

Optimale Sternpunktbehandlung in Offshore-Windparks

Optimal neutral earthing in offshore wind farm grids

Dipl.-Ing. Robert van de Sandt, Universität Duisburg – Essen, Duisburg, Deutschland, Robert.vandesandt@uni-due.de
Dipl.-Ing. Jakob Löwen, E.ON Netz GmbH, Bayreuth, Deutschland, Jakob.Loewen@eon-energie.com
Prof. Dr.-Ing. habil. István Erlich, Universität Duisburg – Essen, Duisburg, Deutschland, István.Erlich@uni-due.de

Kurzfassung

Die Besonderheit von Offshore-Windparks liegt in der erschwerten Wartung und Instandsetzung. Dadurch, dass die Anlagen auf See installiert sind und die Kabel unter Wasser liegen, sind Kosten- und Zeitaufwand für Kabelreparaturen erheblich größer als auf Land. Die Sternpunktbehandlung beeinflusst die Strom- und Spannungsbeanspruchung bei dem häufigsten einpoligen Fehler maßgeblich. Die starre, wirksame Sternpunktterdung führt zwar zu hohen Fehlerströmen, die Spannungsbeanspruchung während des Fehlers bleibt jedoch begrenzt. Durch den hohen Kurzschlussstrom kann der Fehler gut detektiert und das fehlerbehaftete Kabel selektiv in Schnellzeit abgeschaltet werden. Anhand von Beispielrechnungen zeigen die Autoren, dass einpolige Fehlerströme sowohl im Mittelspannungs-Windparknetz als auch auf der 110-(150)-kV-Strecke zum Land noch in einer vertretbaren Größenordnung bleiben, so dass die starre Sternpunktterdung eine optimale Variante für Offshore-Windparks darstellt.

Abstract

The maintenance of offshore wind farms is more complicated than those onshore. Especially the time effort and the cost of cable repairs are much larger than in classical distribution grids. The neutral earthing influences primarily the current and voltage stress during the most common fault, namely the single phase to ground fault. Effective grounding of the network leads to high fault currents, but the voltage stress is limited. Due to the resulting high current the fault is easy to detect and can be cleared quickly. Using simulation results, the authors show that for the medium voltage wind farm grid as well as for the 110-(150)-kV-transmission-link to the grid onshore, fault currents stay within acceptable limits (despite solid grounding). As a result, grounding the neutral solidly represents the most suitable neutral treatment for offshore wind farms.

1 Einleitung

In Deutschland sind mehrere mittlere bis große Offshore-Windparks geplant. Diese haben Leistungen von 25 MW bis zu ein paar Hundert MW [1]. In einem Offshore-Windpark sind die Windkraftanlagen in der Regel an ein Mittelspannungsnetz (33 oder 20 kV) angeschlossen. Diese Spannung wird dann typischerweise auf 110 oder 150 kV hochgespannt und die erzeugte Energie über ein oder mehrere Hochspannungskabel in das Übertragungsnetz abgeführt. Die in diesem Beitrag beschriebenen Untersuchungen wurden für einen Windpark mit 110-kV-Leistungsabführung durchgeführt. Aus diesem Grund wird nur über 110 kV gesprochen, obwohl die Ergebnisse bzw. Aussagen auch auf 150 kV übertragbar sind. Für die Verbindung mit dem übergeordneten 400-kV-Netz wird ein weiterer Transformator benötigt. Obwohl man auf diesen Transformator bei 110-kV-Kabelspannung und Einbindung in das 110-kV-Netz verzichten möchte, ist dies wegen der ausschließlich sternpunktcompensierten Fahrweise der 110-kV-Netze in der Küstenregion und durch den Anstieg des Kompensationsstromes, verursacht durch das 110-kV-Windparkkabel, kaum möglich. Der Transformator, welcher in diesem Fall die Übersetzung 115/115-kV besitzt, sorgt zusätzlich für die Trennung der Nullsysteme des Netzes und der Übertragungsstrecke. Im vorliegenden Beitrag wird die Sternpunktbehandlung sowohl des Offshore-Mittelspannungsnetzes, als auch der

Übertragungsstrecke zum Netz diskutiert. Um fundierte Aussagen über Fehlerströme und Spannungsbeanspruchungen treffen zu können, wurde ein realistischer Windpark nachgebildet und darin einpolige Erdfehler simuliert. Die Windenergieanlagen mit doppeltgespeisten Asynchronmaschinen wurden sehr detailliert modelliert, um den Anteil der Windkraftanlagen am einpoligen Fehler korrekt erfassen zu können [2], [3].

