

# Beeinflussung von Leistungstransformatoren in Hybridnetzen Influence of Hybrid AC/DC Grids on Power Transformers

Dipl.-Ing. Michael Beltle, Dipl.-Ing. Martin Siegel, Mario Gnädig, Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen,  
Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Deutschland,  
michael.beltle@ieh.uni-stuttgart.de

Dr.-Ing. Ulrich Sundermann, Amprion GmbH, Dortmund, Deutschland, ulrich.sundermann@amprion.net

Dipl.-Ing. Franz Schatzl, SGB Starkstrom-Gerätebau GmbH, Regensburg, Deutschland, franz.schatzl@sbg-trafo.de

## Kurzfassung

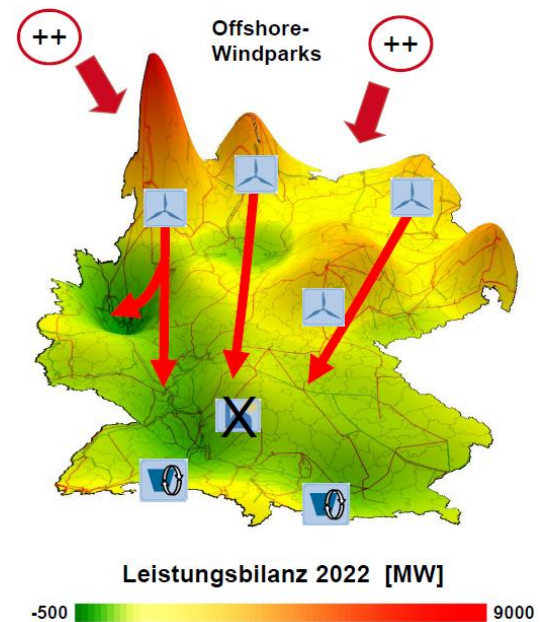
Um den zwingend notwendigen Kapazitätsausbau der Übertragungs-Höchstspannungsnetze in Deutschland [1] realisieren zu können, kann die Installation eines Overlay Netzes eine interessante Option darstellen. Dabei werden auf bestehenden Hochspannungstrassen 3-phasige Seilsysteme für Wechselstrom durch eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ersetzt [2]. Die höhere Übertragungskapazität von HGÜ Systemen ermöglicht einen Netzausbau ohne größere bauliche Maßnahmen und ohne Neubau von Freileitungs- oder Kabeltrassen. Die räumliche Nähe zwischen Gleich- und Wechselstromleitungen kann jedoch zu Wechselwirkungen der Systeme führen, die über einen resultierenden Gleichstrom im AC-Netz auch das Betriebsverhalten von Leistungstransformatoren beeinflussen können. Der Beitrag zeigt zunächst einen Ansatz um die Größenordnung der Wechselwirkung abzuschätzen. Im nächsten Schritt werden die Auswirkungen auf den Betrieb der Netzkuppeltransformatoren anhand einer Systemsimulation beleuchtet.

## Abstract

The enhancement of the German high voltage grid is considered inevitable [1] but the erection of additional HV overhead lines is delayed since several years. The so called Overlay Grid represents an interesting alternative solution. On existing AC trails one three-phase system is replaced with a high voltage direct current (HVDC) line setup which provides increased power transmission [2]. Thus, power uprating is achieved without notable civil works or supplemental interferences with the characteristic landscape. Short distances between AC and DC lines cause interactions which may result in direct currents and impact the operating behaviour of power transformers. This contribution presents two scopes: the magnitude of direct current in Overlay Grids and the resulting effects of it on transmission transformers.

## 1. Einleitung

Angesichts der Verbrauchszentren von elektrischer Energie im Westen und Süden, sowie der zunehmenden, fluktuierenden Erzeugung im Norden durch Windenergie und nicht zuletzt durch den zunehmenden Wegfall konventioneller Kraftwerke steigt die temporäre Auslastung der Übertragungsnetze deutlich an. Benötigt wird einen Transit großer Leistungen von Nord nach Süd, siehe **Bild 1**. Um die Versorgungssicherheit in Deutschland mit elektrischer Energie sicher zu stellen, ist der Netzausbau daher eine unumgängliche Notwendigkeit, nicht zuletzt auch, um die hohe Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Stabilität im europäischen und interkontinentalen Netzverbund in Zukunft sicherstellen zu können. Gleichzeitig ist der Netzausbau zentraler Bestandteil einer in der Gesellschaft kontrovers geführten Debatte, bei der im Wesentlichen die Akzeptanz des Leitungsneubaus die größte Hemmschwelle repräsentiert. Für eine erfolgreiche Umsetzung ist die mehrheitliche gesellschaftliche Akzeptanz somit zentrale Voraussetzung. Dafür ist der bauliche Eingriff in die Landschaft zu minimieren. Overlay-Netze in HGÜ-Technik können einen wichtigen Beitrag zur Steigerung der Übertragungskapazität des Höchstspannungs-Netzes in Deutschland leisten [3], bei gleichzeitig geringen Eingriffen in das Landschaftsbild.



