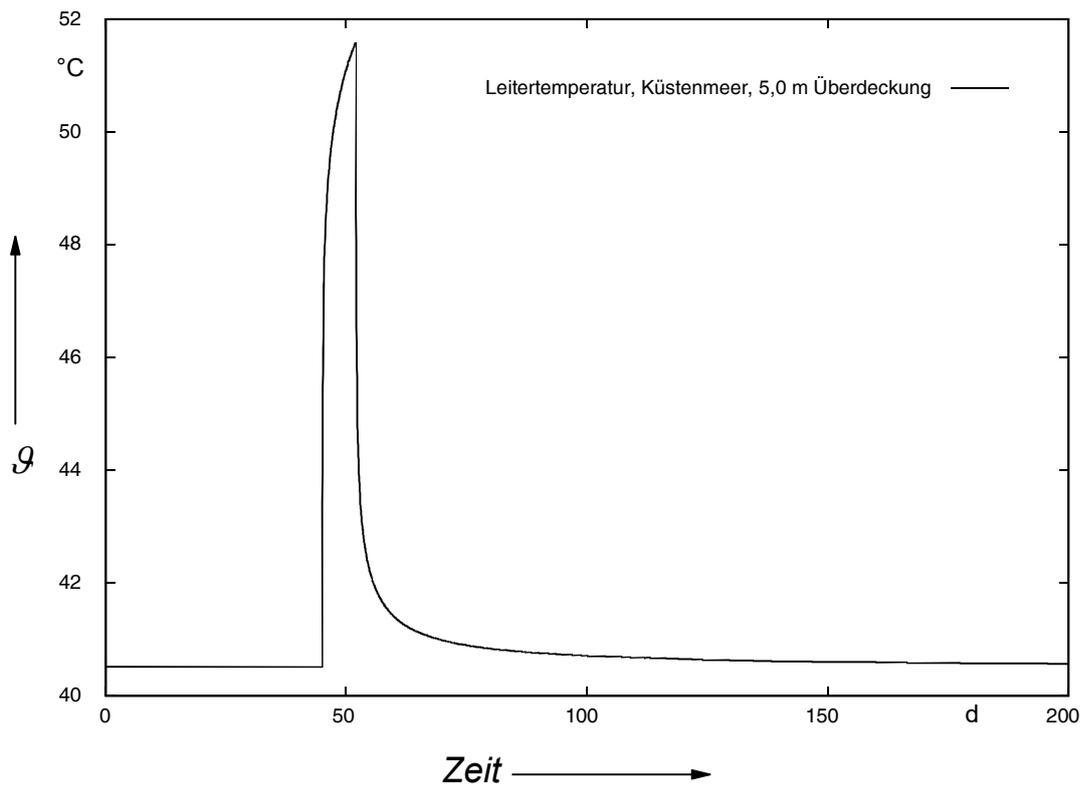


Abb. 16: Temperaturverlauf im Leiter, Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 5,0 m Leiterquerschnitt 2500 mm²

Der Leiter erwärmt sich zum Ende der Starkwindphase auf 51,58 $^{\circ}\text{C}$. Die Belastbarkeit ist somit trotz der großen Überdeckung gegeben.

Die große Überdeckung führt dazu, dass die Wärmefront stark verzögert am Aufpunkt ankommt. Der Temperaturverlauf im Sediment ist stark gedämpft und die Temperaturerhöhung nur bei extrem feiner Skalierung (siehe folgende Abbildung) erkennbar.

Das Temperaturmaximum beträgt in diesem Fall 15,461 $^{\circ}\text{C}$. Bei einer ungestörten Temperatur von 15 $^{\circ}\text{C}$ ergibt sich eine maximale Erwärmung von nur 0,461 K. Das 2 K-Kriterium wird sicher eingehalten.

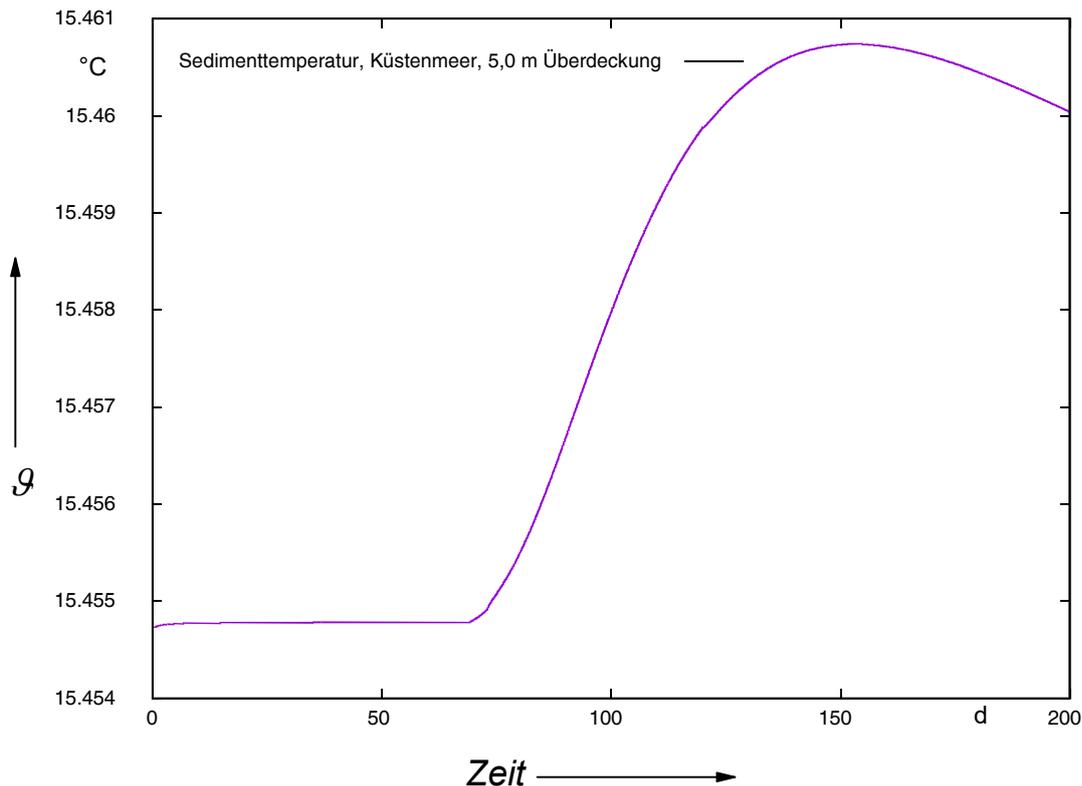


Abb. 17: Temperaturverlauf im Sediment, Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 5,0 m Leiterquerschnitt 2500 mm²

Die Erwärmungen liegen weit unterhalb der maximal zulässigen Erwärmung von 2 K. Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse zusammen.

Leiterquerschnitt/ mm ²	Max Leiter- temperatur/ °C	Max Aufpunkt- temperatur/ °C	Max Aufpunkt - erwärmung/ K
2500	51,58	15,461	0,461

Tab. 8: Temperaturen und Erwärmungen, Küstenmeer, ständige Überflutung, Überdeckung 5,0 m Leiterquerschnitt 2500 mm²

3.3 Bereich Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)

Der Bereich der AWZ fällt genehmigungsrechtlich in die Zuständigkeit des BSH. Für diesen Bereich gilt das 2 K-Kriterium in einer Tiefe von 20 cm im Sediment.

Der Wärmeeintrag in das Sediment durch die Sonneneinstrahlung ist aufgrund einer Wasserlinie von 20 m bis 50 m geringer als im Küsten- oder Wattenmeer. Es wird daher eine ungestörte Wasser- und Bodentemperatur von 12 °C angenommen. Die Überdeckung beträgt auch hier 1,5 m (vergleiche Tab. 1). Die Adern sind ebenfalls im Bündel verlegt.

Das FEM-Modell wird wieder 45 Tage lang mit einer Vorlast von 77 % der maximalen Leistung belastet, gefolgt von einem Sprung auf 99 % für sieben Tage (siehe Abschnitt 2.1).

Nach der Rückkehr zur 77-prozentigen Last wird die Simulation noch fortgeführt, bis das Temperaturmaximum im Aufpunkt, 20 cm tief im Sediment, überschritten ist und der Abkühlvorgang eingesetzt hat. Simuliert wurde hier der Temperaturverlauf für eine Dauer von 80 Tagen.

Die folgende Abbildung zeigt den Temperaturverlauf im Leiter; danach folgt der Temperaturverlauf im Aufpunkt oberhalb der Kabelanlage.

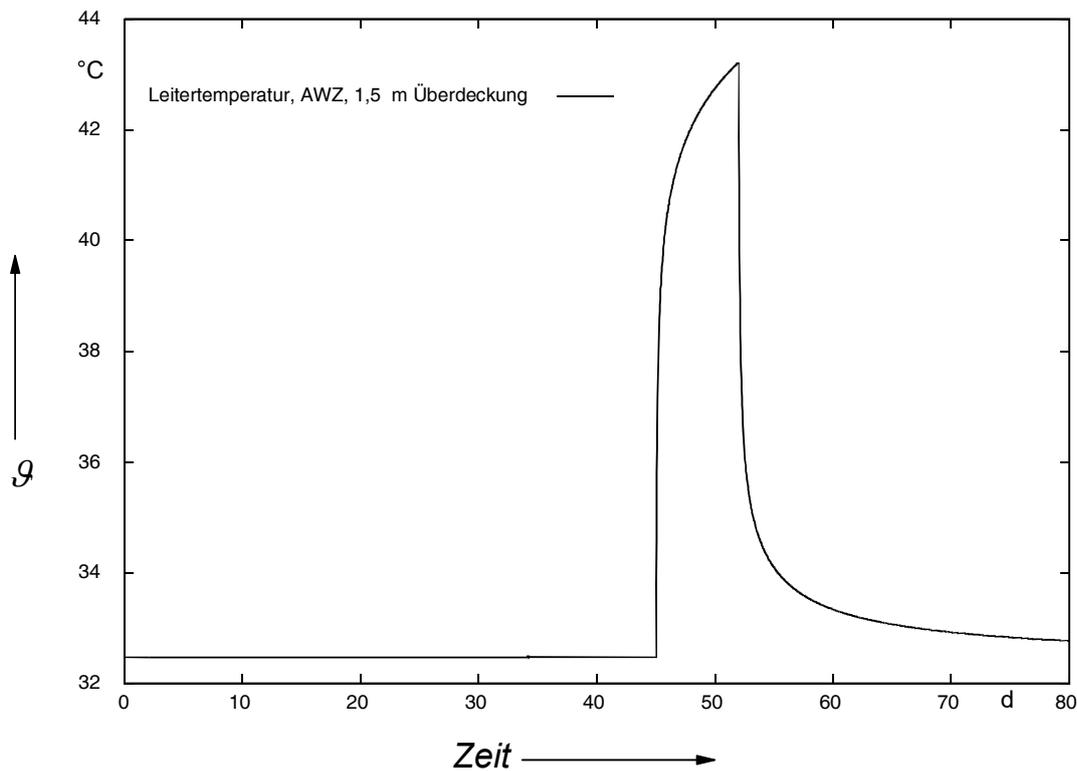


Abb. 18: Temperaturverlauf im Leiter, AWZ, Überdeckung 1,5 m Leiterquerschnitt 2500 mm²

Die Leitertemperatur erreicht den Größenwert 43,22 °C und liegt damit weit unterhalb der maximal zulässigen Leitertemperatur von 70 °C.