Besonders wichtig bei Offshore-Windparks sind die Störungsbehebungskosten und die deutlich längeren Ausfallzeiten im Vergleich zu onshore. Daraus ergeben sich andere Prioritäten als bei einem klassischen Mittelspannungsverteilnetz. Der Fehler muss möglichst auf ein Element beschränkt bleiben, wofür einerseits eine schnelle und selektive Abschaltung erforderlich ist und andererseits die Spannungsbeanspruchung der gesunden Phasen wirksam begrenzt werden muss. So darf ein einpoliger Erdkurzschluss im Offshore-Windpark nicht zu einem kaskadierenden Ausfall aller Maschinen führen oder andere Netzelemente gefährden.

2 Typische Konfiguration eines Offshore Windparks

Das Offshore-Windparknetz, dass im Folgenden betrachtet wird, gliedert sich, wie in **Bild 1** dargestellt, in zwei Teile: das 33-kV-Netz, an das die Windenergieanlagen

angeschlossen sind und das 110-kV-Netz, das die gesamte elektrische Leistung an Land transportiert. Für die Auslegung und Gestaltung des Netzes gibt E.ON einige Empfehlungen vor, die im Weiteren kurz beschrieben werden.

2.1 33-kV-Netz

Der Offshore-Transformator (115/33 kV) soll ab einer Windparkleistung von 100 MW als Dreiwickler mit zwei gleichen Mittelspannungswicklungen ausgeführt werden. Er soll eine hohe Kurzschlussspannung zwischen diesen Mittelspannungswicklungen (z. B. $u_k > 24\%$) aufweisen, wodurch Fehler in den einzelnen 33-kV-Teilnetzen wenig auf das benachbarte Teilnetz übertragen werden. Die Dreiwickler sollen eine Schaltgruppe YNd5d5 haben. Damit werden die Nullsysteme des 110-kV- und der 33-kV-Netze getrennt. Weiterer Vorteil liegt in der Symmetrierung der Spannungen bei ein- oder zweipoligen Fehlern außerhalb des 33-kV Netzbereiches. Auch die 3. und 9. Harmonischen werden über solch einen Trafo nicht übertragen. Durch diese Schaltgruppe besteht die Möglichkeit, auf der 110-kV-Seite den Sternpunkt zu erden, während auf den 33-kV-Ebenen zusätzliche Sternpunkte zum Erden geschaffen werden müssen.

Bei Windparks ab ca. 200 MVA sollen zwei Dreiwicklertransformatoren aufgestellt werden so dass insgesamt vier 33-kV-Netzinseln gebildet werden können.

2.2 110-kV-Netz

Der Land-Trenntransformator soll eine Schaltgruppe YnYn(d5) haben. Da Seekabel nur bis zu einer Nennspannung von 245 kV zurzeit zur Verfügung stehen, ist beim Anschluss an die 380-kV-Netze praktisch immer ein Transformator erforderlich. Dieser ist auch beim landsei-

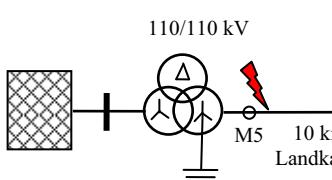
tigen Anschluss an 110-kV-Netze mit Sternpunkt kompen sation notwendig, da der kapazitive Erdschlussstrom der 110-kV-Übertragungstrecke zum Windpark für eine Kompensation im Landnetz zu groß wäre.