**Bild 1** Prognose zur Energieerzeugungslandschaft in Deutschland im Jahr 2022. Quelle: Amprion, 50Hertz.

Hierzu können HGÜ-Verbindungen an bestehende Infrastrukturen gekoppelt werden. Auf bestehenden Freileitungstrassen können unter bestimmten Voraussetzungen einzelne konventionelle Drehstromkreise durch eine HGÜ-Verbindungen mit höherer Transitleistung ersetzt

werden. Weitere Vorteile dieser Lösung liegen in der gegenüber eigenständigem Trassenausbau schnelleren Realisierbarkeit.

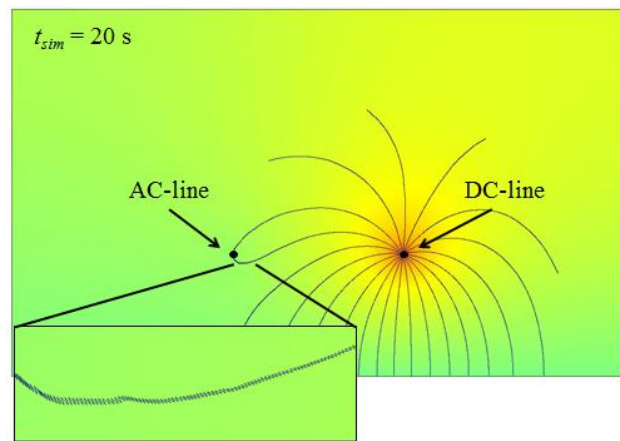
Mit den eingesetzten HGÜ-Systemen lassen sich über große Entfernungen größere Leistungen mit weniger Verlusten übertragen als das mit bestehender Wechselstromtechnik möglich wäre. Ausgeführt wird die Technik bisher als Punkt-zu-Punkt-Verbindung. Overlay-Grids sind deswegen wichtiger Bestandteil des Lösungswegs zur Umsetzung eines intelligenten Netzes (Smart Grid) mit dem Ziel, die Integrationskapazität der bestehenden Netze für Erneuerbare Energien zu steigern und die wachsenden dynamischen Anforderungen der Übertragungsnetze zu erfüllen.

## 2. Wechselwirkungen in Overlay-Netzen

Die räumliche Nähe von HGÜ- und Wechselspannungssystemen führt zu Wechselwirkungen zwischen beiden Systemen. Über lange, parallel verlaufende Leiterseile wandern kontinuierlich Ladungsträger vom HGÜ-System auf das Drehstromsystem [4], [5]. Durch lokale Feldüberhöhungen um einen HGÜ-Leiter können Teilentladungen in Luft, so genannte Korona auftreten. Dabei entstehen freie Ladungsträger, welche entlang der elektrischen Feldlinien von der HGÜ Leitung abwandern. Insgesamt wird die Bewegung der Ladungsträger von der Überlagerung des elektrischen Gleichfeldes der HGÜ und dem Wechselfeld der benachbarten Wechselspannungsphasen vorgegeben.

**Bild 2** zeigt qualitativ die resultierende Bewegung einzelner freier Ladungsträger während 20 Sekunden Simulationszeit (durch einen Solver mit Partikeltrajektorien). Im vergrößerten Ausschnitt ist der geringe Einfluss des Wechselfelds erkennbar, der zu einer überlagerten 50 Hz Schwingungsbewegung führt, den makroskopischen Bewegungsverlauf der Ladungsträger jedoch unwesentlich beeinflusst. Anzumerken ist, dass diese Betrachtung komplexe Modelle wie den Einfluss einer durch Ladungsträger generierten Raumladungszone [6] auf die Feldverteilung noch nicht berücksichtigt.

Für eine grobe Abschätzung der Wechselwirkung sind bisher wenige Erfahrungswerte bekannt. Erste analytische Ansätze aus [5] zeigen eine erwartungsgemäß starke Abhängigkeit von der Geometrie bzw. den Leiterabständen der Systeme. Hinzu kommt eine signifikante Klimaabhängigkeit (gemäß [5] mit Faktor  $\sim 2.4$ ), so dass worst case bei kleinsten Abständen und schlechten Wetterbedingungen, auf einer AC-Phase 80 mA pro 100 km Leitungstrasse Gleichstromüberlagerung ermittelt wurden. Aktuelle Simulationen, mit geerdetem AC-System ohne Wechselfeldüberlagerung [7] bestätigen die starke Geometrieabhängigkeit. Die worst case Abschätzung mit einer Gleichstromüberlagerung von 640 mA pro 100 km weicht jedoch erheblich von der ersten Literaturquelle ab. Feldmessungen an einer Trasse mit realistischer Geometrie, Abständen und Spannungen stehen noch aus.



**Bild 2** Bewegungsverlauf einzelner freier Ladungsträger bei Überlagerung von Wechsel- und Gleichfeld während 20 s.

Eine Bewertung der Größenordnung ist damit noch nicht abschließend möglich, jedoch lassen sich prinzipielle Abhängigkeiten bereits jetzt prognostizieren. Der starke Einfluss der Geometrie führt dazu, dass die Gleichstrombeaufschlagung in einzelnen Phasen im Allgemeinen unterschiedlich sein wird, was bei der folgenden Betrachtung von betroffenen Leistungstransformatoren zu berücksichtigen ist.