Die Aufpunkttemperatur erreicht ein Temperaturmaximum von 13,075°C. Bei einer ungestörten Umgebungstemperatur von 12 °C ergibt sich somit Erwärmung von 1,075K.

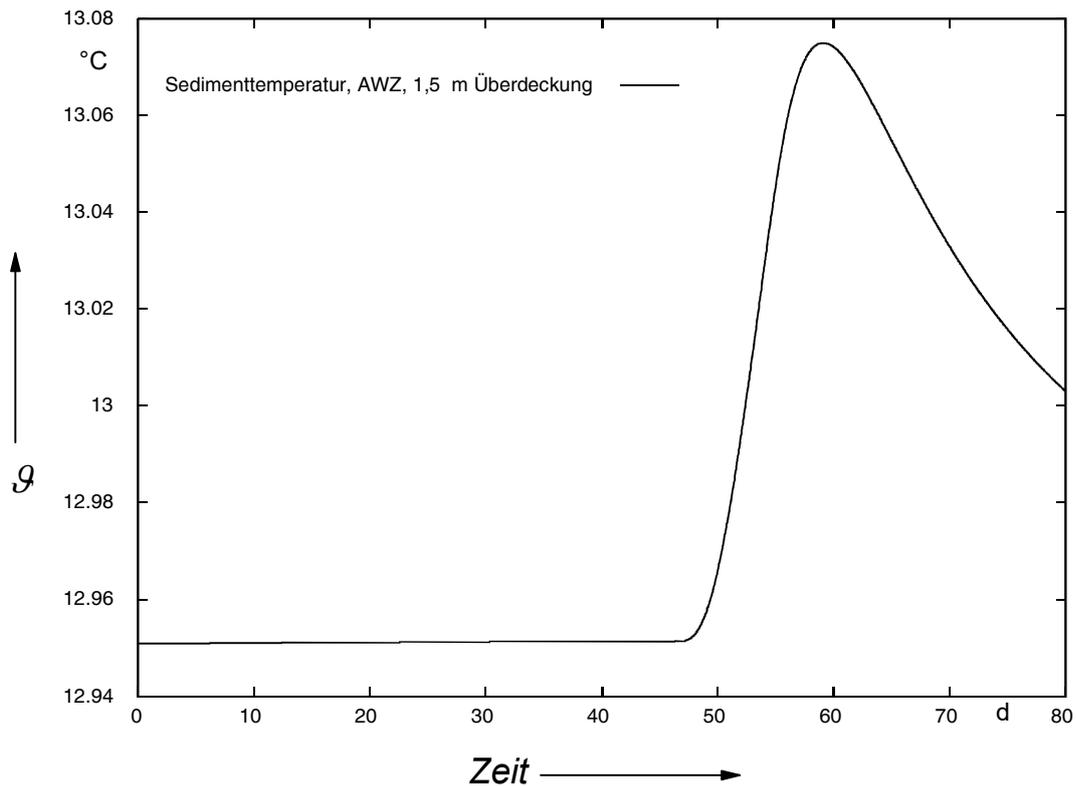


Abb. 19: Temperaturverlauf im Aufpunkt, AWZ, Überdeckung 1,5 m Leiterquerschnitt 2500 mm²

Die Erwärmungen liegen für beide Querschnitte weit unterhalb der maximal zulässigen Erwärmung von 2 K. Der Planungsgrundsatz 4.4.4.8 des FEPs [BSH2019] wird somit für die geplanten 525 kV-HGÜ-Systeme eingehalten. Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse zusammen:

Leiterquerschnitt/ mm ²	Max Leiter- temperatur/ °C	Max Aufpunkt- temperatur/ °C	Max Aufpunkt - erwärmung/ K
2500	43,22	13,075	1,075

Tab. 9: Temperaturen und Erwärmungen, AWZ, Überdeckung 5,0 m Leiterquerschnitt 2500 mm²

4 Elektrische Felder der Seekabeltrasse

Die 525 kV-HGÜ-Systeme sollen sowohl im Abschnitt AWZ als auch im Abschnitt Küstenmeer mittels geschirmten Kabeln (siehe Abb. 2) errichtet werden. Alle metallenen Aufbauelemente, die nicht dem Stromtransport dienen, in dem Fall der Bleimantel und die Stahldrahtarmierung, werden beidseitig geerdet und befinden sich somit auf Nullpotential. Ein elektrisches Feld kann sich somit nur über die Isolierung ausbreiten; im Raum außerhalb des Kabels ist das elektrische Feld null.

Dies besagt auch die Ergänzung der StUK4 [BSH2013a]: *„Bei geschirmten Kabeln liegt kein elektrisches Feld außerhalb des Kabels vor.“*

In [LAI2014] heißt es ebenfalls *„Die Darstellung für elektrische Felder entfällt bei Kabeln und eingehausten Netzstationen, da diese durch den Kabelmantel bzw. durch die Einhausung vollständig abgeschirmt werden.“*

Es treten vorliegend aufgrund der geschirmten Kabel keine elektrischen Felder auf, sodass diese nicht weiter untersucht werden müssen.

5 Magnetfelder der Seekabeltrasse

Zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch magnetische Felder hat der Gesetzgeber Anforderungen in der sechszwanzigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (26. BImSchV) festgesetzt [BIM2013].

In der Neufassung der **26. BImSchV** von 2013 [BIM2013] wird für ortsfeste Gleichstromanlagen mit einer Spannung von mehr als 2000 V erstmalig ein **Grenzwert** der magnetischen Flussdichte (auch magnetische Induktion genannt) von **500 μT** festgelegt (siehe §3a in Verbindung mit Anhang 1 der 26. BImSchV).

Dieser Grenzwert muss im Einwirkungsbereich der Gleichstromanlage an Orten, die zum dauerhaften oder vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind (sog. maßgebliche Immissionsorte) eingehalten werden. Für Gleichstromkabel wird in II.3a.2 der **LAI** [LAI2014] (LAI - Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz) ein Einwirkungsbereich von 1,0 m definiert.

Neben der Einhaltung des Grenzwertes an den sogenannten maßgeblichen Immissionsorten sind nach § 4 Abs. 2 der 26. BImSchV zum Zwecke der Vorsorge bei Errichtung von Gleichstromanlagen die Möglichkeiten auszuschöpfen, die von der jeweiligen Anlage ausgehenden magnetischen Felder nach dem Stand der Technik zu minimieren. Das Nähere regelt die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV (26. BImSchVVwV) [BIM2016].

Gemäß 26. BImSchVVwV [BIM2016] sind Minimierungsmaßnahmen dann zu prüfen, wenn sich mindestens ein maßgeblicher Minimierungsort im Einwirkungsbereich der jeweiligen Anlage befindet. Maßgebliche Minimierungsorte werden hier definiert als „im Einwirkungsbereich der jeweiligen Anlage liegendes Gebäude oder Grundstück im Sinne des § 4 Absatz 1 26. BImSchV sowie jedes Gebäude oder Gebäudeteil, das zum nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt ist“ [BIM2016]. Der Einwirkungsbereich von 525 kV-HGÜ-Kabeln wird bezüglich der Minimierung zu 20,0 m angegeben und der Bewertungsabstand zu 5,0 m.

Für die 525 kV-Netzanschlussysteme ist festzuhalten, dass sowohl für den Abschnitt Küstenmeer als auch für den Abschnitt AWZ keine Immissionsorte (dauerhafter oder vorübergehender Aufenthalt von Menschen im Einwirkungsbereich von 1,0 m) aufgrund der Mindestüberdeckung von 1,5 m vorhanden sind (vgl. Tabelle 1 in Kapitel 2). Auch Minimierungsorte (Orte im Einwirkungsbereich von 20 m, die nicht nur für den vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind) können sowohl im Abschnitt Küstenmeer als auch AWZ aufgrund der Lage des Gleichstromsystems innerhalb der sublitoralen und eulitoralen Nordsee ausgeschlossen werden.

Eine Nachweisführung über die Höhe der auftretenden magnetischen Flussdichten ist somit gemäß der 26. BImSchV und der 26. BImSchVVwV nicht geboten. Im Sinne einer umfassenden Betrachtung sowie der Berücksichtigung des Vorsorgegrundsatzes wurde dennoch die magnetischen Flussdichte für den Abschnitt AWZ als auch für den Abschnitt Küstenmeer berechnet. Die Berechnungen beziehen sich dabei immer auf den Bereich direkt

über dem Kabel und stellen damit die maximalen magnetischen Flussdichten für die jeweilige Höhe über dem Kabel dar.

5.1 Berechnung der magnetischen Flussdichte

Im einfachsten Fall (Magnetfeld eines stromdurchflossenen Leiters) berechnet sich die magnetische Flussdichte nach dem Biot-Savart-Gesetz zu:

$$\vec{B} = \frac{\mu_0 \cdot \mu_r \cdot I}{2 \cdot \pi \cdot r} \cdot \vec{e}_\alpha \quad (5.1)$$

mit der magnetischen Flussdichte B , μ_0 der Permeabilität des Vakuums, der Stromstärke I , der Kreiszahl π , dem Abstand r zum Leiter. μ_r gibt die relative Permeabilität des jeweiligen Materials an, in dem sich das magnetische Feld ausbreitet. Für nichtmagnetische Materialien, wie Luft, Erdreich, Meeresboden, Wasser etc. ist $\mu_r = 1$ anzunehmen.

Das Magnetfeld ist ein vektorielles Wirbelfeld (hat also einen Betrag und eine Richtung), dessen Feldlinien sich kreisförmig um den Leiter schließen. Die Richtung wird durch den Azimutwinkel-Einheitsvektor \vec{e}_α ausgedrückt.

Wie man anhand von Gleichung 5.1 leicht erkennt, hängt das Magnetfeld weder vom Leiterquerschnitt noch von Wasser- oder Leitertemperaturen, Bodenwärmeleitfähigkeiten, etc. ab, weshalb hier eine einfachere Unterteilung als im thermischen Teil vorgenommen werden. Die magnetische Flussdichte verhält sich proportional zur Stromstärke I . Diese ist in allen Seekabelabschnitten gleich, so dass hier die Unterscheidung nach Seekabelabschnitten oder Leiterquerschnitten entfallen kann, zumal in allen Trassenabschnitten der gleiche Leiterquerschnitt von 2500 mm² zum Einsatz kommen soll (vgl. Tab. 1)

Die magnetische Flussdichte hängt antiproportional vom Abstand r zur Kabelanlage als Feldquelle ab. Somit kann unabhängig vom Standort Watt, Küstenmeer oder AWZ nach den Überdeckungen 1,5 m, 3,0 m und 5,0 m unterschieden werden.

