



FORSCHUNGSBERICHT ENERGIEMARKTDESIGN 2018



ENERGIE
CAMPUS
NÜRNBERG

ENERGIEMARKTDESIGN

BETEILIGTE GRUPPEN

Prof. Dr. Veronika Grimm (Sprecherin)	FAU - LS für Wirtschaftstheorie
Prof. Dr. Roland Ismer	FAU - LS für Steuerrecht und Öffentliches Recht
Prof. Dr. Frauke Liers	FAU - LS für Wirtschaftsmathematik
Prof. Dr. Alexander Martin	FAU - LS für Wirtschaftsmathematik
PD Dr. Lars Schewe	FAU - LS für Wirtschaftsmathematik
Prof. Dr. Martin Schmidt	FAU - LS für Wirtschaftsmathematik
	Universität Trier, Fachbereich IV, Nichtlineare Optimierung
Prof. Dr. Gregor Zöttl	FAU - Professur für Volkswirtschaftslehre

TEILPROJEKTE

- TPJ1: **Investitionsanreize in liberalisierten Energiemärkten**
- TPJ2: **Ökonomische Analyse von Gasmärkten**
- TPJ3: **Geschäftsmodelle in Smart Grids**

MITARBEITER

Mirjam Ambrosius	Vanessa Krebs	Bastian Rückel
Dr. Jonas Egerer	Sandra Kretschmer	Philipp Runge
Julia Grübel	Simon Mehl	Christian Sölch
Manuel Haußner	Galina Orlinkaya	Johannes Thürauf
Thomas Kleinert		

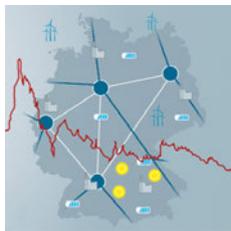
KOOPERATIONEN / DRITTMITTELPROJEKTE (AUSWAHL)

- N-ERGIE AG, Projekt „SWARM“
- Gutachten für die Monopolkommission
- ThyssenKrupp AG
- DFG SFB/TRR 154 „Mathematische Modellierung, Simulation und Optimierung am Beispiel von Gasnetzwerken“
- Elite Netzwerk Bayern EBE - Internationales Doktorandenkolleg „Evidence-Based Economics“
- Elite Netzwerk Bayern - Elitestudiengang „Advanced Signal Processing & Communications Engineering“
- BMWi-Projekt „Eifer“
- BMWi-Projekt „Verteilnetze“
- Marie-Curie ITN MINOA

KONTAKT

Energie Campus Nürnberg
Forschungsbereich Energiemarktdesign
Fürther Straße 250
90429 Nürnberg
Tel.: +49 911 / 56854 - 9120
Email: info@encn.de
www.encn.de/markt/

Highlights 2018



Marktdesignanalysen mit dem GATE-Modell

Mit Hilfe der Kalibrierung des „Generation And Transmission Expansion“ (GATE) Modells für den deutschen Strommarkt für das Jahr 2035 kann gezeigt werden, dass verschiedene Anpassungen des Marktdesigns, z.B. die Einführung einer zweiten deutschen Preiszone oder die systemdienliche Abregelung von Erneuerbaren Energien bei negativen Strompreisen und beim Engpassmanagement, zu substanziellen Wohlfahrtsgewinnen und zu Einsparungen beim Netzausbau führen können.



Endogene Preiszonen im Strommarkt

Wenn ein Marktgebiet beim Stromhandel nur in wenige Preiszonen unterteilt werden kann, wie sollten die Zonen in einem Netzwerk dann konfiguriert werden, um Investitions- und Produktionsentscheidungen langfristig optimal zu steuern? Dies wird mithilfe des mehrstufigen EnCN-Strommarktmodells untersucht, indem die wohlfahrtsoptimale Zonierung für einen gegebenen Markt endogen bestimmt wird. Eine Anwendung auf den deutschen Strommarkt zeigt, dass bereits die Implementierung einer kleinen Anzahl an optimal konfigurierten Preiszonen zu erheblichen Wohlfahrtsgewinnen führen kann, wobei die Höhe der interzonalen Übertragungskapazitäten einen entscheidenden Einfluss auf die Marktergebnisse hat.



