

# Die Energiewende erfordert einen smarten Verteilnetzausbau

Andreas Nolde, Horst Wolter und Julius Ecke

*Die Energiewende führt zu einer rasanten Veränderung der elektrischen Energieerzeugungs- und Verbrauchsstruktur in Deutschland. Wesentliche Treiber sind der Kernenergieausstieg und der massive Ausbau der erneuerbaren Energien (EE). Das Stromnetz als Bindeglied zwischen Erzeugung und Verbrauch muss sich unter dem Druck dieser Dynamik an die daraus resultierenden neuen und zukünftigen Anforderungen anpassen. Für das Übertragungsnetz wurden durch die Übertragungsnetzbetreiber bereits notwendige Maßnahmen ermittelt und im Netzentwicklungsplan veröffentlicht. Durch den schon jetzt hohen und zukünftig weiter steigenden Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen – derzeit sind über 70 % der Leistung von EE-Anlagen in der Mittel- (MS) und Niederspannungsebene (NS) installiert – ergibt sich jedoch auch in den Verteilnetzen erheblicher Handlungsbedarf.*

Im Zuge des Gutachtens zur Entwicklung eines zukunftsfähigen Energiemarktdesigns für Deutschland [1] der Beratungsunternehmen enervis energy advisors und BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen, wurden mögliche Maßnahmen zur Aufnahme des in den Zielen der Energiewende formulierten Anteils der Erzeugung aus EE bis zum Jahr 2050 in die Verteilnetze untersucht. Neben den technischen Aspekten stand dabei der energie-wirtschaftliche Nutzen der Maßnahmen im Fokus der Untersuchung.

Um diese Aspekte zu untersuchen, wurde ein Modell aufgebaut, welches Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung integriert abbildet. Die Untersuchungsmethodik und die Ergebnisse werden im Folgenden vorgestellt, wobei der Schwerpunkt auf dem gewählten Modellierungsansatz der Verteilnetzebene liegt.

## Pragmatischer Modellierungsansatz

Aufgrund der Herausforderungen bei der Abbildung und Simulation repräsentativer Modellnetze in der Hochspannungsebene (HS) wurde vereinfachend eine Netzknotenbetrachtung zur Ermittlung möglicher Engpässe durch die Einspeisung aus EE-Anlagen durchgeführt. Jedem Netzknoten wurde dabei eine prognostizierte EE-Einspeiseleistung zugeordnet. Daraus ergeben sich, unter Berücksichtigung einer zu erwartenden Minimallast und der Kapazität des Netzknotens, die zukünftigen Engpässe aufgrund von Rückspeisungen in das übergelagerte Netz. Durch die Analyse und

Das aktuelle Regulierungsregime greift für den nötigen Aus- und Umbau der Verteilnetze zu kurz  
Foto: alphaspirt | Fotolia.com

Auswertung der bereits heute notwendigen Ausbaumaßnahmen im HS-Netz konnte auf Basis der ermittelten Netzknoten- bzw. Netzgebietsüberlastungen auch der zu erwartende Ausbaubedarf der Leitungskapazitäten abgeleitet werden.

Die Analyse des MS- und NS-Netzes zeigt, dass die Netzstruktur zunächst unabhängig von der Versorgungsaufgabe in guter Näherung durch offene Ring- bzw. Strangstrukturen (Abgänge) abgebildet werden kann. Aufgrund der fehlenden Vermaschung ergibt sich ohne dezentrale Einspeisungen ausgehend vom Umspannwerk (UW) ein eindeutiger Lastfluss, wie er in Abb. 1 für Strom und Spannung schematisch dargestellt ist. Für die Untersuchung stellt die Überschreitung

der thermischen Strombelastbarkeit oder die Verletzung der zulässigen Spannungsänderung durch dezentrale Erzeugungsanlagen von 2 % in der MS- bzw. 3 % in der NS-Ebene einen Engpass dar [2]. Anhand dieser Engpasskriterien erfolgen die Quantifizierung des Handlungsbedarfs und die Auswahl möglicher Maßnahmen.

Die Heterogenität der MS- und NS-Netzstrukturen, die sich aus der Bandbreite unterschiedlicher Versorgungsaufgaben von städtisch bis ländlich ergibt, wird durch die Auftrittswahrscheinlichkeit unterschiedlicher MS- und NS-Abgangstypen berücksichtigt, wie in Abb. 2 dargestellt. Wesentliches Unterscheidungsmerkmal ist hierbei die Länge der Abgänge ( $l_{MS}$  bzw.  $l_{NS}$ ).