Ebenfalls in den Abstand r geht der Abstand zwischen den Polen (Abstand zwischen Hin- und Rückleiter) ein. Somit kommen in der Betrachtung des magnetischen Feldes die Bereiche der Anlandung und die Deichunterdükering hinzu, da die Bündellegung dort aufgelöst und der Abstand zwischen Hin- und Rückleiter auf bis zu 20,0 m vergrößert wird.

Diese Auflösung erfolgt, um so die Kabel in einzelne Schutzrohre einführen und den Deich durchqueren zu können. Die Rohre werden zuvor im HDD-Spülbohr-Verfahren (HDD - horizontal directional drilling) unterhalb des Deichs eingebracht. Damit sind für den vergrößerten Polabstand von 20,0 m, die beiden Fälle Überdeckung 1,5 m (Anlandung) und 20,0 m (Abstand der Kabel zur Deichkrone des Uferschutzdeichs) hinzuzunehmen.

Im Fall des unsymmetrischen Betriebs vergrößert sich der Abstand der stromführenden Leiter auf 40 m, wenn das mittlere Kabel stromlos ist, und die beiden äußeren Kabel, positiver Pol und Metallic Return, den Strom führen. Auch dieser Fall wird im Folgenden betrachtet.

Die Angabe 0,0 m kennzeichnet für die überfluteten Bereiche immer die Meeresbodenoberfläche. Bei trockenen bzw. trockenfallenden Flächen ist der Bezugspunkt die Erdoberfläche bzw. Wattoberfläche. Zum Beispiel bedeutet die Angabe „0,2 m“ eine Höhe von 20 cm oberhalb der Wattbodenoberfläche. Für die AWZ, bei der Wassertiefen zwischen 20,0 m und 50,0 m zu erwarten sind, bedeutet die Angabe „0,2 m“ 20 cm im Wasser, 20 cm oberhalb der Meeresbodenoberfläche.

Um das Magnetfeld an der Wasseroberfläche zu ermitteln, werden die Linienabtastungen bis zu vertikalen Abständen von 20,0 m von der Meeresbodenoberfläche durchgeführt. Dies ist gegebenenfalls von Interesse, wenn sich Menschen auf Schiffen oberhalb der Seekabelanlage aufhalten oder bezüglich einer möglichen Kompassbeeinflussung.

Bei Wassertiefen von mehr als 20,0 m liegt die tatsächliche magnetische Flussdichte an der Wasseroberfläche unterhalb des Rechenwerts, welcher für 20,0 m angegeben wird..

Für die trockenen Bereiche (Anlandung, Deichunterdükering) werden nur die Höhen 0,0 m, 0,2 m und 1,0 m abgetastet.

Der höchste Betriebsstrom („bei höchster betrieblicher Anlagenauslastung“) gemäß [BIM2013, §3a] bei einer Übertragungsleistung von 2000 MW und einer Übertragungsspannung von ± 525 kV beträgt nach Gleichung (2.2) $I = 1905$ A.

5.1.1 Bündellegung bei einer Überdeckung von 1,5 m

Im Folgenden werden die Verteilungen der magnetischen Flussdichte für eine Überdeckung von 1,5 m gezeigt. Die Kabel sind im Bündel gelegt. Durch den minimal möglichen Abstand der Leiter zueinander ergeben sich sehr gute Kompensationseffekte der Einzelfelder. Entsprechend gering fällt die magnetische Flussdichte des Gesamtmagnetfelds aus.

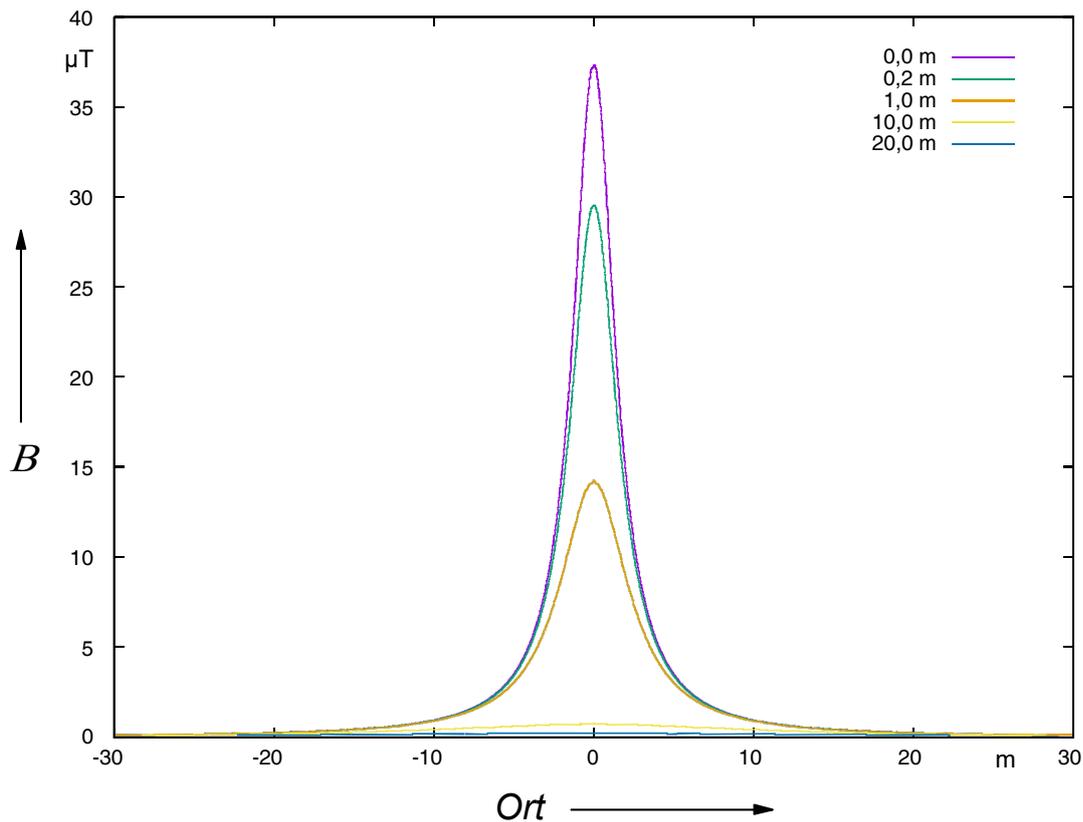


Abb. 20: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 1,5 m, Leiterquerschnitt 2500 mm², 1905 A

An der Meeresbodenoberfläche bzw. Wattbodenoberfläche beträgt die maximale magnetische Flussdichte nur 37,4 μT . Bei 20 cm oberhalb des Bodens sinkt die maximale magnetische Flussdichte auf 29,6 μT .

Bei einem Wasserspiegel von 20 m weist die maximale magnetische Flussdichte nur noch einen verschwindend kleinen Größenwert von 0,21 μT an der Wasseroberfläche auf. Sie liegt damit auch deutlich unterhalb des Erdmagnetfeldes, das rund 50 μT beträgt. Eine Kompassbeeinflussung kann damit ausgeschlossen werden.

Die folgende Tabelle fasst die Berechnungsergebnisse maximalen magnetischen Flussdichten zusammen:

Vertikaler Abstand/ m	$B_{\text{Max}}/ \mu\text{T}$
0,0	37,4
0,2	29,6
1,0	14,2
10,0	0,32
15,0	0,71
20,0	0,21

Tab. 10: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 1,5 m, 1905 A

Die maximalen magnetischen Flussdichten liegen für alle betrachteten Abstände nur bei einem Bruchteil des gesetzlichen Grenzwerts. Zum Beispiel liegt die magnetische Flussdichte direkt am Boden (0,0 m) nur bei 7,5 % des gesetzlichen Grenzwerts von 500 μT .

Rechts und links des Maximums fallen die magnetischen Flussdichten schnell zu noch kleineren Größenwerten ab (vergleiche Abb. 20).

5.1.2 Bündellegung bei einer Überdeckung von 3,0 m

Die numerischen Berechnungen wurden für eine Überdeckung von 3,0 m wiederholt. Im Folgenden werden die Verteilungen der magnetischen Flussdichte für diese Überdeckung gezeigt. Die Kabel sind auch hier im Bündel gelegt. Durch den minimal möglichen Abstand der Leiter zueinander ergeben sich sehr gute Kompensationseffekte der Einzelfelder und somit ein geringes Gesamtmagnetfeld.

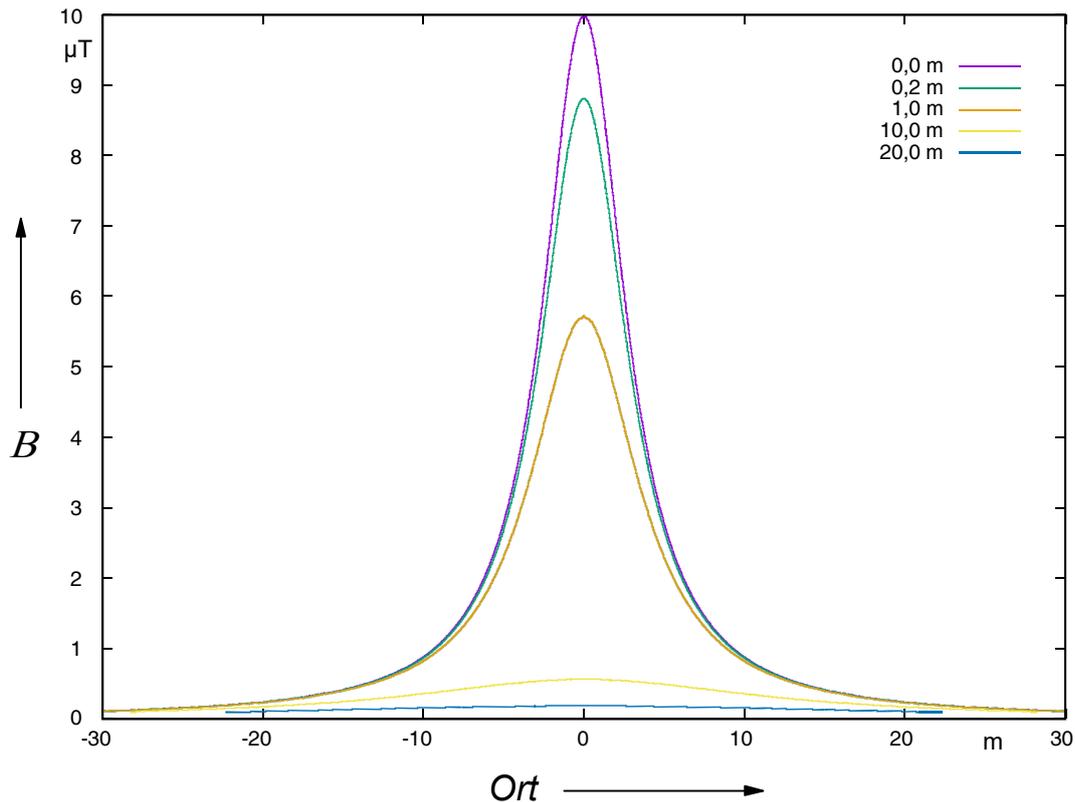


Abb. 21: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 3,0 m, 1905 A

Aufgrund der größeren Überdeckung von 3,0 m, vergrößert sich der Abstand zwischen den Kabeln als Quelle der Magnetfelder und der Meeresbodenoberfläche. Da das Magnetfeld mit dem Abstand rasch abnimmt, liegen die hier ermittelten Ergebnisse deutlich unter den Ergebnissen mit einer Überdeckung von 1,5 m:

