

e|m|w

Energie. Markt. Wettbewerb.

e|m|w Special **Smart Grids**

Netzbetreiberkoordination im Kontext eines Flexibilitätsmarkts und der „gelben Ampelphase“

Von **Dr. Stefan Börries**, Referent Netzführungskonzepte, EWE NETZ GmbH,
Andre Herrmann, Referent Smart Markets, EWE NETZ GmbH,
Ralf Ott, Advisor Market Development, TenneT TSO GmbH,
Benjamin Petters, Referent intelligente Stromnetze, Avacon Netz GmbH, und
Jonas Höckner, Wissenschaftl. Mitarbeiter, Universität Duisburg-Essen

Netzbetreiberkoordination im Kontext eines Flexibilitätsmarkts und der „gelben Ampelphase“

Im Rahmen des SINTEG-Projektes enera wird ein börsengestützter Flexibilitätsmarkt für regionale Wirkleistungsprodukte entwickelt. Hier können Netzbetreiber über eine Intraday-Handelsplattform der EPEX SPOT lokale netzdienliche Flexibilitäten von Anbietern kontrahieren. Für die effiziente und effektive Nutzung ist es erforderlich, dass die Netzbetreiber ihren Zugriff auf netzdienliche Flexibilitäten gemeinsam koordinieren. Der folgende Artikel stellt die relevanten Szenarien und Lösungsansätze für diese Herausforderungen vor.

✎ Von **Dr. Stefan Börries**, Referent Netzführungskonzepte, EWE NETZ GmbH, **Andre Herrmann**, Referent Smart Markets, EWE NETZ GmbH, **Ralf Ott**, Advisor Market Development, TenneT TSO GmbH, **Benjamin Petters**, Referent intelligente Stromnetze, Avacon Netz GmbH, und **Jonas Höckner**, Wissenschaftl. Mitarbeiter, Universität Duisburg-Essen

Das aktuelle Strommarktdesign berücksichtigt bei der Zusammenführung von Angebot und Nachfrage auf dem Großhandelsmarkt keine Netzkapazitäten lokaler netztechnischer Betriebsmittel. In Verbindung mit dem stark gestiegenen volatilen Anteil an Erzeugung aus erneuerbaren Energien ergeben sich daher wiederholt Engpass-situationen, die durch kostenintensive Dispatchmaßnahmen seitens der Netzbetreiber aufgelöst werden müssen.

Übertragungsnetzbetreiber können im operativen Netzbetrieb zunächst netz- und marktbezogene Maßnahmen zur effizienten Behebung der Engpässe gem. § 13 Abs. 1 EnWG ergreifen. In dieser gelben Phase des BDEW-Ampelkonzepts wird insbesondere durch Redispatch die Fahrweise konventioneller Kraftwerke mit einer Leistung größer 10 MW (sogenannte Marktkraftwerke) angepasst. Wenn das Potenzial für solche Maßnahmen erschöpft ist, werden in der roten Ampelphase Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG durchgeführt. Dabei handelt es sich vor allem um Einspeisemanagement (§ 14 EEG), also die Abregelung Erneuerbarer-Energien-Anlagen, die aufgrund der gesetzlich garantierten Entschädigung der

Ausfallenergie (§ 15 EEG) hohe Engpassmanagementkosten beim Netzbetreiber verursachen.

Die Gesamtkosten für Engpassmanagementmaßnahmen haben sich in den letzten sechs Jahren versechsfacht und beliefen sich im Jahr 2017 auf 1,45 Mrd. Euro (Quelle: BNetzA). Aufgrund des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien und des verzögerten Netzausbaus auf der Hoch- bzw. Höchstspannungsebene sowie der z. T. „schlanken“ (probabilistischen) Dimensionierung des Verteilnetzes im Rahmen der sogenannten „Spitzenkappung“, wird der Bedarf an kostengünstigen Engpassmanagementalternativen zukünftig weiter zunehmen.