© Shutterstock 664440838

Regulatorische Unsicherheit im Strommarkt

Es wird untersucht, welche Auswirkungen regulatorische Unsicherheit auf Investitionsanreize in Erzeugungs- und Übertragungskapazität haben. Dabei wird insbesondere eine mögliche Einführung von Preiszonen als Quelle der Unsicherheit berücksichtigt. Es zeigt sich, dass schon eine geringe Wahrscheinlichkeit für die Einführung von Preiszonen zu veränderten Investitionsentscheidungen führt. Unsicherheit hat dabei Einfluss auf den Netzausbau, die regionale Verteilung von Investitionen in Erzeugungskapazität, sowie auf den Technologiemix.



© Shutterstock 131120717

Theoretische Analysen zur Eindeutigkeit von Strommarktgleichgewichten

Für die Entwicklung der mathematischen Lösungsverfahren zur Analyse von Strommarktmodellen sind Erkenntnisse über theoretische Eigenschaften des Marktgeschehens wie beispielsweise die Eindeutigkeit von Gleichgewichten von entscheidender Bedeutung. In ihrer Masterarbeit analysierte die jetzige EnCN-Mitarbeiterin Vanessa Krebs diese Gleichgewichte für Marktdesigns, die explizit die Netzphysik oder Transportkosten beachten. Diese Abschlussarbeit von Frau Krebs erhielt den EnCN-Energiepreis 2017 und mündete in zwei in hochrangigen internationalen Fachzeitschriften veröffentlichten Publikationen und einer weiteren Arbeit, die sich gerade in der Begutachtung befindet.



© Shutterstock 133014653

Flexible Verbraucher im deutschen Strommarkt

Im Rahmen des Forschungsprojekts „Flexible Verbraucher“ wird mithilfe des EnCN-Strommarktmodells die Rolle flexibler industrieller Verbraucher im Strommarkt untersucht. Es zeigt sich, dass ein flexibler Stromverbrauch durch die Industrie nicht nur zu deutlich geringeren Stromkosten für flexible Konsumenten führt, sondern auch zu einem reduzierten Bedarf an Netzausbau. Um diese Effekte zu erzielen, sind regionale Anreize von besonderer Wichtigkeit.



© Shutterstock 650548597

Modellierung von Entry-Exit Gasmärkten

Um den Gashandel vom Engpassmanagement zu entkoppeln wurde in Europa das Entry-Exit System des Gashandels etabliert, das den Netzbetreiber verpflichtet, an Ein- und Ausspeiseknoten technische Kapazitäten festzulegen. Unternehmen buchen diese Kapazitäten langfristig und können dann täglich an den entsprechenden Knoten bis zur gebuchten Kapazität Gas einspeisen oder entnehmen. In diesem Projekt wird erstmals ein Modell des Entry-Exit Gashandels entwickelt, das es erlaubt, das Zusammenspiel der technischen Entscheidungen des Netzbetreibers und der Entscheidungen im Gashandel zu analysieren.



© Shutterstock 9623992

Robuste Durchmesserwahl für Pipelinenetzwerke

Beim Lösen von Optimierungsproblemen für den Netzausbau sollen Unsicherheiten berücksichtigt werden, damit zukünftige Netze auch bei Abweichungen der zugrundeliegenden Prognosen den veränderten Anforderungen genügen. In dem Projekt wird mit Hilfe einer neuen mathematischen Methode (Robuste Optimierung) für eine Vielzahl zukünftiger Bedarfsszenarien der robuste Durchmesser für Pipelinenetzwerke ohne Kreise am Beispiel eines Wasserstoffnetzes berechnet.



Speicherbetrieb und Entflechtung auf Verteilernetzebene

Es werden Vertrags- und Ausschreibungsszenarien untersucht, die es dem Verteilnetzbetreiber ermöglichen, in den rein gewinnmaximierenden Speicherbetrieb von privaten Betreibern einzugreifen, um Kosten beim Netzausbau und der Netzbewirtschaftung zu reduzieren. Im Zentrum steht die rechtliche Umsetzbarkeit der Szenarien. Dabei muss insbesondere auf das Entflechtungsregime, d.h. die Trennung von Markt- und Netzsphäre, geachtet werden. Diese Trennung wird zukünftig nach dem Änderungsvorschlag der Europäischen Kommission zur Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie weiteren Verschärfungen unterliegen.