Vertikaler Abstand/ m	$B_{\text{Max}}/ \mu\text{T}$
0,0	10,0
0,2	8,8
1,0	5,7
10,0	0,56
20,0	0,18

Tab. 11: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, , Überdeckung 3,0 m, 1905 A

An der Meeresbodenoberfläche beträgt die maximale magnetische Flussdichte nur 10,0 μT . Bei 20 cm oberhalb des Bodens sinkt die maximale magnetische Flussdichte auf 8,8 μT . Bei einem

Wasserspiegel bei 20 m weist die maximale magnetische Flussdichte nur noch einen verschwindend kleinen Wert von $0,18 \mu\text{T}$ auf.

Im Vergleich zum Erdmagnetfeld von etwa $50 \mu\text{T}$ liegen die durch die Gleichstromseekabel emittierten Werte der magnetischen Flussdichte weit unterhalb der natürlichen Hintergrundexposition. Eine Kompassabweichung ist somit ausgeschlossen.

Die maximalen magnetischen Flussdichten liegen für alle betrachteten Abstände nur bei einem Bruchteil des gesetzlichen Grenzwerts – maximal 2 % direkt am Boden (Abstand 0,0). Rechts und links des Maximums fallen die magnetischen Flussdichten schnell zu noch kleineren Größenwerten ab.

5.1.3 Bündellegung bei einer Überdeckung von 5,0 m

Zum Schutz gegen ein ungewolltes Freispülen sind Überdeckungen von bis zu 5,0 m möglich. Da die magnetische Flussdichte mit zunehmendem Abstand rasch abfällt, ergeben sich für diese maximale Überdeckung noch deutlich kleinere Größenwerte:

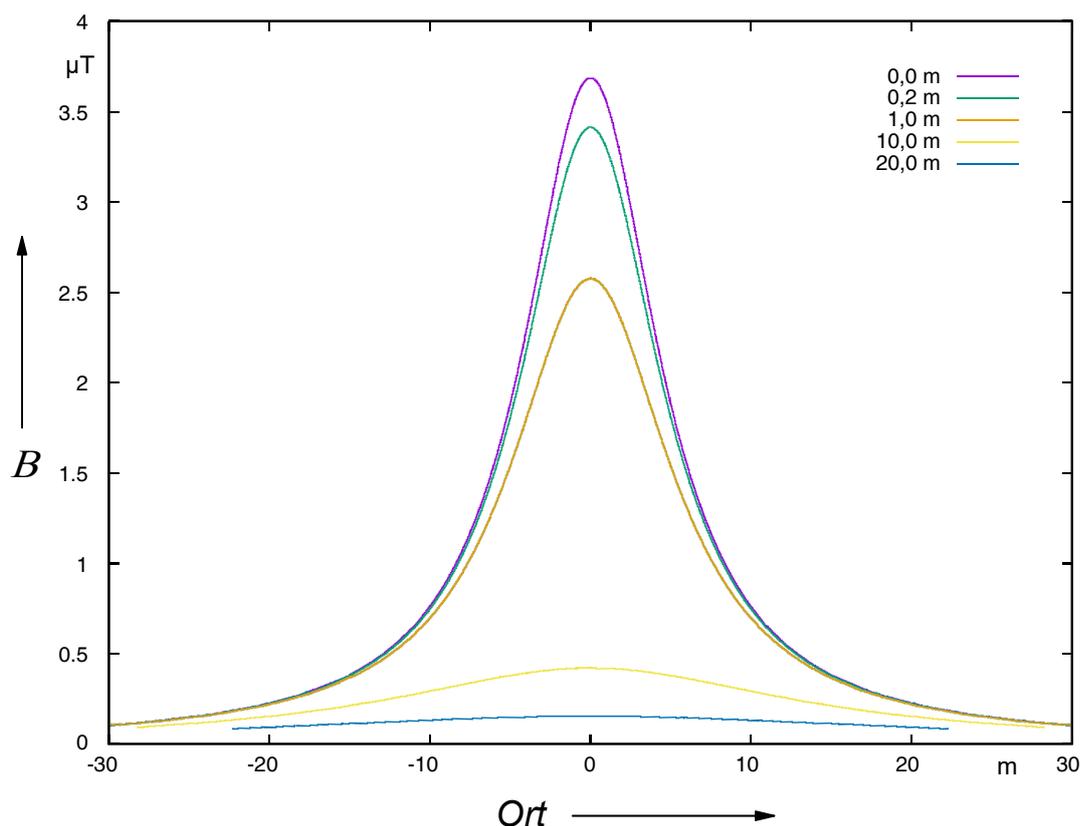


Abb. 22: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Bündellegung, Überdeckung 5,0 m, 1905 A

Vertikaler Abstand/ m	$B_{Max}/ \mu T$
0,0	3,7
0,2	3,4
1,0	2,6
10,0	0,42
20,0	0,15

Tab. 12: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen bei einer Überdeckung von 5,0 m, 1905 A

Die magnetischen Flussdichten liegen damit für alle betrachteten Abstände deutlich unterhalb des gesetzlichen Grenzwerts von 500 μT . Im Vergleich zum Erdmagnetfeld von etwa 50 μT liegen die durch die Gleichstromseekabel emittierten Werte der magnetischen Flussdichte weit unterhalb der natürlichen Hintergrundexposition. Eine Kompassabweichung bei Schiffen ist somit ausgeschlossen.

5.1.4 Polabstand 20,0 m bei einer Überdeckung von 1,5 m

Im Abschnitt Küstenmeer sind zudem Bereiche zu verzeichnen, in denen von der gebündelten Verlegung abgewichen werden muss. So wird zum Beispiel bei der Anlandung von einer Kabelverlegung mittels Barge auf eine geschlossene Bauweise mittels Horizontalbohrung zur Kreuzung der Deiche und Inseln gewechselt. Hier beträgt der Abstand der Leiter zueinander bis zu 20,0 m bei Verlegetiefen zwischen 1,5 m und 20,0 m zwischen der Bohrung und der Geländeoberkante.

In diesem Abschnitt wird der Grenzfall „Legeabstand 20 m, Überdeckung 1,5 m“ numerisch berechnet und geprüft, ob der Grenzwert der magnetischen Flussdichte nach [BIM2013] von 500 μT für Gleichfelder für den maximal vorkommenden Betriebsstrom eingehalten wird.

Die folgende Abbildung zeigt die Verteilung der magnetischen Flussdichte für diesen Fall:

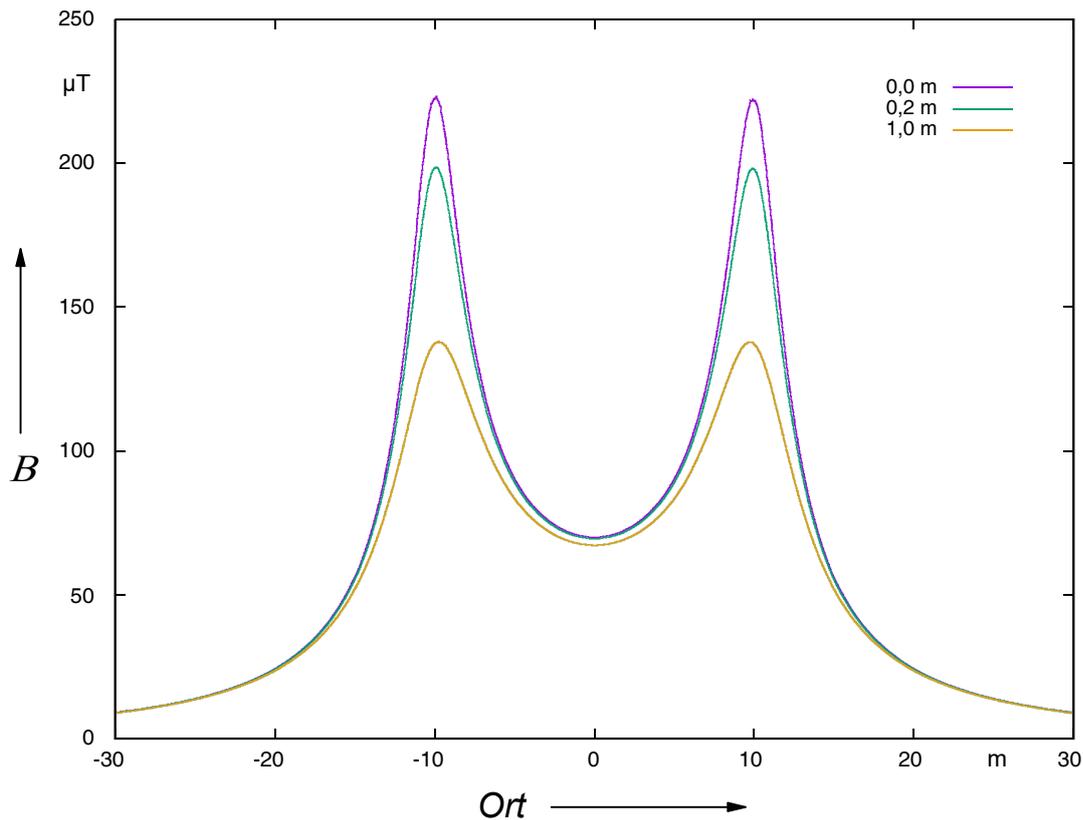


Abb. 23: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Polabstand 20,0 m, Überdeckung 1,5 m, Leiterquerschnitt 2500 mm², 1905 A

Aufgrund des größeren Abstandes der beiden Pole, verringern sich die Kompensationseffekte durch die Magnetfeldüberlagerung des Hin- und Rückleiters und die Verteilung der magnetischen Flussdichte weist nun zwei Maxima oberhalb der Kabeladern auf. Die maximale magnetische Flussdichte am Boden beträgt 222,2 μT . Bei 20 cm oberhalb des Bodens sinkt die maximale magnetische Flussdichte auf 198,2 μT . Bei einem Abstand von 1,0 m zum Boden weist die maximale magnetische Flussdichte einen Wert von 137,8 μT auf.