## 3 Einfluss auf Netzkupplertansformatoren

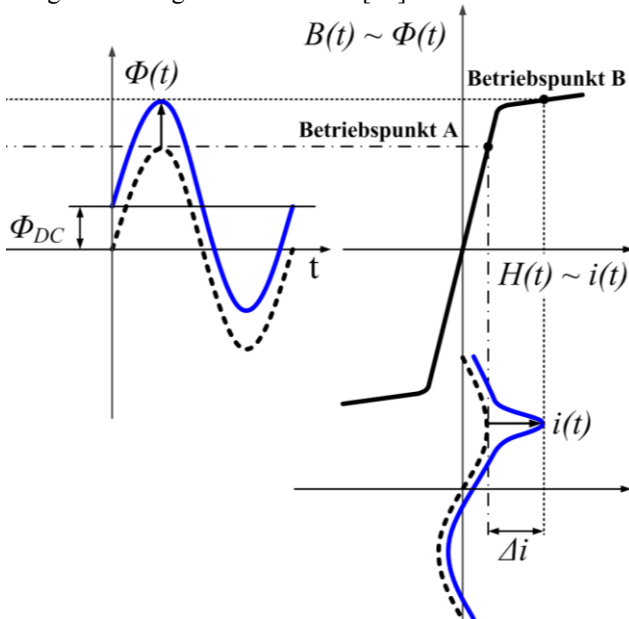
### 3.1 Grundlagen

Der über das Overlay Netz injizierte Gleichstrom fließt über den geerdeten Sternpunkt der angeschlossenen Netzkuppler ab. Abhängig vom Erdungskonzept des betroffenen Netzabschnitts ergibt sich die Aufteilung gemäß dem ohmschen Widerstandsnetzwerk. Gleichströme resultieren im Transformator in einer Beaufschlagung des Kerns mit einem magnetischen Gleichfeld, welches den ursprünglichen Arbeitspunkt des magnetischen Kreises verändert. Auswirkungen können steigende Leerlaufverluste [8], verändertes Geräuschverhalten [9] und zusätzlicher Blindleistungsbedarf sein. Im Grenzfall kann dies auch die Spannungsqualität (Oberschwingungsverhalten) negativ beeinflussen. Die Erhöhung der Leerlaufverluste kann relevant werden, da die zusätzlichen Verluste eine höhere thermische Belastung für das Aktivteil darstellen und zu Betriebszuständen führen können, die in dessen Auslegung nicht berücksichtigt wurden.

Aufschluss über die Seiteneffekte einer Gleichstrombeanspruchung liefert eine Analyse der Zusammenhänge des magnetischen Kreises. Ein durch die Transformatorwicklungen fließender Gleichstrom verursacht gemäß dem Ampèreschen Gesetz ein magnetisches Gleichfeld, welches das im Transformator Kern von außen durch die Netzspannung induzierte magnetische Wechselfeld überlagert, siehe **Bild 3**. Ein Gleichanteil im magnetischen Fluss führt zu einer Verschiebung des Arbeitspunkts auf der Hystere-

sekennlinie, welche vereinfacht als Linie dargestellt ist. Das „Abknicken“ der B-H-Kurve spiegelt die Nichtlinearität der Hauptfeldinduktivität wieder und ist eine Materialeigenschaft der für den Kern verwendeten Elektrobleche. Mit steigender Induktion  $B$  nimmt die relative Permeabilität  $\mu_r$  ab. Entsprechend sinkt der Wert der Induktivität. Dieser Umstand lässt den Magnetisierungsstrom ansteigen (Sättigungseffekt), wofür abhängig von der Auslegung des Kerns und der Nenninduktion bereits geringe Gleichströme ausreichen können.

Ein Anstieg der Induktion im Transformator Kern führt weiterhin zu einer Verstärkung der durch Joule Magnetostraktion bedingten Effekte. Dies sind zum einen Ummagnetisierungsverluste als auch Schallemissionen, die durch Vibrationen verursacht werden aufgrund der periodischen Längenänderung der Kernbleche [10].



**Bild 3** Verschiebung des Arbeitspunkts auf der B-H-Kurve von Elektroblechen durch einen Gleichanteil im magnetischen Fluss. Der Anstieg der Induktion im magnetischen Kern führt zur Erhöhung des Magnetisierungsstrombedarfs.

### 3.2 Berechnung der Kernverluste

Die gesamten spezifischen Ummagnetisierungsverluste  $v_{Fe}$  von Transformatorblech (Elektroblech) werden mit dem Epstein-Apparat ermittelt werden [10]. Die Hystereseverluste sind proportional zur Frequenz  $f$  und weisen eine starke nichtlineare Abhängigkeit von der magnetischen Induktion  $B$  auf. Die Wirbelstromverluste wachsen quadratisch mit der Frequenz  $f$  und der Flussdichte  $B$ . Insgesamt ergibt sich damit die gesamte Massen bezogene Verlustleistung zu:

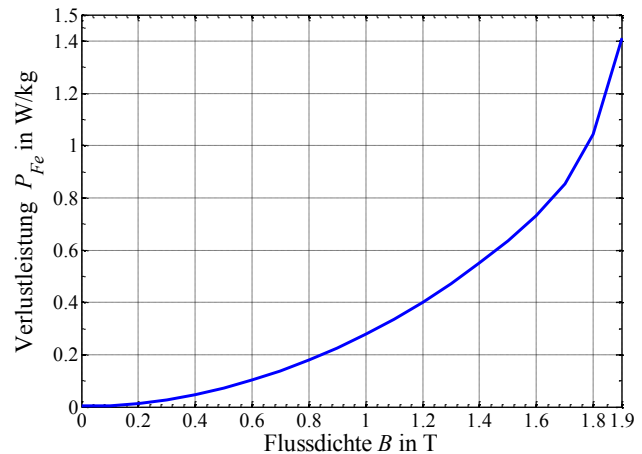
$$v_{Fe} = k_h \cdot f \cdot B^x + k_w \cdot \delta^2 \cdot f^2 \cdot B^2 \quad (\text{in W/kg}).$$

Die Koeffizienten  $k_h$  und  $k_w$  sind materialabhängig, ebenso wie der Exponent  $x$ , für den üblicherweise Werte von 1,6...2 gelten.  $\delta$  bezeichnet die Blechdicke.

Die Gesamtverluste  $P_{Fe}$  des Transformator Kerns ergeben sich demnach bei Kenntnis des Gesamtmasse des Kerns zu

$$P_{Fe} = v_{Fe} \cdot m_{Fe}.$$

**Bild 4** zeigt beispielhaft die Verlustkennlinie eines 0,27 mm dicken Elektroblechs. Abhängig von der Verarbeitung während der Produktion (warm oder kalt gewalzte Bleche), der Additive und auch der Oberflächenbehandlung gibt es zwischen verschiedenen Blechtypen Unterschiede hinsichtlich der Verluste bei Nenninduktion.



**Bild 4** Spezifische Verlustleistung von Transformatorblech der Dicke 0,27 mm in Abhängigkeit von der Induktion.

## 4 Modellierung und Simulation

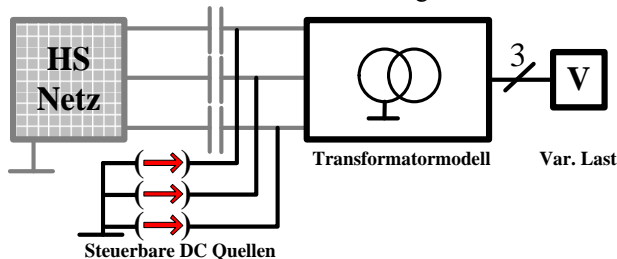
Um die Effekte einer Gleichstromüberlagerung auf einen Leistungstransformator nachzubilden, wird ein Simulationsmodell benötigt welches die elektrischen und den magnetischen Eigenschaften des Betriebsmittels ausreichend berücksichtigt. Dafür soll in der Modellbildung der Transformator so abgebildet werden, dass einzelne Phasen mit unterschiedlichen Gleichströmen beaufschlagt werden können, um den im ersten Kapitel zu erwarteten unsymmetrischen DC-Belastungen Rechnung zu tragen.

Besonderes Augenmerk liegt in der Modellierung des magnetischen Kernmaterials. Aufgebaut ist das Modell in Matlab Simulink, welches sich für die magnetische Modellierung unter Verwendung von Magnetisierungskennlinien als geeignet erwiesen hat [11]. Die Simulation läuft im Zeitbereich mit variabler Schrittweite.

### 4.1 Elektrisches Modell

**Bild 5** zeigt den prinzipiellen dreiphasigen Aufbau des elektrischen Modells. Das verwendete Hochspannungsnetzmodul dient zur Bereitstellung der dreiphasigen Betriebsspannung. Eine kapazitive Entkopplung verhindert das Abfließen von DC Strömen über die niederohmig geerdete Netznachbildung. Für jede Phase des Transformators ist ein parametrisierbare Gleichstrom einstellbar, der über die Oberspannungswicklung in den geerdeten Sternpunkt abfließt. Im elektrischen Transformatormodell wird

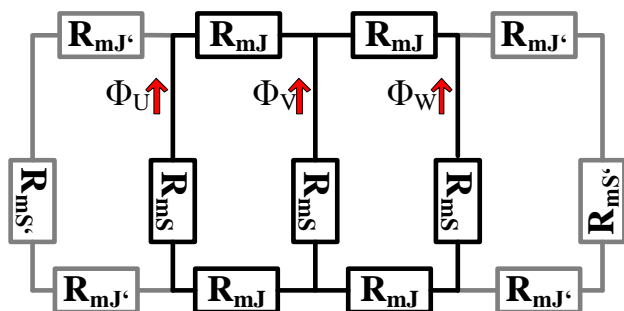
für jede Phase der DC Strom mit einer Shuntmessung über der Hauptimpedanz gemessen. Gemäß dem Induktionsgesetz ergeben sich aus dieser Spannung die eingepprägten magnetischen Flüsse  $\phi_{U,V,W}$ , die dem magnetischen Modell des Transformators übergeben werden.



**Bild 5** Vereinfachtes drephasiges Modell zur variablen DC Beaufschlagung einzelner Phasen. Kapazitäten als DC Block zum Netz, Abschluss der US-Seite mit dreiphasiger, variabler Last.