### Status Quo der Verteilnetze: Umfangreiche Abregelung notwendig

Für die Untersuchung wird im Jahr 2050 von einem Anteil der regenerativen Stromerzeugung von 80 % des Bruttostromverbrauchs ausgegangen. Unter der Annahme eines konstanten Stromverbrauchs und unter Berücksichtigung der avisierten Ziele der Energiewende betragen die installierten EE-Leistungen rd. 65 GW Wind-, 52 GW PV- sowie 15 GW Biomasse- und KWK-Leistung. Die regionalen Einspeisestrukturen wurden in einem Strommarktmodell anhand hochaufgelöster Wetterdaten differenziert für sieben Regionen in Deutschland simuliert. Auf diese Weise werden sowohl die unterschiedlichen Verbrauchsstrukturen als auch die Technologiekonzentrationen dezentraler Erzeugungsanlagen aufgrund der Dargebotsabhängigkeit (Wind im Norden, PV im Süden) berücksichtigt. Darüber hinaus erfolgt die Aufteilung der prognostizierten EE-Leistung auf die Spannungsebenen anhand eines Schlüssels auf Basis des EEG-Anlagenregisters. Innerhalb einer Spannungsebene wird die installierte Leistung auf das Netzmodell unter Berücksichtigung eines Konzentrationsfaktors zur Abbildung der inhomogenen „Betroffenheit“ der Netze verteilt.

Anhand der simulierten Einspeiseganglinien der EE-Anlagen konnte auf Basis des Modellnetzes ermittelt werden, welche Energie ohne Maßnahmen im Netz aufgrund von Grenzwertverletzungen (siehe oben) abgeregelt werden muss. In Abb. 3 sind die abzuregelnden Energiemengen im Verteilnetz für mehrere Stützjahre bis 2050 dargestellt. Anhand der Abregelung wird deutlich, dass ein Großteil des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen und damit der Aus- und Umbau der Netze bereits bis zum Jahr 2020 bzw. 2030 erfolgen muss. Zusätzlich resultiert die größte Abregelung aus Engpässen im HS-Netz.

Abgeregelt EE-Mengen sind durch Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken an anderer Stelle im Netz zu ersetzen. Diese Stromerzeugung ist mit zusätzlichen Systemkosten verbunden. Mit dem Marktmodell der enervis wurden die kumulierten Systemkosten einerseits ohne Netzausbau

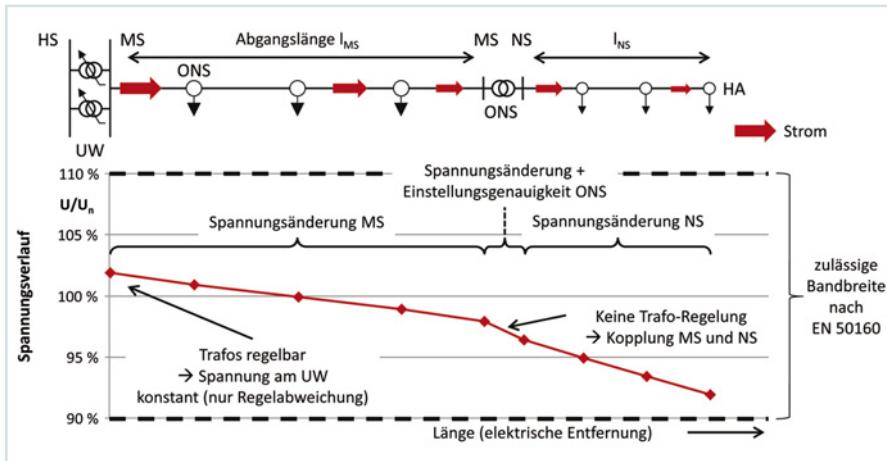


Abb. 1 Schematischer Strom- und Spannungsverlauf im MS- und NS-Netz ohne dezentrale Einspeisung