Die folgende Tabelle gibt auch die magnetische Flussdichte für den unsymmetrischen Fall an, bei dem die Kabel einen Abstand von 40 m aufweisen:

Vertikaler Abstand/ m	$B_{\text{Max}}/ \mu\text{T}$ (symmetrischer Betrieb)	$B_{\text{Max}}/ \mu\text{T}$ (unsymmetrischer Betrieb)
0,0	222,2	240,9
0,2	198,2	213,9
1,0	137,8	147,6

Tab. 13: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Überdeckung 1,5 m, Polabstand 20 m, 1905 A

Die maximalen magnetischen Flussdichten liegen für alle betrachteten Abstände deutlich unterhalb des gesetzlichen Grenzwerts. Rechts und links des Maximums fallen die magnetischen Flussdichten schnell zu kleineren Größenwerten.

5.1.5 Polabstand 20,0 m bei einer Überdeckung von 20,0 m

Im Abschnitt Küstenmeer ist ein weiterer Bereich aufzuführen, in dem von der Bündelung abgewichen wird. In diesem Abschnitt wird der Grenzfall „Legeabstand 20,0 m, Überdeckung 20,0 m“ numerisch berechnet. Dieser Fall ist zum Beispiel für einen Aufpunkt auf der Deichkrone denkbar. Die Kabel unterdüken den Deich, so dass sich hier große Überdeckungen ergeben. Ist die Deichkrone höher als 20,0 m, so ergeben sich geringere magnetische Flussdichten. Ebenfalls ergeben sich Überdeckung von 20,0 m oder mehr im Bereich der Nennüberdeckung der HDD. Die folgende Abbildung zeigt die Verteilung der magnetischen Flussdichte für diesen Fall:

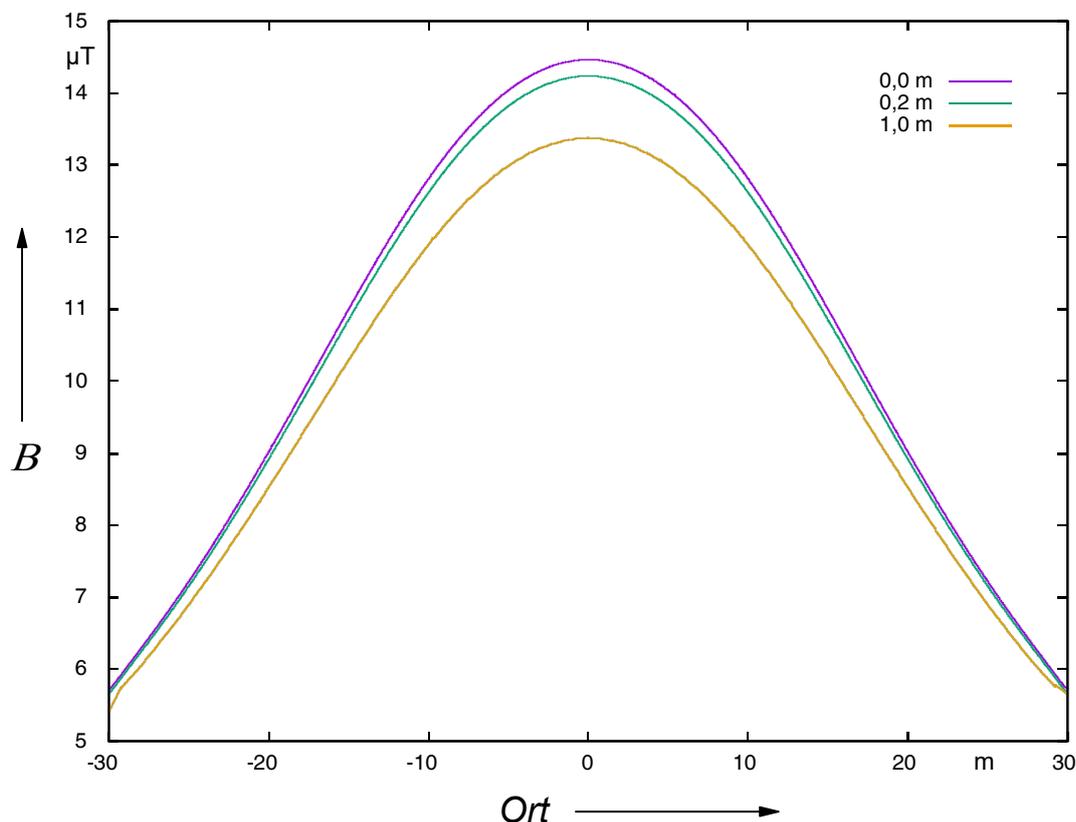


Abb. 24: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Polabstand 20,0 m, Überdeckung 20,0 m, Leiterquerschnitt 2500 mm², 1905 A

Hier überlagern sich aufgrund des großen Abstands die beiden Felder der Pole wieder zu einem Gesamtfeld mit einem einzigen Maximum.

Die maximale magnetische Flussdichte am Boden (entspricht dem Abstand 0,0 m) bei einer Überdeckung von 20,0 m beträgt 14,5 µT. Bei 20 cm oberhalb des Bodens sinkt die maximale

magnetische Flussdichte auf 14,2 μT . Bei einem Abstand von 1,0 m zum Boden weist die maximale magnetische Flussdichte einen Wert von 13,4 μT auf.

Die folgende Tabelle gibt auch die magnetische Flussdichte für den unsymmetrischen Fall an, bei dem die Kabel einen Abstand von 40 m aufweisen:

Vertikaler Abstand/ m	$B_{\text{Max}}/ \mu\text{T}$ (symmetrischer Betrieb)	$B_{\text{Max}}/ \mu\text{T}$ (unsymmetrischer Betrieb)
0,0	14,5	19,0
0,2	14,2	18,8
1,0	13,4	18,1

Tab. 14: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, Überdeckung 20, m, Polabstand 20,0 m, 1905 A

Die maximalen magnetischen Flussdichten liegen für alle betrachteten Abstände bei einem Bruchteil des gesetzlichen Grenzwerts. So ergibt sich am Boden eine Flussdichte von nur 2,9 % des Grenzwerts beim symmetrischen Betrieb. Rechts und links des Maximums fallen die magnetischen Flussdichten schnell zu kleineren Größenwerten ab.

6 Zusammenfassung

Amprion und TenneT haben eine Vereinbarung zwischen dem Bund, den Küstenländern Hansestadt Bremen, Hansestadt Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowie weiteren Übertragungsnetzbetreibern unterzeichnet, in der die Erhöhung des Ausbaus der Offshore-Windenergie auf 20 Gigawatt bis zum Jahr 2030 angestrebt wird.

Die Entwicklung und der Einsatz der 525-kV-Technologie ist erforderlich, um das 20-Gigawatt-Offshore-Ziel zu erreichen.

Da der Norderney-Korridor bezüglich der Kapazität nahezu ausgeschöpft ist und somit für den Ausbau der Offshore-Windenergie auf 20 Gigawatt bis 2030 nicht ausreicht, ist eine Trassenführung im Bereich Baltrum/Langeoog erforderlich.

Die hier vorliegende Studie betrachtet diese geplante Seekabelkorridore zukünftiger HGÜ-Verbindungen, welche von den Konverterplattformen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone verläuft, um in die 12-Seemeilenzone einzutreten. Im niedersächsischen Küstenmeer passiert die Trasse die Nordseeinseln Baltrum oder Langeoog und durchquert das Wattenmeer, um an der niedersächsischen Küste anzulanden. Von dort aus werden die Verbindungen als Landkabel weitergeführt, um an den Netzanschlusspunkten angeschlossen zu werden. Netzanschlussysteme sollen mittels bipolarer HGÜ (HGÜ – Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) bei ± 525 kV 2.000 MW bzw. 2 GW übertragen.

Im Folgenden werden die Anforderungen an die Seekabeltrasse und die in dieser Studie ermittelten Ergebnisse für die jeweilige Emissionsart zusammengefasst:

6.1 Thermische Felder

Die genehmigungsrelevanten Parameter vom BSH [BSH2019, BSH2013a] für die AWZ und der NLStBV für das Küstenmeer bezüglich der thermischen Emissionen an die beiden HGÜ-Systeme lauten zusammengefasst:

- Die Erwärmung durch Seekabel darf maximal 2 K in einer Aufpunkttiefe von 20 cm im Sediment für die AWZ betragen.
- Die Erwärmung durch Seekabel darf maximal 2 K in einer Aufpunkttiefe von 30 cm im Sediment für das Küstenmeer (innerhalb der 12 Seemeilen-Zone) betragen.

Gemäß dem Flächenentwicklungsplan [BSH2019], vorangegangener Genehmigungsverfahren und veröffentlichter Studien [Ten2012, Nie2017] wurden folgende Eingangsparameter angenommen:

- Die ungestörte Meeresbodentemperatur wird in der AWZ zu 12 °C angenommen.
- Die ungestörte Meeresbodentemperatur wird innerhalb der 12 Seemeilen-Zone zu 15 °C angenommen.
- Die Aufpunkterwärmung ist durch Berechnung beruhend auf dem Zeitmittelwert der Kabelverluste und Berücksichtigung mehrtägiger Volllastphasen der Windenergieparks zu ermitteln. In dieser Studie wurde das ankerkannte Lastszenarium 77 % Vorlast,

Sprung auf 99 % für 7 Tage und Rückkehr zu 77 % der maximalen Übertragungsleistung angewandt.

- Der maximale spezifische Wärmewiderstand für den wassergesättigten Boden wird zu 0,7 Km/W angenommen, was einer Wärmeleitfähigkeit von 1,43 W/(m K) entspricht.

Auf der Grundlage der oben aufgeführten Anforderungen wurden Erwärmungsberechnungen mit der Finite-Elemente Methode durchgeführt.

Es wurden drei Bereiche untersucht: das trockenfallende Watt, das Küstenmeer bei ständiger Überflutung und die AWZ. Dabei wurden die drei Legetiefen 1,5 m, 3,0 und 5,0 m betrachtet. Die Temperaturerhöhungen am Aufpunkt (30 cm tief im Sediment in den Abschnitten Watt und Küstenmeer, sowie 20 cm für die AWZ) sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst:

Trassenabschnitt, Leiterquerschnitt	Überdeckung/ m, Aufpunkt-tiefe/m	Systemabstand/ m	Max. Leiter-temperatur/ °C	Max. Aufpunkt-temperatur / °C	Max. Aufpunkt-erwärmung/ K
Watt	1,5 / 0,3	50	46,62	16,682	1,682
Watt	5,0 / 0,3	50	51,58	15,475	0,475
Küstenmeer	1,5 / 0,3	100	46,62	16,634	1,634
Küstenmeer	3,0 / 0,3	100	49,42	15,771	0,771
Küstenmeer	5,0 / 0,3	100	51,58	15,461	0,461
Ausschließliche Wirtschaftszone	1,5 / 0,3	100-200	43,22	13,075	1,075

Tab. 15: Leitertemperaturen und Erwärmungen im Sediment für die vier untersuchten Trassenabschnitte

Die grün hinterlegte Spalte der obigen Tabelle zeigt, dass für eine Übertragungsleistung von 2000 MW sowie die jeweils angenommenen Leiterquerschnitte das 2 K-Kriterium in allen betrachteten Bereichen sehr gut eingehalten wird.