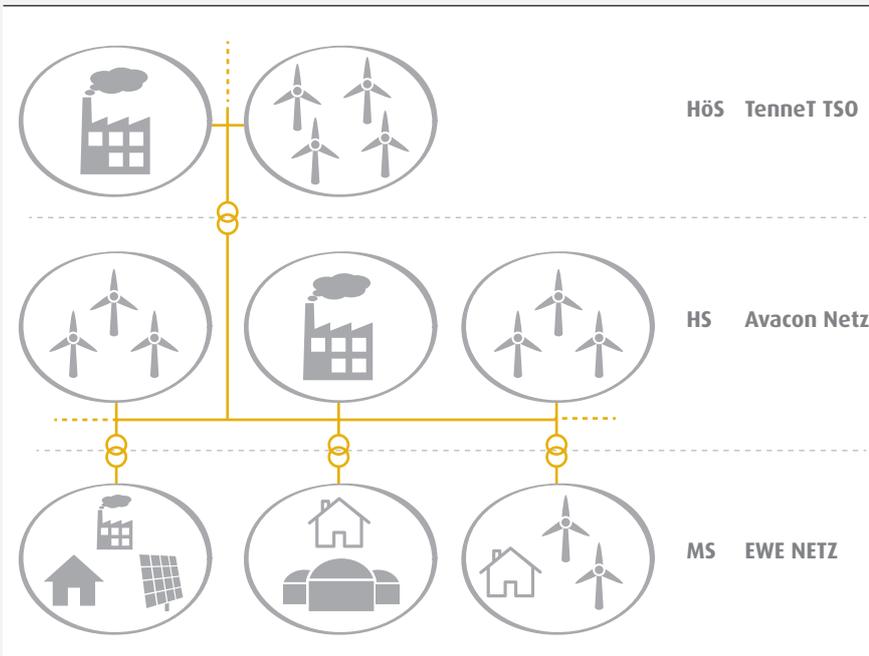
Intraday-Flexibilitätsmarkt

Im Rahmen des SINTEG-Projektes enera wird untersucht, ob Flexibilitätsmärkte Potenziale zur effizienteren Behebung von Netzengpässen in der gelben Ampelphase eröffnen. Ziel der Flexibilitätsmärkte ist es, eine aktive Anpassung lokaler Erzeuger und Verbraucher auf freiwilliger, marktwirtschaftlicher Basis zu ermöglichen. Dazu wird für die enera-Region in Ostfriesland ein

Intraday-Flexibilitätsmarkt konzipiert und in Kooperation mit der EPEX Spot implementiert. An dem Markt werden die dort tätigen Netzbetreiber partizipieren: die TenneT TSO GmbH (Höchstspannungsnetz [HöS]), die Avacon Netz GmbH (Hochspannungsnetz [HS]) und die EWE NETZ GmbH (Mittel- und Niederspannungsnetz [MS]).

Um den Netzbetreibern die gezielte Auswahl lokaler Flexibilität zu ermöglichen, müssen im Flexibilitätsmarkt netztopologische Informationen zugrunde gelegt und zwischen den Netzbetreibern ausgetauscht werden. Nur so kann eine Einschätzung erfolgen, ob und in welchem Maße Flexibilitätspotenziale zur Behebung eines Engpasses genutzt werden können. Diese Zuordnung erfolgt im enera-Flexibilitätsmarkt über sogenannte „lokale Orderbücher“, die einzelne (enera-) Marktgebiete auf der Handelsplattform abbilden (Abb. 1). Marktgebiete sind die kleinstgranulare Einheit und bilden engpassfreie Netzregionen ab, innerhalb derer alle Anlagen näherungsweise die gleiche Wirkung auf die Auflösung möglicher Engpässe haben (sogenannte Sensitivitäten). In enera stellen zunächst Trafo-Gebiete von EWE

01 Visualisierung der Marktgebiete zur Abbildung relevanter netztopologischer Informationen



NETZ einzelne Marktgebiete dar, sodass alle Anlagen mit Fähigkeit zur Flexibilitätsbereitstellung innerhalb des Trafo-Gebiets in das gleiche Orderbuch bieten. Ein Trafo-Gebiet umfasst dabei alle Anlagen,

die in der Topologie des Netzes direkt mit demselben Trafo verbunden sind. Das Modell erlaubt zudem die Erweiterung um Marktgebiete in der Hoch- und Höchstspannungsebene.