## 4.2 Magnetisches Modell

Das Modell des Aktivteils des Transformators ist aus einzelnen Elementen aufgebaut: Die Schenkel mit den Wicklungen und die Jochverbindungen werden durch magnetische Widerstände abgebildet, siehe **Bild 6**. Dabei sind die Jochwiderstände  $R_{mJ}$  und Schenkelwiderstände  $R_{mS}$  gemäß ihren geometrischen Abmessungen und Gewichtsanteilen des zu simulierenden Transformators dimensioniert. Nicht dargestellt sind die magnetischen Widerstände der Streuflüsse.

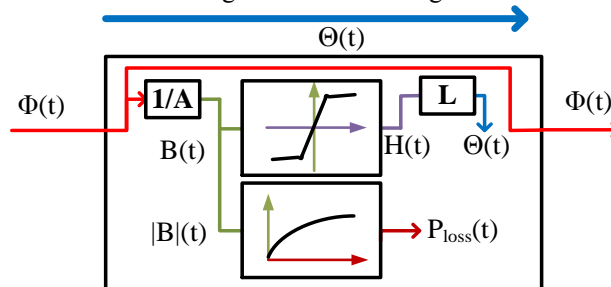


**Bild 6** Magnetisches Ersatzschaltbild des Kerns für Drei- und Fünfschenkel (zusätzliche Elemente in grau). Dargestellt sind die magnetischen Widerstände der Schenkel  $R_{mS}$  und der Joche  $R_{mJ}$ , sowie die zusätzlichen Elemente  $R_{mS'}$  und  $R_{mJ'}$  für die Rückflussschenkel des Fünfschenkeltransformators.

Durch die vom elektrischen Modell eingepprägten magnetischen Flüsse  $\phi_{U,V,W}$  der Phasen ergibt sich über die magnetischen Widerstände ein Abfall der Durchflutung  $\Theta$ . Der Aufbau eines magnetischen Widerstandelementes ist in **Bild 7** dargestellt. Um die Nichtlinearität und Sättigungseffekte untersuchen zu können, weisen die magn. Widerstände ein flussabhängiges  $\mu_r$  auf. Dafür wird in jedem Element  $R_m$  die Magnetisierungskennlinie des Kernmaterials hinterlegt. Aus dem magnetischen Fluss, der durch den Widerstand hindurchfließt wird über den Kernquerschnitt  $A$  die Flussdichte  $B$  berechnet. Über die Kennlinie ergibt sich die magnetische Feldstärke  $H$ , aus der sich über die Länge  $L$  des Kernabschnitts die Durchflutung  $\Theta$  ergibt. Aus der gesamten Durchflutung eines Schenkels kann dann über das Ampèresche Gesetz der resultierende Strom  $I(t)$  auf Ober- und Unterspannungsseite berechnet werden gemäß

$$\Theta(t) = I(t) \cdot N$$

wobei  $N$  die Windungszahl der Wicklung ist.



**Bild 7** Modell eines magnetischen Widerstandes mit hinterlegter Magnetisierungs- und Verlustkennlinie. Berechnung des Abfalls der Durchflutung  $\Theta(t)$  als Funktion des magnetischen Flusses  $\phi(t)$ .

Die Rückkopplung des gesamten Modells geschieht wieder über den Spannungsabfall, den der errechnete Strom im ohmschen Teil der Hauptimpedanz verursacht (Shuntmessung).

## 4.3 Verlustberechnung

Die aus der Epsteinmessung bekannte Verlustkennlinie des Elektroblechs ist ebenfalls in jedem magn. Widerstandselement hinterlegt. Aus dem Betrag der magnetischen Flussdichte ergibt sich daraus der anteilige momentane Ummagnetisierungsverlust gemäß der dem Widerstandselement zugeordneten Masse. Aus der Feldverteilung im gesamten Kern folgen daraus die Wirkungsverluste in Joch und Schenkeln sowie aus deren Summe die Gesamtverluste des Kernmaterials. Diese werden über mehrere Perioden gemittelt und repräsentieren die mittleren Verluste.

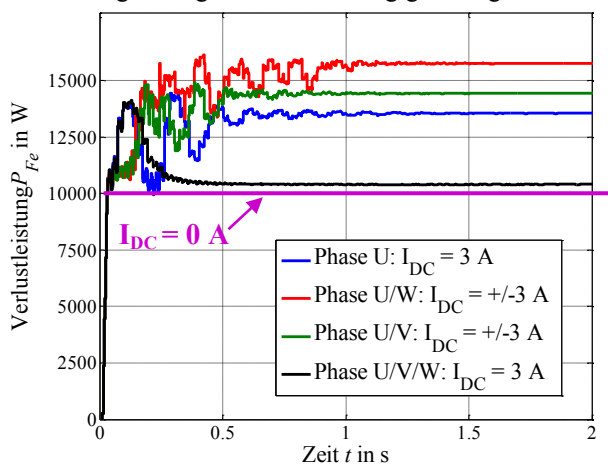
## 5 Simulationsergebnisse

Mit dem Modell werden reale Drei- und Fünfschenkeltransformatoren verschiedener Leistungsklassen auf ihre zu erwartenden zusätzlichen Verluste (zusätzliche Erwärmung) bei verschiedenen DC-Belastungen untersucht.