Neben größeren Leiterquerschnitten führen größere Überdeckungen zu deutlich geringeren Aufpunkterwärmungen im Sediment. Es wurden Überdeckungen bis zu 5,0 m untersucht, ohne dass die Leitertemperaturen sich der maximal zulässigen Temperatur von 90 °C näherten.

6.2 Elektrische Felder

Die 525 kV-HGÜ-Systeme sollen sowohl im Abschnitt AWZ als auch im Abschnitt Küstenmeer mittels geschirmten Kabeln errichtet werden. Es treten daher keine elektrischen Felder außerhalb des Kabels auf.

6.3 Magnetische Felder

Die genehmigungsrelevanten Parameter vom BSH [BSH2019, BSH2013a] für die AWZ und der NLStBV für das Küstenmeer bezüglich der magnetischen Immissionen stützen sich auf die 26. BImSchV.

- Für ortsfeste Gleichstromanlagen ist im Einwirkungsbereich an Orten, die zum dauerhaften oder vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind, ein Grenzwert von 500 μT gemäß 26. BImSchV einzuhalten. LAI und 26. BImSchVVwV konkretisieren die Anforderungen bezüglich Minimierungsgebot und Einwirkungsbereich.

Die magnetischen Flussdichten wurden sowohl für die AWZ als auch für die Bereiche des Abschnittes Küstenmeers berechnet. Zudem wurden die Abschnitte Anlandung und Deichunterdükering ergänzt. In allen Fällen wurde der Grenzwert von 500 μT [BIM2013] deutlich unterschritten.

Die folgende Tabelle fasst die Berechnungsergebnisse für eine Höhe von 0,2 m oberhalb der Erdbodenoberfläche zusammen. Je nach Bereich steht der Begriff Bodenoberfläche für die Meeresbodenoberfläche, die Wattbodenoberfläche oder Geländeoberkante:

Fall	Max. magn. Flussdichte / μT	In % des Grenzwerts von 500 μT
Überdeckung 1,5 m, offene Legung	29,6	5,9
Überdeckung 3,0 m, offene Legung	8,8	1,8
Überdeckung 5,0 m, offene Legung	3,4	0,7
Überdeckung 1,5 m, HDD-Bereich	198,2	39,6
Überdeckung 20,0 m, HDD-Bereich	14,2	2,8

Tab. 16: Zusammenfassung der magnetischen Immissionen in 0,2 m Höhe oberhalb der Erdbodenoberfläche

Die geringsten magnetischen Flussdichten werden bei der Bündellegung der beiden Pole erreicht. Das Aufspreizen der Pole in den Bereichen vor den Unterdükeringen führt zu höheren magnetischen Flussdichten. Die Grenzwerte der magnetischen Flussdichte von 500 μT werden dennoch deutlich unterschritten.

6.4 Fazit

Alle oben genannten Grenzwerte werden eingehalten. Die Kabelanlage ist nach dem aktuellen Stand der Technik so geplant, dass die thermischen, elektrischen und magnetischen Felder unter Berücksichtigung der jeweiligen Gegebenheiten in den jeweiligen Einwirkungsbereichen gering ausfallen.

7 Literaturverzeichnis

- [ABB2020] ABB: “Submarine Cable Design Sheet”,
[www.necplink.com/docs/Champlain_VT_electronic/04%20L.%20Eng/Exh.%20TDI-LE-4%20\(HVDC%20Cable%20Design%20Sheet%20\(ABB\)\).pdf](http://www.necplink.com/docs/Champlain_VT_electronic/04%20L.%20Eng/Exh.%20TDI-LE-4%20(HVDC%20Cable%20Design%20Sheet%20(ABB)).pdf),
abgerufen am 28.05.2020
- [Bar1977] C.C. Barnes: Submarine telecommunication and power cables, P. Peregrinus LTD., Stevenage, 1977
- [BIM2013] Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz:
„Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-
Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder - 26.
BImSchV“, Neugefasst durch Bek. v. 14.8.2013
- [BIM2016] BAnz AT 03.03.2016 B5, BAnz AT 03.03.2016 B6: „Allgemeine
Verwaltungsvorschrift zur Durchführung der Verordnung über
elektromagnetische Felder – 26. BImSchV (26. BImSchVVwV)“,
[www.verwaltungsvorschriften-im-
internet.de/bsvwvbund_26022016_159820101.htm](http://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund_26022016_159820101.htm), abgerufen am
03.06.2020
- [BMU2010] BMUB: „Abschlussbericht für das Verbundprojekt Erhöhung der
Verfügbarkeit von Windkraftanlagen“, 2010, [http://www.wind-
evw.de/fileadmin/Dokumente/Abschlussberichte/EVW_I_Abschlussbericht/
EVW_Phase_I_Abschlussbericht.pdf](http://www.wind-
evw.de/fileadmin/Dokumente/Abschlussberichte/EVW_I_Abschlussbericht/
EVW_Phase_I_Abschlussbericht.pdf), abgerufen am 28.05.2020
- [BMWi2020] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: „Mehr Strom vom Meer, 20
Gigawatt Offshore-Windenergie bis 2030 realisieren“, 11. Mai 2020,
[https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/offshore-
vereinbarung-mehr-strom-vom-meer.pdf?__blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/offshore-
vereinbarung-mehr-strom-vom-meer.pdf?__blob=publicationFile&v=6),
abgerufen am 10.07.2020
- [BSH2013] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: „Standard Untersuchung
der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die
Meeresumwelt (StUK4)“, BSH-Nr. 7003, Hamburg und Rostock Oktober
2013
- [BSH2013a] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: „Ergänzung zum
Schutzgut Benthos, gemäß StUK4 (BSH 2013), Tabelle 1.7, S. 23:
Untersuchung des Benthos, der Biotopstruktur und der Biotoptypen im
Rahmen der Verlegung von Kabeltrassen für die Anbindung von Offshore-
Windparks“
- [BSH2017] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: „Bundesfachplan Offshore
für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2016/2017“,
Hamburg, 22. Dezember 2017
- [BSH2019] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: „Flächenentwicklungsplan
2019 für die deutsche Nord- und Ostsee“, BSH-Nummer 7608, Hamburg
und Rostock 2019

- [BSH2020] https://www.bsh.de/DE/DATEN/Meerestemperaturen/Meeresoberflaechentemperaturen/meeresoberflaechentemperaturen_node.html, abgerufen am 25.03.2020
- [IEC2006] International Electrotechnical Commission: Electric Cables - Calculation of the current ratings, Part 1-1: Current rating equations (100% load factor), Publication 60287-1-1, IEC Standard, 2006
- [IWE2011] http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor_de/4_Offshore/5_betriebsergebnisse/1_Volllaststunden/, abgerufen am 29.05.2020
- [LAI2014] LAI: „Hinweise zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder“, 18.09.2014, Landshut
- [LROP2017] Niedersächsisches Gesetz- und Verordnungsblatt Nr. 20: „Neubekanntmachung der Verordnung über das Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen (LROP-VO)“, 26.9.2017
- [Nie2017] Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr: „Planfeststellungsbeschluss vom 30.06.2017 für die Netzanbindung DolWin6 der Offshore-Plattform DolWin kappa mittels einer 600-kV-Gleichstromleitung Seetrasse: 12 Seemeilen-Grenze bis zum Anlandepunkt Hilgenriedersiel“, Az.: P216-05020-25 See, 30.06.2017
- [Smo2001] Smolczyk, U.: Grundbau Taschenbuch Teil2, Geotechnische Verfahren, Kap. 2.4, Tab. 3: Anhaltswerte zur Wärmeleitfähigkeit wassergesättigter Böden, Ernst&Sohn-Verlag, Berlin, 6. Aufl. (24. April 2001)
- [Sta2001] Stammen, Jörg: „Numerische Berechnung elektromagnetischer und thermischer Felder in Hochspannungskabelanlagen“, Dissertation Universität Duisburg, Shaker Verlag, 2001
- [Ten2012] TenneT: „Erläuterungsbericht DolWin2 / 600-kV-DC Leitung DolWin beta – Dörpen/West“, Bayreuth, 27.04.2012
- [Ten2020] TenneT: „TenneT entwickelt innovative Seekabel zusammen mit acht Herstellern“, <https://www.tennet.eu/de/news/news/tennet-entwickelt-innovative-seekabel-zusammen-mit-acht-herstellern/>, abgerufen am 10.08.2020
- [Ten2020a] Interne Mitteilung über das Kabeldesigns des 525 kV-Seekabels, E-Mail vom 14.07.2020
- [VDE2005] VDE 0228: „Leiter für Kabel und isolierte Leitungen (IEC 60228:2004); Deutsche Fassung EN 60228:2005 + Corrigendum:2005“, VDE-Verlag, Berlin, 2005
- [VDI2013] VDI, „VDI-Wärmeatlas“, VDI-Verlag, 11. Auflage, Düsseldorf, 2013

8 Anhang

8.1 Verifikation der Erwärmungsberechnungen

Als Beispiel, um das hier eingesetzte Berechnungsverfahren zu verifizieren, wird hier mit der analytischen Methode der Linienquellen in Kombination mit der Spiegelungsmethode verglichen.

Das Seekabel wird durch eine Linienquelle mit gleichem Verlustleistungsbelag wie die Leiterverluste ersetzt. Die Leiterverluste bei der Gleichstromübertragung sind einfach über die Gleichung (2.4) zu berechnen. Als Strom soll der stationäre Vorzustand, also

$$I = 0,77 \cdot 1905 \text{ A} = 1467 \text{ A} \quad (7.1)$$

angenommen werden.

Weitere induzierte Verluste, wie sie bei der Wechselstromübertragung auftreten, kommen hier nicht vor, da das Induktionsgesetz nur auf zeitabhängige Magnetfelder und nicht auf Gleichfelder anzuwenden ist.

Die Meeresbodenoberfläche stellt eine Wärmesenke dar. Um ihre Wirkung nachzubilden, wird auf der gegenüberliegenden Seite (also im Wasser) eine Spiegelquelle positioniert.