Gouvernance-Struktur bei Pilotprojekten

Der Markteinführung technologischer Innovationen im Rahmen der Energiewende gehen oft Pilotprojekte im Feld voraus, in denen technische Systemkompatibilität, Geschäftsmodelle von Unternehmen und Akzeptanz durch die Nutzer getestet werden. Immer stärkere Interdependenzen im Energiesystem erfordern die Einbettung dieser Projekte in eine Quadruple Helix aus Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Zivilgesellschaft. In experimentellen Studien wurde untersucht, wie sich die organisationale Einbettung eines Pilotprojekts auf die Wahrnehmung von Innovationen auswirkt und welche Facetten von Pilotprojekten eine hohe Attraktivität für Kunden und Nutzergruppen implizieren.



© Shutterstock 765921106

Einfluss von Strompreisen und Marktdesign auf die Herstellung von electric fuels

Electric fuels sind strombasierte Kraftstoffe, die als CO₂-neutrale Alternative zu konventionellen Erdölprodukten wie Benzin, Diesel oder Kerosin eingesetzt werden können. Die Stromkosten sind ein besonders starker Treiber der Herstellungskosten von electric fuels, weshalb den Strompreisen und dem Strommarktdesign eine herausragende Bedeutung zukommt. Unter Verwendung der Strommarktmodellierung aus EMD konnte im Forschungsbereich SpeicherB gezeigt werden, dass die Herstellung kleinerer Mengen an Kraftstoff in Deutschland bei der Annahme regional differenzierter Preise wettbewerbsfähig zum Import der electric fuels aus Ländern mit exzellenten Bedingungen für erneuerbare Energien wie Canada, Namibia oder Chile sein kann

Inhaltsverzeichnis

Projektbericht 2018	2
1 Investitionsanreize in liberalisierten Energiemärkten	3
1.1 Modellierung von Strommärkten	
1.2 Methodenentwicklung für maßgeschneiderte Ansätze und Eindeutigkeit	
1.3 Anwendungen	
1.4 Beteiligte Wissenschaftler und Partner	
2 Ökonomische Analyse von Gasmärkten	5
2.1 Modellierung von Gasmärkten	
2.2 Anwendungen	
2.3 Beteiligte Wissenschaftler und Partner	
3 Geschäftsmodelle in Smart Grids	8
3.1 Allgemeine Problemstellung	
3.2 Anwendungen	
3.3 Beteiligte Wissenschaftler und Partner	
4 Schlussworte	11
5 Herausgehobene Tätigkeiten, Preise, Auszeichnungen	12
6 Ausgerichtete Workshops	14
7 Gutachten	14
8 Veröffentlichungen	15
9 Vorträge und Poster	17
10 Lehrveranstaltungen und Abschlussarbeiten	19

Projektbericht 2018

Im Projekt „Energiemarktdesign“ des EnCN² befasst sich ein Team aus Ökonomen, Mathematikern und Juristen (Abbildung 1) mit den wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für die Transformation des Energiesystems. Ziel ist es, Methoden der Energiemarktmodellierung und die notwendigen mathematischen Algorithmen zu entwickeln sowie mit fundierten Analysen zum energiepolitischen Diskurs in Deutschland und Europa beizutragen.