### 5.1 Modellbewertung

Um das Modell zu validieren, werden die gemessenen Leerlaufverluste der Transformatoren herangezogen. Im Idealfall sollten gemessene und simulierte Werte in einem gemeinsamen Vertrauensintervall liegen. Prinzip bedingt sind die tatsächlichen Leerlaufverluste eines Transformators immer etwas höher anzusetzen als die errechneten Materialverluste. Grund hierfür ist vor allem die komplexe Kernblechung an den Verbindungen zwischen Schen-

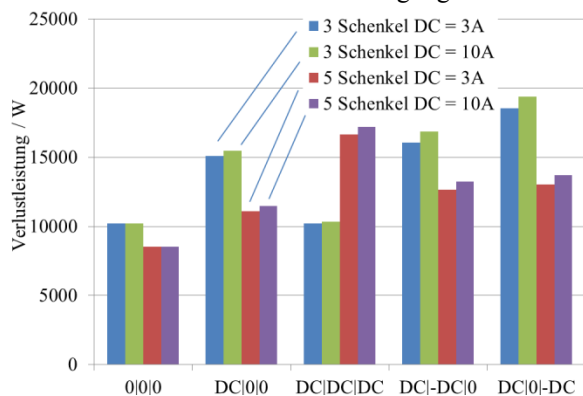
keln und Jochen, die besonders bei modernen Elektroblechen mit Vorzugsrichtung zu höheren Verlusten führt. Beschrieben wird dieser Umstand mit dem so genannten Building Factor [12]. Obligat und zweiter Faktor der Bewertung ist zusätzlich das Konvergieren der Simulation gegen einen stabilen Endwert mit als auch ohne DC Beeinflussung. **Bild 8** zeigt eine stabile Simulation nach kurzem Einschwingen. Die Stabilitätsuntersuchungen werden anhand des betrachteten des 30 MVA Transformatoren durchgeführt. Sowohl unter Leerlauf Bedingungen als auch für verschiedene Gleichstrombeaufschlagungen stellt sich immer ein stabiler Zustand ein, auch wenn die Einschwingdauer gleichstromabhängig ansteigt.



**Bild 8** Simulation der Kernverluste bei Leerlauf und unterschiedlichen Gleichstrombeaufschlagungen Simulation konvergiert nach 1,2 s.

### 5.2 Simulationsergebnisse

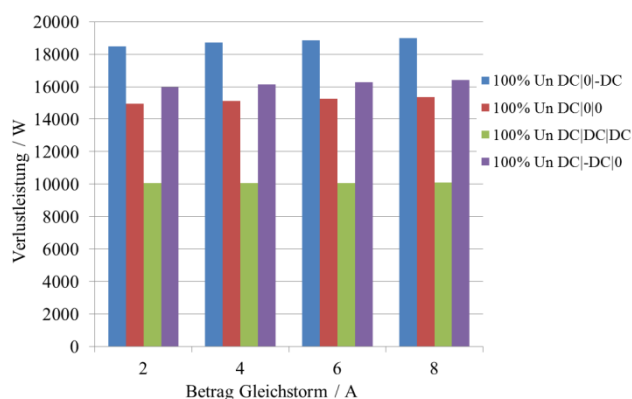
Ausgehend von dem beschriebenen Simulationsmodell werden zwei Transformatormodelle untersucht: ein 30 MVA 115 / 10,5 kV Dreischenkeltransformator der Schaltgruppe YNyn0 für den auch ein generisches Fünfschenkelmodell mit zusätzlichen Rückflussschenkeln mit entsprechend höherer Kernmasse erstellt wird. Für beide Varianten wird das Modell hinsichtlich Elektroblechcharakteristiken und Kernmassen parametrisiert. Die Simulationen werden ohne angeschlossene Last im Leerlauf durchgeführt. **Bild 9** zeigt links die Leerlaufverluste und Szenarien der Gleichstrombeaufschlagung auf die Phasen.



**Bild 9** Vergleich von 3 Schenkel und 5 Schenkeltransformator bei Leerlauf und verschiedenen Szenarien. X-Achse: DC in einzelnen Phasen U|V|W.

Erkennbar sind im Leerlauf die leicht geringeren Verluste beim Fünfschenkeltransformator, was auf das höherwertige Elektroblech zurückzuführen ist. Beide Simulationen weisen einen recht hohen Buildingfaktor von 20% bis 30% auf. Bedingt durch die unterschiedliche Kerngeometrie und -masse werden die Transformatoren durch die gleiche DC Beaufschlagung verschieden belastet. Erkennbar ist, dass der Dreischenkler bei gleicher DC Belastung aller Phasen fast die gleichen Wirkverluste zeigt wie im DC freien Fall, was sich mit einer destruktiven Superposition der Gleichflüsse erklären lässt. Aufgrund der zusätzlichen Rückflussschenkel können sich im gleichen Szenario beim Fünfschenkel die DC Ströme nicht kompensieren und führen zu erheblich höheren Verlusten. In allen anderen Szenarien ist das Fünfschenkeldesign vorteilhaft gegenüber dem Dreischenkel.