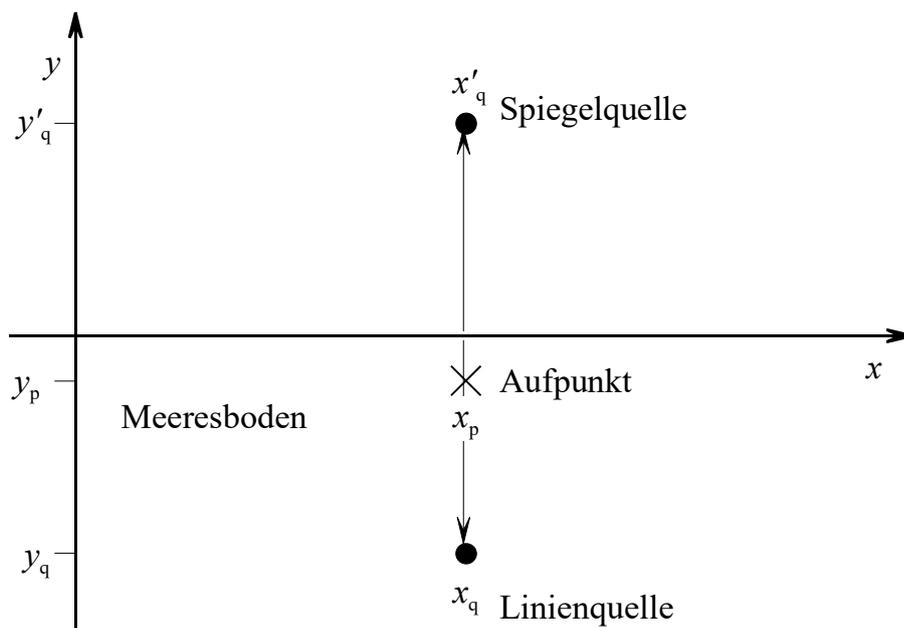


Abb. 25: Linienquelle mit Spiegelquelle zur analytischen Berechnung der Aufpunkttemperatur

Die Temperaturverteilung einer solchen Anordnung ist analytisch berechenbar. Es ergibt sich die Gleichung:

$$\Delta \vartheta = \frac{P'}{2 \cdot \pi \cdot \lambda} \cdot \frac{1}{2} \ln \left(\frac{(x_p - x'_q)^2 + (y_p - y'_q)^2}{(x_p - x_q)^2 + (y_p - y_q)^2} \right) \text{ mit } P' = R_{\text{Leiter}} \cdot I^2 \quad (7.2)$$

Der Nachteil dieser Methode ist, dass man nur einen homogenen Raum um die Linienquelle herum annehmen kann, die unterschiedlichen Kabelmaterialien, wie zum Beispiel die VPE-Isolierung mit einer deutlich geringeren Wärmeleitfähigkeit, nicht berücksichtigen kann. Auch wenn die analytische Rechnung nur als gute Näherung für die tatsächliche Temperaturverteilung gelten kann, soll sie hier mit der über FEM berechneten Temperaturverteilung verglichen werden. Der Leiter wird hierzu im FEM-Modell ebenfalls konstant mit 1467 A belastet. Bei beiden Berechnungen wird eine Linienabtastung bei $y_p = -0,3$ m durchgeführt, indem x_p von -10 m bis +10 m variiert wird (Linienabtastung als weiße Linie in der Ausschnittvergrößerung Abb. 26 skizziert).

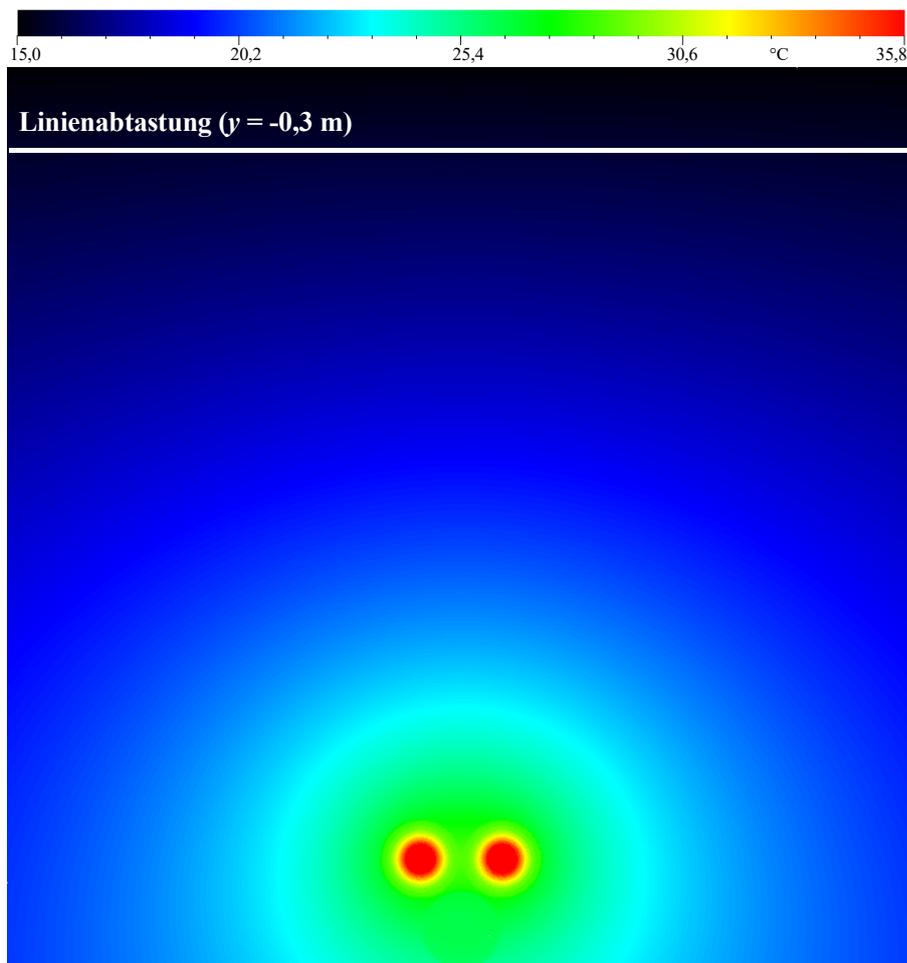


Abb. 26: Temperaturverteilung im stationären Vorzustand, FEM-Berechnung

Die quantitative Auswertung der beiden Linienabtastungen in Abb. 27 ergibt im Temperaturmaximum oberhalb der Kabelanlage einen Temperaturunterschied von 40 mK, bzw. 0,04 K, wobei die FEM die höhere Aufpunkttemperatur ergibt. Die Linienquellenmethode ergibt eine Aufpunkttemperatur von 16,403 °C, die FEM eine Aufpunkttemperatur von 16,443 °C.

Würde man die Aufpunkttemperatur der Linienquellenmethode als wahren Wert annehmen, so ließe sich eine Ergebnisunsicherheit von 0,04 K für die Berechnung mittels FEM ableiten. Es

ist jedoch davon auszugehen, dass die Ergebnisunsicherheit deutlich unterhalb von 40 mK liegt, da bei der FEM die unterschiedlichen Wärmeleitfähigkeiten der Kabelmaterialien berücksichtigt wurden. Darüber hinaus liegen die geringen Ergebnisunsicherheiten auf der sicheren Seite, da die FEM eine geringfügig höhere Temperatur ausgibt, als die analytische Methode.

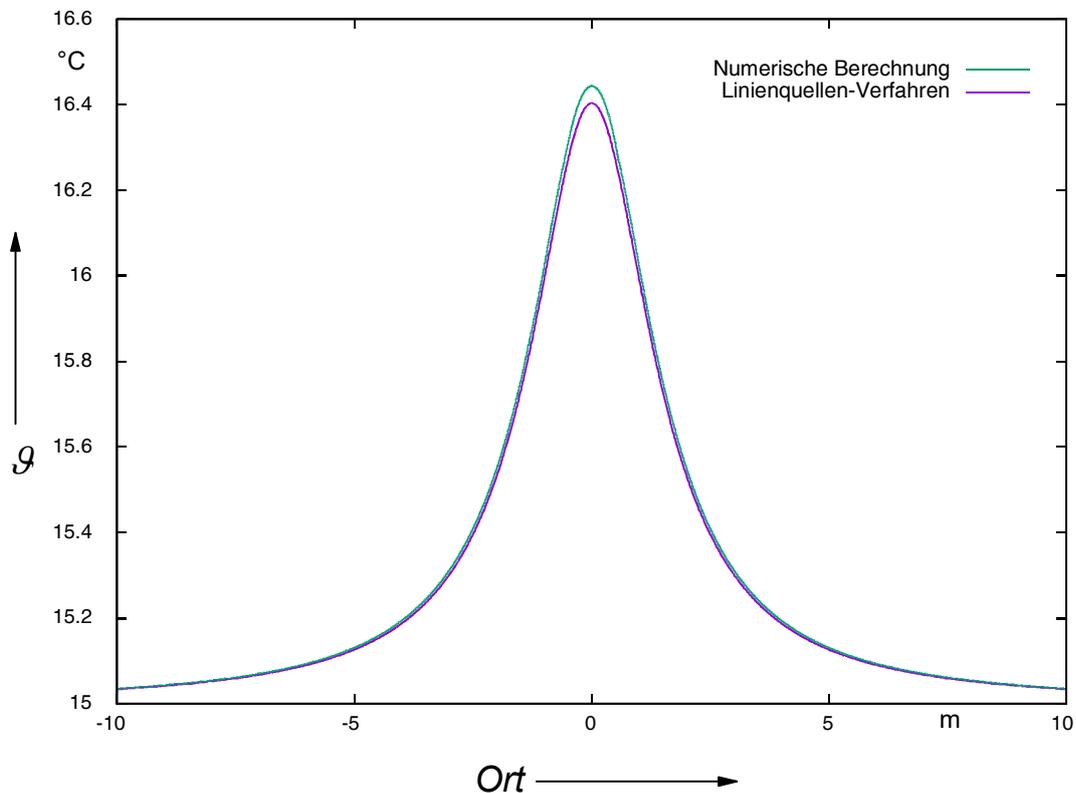


Abb. 27: Vergleich der Temperaturen in Aufpunkttiefe, Linienquellenverfahren und FEM

8.2 Verifikation der Magnetfeldberechnung

Um die Berechnungen der Magnetfelder zu verifizieren wurde der Bereich mit den höchsten magnetischen Flussdichten, der Anladungsbereich mit der Aufspreizung der Pole auf einen Abstand von 20 m, ausgewählt.