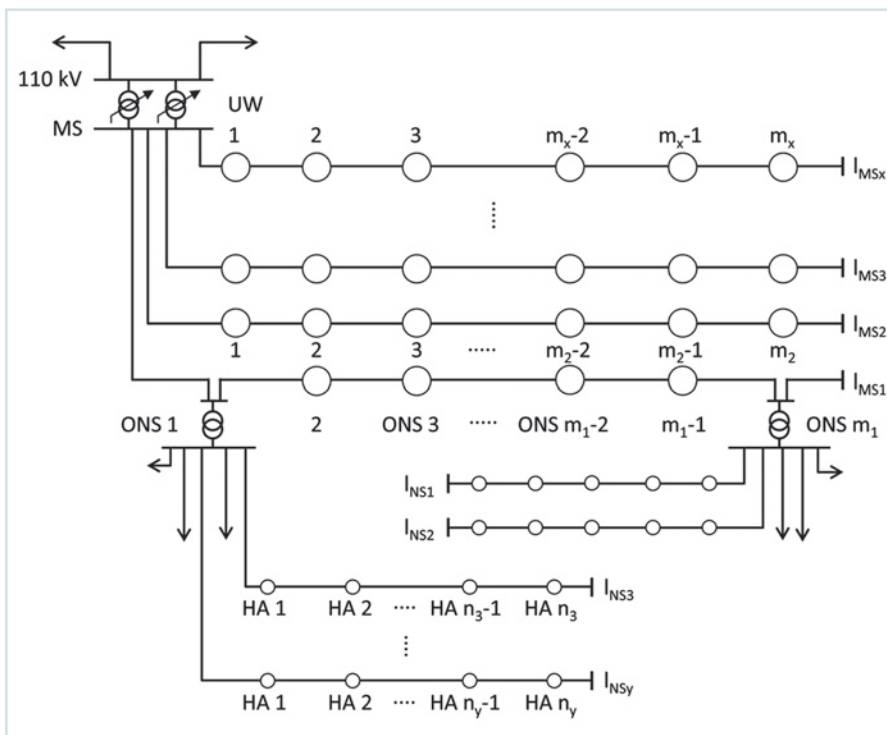


Abb. 2 Netzmodell für die MS- und NS-Ebene

Die Auftrittswahrscheinlichkeit und die Parameter der Abgangstypen basieren auf der Auswertung einer umfangreichen Netzstrukturdatenbank der BET, in der über die Veröffentlichungspflicht der Netzbetreiber hinausgehende Merkmale erfasst werden. Das dort erfasste Merkmal „Anzahl Leistungsschalter“ dient bspw. zur Abschätzung der Abgangsanzahl in einem Netz. Auf Basis dieser Daten und zusätzlicher Auswertungen berücksichtigt das Netzmodell in den Abgangstypen auch den Freileitungsanteil,

die Stationsgröße, den mittleren Stations- bzw. Hausanschlussabstand sowie den Einfluss unterschiedlicher Spannungsebenen in der MS-Ebene. Unberücksichtigt bleibt der Leitungstyp, der vereinfachend einheitlich mit 150 mm<sup>2</sup> Aluminium angenommen wurde. Auf Basis dieses bewusst pragmatisch gewählten Modellansatzes für die Verteilnetze konnten wesentliche Erkenntnisse zum Umfang des Handlungsbedarfs, zu den möglichen Maßnahmen und ihrem energie-wirtschaftlichen Nutzen gewonnen werden.

und mit Abregelung (rd. 20 % der erzeugten EE) und andererseits mit Netzausbau und vernachlässigbarer Abregelung (ca. 1 % der EE-Mengen) ermittelt. Dabei wurde jeweils die Abregelung auf der HöS-Ebene einbezogen. Gegenüber dem Szenario mit Netzausbau sind die bis zum Jahr 2050 kumulierten Systemkosten im Szenario ohne Netzausbau um rd. 150 Mrd. €<sub>2013</sub> höher. Dem gegenüber stehen die Investitionskosten des Netzaus- und -umbaus, die jedoch – wie im Folgenden dargestellt – deutlich niedriger liegen.