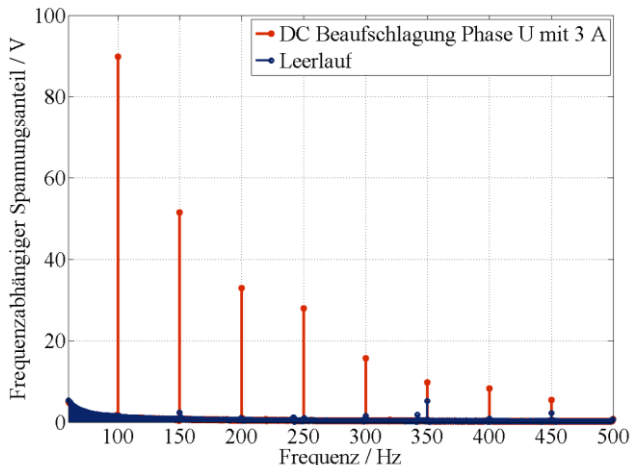
Im nächsten Schritt werden die Auswirkungen verschiedener Werte für den Gleichstrom untersucht. **Bild 10** zeigt die betrachteten Szenarien bei 2, 4, 6 und 8 Ampere DC.



**Bild 10** Vergleich unterschiedlich starker DC Werte bei verschiedenen Szenarien (3 Schenkel Transformator).

Der Betrag des DC Stroms scheint verglichen mit der phasenbezogenen Einspeisung eine geringe Rolle zu spielen. Vorangegangene Simulationen zeigen ein ähnliches Verhalten bei DC Beaufschlagungen gleicher Größenordnung [8]. Untersuchungen mit wesentlich größeren DC Werten erfordern noch genauere Untersuchungen, da u.a. die Elektrobleche nicht für beliebige Flussdichten charakterisiert sind. Einen großen Einfluss hat eine veränderliche Betriebsspannung. Bei Betrieb mit 105% bzw. 110% Nennspannung  $U_N$  steigen die Verluste um 10% bis 22%. Die Gleichstrombeaufschlagung zeigt auch Auswirkungen auf den Oberwellengehalt der Spannung. **Bild 11** zeigt den Vergleich der 2. bis 9. Harmonischen auf Phase U mit und ohne Gleichstrom. Betrachtet wird wieder der 3-Schenkeltransformator, der bei Nennspannung  $U_N=110$  kV betrieben wird. Dargestellt in blau ist der vernachlässigbare Frequenzgang der Oberwellen im Leerlauf. Die gesamte harmonische Verzerrung (engl. Total Harmonic Distortion, THD) liegt unter einem Promille. Bei DC Belastung (Bild 11, rot) entstehen Oberwellen als Harmonische der Grundfrequenz. Die größte Amplitude weist die erste Harmonische auf mit einer Amplitude von ca. 90 V (Sternspannung). Höhere Harmonische zeigen fallende Amplituden, ab der 9. Harmonischen ist der Einfluss vernachlässigbar.

Insgesamt erhöht sich die Verzerrung ca. um den Faktor 16 auf etwa 2,6%. Abhängig von der Verteilung der DC Ströme auf die Phasen und deren Amplitude sind unterschiedliche harmonische Anteile zu erwarten. Die harmonischen der Ströme in Phase U zeigen ein ähnliches Verhalten. Im Leerlauf liegt die gesamte harmonische Verzerrung THD bei etwa 2%, unter DC Einfluss sind es 4,9% (Gleichstromanteil in THD eingerechnet). Einen Sonderfall (und worst case) stellen Szenarien dar, bei denen durch DC eine magnetische Sättigung der Elektroleche auftritt, was durch den Zusammenbruch der Hauptinduktivität führt und damit sehr hohe THD Werte durch transienten Stromanstiege zu erwarten sind.



**Bild 11** Vergleich des Oberwellanteils der Spannung an Phase U im Leerlauf und bei Beaufschlagung mit 3 A.

## 6 Schlussfolgerungen

Zur Steigerung der Kapazität der Transportnetze stellt das Overlay Konzept eine leistungsfähige Möglichkeit dar. Die Aufrüstung bestehender Hochspannungstrassen mit HGÜ-Leitungen bietet die Chance, den Netzausbau zügig umzusetzen, da kein zusätzlicher Eingriff in das Landschaftsbild notwendig ist und somit der Ausbau eine größere Akzeptanz erfährt.

Die Wechselwirkung von HGÜ und dreiphasigen Wechselspannungssystemen auf einer Trasse sind jedoch noch nicht abschließend untersucht. Durch die Parallelführung von HGÜ- und Drehstromleitungen im Transportnetz können Transformatoren mit Gleichströmen belastet werden, welche über die Sternpunkte der Transformatoren am Ende der Freileitungen abfließen und dort zu zusätzlichen unerwünschten Verlusten führen. Eine Abschätzung über die Größenordnung eines resultierenden Gleichstromes im dreiphasigen System ist gegenwärtig aufgrund fehlender Betriebserfahrung schwierig. Die vorgestellten Simulationen jedoch, dass bereits kleine Gleichströme die Verluste erhöhen. Im Hinblick auf die lange Betriebsdauer von Leistungstransformatoren können diese negative Auswirkungen auf die Betriebsmittellebensdauer haben.