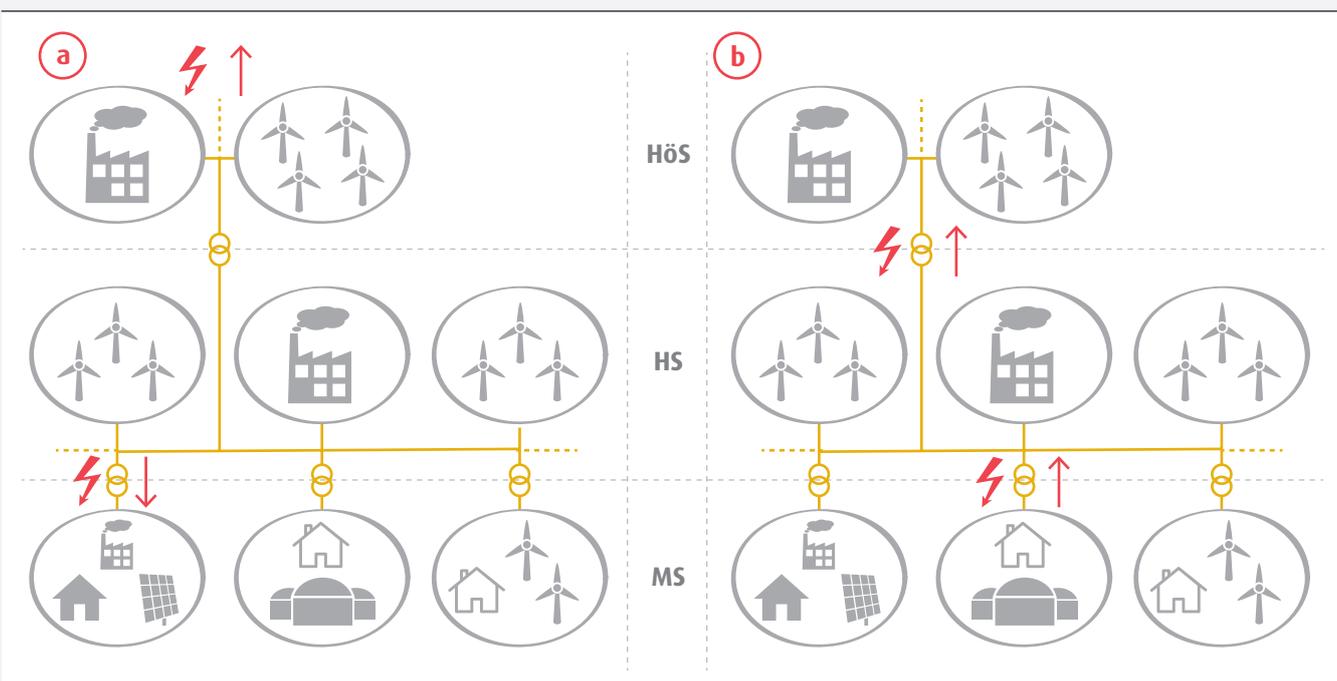
Wird ein Netzengpass prognostiziert, kann der betroffene Netzbetreiber über die lokalen Orderbücher aus allen Marktgebieten, deren Flexibilitätspotenziale zur Auflösung des Engpasses beitragen können, die günstigsten Optionen auswählen.

Engpassrichtung und Überlagerung

Im Sinne eines optimalen Nutzens für das Gesamtsystem müssen Flexibilitäten nicht nur für den jeweiligen Anschluss-Netzbetreiber zur Verfügung stehen und im Rahmen von Netzsicherheitsmaßnahmen eingesetzt werden können, sondern darüber hinaus auch für vorgelagerte Netzbetreiber – insbesondere für das Übertragungsnetz – nutzbar sein.

Ein Großteil der vorhandenen und zukünftigen Flexibilitäten ist im Verteilnetz allokiert. Vor diesem Hintergrund kommt den Verteilnetzbetreibern bei den zu entwickelnden Koordinationsprozessen, mit dem Ziel einer netzbetreiberübergreifenden Nutzung von Flexibilitäten, eine elementare Rolle zu. Um Flexibilität für das Gesamtsystem nutzbar zu machen, ist zunächst zwischen zwei möglichen Engpassrichtungen und Flexibilitätsbedarfen zu unterscheiden. In der Konsequenz ergeben sich spezifische Anforderungen an die Koordination der Netzbetreiber abhängig von der Engpassrichtung.