## Intelligenter Netzausbau energiewirtschaftlich sinnvoll

Für die Beseitigung der durch den Ausbau von EE-Erzeugung entstehenden Engpässe wurden mehrere Szenarien mit unterschiedlichen technischen Lösungen hinsichtlich ihrer Wirkung und der resultierenden Kosten verglichen. Während in der HS-Ebene primär thermische Überlastungen auftreten, ergeben sich in der MS- und NS-Ebene bei steigender Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen zunächst überwiegend Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes. Erst anschließend entstehen thermische Überlastungen der Betriebsmittel. Ursache hierfür sind die häufig ländlichen und damit weitläufigen Strukturen im MS-Netz. Aus der Untersuchung im Rahmen eines Bottom-up-Ansatzes von der NS- bis zur HS-Ebene ergaben sich die folgenden Maßnahmen – aufgeführt in der Reihenfolge ihrer Effizienz:

### 1. Blindleistungsbereitstellung durch dezentrale Erzeugungsanlagen

Für die dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) in der MS- und NS-Ebene wird die in den aktuellen MS- und NS-Richtlinien enthaltene Anforderung einer Blindleistungsbereitstellung angenommen. Bei Bestandsanlagen kann vereinfachend davon ausgegangen werden, dass diese entweder mit einem geringen Investitionsaufwand nachgerüstet werden können (z. B. Steuerungsanpassung der Converter bei PV-Anlagen) oder im Zuge der Erneuerung bzw. des Repowerings entsprechend ausgestattet werden. Diese Maßnahme ermöglicht im Fall eines Engpasses aufgrund von Spannungsänderungen durch die DEA eine Erhöhung der anschließbaren Leistung. Diese

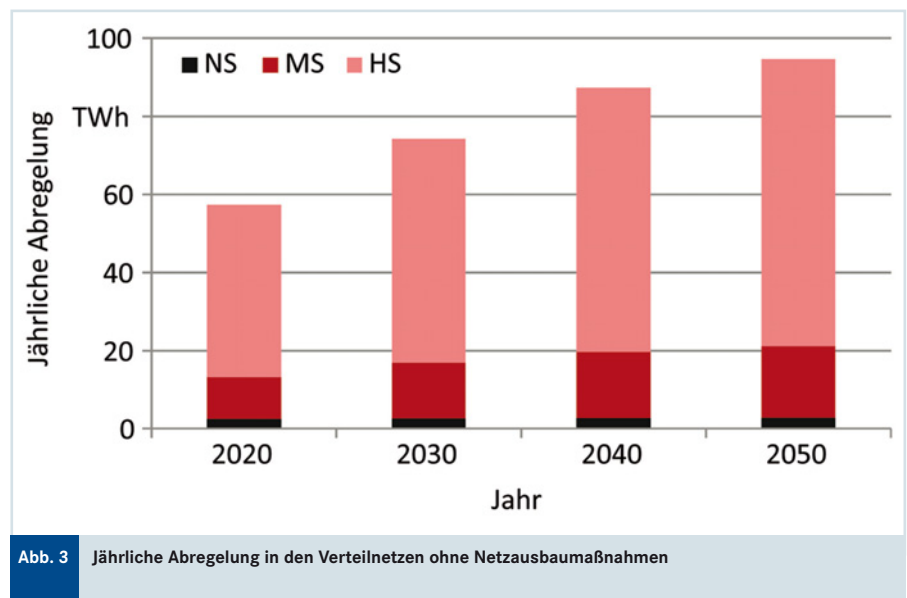


Abb. 3 | Jährliche Abregelung in den Verteilnetzen ohne Netzausbaumaßnahmen

Maßnahme ist mit den geringsten Investitionskosten verbunden und bei neuen Anlagen problemlos und kurzfristig umsetzbar.

### 2. Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren

Durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT) ergibt sich eine größere Bandbreite möglicher Spannungsniveaus in der MS- und NS-Ebene bei gleichzeitiger Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes nach EN 50160 beim Endkunden. Gegenüber dem „klassischen“ Netzausbau ist der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren bei angesetzten Mischkosten von 40 000 €/Station im MS-Netz aufgrund der zu verlegenden Leitungslängen deutlich günstiger. In der NS-Ebene ist der Kostenvorteil gegenüber dem Leitungszubau geringer bzw. teilweise nicht vorhanden. Der regelbare Ortsnetztransformator stellt jedoch hinsichtlich möglicher Spannungsbandverletzungen die maximale Flexibilität für den gesamten zugehörigen NS-Netzbereich zur Verfügung.

### 3. Freileitungs- und Auslastungs-Monitoring

In der HS-Ebene wird durch den Einsatz des Freileitungs-Monitorings als erste Maßnahme die Übertragungskapazität der Leitungen je nach Potenzial in den Regionen spezifisch erhöht. Zusätzlich wird auf der HS-Ebene das sog. Auslastungs-Monitoring als Flexibilisierung des Netzbetriebs angenommen. Die In-

vestitionskosten für diese Flexibilisierungsmaßnahmen sind deutlich geringer als die des klassischen Leitungsaubaus.