Im Bereich des **Strommarktes** liegen die Schwerpunkte insbesondere auf der Steuerungswirkung des Marktdesigns für privatwirtschaftliche Investitionen und den regulierten Netzausbau. Von besonderer Bedeutung ist dabei die Identifikation von zukunftsfähigen Rahmenbedingungen auf Verteilnetzebene, die Geschäftsmodelle regionaler Stakeholder und Flexibilitätsoptionen möglich machen. Für die Analyse komplexer ökonomischer Fragestellungen in Energiemarktmodellen werden mathematische Techniken erarbeitet, um die Lösbarkeit der betrachteten Modelle zu gewährleisten. Darüber hinaus werden auf Basis von Umfragen und Forschungsansätzen aus der Verhaltensökonomie individuelle Verhaltensmuster verschiedener Akteure identifiziert und auf dieser Grundlage Anreizsysteme hinsichtlich ihrer Wirkungen auf Entscheidungen an Energiemärkten untersucht. Besonderes Augenmerk gilt dabei dezentralen Ansätzen, die auch Geschäftsmodelle regionaler Akteure im urbanen und ländlichen Raum mitdenken. Im Bereich der **Gasmarktanalyse** werden mathematische Verfahren zur Betrachtung des europäischen Gasmarktes zur Anwendung gebracht, die im DFG Sonderforschungsbereich/Transregio (SFB TRR 154) zur mathematischen Modellierung, Simulation und Optimierung am Beispiel von Gasnetzwerken von den EnCN-Forschern in Kooperation mit Projektpartnern entwickelt werden. Auf Basis der grundlegenden methodischen Resultate des TRR 154 sollen im EnCN² realitätsnahe Modelle kalibriert und analysiert werden. Langfristiges Ziel der Arbeitsgruppe ist es, in einer integrierten Betrachtung Änderungen am Strom- und Gasmarktdesign mit ihren Auswirkungen auf das künftige Energiesystem untersuchen zu können. Im Bereich **Mobilität** wird die Interdependenz von nachhaltiger Mobilität mit dem Stromsektor analysiert. Dabei liegt das Augenmerk auf der batterieelektrischen Mobilität sowie (in Kooperation mit dem EnCN-Projekt Speicher B) auf der Wasserstoffmobilität mit Brennstoffzellen sowie anderen nachhaltigen Kraftstoffen. Durch dieses Themenspektrum werden zunehmend die Voraussetzungen geschaffen, auch Schlüsselfragen der Sektorenkopplung zu adressieren. Dies eröffnet einen neuen Blick sowohl auf die Transformation des deutschen Energiesystems als Teil des europäischen Binnenmarkts und des weltweiten Energiemarktes sowie auf dezentrale Energiemärkte an der Schnittstelle zu innovativen Konzepten in der Mobilität und in der Wärmeversorgung.



Abbildung 1: Das Team Energiemarktdesign am Energie Campus Nürnberg.

Im Rahmen des Projekts Energiemarktdesign im EnCN² wurden zu diesen Forschungsfragen im Jahr 2018 etwa 30 wissenschaftliche Arbeiten verfasst, die zum Teil bereits in hochrangigen internationalen Zeitschriften publiziert wurden. Ein weiteres Highlight waren die Berufungen von Prof. Dr. Veronika Grimm in den wissenschaftlichen Beirat des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und das Energy Steering Panel der EASAC (European Academies' Science Advisory Council) sowie die Verlängerung des DFG TRR 154 mit Beteiligung mehrerer Forscher aus EMD (Sprecher: Prof. Dr. Alexander Martin). Zudem ist das europäische Marie-Curie Innovative Training Network MINOA (Kordinatorin: Prof. Dr. Frauke Liers) zur gemischt-ganzzahlig nichtlinearen Optimierung gestartet. Schon seit 2013 bietet das internationale Doktorandenkolleg „Evidence Based Economics“ (gemeinsam mit der LMU München und der Universität Regensburg, Koordination in Nürnberg: Prof. Dr. Veronika Grimm) eine strukturierte Doktorandenausbildung. Außerdem wurden mehrere Nachwuchswissenschaftler für ihre exzellenten Forschungsarbeiten ausgezeichnet. Im Rahmen des Schöllner-Fellowships von Dr. Harry van der Weijde (University of Edinburgh) zum Thema „Regulatorische Unsicherheit in Strommärkten“ konnte die internationale Forschungskooperation ausgebaut werden. Die öffentliche Wahrnehmung und wissenschaftliche Vernetzung des EnCN profitierte wesentlich von der aktiven Teilnahme an internationalen Konferenzen mit ca. 60 Vorträgen, sowie von der Durchführung von internationalen und nationalen Workshops und Seminaren in Nürnberg. Hervorzuheben ist hierbei die bereits vierte Auflage des Nürnberg-München-Berlin Energy Workshops und die umfangreiche Präsenz auf der iSENEC Konferenz an der Messe Nürnberg. Auch die Lehre an der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg profitiert weiterhin in hohem Maße von den Aktivitäten am EnCN. Ein breites Spektrum mathematischer und ökonomischer Vorlesungen, die Betreuung von Abschlussarbeiten für Bachelor- und Masterstudenten und ein Seminar in Kooperation mit der N-ERGIE AG boten den Studenten verschiedener Studienrichtungen ein umfangreiches Lehrangebot zu Herausforderungen in der Energiewirtschaft. Aufbauend auf einer Lehrveranstaltung verfassten PD Dr. Lars Schewe und Prof. Dr. Martin Schmidt das Lehrbuch „Optimierung von Versorgungsnetzen. Mathematische Modellierung und Lösungstechniken“, das 2019 im Springer-Verlag erscheinen wird.