3 Alternativen der Sternpunktterdung

3.1 33-kV-Netz

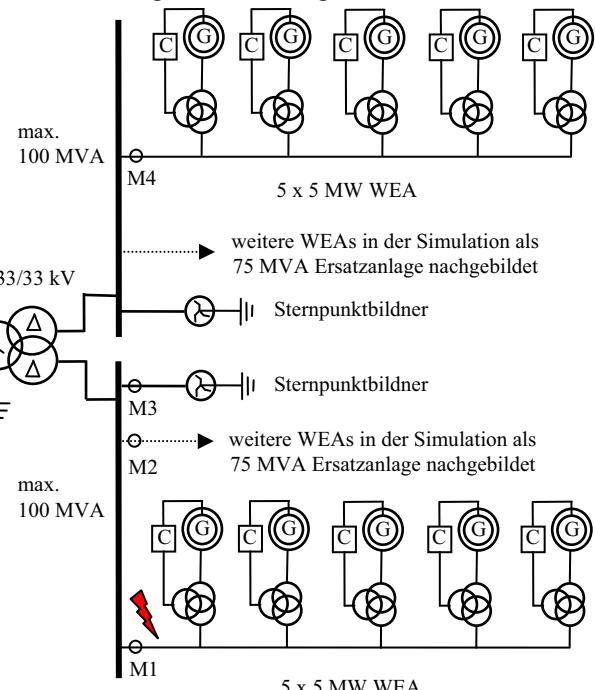
3.1.1 Direkte Erdung

Eine starre, direkte Erdung führt zu hohen Erdkurzschlussströmen. Dadurch ist eine selektive schnelle Fehlerabschaltung mit einem einfachen Schutzkonzept realisierbar. Die Höhe des Erdkurzschlussstromes kann durch Änderung der Transformator-Nullimpedanzen (Transformator mit evtl. einer zusätzlichen Impedanz im Sternpunkt), Anzahl der geerdeten Transformatoren sowie deren Lage im Netz beeinflusst werden. Dadurch ist eine Optimierung als Kompromiss zwischen Erdkurzschlussstrom und Wirksamkeit der Erdung (Erdfehlerfaktor) möglich. Sehr hohe Fehlerströme führen zu unnötigen Zerstörungen an der Fehlerstelle und auch die Kabel-Schirmströme nehmen u. U. unzulässige Werte an. Die Steuerung der Höhe des Erdkurzschlussstromes kann zum Teil auch über die Auslegung der Impedanz des Sternpunkt bildners erfolgen, der ohnehin erforderlich ist. Angestrebt werden sollte eine direkte Erdung ohne zusätzliche strombegrenzende Elemente im Sternpunkt. Dabei gilt der Grundsatz: Erdfehlerfaktor soweit wie möglich unter 1,4 und den Erdkurzschlussstrom so klein wie nötig (vertretbar) halten. Welche Alternative für Offshore-Netze in Frage kommt, hängt von den konkreten Strom-



M1 – M4: Messstellen im 33-kV-Netz
M5 – M6: Messstellen im 110-kV-Netz

Bild 1 Windpark



und Spannungsverhältnissen ab, wobei sich die Beurteilungskriterien offshore von denen in Onshore-Netzen unterscheiden.

Die wirksame Sternpunktterdung hat folgende wesentliche Vorteile: schnelle (unter 150 ms) und selektive Abschaltung des Fehlers und dadurch geringe Energiezufuhr zur Fehlerstelle, geringe Spannungsbeanspruchung der Betriebsmittel.

3.1.2 Isolierter Sternpunkt

Der isolierte Sternpunkt stellt keine realistische Alternative dar. Die verwendeten 33-kV-Kabel haben einen kapazitiven Erdschlussstrom von ca. 3,6 A/km. Bei einer gesamten Kabellänge von ca. 25 km pro Mittelspannungsnetz ergibt sich ein $3,6 \text{ A/km} * 25 \text{ km} = 90 \text{ A}$ Erdschlussstrom. Dieser Wert ist wesentlich größer als in den Normen für isoliert betriebene Netze zugelassen [4]. Ein Erdfehler in diesem Netz wäre nicht eindeutig detektierbar und somit nicht in Schnellzeit abschaltbar. Die hohe Spannungsbeanspruchung (Erdfehlerfaktor 1,73) während der möglicherweise lange andauernden Phase mit einem einpoligen Fehler gefährdet das gesamte Netz. Auch unter Beachtung der extremen transienten Spannungsbeanspruchung bei einem Erdfehler ist der isolierte Sternpunkt im 33-kV-Windparknetz nicht zu empfehlen. Als einziger scheinbarer Vorteil wäre zu nennen, dass bei dieser Lösung kein Sternpunktgebilde auf der 33-kV-Seite erforderlich wäre.

3.1.3 Erschlusskompensation mit Petersenspule

Die Vorteile der Resonanzsternpunktterdung sind allgemein bekannt [5]. Jedoch sind diese in einem Kabelnetz, das außerdem unter Wasser verlegt liegt, wenig relevant. Der geringe Fehlerstrom mit einem kleinen Wirkrestanteil lässt sich schlecht detektieren und orten. Damit ist eine selektive Schnellabschaltung der fehlerbehafteten Anlagenteile unmöglich und ein Warten auf Selbstheilung der Fehlerstrecke macht hier wenig Sinn. Zusätzlich besteht während der gesamten Fehlerdauer die Gefahr für Folgefehler durch den hohen Erdfehlerfaktor von ca. 1,73. Gegenüber dem isolierten (nicht vorhandenen) Sternpunkt wäre bei Erdschlusskompensation ein Sternpunktgebilde wie bei direkter wirksamer Erdung erforderlich.