02 Darstellung von Engpässen (Blitz) und Flexibilitätsbedarfen (Pfeil); Pfeil nach unten gerichtet – Erhöhung der Last; nach oben gerichtet – Erhöhung der Rückspeisung. a) Szenario entgegengerichteter Flexibilitätsbedarfe; b) gleichgerichtete Flexibilitätsbedarfe



Engpassrichtung und Überlagerung: entgegengerichtete Engpässe/ Flexibilitätsbedarfe

Entgegengerichtete Engpässe sind eine mögliche Form der Engpassüberlagerung bzw. daraus resultierender Flexibilitätsbedarfe. Als Beispiel sei hier die Anforderung nach einer Erhöhung der Rückspeisung (z. B. Erzeugung) durch den Übertragungsnetzbetreiber genannt, die entgegen der lokalen Anforderung nach einer Lasterhöhung im Verteilnetz steht (Abb. 2 a).

Die funktionale Anforderung an die Netzbetreiber-Koordination ist es, die freien Netzkapazitäten des (lokalen) Verteilnetzes zur Bereitstellung von Flexibilität für vorgelagerte Netzbetreiber untereinander zu kommunizieren und bei den geplanten Maßnahmen zu berücksichtigen. Ein widersprüchlicher, unkoordinierter Abruf von Flexibilität, der zwar einen Engpass in einem vorgelagerten Netz beheben würde, im nachgelagerten Netz jedoch einen neuen Engpass und entsprechenden Steuereingriff seitens des Verteilnetzbetreibers hervorruft, führt zu großen Ineffizienzen.

Im Fall von weiteren vorgelagerten Netzbetreibern müssen entsprechend mehrere Kapazitätsrestriktionen abhängig von der aktuellen Topologie des Netzes kommuniziert werden, sodass für den vorgelagerten Netzbetreiber an jedem Übergabepunkt die insgesamt zur Verfügung stehende Flexibilität bereitgestellt werden kann.

Engpassrichtung und Überlagerung: gleichgerichtete Engpässe/ Flexibilitätsbedarfe

Gleichgerichtete Engpässe sind eine weitere und die wahrscheinlichere Form der Überlagerung potenzieller Engpässe. Exemplarisch sei hier der Fall einer hohen Rückspeisung im Norden Deutschlands durch erneuerbare Energien genannt, der auf allen involvierten Netzebenen einen Engpass und gleichgerichteten Flexibilitätsbedarf hervorrufen kann.

Das Ziel der Netzbetreiberkoordination ist die Optimierung des Flexibilitätseinsatzes und der Effizienz des Engpassmanagements der Netzbetreiber. Durch den Prozess sollen die Flexibilitäten identifiziert werden, die den größten physikalischen Effekt für das Gesamtsystem darstellen. Exemplarisch ist dieser Fall in Abbildung 2 b dargestellt, in der die Nutzung der umrandeten Flexibilitäten dieses Kriterium erfüllen.

Die zentrale Herausforderung besteht daher darin, sowohl die physikalische Wirkung einer Maßnahme zu bewerten, als auch die Kosteninformation für die Nutzung dieser Maßnahme mit einzubeziehen und basierend auf beiden Informationen eine möglichst optimale Entscheidung im Sinne der Systemeffizienz zu treffen.

Einfluss vermaschter Topologie – Sensitivitäten

Die Vermaschung der Netze führt zu einer zusätzlichen Anforderung an die Koordination zwischen den Netzbetreibern. Abhängig vom aktuellen Schaltzustand verändert sich die netztechnische Wirkung von Flexibilität auf die Netzverknüpfungspunkte zwischen den Netzbetreibern.

Entsprechend muss sowohl bei gleich- als auch gegengerichteten Engpässen die Sensitivität der potenziell nutzbaren Flexibilitäten auf unmittelbar verbundene Netzverknüpfungspunkte berücksichtigt werden.