Die vorgestellte Simulation basiert auf einem MATLAB Simulink-Modell und leistet die Berechnung der Verluste in Abhängigkeit unterschiedlicher Gleichstrombelastungs-

fälle. Dabei wird der magnetische Kern inklusive der materialabhängigen Kennlinien der Elektroleche nachgebildet und es können unterschiedliche Belastungsfälle, Beschaltungsarten und Aktivteilausführung des Transformators behandelt werden. Die Untersuchungen zeigen, dass die zusätzlichen Verluste von vielen Parametern beeinflusst werden. Signifikanten Einfluss hat die Verteilung der Gleichströme auf die einzelnen Phasen, was im untersuchten Fall einen Unterschied von bis zu 200% ausmacht. Gleichzeitig unterscheiden sich die Ergebnisse abhängig von der Ausführung des Transformatoraktivteils (drei- oder fünf Schenkelvariante) erheblich. Eine pauschale Bewertung der Verluständerung kann daher nicht vorgenommen werden, es ist immer eine Betrachtung des Einzelfalls durch eine detaillierte Modellierung des jeweiligen Transformators notwendig.

## 7 Ausblick

Weiterführende Untersuchungen müssen klären, in welcher Größenordnung Gleichstrombelastungen in Abhängigkeit weiterer Parameter wie beispielsweise der Leitungslänge der HGÜ-Strecke oder der Mastform liegen. Auch der Einfluss von Umwelteinflüssen wie die Luftfeuchtigkeit, Niederschlag und Wind muss noch untersucht werden.

Die bisher durchgeführten Feldsimulationen müssen durch repräsentative Messungen unter realistischen Bedingungen validiert werden. Auch stellt sich weiterhin die Frage, ob eine teilweise Kompensation der Gleichstrombeaufschlagung möglich ist, was beispielsweise durch zyklisches Vertauschen der Drehstromphasen auf der Trasse realisiert werden könnte.

Verlustsimulationen der Transformatoren bedürfen ebenfalls der Validierung durch geeignete Versuchsreihen. Das Thema Betriebsmittellebensdauer durch Gleichstrombelastung sollte in Zusammenhang mit diagnostischen Verfahren und Betriebsmittel-Monitoring ebenso berücksichtigt werden.

Durch die Nichtlinearität der Hysterese mit steigender (unsymmetrischer) Induktion entstehen Oberwellen bei Strom- und Spannung. Das Ausmaß und die Folgen dieser noch nicht abschätzbaren Netzrückwirkungen im Übertragungsnetz bedürfen ebenfalls genauer Betrachtung.

Durch die Gleichstrombelastung ist auch mit veränderlichen Geräuschemission zu rechnen: Neben einer reinen Geräuscherhöhung [8] ist eine wesentliche Veränderung des Frequenzspektrums zu erwarten [9], zu rechnen ist mit zusätzlichen Subharmonischen und Zwischenharmonischen der mechanischen Grundfrequenz (welche der doppelten Netzfrequenz entspricht). Hierzu bedarf es einer Modellerweiterung um eine unsymmetrische Magnetostraktion innerhalb der Elektroleche.

## 8 Literatur

- [1] Deutsche Energie Agentur, DENA Netzstudie II Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025, Deutschland, 2011.
- [2] J. Lundkvist, I. Gutman, L. Weimers, „Feasibility Study for Converting 380 kV AC lines into hybrid AC/DC line,“ in *EPRI High Voltage Direct Current & Flexible AC Transmission Conference*, Westminster, CO USA, November 2009.
- [3] VDE-Studie, Stromübertragung für den Klimaschutz. Potentiale und Perspektiven einer Kombination von Infrastrukturen, VDE ETG, Juni 2011.
- [4] Cigre Working Group 36.01, „Interferences Produced by Corona Effects of Electric Systems,“ Cigre, Paris, 1966.
- [5] P. Maruvada, S. Drogi, „Field and Ion Interactions of Hybrid AC/DC Transmission Lines,“ in *IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 3, No. 3*, July 1988.
- [6] P. Maruvada / Hydro Québec, „Corona generated Space Charge Environment in the Vicinity of HVDC Transmission Lines,“ in *IEEE Transactions on Electrical Insulation Vol. EI-17 No.2*, 1982.
- [7] U. Straumann, C.Frank, „Ion-Flow Field Calculations of AC/DC Hybrid Transmission Lines,“ in *IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 28, No. 1*, January 2013.
- [8] M.Heindl, M. Beltle, S. Tenbohlen, U. Sundermann, F. Schatzl, „Betriebsverhalten von Leistungstransformatoren in Hybridnetzen,“ in *VDE Smart-Grid Kongress*, Stuttgart, 2012.
- [9] M. Heindl. M. Beltle, M. Reuter, D.Schneider, S. Tenbohlen, D. Oyedokun. T. Gaunt, „Investigation of GIC related Effects on Power Transformers using Modern Diagnostic Methods,“ in *International Symposium on High Voltage Engineering*, Hannover, 2011.
- [10] R. KÜchler, Die Transformatoren, 2. Auflage, Heidelberg: Springer Verlag, 1966.
- [11] S. Casorio, P. Prunelle, G. Sybille, „Hysteresis Modeling in the Matlab / Power System Blockset,“ in *Mathematics and Computers in Simulation Vol. 63 Issues 3-5*, 2003.
- [12] S. Kulkarni, S. Khaparde, Transformer Engineering, New York, Basel: Marcel Dekker Inc., 2004.