3.2 110-kV-Netz

Auch für die Übertragungsstrecke zum Land kommt nur eine wirksame Erdung in Frage. Das heißt, beide vorhandene 110-kV Sternpunkte sollten impedanzlos und nicht schaltbar mit der Erdungsanlage verbunden werden. Damit wird ein kleiner Erdfehlerfaktor von ca. 1,1 (siehe Simulationsergebnisse) erreicht und eine Gefährdung der Seekabel bei solchen Fehlern so gut wie ausgeschlossen. Eine beidseitige Erdung der Sternpunkte ist notwendig, um zu vermeiden, dass bei einer kaskadierenden Abschaltung eines Fehlers, zuerst von einer und danach von der anderen Seite, kurzzeitig ein isoliertes Netz entsteht. Außerdem würde bei einseitiger Erdung der Sternpunkte der Erdfehlerfaktor auch schon während des Fehlers höher,

bei ca. 1,3 liegen. Das Schutzkonzept bei einseitiger Erdung wäre aufwendiger und komplizierter, da der Nullstrom von einer Seite fehlt. Durch beidseitige starre Erdung der 110-kV- Sternpunkte wird eine Gefährdung der Seekabel bei Erdfehlern weitestgehend ausgeschlossen und die Fehler in Schnellzeit (unter 150 ms) geklärt.

4 Simulationsergebnisse

4.1. Untersuchte Varianten

In den Falluntersuchungen wurde ein Offshore-Windparknetz, bestehend aus zwei Teilnetzen, an einem Dreiwicklertransformator angeschlossen und zusammen mit der 110-kV-Übertragungsstrecke mit Anschluss an das Hochspannungsnetz im Zeitbereich simuliert. Als Simulationstool wurde DigSILENT/PowerFactory mit dreiphasiger Momentanwertberechnung verwendet und mit Integral bestätigt.

Im Mittelspannungsnetz wurde ein einpoliger Erdfehler der Phase L1, wie in Bild 1 gezeigt, simuliert. Dabei sind für die Nullimpedanz des Sternpunktgebilders 7 Ohm (nach Herstellerangaben pro Phase; im Nullsystem-Ersatzschaltbild tritt diese Impedanz mit dem dreifachen Wert auf) angenommen worden.

Im 110-kV-Übertragungsnetz wurden einpolige Erdfehler in Phase L1 sowohl am Anfang als auch am Ende des Kabels simuliert. Hier wurde auch untersucht, welche Auswirkungen ein offener Sternpunkt auf der 110-kV-Windparkseite hätte.

4.2 33-kV-Netz

Der Fehler tritt bei $t = 0,05 \text{ s}$ auf und wird bei $t = 0,2 \text{ s}$ wieder abgeschaltet. Bild 2 zeigt Ströme und Spannungen an den in Bild 1 gezeigten Messstellen (M1-M4) im fehlerbehafteten Mittelspannungsnetz. Aus Bild 2 a) ist ersichtlich, dass die Spannungserhöhung der gesunden Phasen während des Fehlers ca. das 1,45-fache beträgt. Damit ist mit einer solchen Konstellation das Ziel, die Spannungsbeanspruchung gering zu halten, erreicht.

Der Strom im fehlerhaften Kabel (M1), Bild 2 b), liegt mit 1,96 kA Effektivwert in einer akzeptablen Größenordnung, sowohl für die Erkennung des Fehlers, als auch für die Belastbarkeit des Kabels.

Die Ströme der 75-MVA-Windenergieanlagen, gemessen an der Stelle M2, die als eine Ersatzanlage am fehlerfreien Strang angeschlossen ist, zeigt Bild 2 c). Diese Ströme haben die gleiche Charakteristik wie die Ströme der Windenergieanlagen am fehlerbehafteten Strang, die deshalb nicht gezeigt werden. Das Nullsystem der Maschinen ist nicht dargestellt, da es fast nicht vorhanden ist. Aufgrund der gewählten Schaltgruppe der WEA-Transformatoren und der Umrichtertechnologie liefert der WEA-Strang keinen nennenswerten Nullstrom auf der 33-kV-Seite.

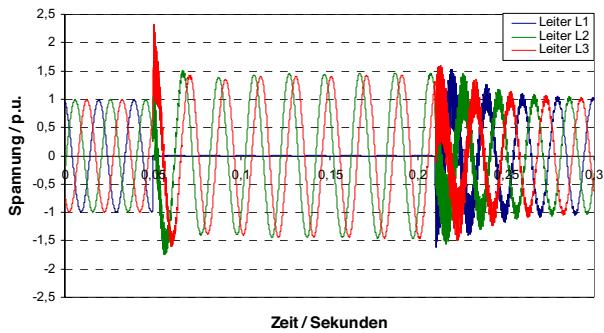
Der Fehlerstrom, im Bild 2 d) dargestellt als $3*Io$ am Sternpunktgebilde, Messstelle M3, erreicht bei der gewählten Sternpunktterdung mit 7 Ohm einen Effektivwert von ca. 2,0 kA und eine Einschaltspitze von ca. $i_p = 3,0 \text{ kA}$. Beides sind Werte, die bei der Auslegung der Anlage be-

rücksichtigt werden müssen. Bei Einhaltung einer Abschaltzeit von $t = 150$ ms sind die Folgen des Fehlers als klein anzunehmen.