Netzbetreiberkoordination im Zuge des enera-Flexibilitätsmarktes in der gelben Ampelphase

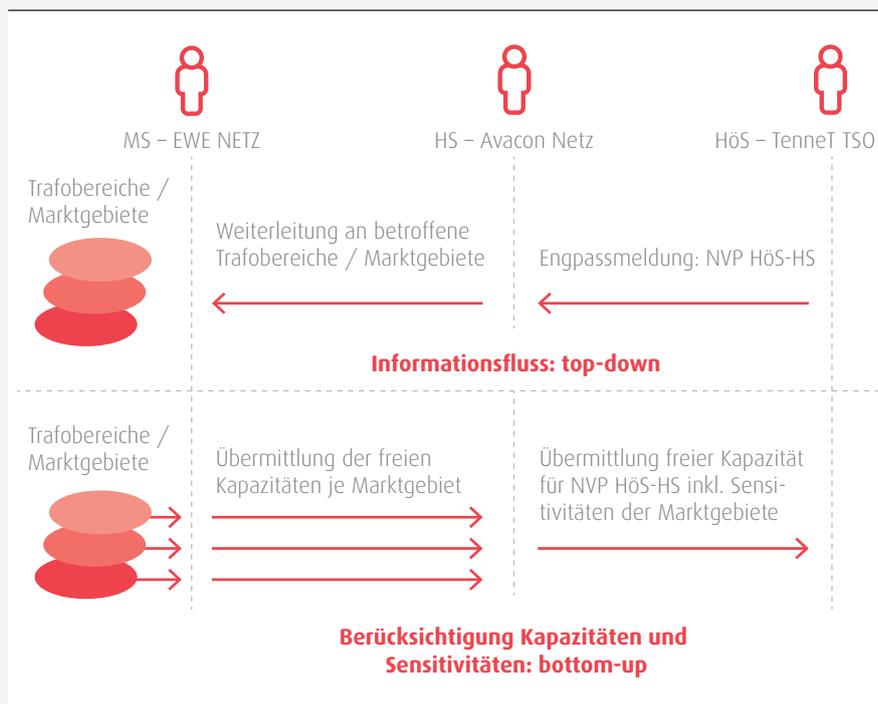
Wie im vorangehenden Abschnitt erörtert, ist für einen möglichst effizienten Einsatz von netzbetreiberübergreifender Flexibilität ein standardisierter Abstimmungsprozess der beteiligten Netzbetreiber erforderlich.

lich. Zum Start der Demonstrationsphase 2019 des SINTEG-Projektes enera ist dieser Prozess noch nicht automatisiert, daher wird ein gemeinsamer Koordinierungsprozess durch die Netzbetreiber vor jeder beabsichtigten Flexibilitätsnutzung initiiert. Damit ist sichergestellt, dass Maßnahmen eines Netzbetreibers keine negativen Auswirkungen im Netz eines anderen haben. Grundsätzliche Bedingung für diesen Koordinationsprozess ist die Fähigkeit zur vorausschauenden Netzführung bei den involvierten Netzbetreibern, da technische Restriktionen in Form freier Netzkapazitäten oder auch potenzielle Engpässe ex ante an den vorgelagerten Netzbetreiber kommuniziert werden müssen.

Im Fall einer beabsichtigten Flexibilitätsnutzung über den enera-Flexibilitätsmarkt erfolgt ein iterativer, top-down startender Informationsprozess zur Ermittlung der involvierten Marktgebiete (Netzbereiche):

Exemplarisch erfolgt im Falle eines prognostizierten Engpasses bei TenneT eine Meldung von TenneT an den direkt nachgelagerten Netzbetreiber (Avacon Netz) mit Informationen zum Zeitraum und zu betroffenen Netzverknüpfungspunkten (NVP Hös/HS) des erwarteten Engpasses sowie zum avisierten Handelszeitraum auf dem enera-Flexibilitätsmarkt zur

03 Koordinationsprozess der Netzbetreiber zur Flexibilitätsnutzung im Rahmen von enera



Beschaffung von Flexibilitäten (Abb. 3). Avacon Netz verarbeitet die Meldung und leitet nach Prüfung des generellen Netzzustandes und Ermittlung involvierter Marktgebiete (Trafo-Gebiete bzw. Netzverknüpfungspunkte [HS/MS]) auf Basis der Netztopologie die Meldung an EWE NETZ weiter.

Im Anschluss an diesen Informationsfluss startet ein iterativer bottom-up Prozess zur Übermittlung der freien Netzkapazitäten, sodass bei Flexibilitätsnutzung keine Engpässe im nachgelagerten Netz hervorgerufen werden (Abb. 3).