### 4. Klassischer Netzausbau mit konventionellen Komponenten

In der durchgeführten Untersuchung beschränkt sich der klassische Netzausbau auf den Aus- bzw. Zubau zusätzlicher Leitungen. Für das Modell der MS- und NS-Netze wird der notwendige Netzausbau in Abhängigkeit der anzuschließenden Leistung gestaffelt durchgeführt. Bis zu einer die Engpasskriterien überschreitenden anzuschließenden Leistung von 30 % wird die Hälfte des Abgangs verstärkt, bis zu 50 % der gesamte Abgang und darüber hinaus eine zusätzliche Doppelleitung errichtet. Diese Maßnahme wird aufgrund der insgesamt höchsten Investitionskosten nach dem Einsatz der aufgeführten innovativen Maßnahmen eingesetzt.

Die Modelluntersuchungen haben gezeigt, dass es unter den vereinfachten Modellannahmen in der MS- und NS-Ebene überwiegend zu Engpässen durch die Verletzung der zulässigen Spannungsänderung kommt und diese überwiegend mit der Blindleistungsbereitstellung und dem regelbaren Ortsnetztransformator beseitigt werden können. Ein klassischer Netzausbau ist in diesen Ebenen nur in geringem Umfang notwendig. Aufgrund der hier nicht berücksichtigten inhomogenen Kabeldurchmesser und -typen

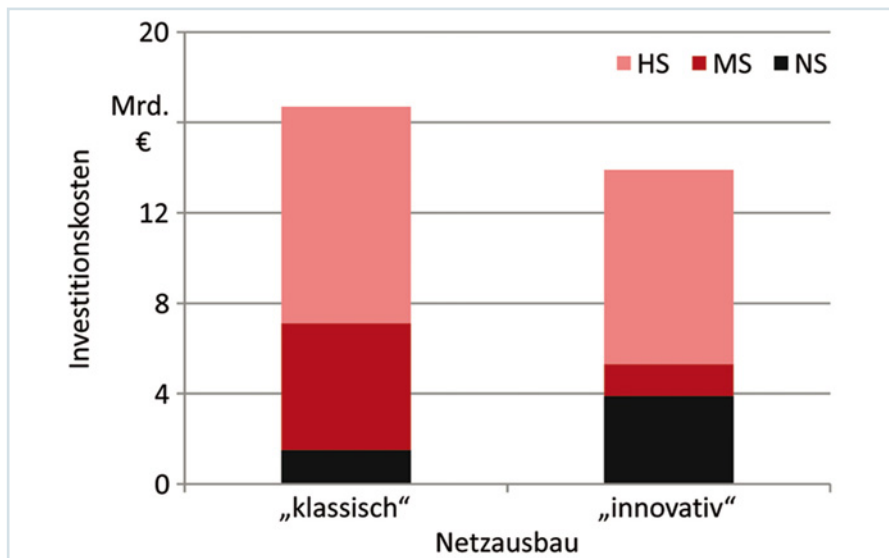


Abb. 4 Investitionskosten für den Aus- und Umbau der Verteilnetze

kann es in der Realität aufgrund teilweise geringerer thermischer Belastbarkeiten zu einem größeren leitungsgebundenen Ausbaubedarf kommen. Gleichzeitig wird vorausgesetzt, dass zukünftig eine minimale Abregelung einzelner Leistungsspitzen ohne eine Entschädigungszahlung möglich ist. In der Untersuchung betrug die verbleibende Abregelung ca. 1 % der Gesamtenergie.

Die höchsten Ausbaukosten fallen auf der HS-Ebene an, da hier Kapazitätsengpässe auftreten, die nur zum Teil durch das Freileitungs- und Auslastungsmonitoring behoben werden können. Abb. 4 zeigt die ermittelten kumulierten Aus- und Umbaukosten in den Verteilnetzen bei ausschließlich klassischem Netzausbau und beim Einsatz innovativer Komponenten. Aufgrund der Wirkung des regelbaren Ortsnetztransformators in der MS- und NS-Ebene und dem gewählten Bottom-Up-Ansatz zur Engpassbehebung wird beim Einsatz innovativer Betriebsmittel ein größerer Kostenanteil der RONT der NS-Ebene zugeordnet. In der gemeinsamen Betrachtung von MS- und NS-Ebene wird der Kostenvorteil der innovativen Komponenten jedoch deutlich.