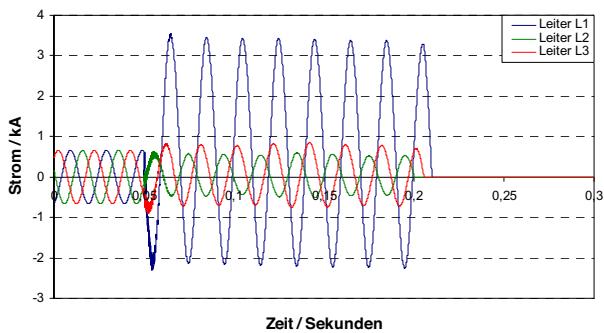
Die Nullsystemspannung in Bild 2 e) an der Sammelschiene beträgt aufgrund der vorhandenen Erdung 0,75 p.u..

Die Spannungen im fehlerfreien 33-kV-Teilnetz, die in Bild 2 g) dargestellt sind, sinken auf ca. 80 %.

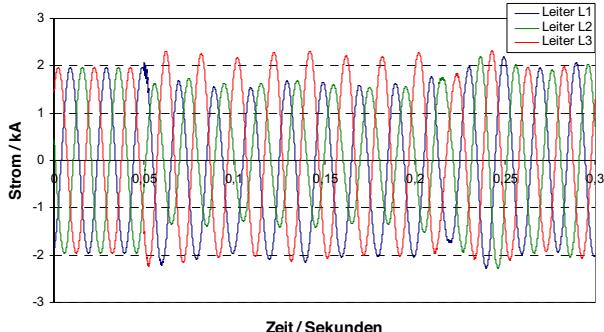
a) Phasenspannung an SS



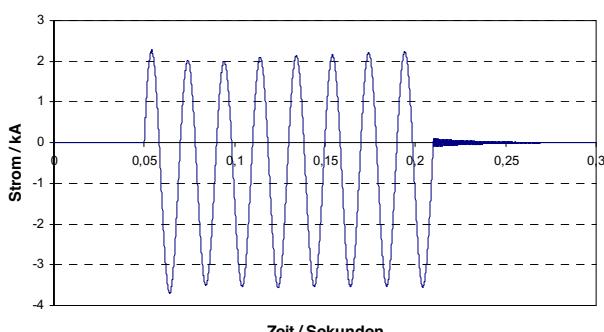
b) Strom SS-seitig



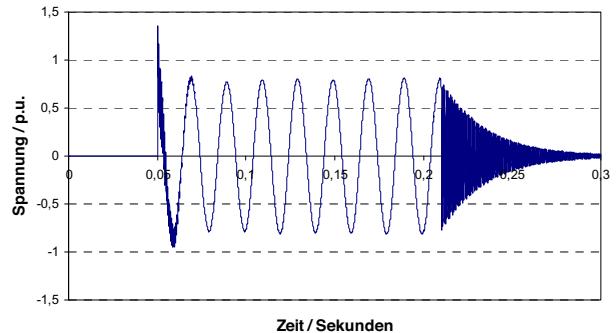
c) Ströme der Ersatz-WEA



d) $3 \cdot I_0$ am Sternpunktbildner



e) Nullsystem-Spannung an SS



f) Spannung an SS im fehlerfreien Teilnetz

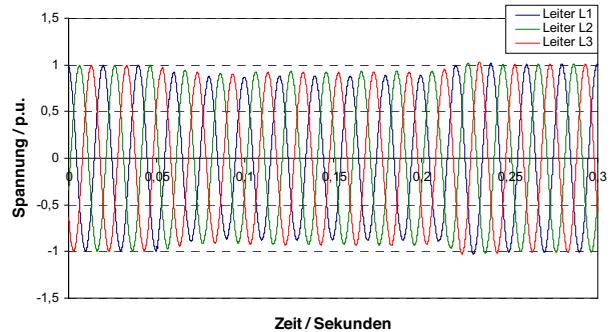


Bild 2 Ströme und Spannungen im 33-kV-Netz bei einem einpoligen Fehler nach Bild 1 (Messstellen M1-M4)

4.3. 110-kV-Netz

Im 110-kV-Netz wurde ein Erdfehler in Phase L1 sowohl in der Nähe des Onshore-Transformators, als auch in der Nähe des Offshore-Transformators, wie in Bild 1 gezeigt, simuliert. Für die Fehlerstelle in der Nähe des Offshore-Transformators wurde auch der Fall für einen isolierten Sternpunkt am Offshore-Transformator betrachtet. In allen Fällen ist der Ladestrom der Übertragungsstrecke zu 80 % durch Drosselspulen an beiden Enden des Kabels auskompenziert.