EWE NETZ übermittelt nach einer eigenen Netzzustandsprognose die prognostizierten freien Netzkapazitäten für den Zeitraum der Flexibilitätsnutzung in den jeweiligen Marktgebieten an Avacon Netz. Dort erfolgt eine Kombination der von EWE NETZ gemeldeten freien Netzkapazitäten MS/HS mit den netzeigenen freien Netzkapazitäten unter Berücksichtigung der zugehörigen Sensitivitäten. Die insgesamt resultierende freie Übertragungskapazität sowie die Sensitivitäten der einzelnen Marktgebiete bei EWE NETZ auf den Netzverknüpfungspunkt HÖS/HS werden an TenneT übermittelt und dort verarbeitet. Sollten die im Rahmen der

Übertragungskapazität nutzbaren Flexibilitätsangebote auf dem enera Flexibilitätsmarkt kostengünstiger sein als andere verfügbare und regulatorisch vorgesehene Maßnahmen, erfolgt eine entsprechende Kontrahierung.

Der beschriebene Koordinationsprozess erfüllt die grundsätzlichen funktionalen

Anforderungen aus 2a) für den Fall eines entgegengerichteten Flexibilitätsbedarfes und bildet die informatorischen und prozessualen Grundlagen für den Fall 2 b) eines gleichgerichteten Flexibilitätsbedarfes ab. Im Falle der alleinigen Flexibilitätsnutzung durch den Anschlussnetzbetreiber ist keine Koordination notwendig.

Ausblick

Im Rahmen von enera wird untersucht, welche Anforderungen zur netzbetreiberübergreifenden Nutzung von Flexibilitäten bestehen und wie Potenziale zur Einbindung neuer Flexibilitäten gehoben werden können. Dabei kommt insbesondere den Verteilnetzbetreibern eine bedeutende Rolle zu. Nur durch einen gemeinsamen Koordinationsprozess unter Berücksichtigung von Netzkapazitäten und Sensitivitäten kann eine kosteneffiziente Lösung bei der Behebung überlagerter Netzengpässe gefunden werden.

Für die Skalierung und operative Nutzung eines solchen Flexibilitätsmarktes

existieren noch eine Reihe an Herausforderungen. Im Hinblick auf die Koordinationsprozesse zwischen Netzbetreibern besteht eine Herausforderung in der Automatisierung der beschriebenen Prozesse, wodurch eine dynamische und kurzfristige Nutzung von Flexibilitäten erreicht werden kann. Im Zielmodell ist eine permanente und automatisierte Bereitstellung der prognostizierten freien Kapazitäten aus den nachgelagerten Netzen avisiert. Darüber hinaus besteht eine weitere Herausforderung in der Optimierung der Koordination für den Fall der gleichgerichteten Engpässe auf Basis der erläuterten Prozesse. ◀

DR. STEFAN BÖRRIES

Jahrgang 1987

- 2006–2012 Studium Physik
- 2012–2016 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Helmholtz-Zentrum Geesthacht
- seit 2017 Referent Netzführungskonzepte, EWE NETZ GmbH
- stefan.boerries@ewe-netz.de

BENJAMIN PETTERS

Jahrgang 1987

- 2009–2016 Studium Wirtschaftsingenieurwesen – Energieversorgung
- seit 2017 Avacon Netz GmbH
- benjamin-georg.petters@avacon.de

ANDRE HERRMANN

Jahrgang 1986

- 2006–2012 Studium Wirtschaft
- 2012–2017 Berater, BTC AG
- seit 2017 Referent Smart Market, EWE NETZ GmbH
- andre.herrmann@ewe-netz.de

RALF OTT

Jahrgang 1984

- 2004–2009 Studium Europäische Wirtschaft (Dipl.-Kfm.)
- 2013–2018 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) der TU Berlin
- seit 2018 Advisor Market Development bei TenneT TSO GmbH
- ralf.ott@tennet.eu



JONAS HÖCKNER

Jahrgang 1990

- 2009–2016 Studium Physik, Volkswirtschaftslehre, BWL – Energy and Finance
- seit 2017 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen
- jonas.hoekner@uni-due.de

e | m | w

Energie. Markt. Wettbewerb.

energate gmbh

Norbertstraße 3-5

D-45131 Essen

Tel.: +49 (0) 201.1022.500

Fax: +49 (0) 201.1022.555

www.energate.de

www.emw-online.com

Bestellen Sie jetzt Ihre persönliche Ausgabe!

www.emw-online.com/bestellen