Unter Hinzunahme der Aus- und Umbaukosten für die Transportnetzebene (auf Basis des Netzentwicklungsplans) stehen gesamten Aus- und Umbaukosten von rd. 44 Mrd. € zusätzliche Systemkosten ohne Netzausbau von rd. 150 Mrd. € gegenüber.

Auch unter Würdigung der Modell- und Annahmengenauigkeiten sowie des vereinfachten Untersuchungsansatzes lässt sich festhalten: Netzausbau, insbesondere auf Verteilnetzebene, kann die Aufnahmefähigkeit des Systems für EE und die energiewirtschaftliche Effizienz deutlich steigern.

### Regulierungsrahmen muss weiterentwickelt werden

Da ein nennenswerter Aus- und Umbau der Verteilnetze sowohl notwendig als auch wirtschaftlich sinnvoll ist, greift das aktuelle Regulierungsregime mit seinem Fokus auf Effizienzsteigerung und Kostenreduzierung zu kurz. Für die notwendigen Investitionen in die Verteilnetze muss dem Netzbetreiber ein Rahmen für eine sowohl kurzfristig wirksame als auch umfassende Refinanzierung der durch die Energiewende erforderlichen Aus- und Umbaukosten geschaffen werden. Für die Übertragungsnetze wurde die Regulierung in dieser Hinsicht bereits angepasst. Hier wurde das Verfahren der Investitionsmaßnahmen eingeführt, das kürzlich auch auf die HS-Ebene ausgeweitet wurde.

In der MS- und NS-Ebene existiert momentan als realistisch anwendbares Instrument nur der Erweiterungsfaktor. Der Erweiterungsfaktor und die ihm zugrunde liegenden Kriterien zielen jedoch auf die Erschließung neuer Netzgebiete und Kunden ab. Für den Aus- und Umbau der MS- und NS-Ebene aufgrund der

Energiewende ist der Erweiterungsfaktor daher ungeeignet. Ebenso ungeeignet sind die Investitionsbudgets, die für jede Maßnahme beantragt und ausführlich begründet werden müssen, was zu einem untragbaren administrativen Aufwand beim Verteilnetzbetreiber und auch bei der Bundesnetzagentur als genehmigender Behörde führen würde.

Neben der Beseitigung des grundsätzlichen Zeitverzugs bei der Kostenanerkennung einer Investition ist eine Genehmigung mit minimalem administrativen Aufwand anzustreben. Eine Möglichkeit hierfür ist die Definition von Maßnahmenclustern, die bei Erfüllung festgelegter Kriterien formal genehmigungsfähig sind.

Eine umfassende Beseitigung des Zeitverzugs bei der Kostenanerkennung greift auch das im Bundesrat gescheiterte Konzept der Investitionskostendifferenz (IKD) auf, welches eine jährliche Berücksichtigung sämtlicher Kosten für Erweiterungs-, Ersatz- und Umstrukturierungsaufwendungen in der Erlösobergrenze vorsieht. Trotz des Scheiterns sieht der Bundesrat dieses Konzept als Diskussionsgrundlage für eine möglichst kurzfristig durchzuführende Anpassung der Anreizregulierung.

### Anmerkungen

[1] VKU: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, März 2013, abrufbar unter: [http://www.vku.de/fileadmin/get/?24361/EMD\\_Gutachten\\_Kurzfassung.pdf](http://www.vku.de/fileadmin/get/?24361/EMD_Gutachten_Kurzfassung.pdf)

[2] VDE: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105:2011-08), August 2011, abrufbar unter: [http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/Documents/VDE-AR-N4105\\_Infoblatt.pdf](http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/Documents/VDE-AR-N4105_Infoblatt.pdf); BDEW: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Juni 2008, abrufbar unter: [http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/bdew-msrl\\_ergaenzung4\\_2013-01.pdf](http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/bdew-msrl_ergaenzung4_2013-01.pdf)

*Dr.-Ing. A. Nolde, Berater Netzberatung, Dr.-Ing. H. Wolter, Geschäftsbereichsleiter Marktberatung, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen; J. Ecke, Berater, enervis energy advisors GmbH, Berlin*  
[andreas.nolde@bet-aachen.de](mailto:andreas.nolde@bet-aachen.de)