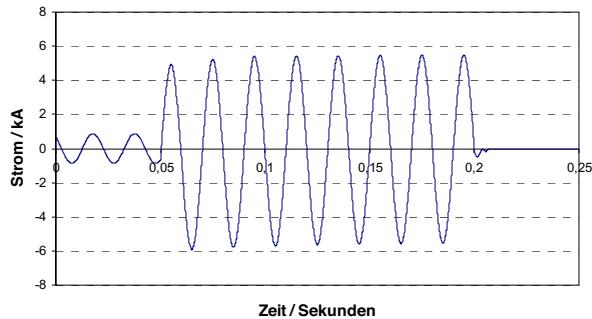
Im ersten, im Bild 3 dargestellten Fall, ist die Fehlerstelle onshoreseitig und die Leistungsschalter sind gleichzeitig beidseitig nach 150 ms Fehlerdauer geöffnet worden. Der Fehlerstrom, in Bild 3 b) dargestellt, hat einen Effektivwert von ca. 4 kA und wird von Land- und Seeseite her gespeist. In diesem Fall kommt der größere Anteil von der Landseite. Der Leiterstrom im fehlerbehafteten Leiter, in Bild 3 a) dargestellt, hat einen Effektivwert von 3,7 kA. Der Leiterstrom WEA-seitig hat in der ersten Periode nach Fehlereintritt einen Scheitelwert von 1,32 kA. Dieser wird jedoch durch die Umrichterregelung bereits in der nächsten Periode wesentlich abgesenkt und der quasistationäre Leiterstrom der fehlerbehafteten Phase WEA-seitig beträgt nur noch 0,6 kA Effektivwert, welcher nicht wesentlich mehr als der Laststrom ist. Der Verlauf des Stromes, Bild 3 c), zeigt nach dem ersten Scheitelwert ein Absinken der Amplitude und dann einen langsam geregelten Anstieg. Dieses Verhalten wird mit den herkömmlichen Kurzschlussstromberechnungstools nicht erfasst. Deshalb zeigt die Gegenüberstellung der Ergebnisse in Tabelle 1 bei den Strömen WEA-seitig erhebliche Unter-

schiede. Der Erdfehlerfaktor, wie an den Spannungen in Bild 3 d) zu sehen, beträgt während des Fehlers ca. 1,1.

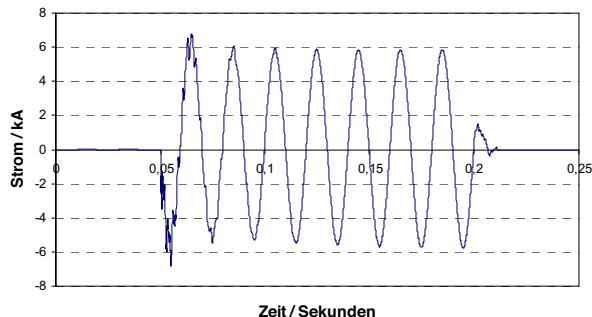
Fehlerstelle	Quasistationäre Fehlerstromberechnung mit Vorbelastung	Effektivwert des quasistationären Fehlerstromes nach EMT-Simulation
<i>Fehlerstrom landseitig</i>		
onshore	3,8 kA	3,7 kA
offshore	2,2 kA	2,3 kA
<i>Fehlerstrom WEA-seitig</i>		
onshore	1,1 kA	0,6 kA
offshore	2,2 kA	1,1 kA
<i>Fehlerstrom an der Fehlerstelle</i>		
onshore	4,5 kA	4,2 kA
offshore	4,2 kA	3,7 kA

Tabelle 1 Fehlerströme nach unterschiedlichen Simulationsmethoden

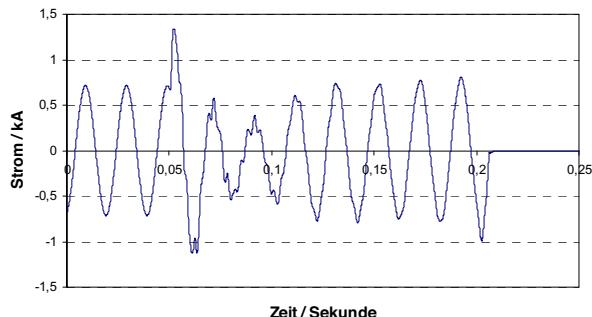
a) Strom im fehlerbehafteten Leiter landseitig



b) Fehlerstrom an der Fehlerstelle



c) Strom im fehlerbehafteten Leiter WEA-seitig



d) Spannungen an der Fehlerstelle

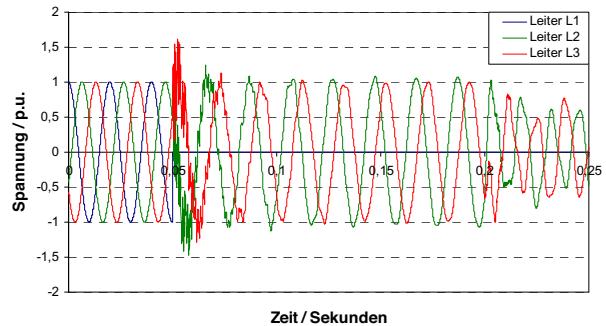


Bild 3 Ströme und Spannungen im 110-kV-Netz bei einem einpoligen Fehler onshore-seitig nach Bild 1 (Beide Transformatorsternpunkte wirksam geerdet und beidseitig gleichzeitig abgeschaltet, Messstellen M5 und M6)