Wie bereits in Abschnitt 5.1 erwähnt, berechnet sich die magnetische Flussdichte eines stromdurchflossenen Leiters nach dem Biot-Savart-Gesetz, Gleichung (5.1). Das Magnetfeld zweier oder mehrerer stromdurchflossener Leiter ergibt sich aus der vektoriellen Überlagerung der Einzelfelder:

$$\vec{B} = \frac{\mu_0 \cdot \mu_r \cdot I_1}{2 \cdot \pi \cdot r_1} \cdot \vec{e}_{\alpha 1} + \frac{\mu_0 \cdot \mu_r \cdot I_2}{2 \cdot \pi \cdot r_2} \cdot \vec{e}_{\alpha 2} + \dots = \sum_{n=1}^{\text{Anz. Adern}} \frac{\mu_0 \cdot \mu_r \cdot I_n}{2 \cdot \pi \cdot r_n} \cdot \vec{e}_{\alpha n} \quad (7.3)$$

Für nichtmagnetische Materialien, wie Luft, Erdreich, Meeresboden, Wasser etc. ist die relative Permeabilität $\mu_r = 1$ anzunehmen. Die Gleichung (7.3) wurde für zwei Linienleiter entgegengesetzten Stroms mit dem Betrag von 1905 A berechnet und Aufpunkte eingesetzt, die

den Linienabtastungen der numerischen Berechnungen entsprechen, also Linienabtastungen in Höhe der Bodenoberfläche, 0,2 m oberhalb der Bodenoberfläche, usw.

Die beiden Linienleiter wurden mit einem horizontalen Abstand von 20 m mit einer Überdeckung von 1,5 m angeordnet.

Auch diese analytische Berechnung kann, wie bei der analytischen thermischen Berechnung, nur als gute Näherungslösung betrachtet werden, da hier die Quellen des Magnetfeldes als linienförmig, also als unendlich dünn, betrachtet werden, der Leiter aber eine Ausdehnung besitzt. Da die FEM die räumliche Ausdehnung des Leiters berücksichtigt, gilt die numerische Lösung als die genauere:

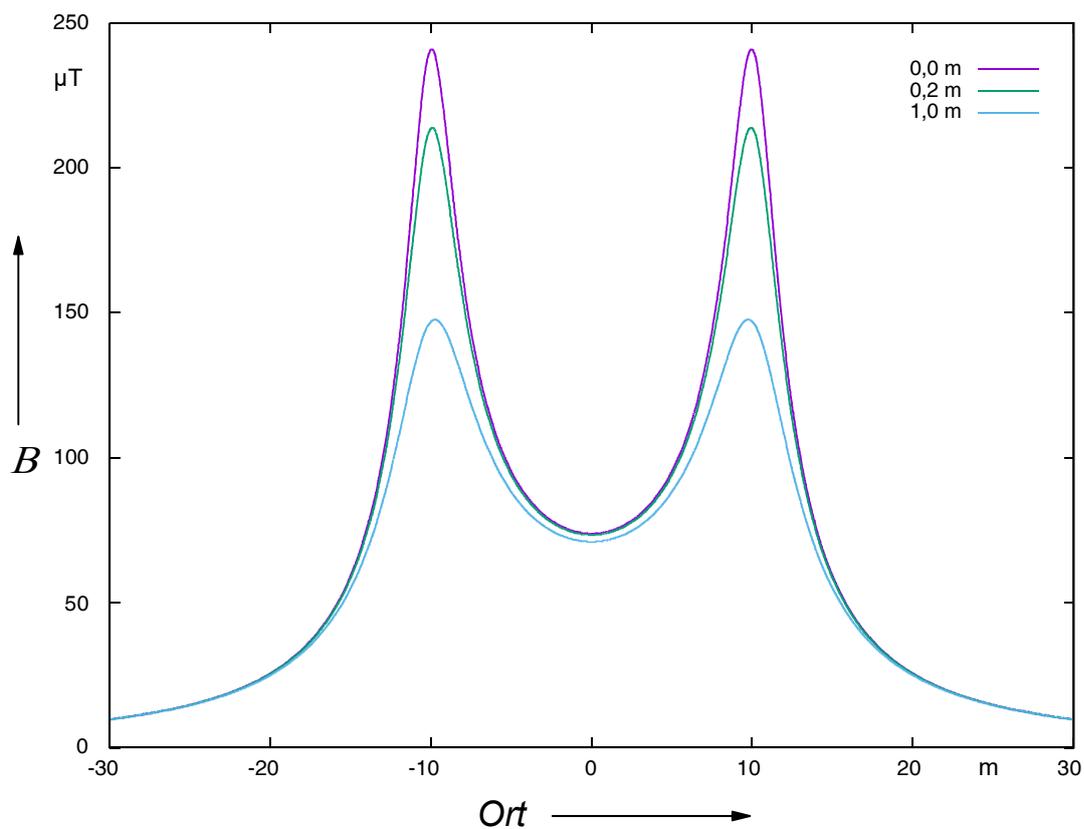


Abb. 28: Magnetische Flussdichten in unterschiedlichen Entfernungen, analytische Lösung, Leiterabstand 20 m, Überdeckung 1,5 m, 1905 A

In der folgenden Tabelle sind die Maximalwerte magnetischer Flussdichte der numerischen und der analytischen Berechnung gegenübergestellt:

Berechnung	analytisch	FEM
Vertikaler Abstand/ m	$B_{Max}/ \mu T$	$B_{Max}/ \mu T$
0,0	240,8	222,2
0,2	213,9	198,2
1,0	147,6	137,8

Tab. 17: Vergleich der analytischen Lösung mit der FEM-Berechnung der Magnetischen Induktionen in unterschiedlichen Entfernungen, Leiterabstand 20 m, Überdeckung 1,5 m, 1905 A

Die analytisch und numerisch berechneten Werte stimmen gut überein. Würde man den analytischen Wert als den wahren Wert annehmen, so ergäbe sich eine Abweichung von $18 \mu T$ (entspricht 7,5 %) bei der magnetischen Flussdichte am Wattboden. Die Abweichung ist auf die räumliche Ausdehnung der Leiter in der Realität (und damit eine größere Emissionsfläche) zurückzuführen, wohingegen die Linienleiter als unendlich dünn anzusehen sind. Da die FEM diese Näherung nicht macht und die Ausdehnung der Leiter berücksichtigt, gilt das numerische Verfahren als das genauere.

8.3 Abkürzungen und Glossar

2 K-Kriterium	maximal zulässige Erwärmung von 2 Kelvin im Meeresboden als naturschutzfachlicher Vorsorgewert in der deutschen Nord- und Ostsee
Aufpunkt	Ort, an dem die Temperatur gemessen/berechnet werden soll.
AWZ	<u>A</u> usschließliche <u>W</u> irtschafts- <u>Z</u> one
B	magnetische Flussdichte (auch magnetische Induktion genannt), gemessen in Mikrottesla (μT)
BFO	<u>B</u> undesfachplan <u>O</u> ffshore
BImSchV	<u>B</u> undes- <u>I</u> mmissionsschutz- <u>V</u> erordnung
BImSchVVwV	<u>B</u> undes- <u>I</u> mmissionsschutz- <u>V</u> erordnung <u>V</u> erwaltungsvorschrift
Biot-Savart-Gesetz	Gleichung zur analytischen Berechnung von Magnetfeldern einfacher, linienförmiger Anordnungen
BSH	<u>B</u> undesamt für <u>S</u> eeschiffahrt und <u>H</u> ydrographie
Cauchy-Randwert	Grenzfläche, an der Wärme durch Konvektion (Massentransport) und Strahlung übergeht
FEM	<u>F</u> inite- <u>E</u> lemente- <u>M</u> ethode
FEP	<u>F</u> lächenentwicklungsplan
HDD	<u>h</u> orizontal <u>d</u> irectional <u>d</u> rilling (Horizontalbohrung)
HDPE	<u>H</u> ochdichtes <u>P</u> olyethylen
HGÜ	<u>H</u> ochspannungs- <u>G</u> leichstrom- <u>Ü</u> bertragung
I	Stromstärke, gemessen in Ampère
Konverterplattform	Plattform im Meer auf der Wechselstrom in Gleichstrom umgewandelt wird
LAI	Bund/ <u>L</u> änder- <u>A</u> rbeitsgemeinschaft für <u>I</u> mmissionsschutz
Linienquelle	Wärmequelle deren räumliche Ausdehnung in zwei Dimensionen vernachlässigt wird
LROP-VO	<u>L</u> andesraumordnungsprogramm- <u>V</u> erordnung
μ_0	Permeabilität (magnetische Leitfähigkeit) von Vakuum
μ_r	relative Permeabilität des Materials
NLStBV	<u>N</u> iedersächsische <u>L</u> andesbehörde für <u>S</u> traßenbau und <u>V</u> erkehr
PE	<u>P</u> olyethylen
π	Kreiszahl
PP	<u>P</u> olypropylen

Spiegelungsmethode	analytische Methode zum Berechnen einfacher Anordnungen mit thermischen Grenzflächen
Sprungantwort	hier Reaktion eines thermisch trägen Systems auf einen sprunghaften Anstieg der Emissionen einer Wärmequelle

8.4 Über den Autor

Dr.-Ing. Jörg Stammen, studierte Elektrotechnik an der Gerhard-Mercator-Universität Elektrotechnik mit dem Abschluss Diplom-Ingenieur. Im Januar 2001 wurde er von Prof. H. Brakelmann mit der Note „sehr gut“ zum Dr.-Ing. promoviert. Das Thema seiner Dissertation lautet: „Numerische Berechnung elektromagnetischer und thermischer Felder in Hochspannungskabelanlagen“. Im Rahmen dieser Arbeit entstand ein neuer, für Energiekabelanlagen optimierter Simulator auf der Basis der Finite-Elemente-Methode.

Nach dreijähriger Arbeit als Gruppenleiter und stellvertretender Abteilungsleiter am Fraunhofer Institut kehrte er zur Universität Duisburg-Essen zurück, um die Forschungsarbeiten im Bereich der Energiekabeltechnik bei Herrn Prof. Brakelmann fortzuführen. Wesentliche Teile der öffentlich geförderten Projekte „Naturschutzfachliche Analyse von küstennahen Stromleitungen“ (BfN, FKZ 80682070) und „Innovative Konzepte für die Entwicklung der elektrischen Infrastruktur zur systemtechnischen Einbindung großer Kapazitäten erneuerbarer Energie“ (BMU, FKZ 0327606) wurden von ihm bearbeitet.

Seit der Pensionierung von Herrn Prof. Brakelmann im Jahr 2012 führt er die Arbeiten am Fachgebiet „Energietransport und –speicherung“ weiter.

Zusätzlich zu seinen Forschungsarbeiten als wissenschaftlicher Mitarbeiter im Fachgebiet Energietransport und -speicherung ist er als Dozent und Prüfer an der Universität Duisburg-Essen tätig und hält die Vorlesungen „Elektrotechnik“ sowie „Elektrische Maschinen“.

Er ist Verfasser zahlreicher Studien, die sich mit den Belastbarkeiten sowie den thermischen und magnetischen Feldern realer Kabelanlagen befassen, darunter auch viele Studien zum Thema 2 Kelvin-Kriterium von Seekabeltrassen in der Nord- und Ostsee.

Zu den von ihm beratenen Firmen gehören Hellenic Cables, NKT, TenneT Offshore, TenneT TSO, Transnet BW, Innogy, Avacon Netz GmbH, Uniper, Amprion GmbH, u.v.a.