Für den nicht idealen Fall der gleichzeitigen Abschaltzeiten wurde für die Fehlerstelle offshoreseitig der Spannungsverlauf für einen starr geerdeten Offshore-Transformatorsternpunkt und auch für einen isolierten Offshore-Transformatorsternpunkt berechnet. In beiden Fällen wird landseitig nach 150 ms Fehlerdauer und nach weiteren 30 ms auch WEA-seitig abgeschaltet.

Beim starren Sternpunkt bricht die Spannung, in **Bild 4** gezeigt, nach dem einseitigen Abschalten ein und nachdem der zweite Leistungsschalter offshoreseitig auch geöffnet ist, tritt eine Resonanz zwischen Kompensationsspule und Leitungskapazität auf, die aber keine Spannungserhöhung über die Nennspannung der Anlage mit sich bringt.

Ist der Sternpunkt offshoreseitig isoliert, geht die wirksame Erdung verloren, sobald der Leistungsschalter landseitig geöffnet wird. Die Spannungen, gezeigt in **Bild 5**, steigen direkt an auf den Erdfehlerfaktor des isolierten Netzes von 1,73 und nach dem endgültigem Abschalten, offshoreseitig, tritt eine mehrfache Überspannung durch Resonanz zwischen Kompensationsspule und Leitungskapazität auf.

Spannungen an der Fehlerstelle

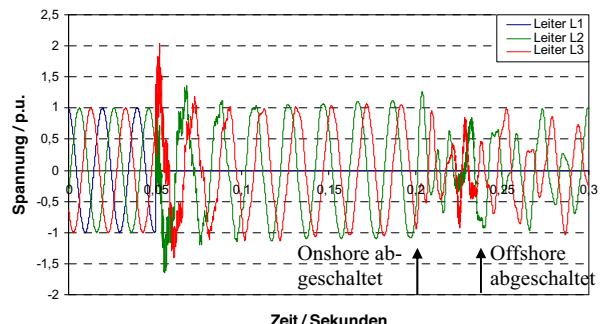


Bild 4 Spannungen im 110-kV-Netz an der Fehlerstelle bei einem einpoligen Fehler WEA-seitig nach Bild 1 (Transformatorsternpunkt landseitig und WEA-seitig starr geerdet, Fehlereintritt bei $t = 0,05$ s, abschalten landseitig bei $t = 0,2$ s und WEA-seitig bei $t = 0,23$ s)

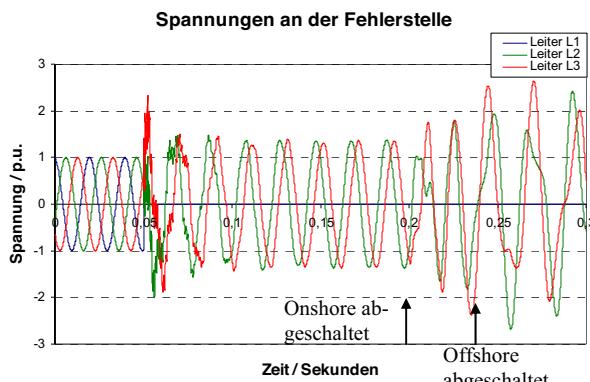


Bild 5 Spannungen an der Fehlerstelle bei einem einpoligen Fehler WEA-seitig nach Bild 1 (Transformatorsternpunkt landseitig geerdet, WEA-seitig isoliert, Fehlerereignis tritt bei $t = 0,05$ s, abschalten landseitig bei $t = 0,2$ s und WEA-seitig bei $t = 0,23$ s)

5 Schlussfolgerungen

Die Autoren empfehlen starre Sternpunktterdung sowohl für das Offshore-Windparknetz als auch für das 110-kV- bzw. 150-kV-Verbindungskabel.

Im 33-kV-Windparknetz können dadurch Erdfehlerfaktoren um 1,45 erreicht werden. Der einpolige Kurzschlussstrom liegt um 2,0 kA. Durch den hohen, aber noch akzeptablen Fehlerstrom ist eine schnelle und eindeutige Fehlerdetektion und -abschaltung möglich.

Die Sternpunktbehandlung durch einen Sternpunktbildner mit minimal möglicher Auslegungsimpedanz in der 33-kV-Hauptschaltanlage erfüllt zwar die Anforderungen an die Strom- und Spannungsbeanspruchung, aber mit einem Erdfehlerfaktor im Grenzbereich (um 1,45). Der Sternpunktbildner birgt jedoch ein weiteres Risiko in sich. Bei einem Ausfall wäre eine wirksame Erdung nicht mehr gegeben und eine schnelle automatische Umschaltung auf Ersatznullimpedanz dringend empfohlen. Als Notlösung könnte ein automatisches Zusammenschalten der beiden 33-kV-Teilnetze in Frage kommen. Dabei ist dieser Betrieb mit einem Erdfehlerfaktor größer 1,45 verbunden. Des Weiteren muss die Problematik der einseitigen Abschaltung eines 33-kV-Stranges mit einigen Maschinen im Strang mit schlagartiger Änderung der Erdung von wirksam auf isoliert beherrscht werden und ist mit unnötiger Spannungsbeanspruchung im Strang verbunden. Deshalb wäre es generell für die optimale Auslegung der 33-kV-Netze notwendig, die Schaltgruppe der WEA-Transformatoren zu ändern, so dass auf der 33-kV-Seite ein Sternpunkt für die Erdung zur Verfügung steht. Hier könnte man eine optimale Zahl von Maschinentransformatoren in der Peripherie des Netzes erden. Dadurch wäre es auch möglich, auf den ca. 5 Tonnen schweren Sternpunktbildner inklusive des 33-kV-Schaltfeldes in der Hauptschaltanlage zu verzichten. Ein Erdfehlerfaktor unter 1,4 an allen Stellen des 33-kV Netzes wäre unproblematisch.

Die Simulationen auf der 110-kV-Leistungsabführung haben gezeigt, dass auf beiden Seiten direkt geerdete Sternpunkte vorhanden sein müssen. Wäre der Sternpunkt

offshore nicht geerdet, könnte bei verzögerter Öffnung des Leistungsschalters windparkseitig kurzzeitig ein isoliertes Netz entstehen. Nach Klärung des Fehlers windparkseitig würde die Resonanzschwingung dadurch mit einer wesentlich höheren Amplitude stattfinden, so dass Überspannungen mit mehr als dem 3-fachen der Nennspannung auftreten könnten. Bei beidseitiger Erdung können Erdfehlerfaktoren von 1,1 erreicht werden. Der Fehlerstrom liegt mit 4,2 kA ebenfalls in einer optimalen Größenordnung. Unter Optimum verstehen die Verfasser gute Anrege- und Auslösebedingungen für den Haupt- und Reserveschutz der Kabel und unbedenkliche Auswirkungen des Kurzschlusses auf die Betriebsmittel. So ist z. B. der Kabelschirm für mehr als 10 kA und eine Kurzschlusszeit von 1 Sekunde kurzschlussfest. Reale Beanspruchung mit Strömen um 4 kA und 150 ms Dauer sind in der Tat unbedenklich. Im Offshore-Windparknetz kommt jedoch dem Erdfehlerfaktor noch eine größere Gewichtung zu.

Zum Schluss möchten die Verfasser noch auf Folgendes hinweisen: Wenn es in der Praxis darum geht, Störungen aufzuklären, ist man stets geneigt, nach Überspannungen zu suchen, die zum Über- oder Durchschlag geführt haben und unterstellt im allgemeinen ein isolationsmäßig völlig einwandfreies Netz. Dies trifft jedoch meistens nicht zu, sind doch die Möglichkeiten der Isolationsminderung allzu vielfältig. Bei den meisten Störungen werden beide entgegengesetzt gerichteten Effekte, nämlich Überspannungen und gewisse Isolationsminderungen, zusammentreffen. Der erste Vorgang kann aber durch die optimale Sternpunktterdung entscheidend beeinflusst werden.

6 Literatur

- [1] Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Konsortium DEWI /E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission, Endbericht, Köln, 24.Februar 2005.
- [2] Feltes, C.; Engelhardt, S.; Kretschmann, J.; Fortmann, J.; Koch, F.; Erlich, I.: High voltage ride-through of DFIG-based wind turbines. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, pp.1-8, 20-24 July 2008.
- [3] Erlich, I.; Kretschmann, J.; Mueller-Engelhardt, S.; Koch, F.; Fortmann, J.: Modeling of wind turbines based on doubly-fed induction generators for power system stability studies. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, no., pp.1-8, 20-24 July 2008.
- [4] Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Starkstromanlagen, DIN VDE 0228-2:1987.
- [5] Willheim, R.; Waters M.: Neutral Grounding in High-Voltage Transmission”, Elsevier Publishing Company, New York, 1956.