1 Investitionsanreize in liberalisierten Energiemärkten

1.1 Modellierung von Strommärkten

Im Forschungsschwerpunkt „Investitionsanreize in liberalisierten Energiemärkten“ arbeiten Mathematiker und Volkswirte an der mehrstufigen Modellierung von Strommärkten sowie an der Entwicklung von mathematischen Verfahren für deren Lösung. Im Fokus stehen die Entscheidungen der verschiedenen Akteure im liberalisierten Strommarkt, die gemeinsam in mehrstufigen Gleichgewichtsmodellen analysiert werden. Dabei wird untersucht, inwieweit sich alternative Rahmenbedingungen, die im Kontext der Energiewende diskutiert werden, auf Investitionen auswirken können und wie nahe das Ergebnis am Systemoptimum liegt. Die interdisziplinäre Kooperation in der Modellentwicklung hat bereits in der ersten Förderphase des EnCN wesentlich zur Entwicklung eines mehrstufigen Strommarktmodells (Grimm et al. 2016 [1]) beigetragen und wurde seitdem mit mehreren wissenschaftlichen Veröffentlichungen zu theoretischen (Kapitel 1.2) und angewandten Forschungsfragen (Kapitel 1.3) erfolgreich fortgesetzt. Durch Masterarbeiten, z. B. zu den Themen flexible Verbraucher, regulatorische Unsicherheit und Modellierung von Speichern, konnten Studenten der FAU Erlangen-Nürnberg in die Forschung am EnCN mit eingebunden werden und erste Forschungsansätze zur Kopplung dezentraler Strommärkte mit batterieelektrischer Mobilität erarbeitet werden. Außerdem wurde die Kooperation mit den Ingenieurwissenschaften aus dem Projekt Speicher B am EnCN im Bereich der Kopplung von Stromwirtschaft und Wasserstoffmobilität erfolgreich fortgeführt (Runge et al. 2019 [2] und Robinius et al. 2018 [22]).

1.2 Methodenentwicklung für maßgeschneiderte Ansätze und Eindeutigkeit

Bei der Weiterentwicklung und Analyse des Strommarktmodells wurden in der zweiten Förderphase des EnCN diverse Fortschritte erzielt. Krebs, Schewe und Schmidt (2018) [3], Krebs und Schmidt (2018) [4] und Kramer, Krebs und Schmidt (2018) [23] bewiesen grundlegende Aussagen zur Eindeutigkeit von Gleichgewichten in netzgebundenen Märkten für Netzwerke mit und ohne Transportkosten. Für ihre Masterarbeit zu diesem Thema erhielt Vanessa Krebs bereits im Dezember 2017 den Energiepreis des EnCN. Zeitgleich wurden die mathematischen Algorithmen zur besseren Lösung der mehrstufigen Modellstruktur weiterentwickelt – insbesondere zur optimalen endogenen Bestimmung von Preiszonen im

Strommarkt (Grimm et al. 2017 [5]; Kleinert und Schmidt 2018 [24]). Außerdem wird in einer weiteren Arbeit ein Algorithmus für mehrstufige Optimierungsmodelle entwickelt, der eine genaue Abbildung von Nachbarländern sowie von endogenen Investitionen in erneuerbare Erzeugungskapazitäten ermöglicht. Diese Erweiterungen sind die Grundlage für zukünftige Forschungsarbeiten in Bezug zu einer Reihe von aktuellen Herausforderungen bei der nachhaltigen Transformation des deutschen Stromsystems im Spannungsfeld des europäischen Strommarktes. Eine Weiterentwicklung der Modelle erfolgt außerdem bei der Abbildung von Flexibilitätsoptionen und Sektorenkopplung, um Forschungsfragen zu dezentralen Märkten besser adressieren zu können.

1.3 Anwendungen

Neben der Weiterentwicklung des Strommarktmodells wurden auch im Jahr 2018 aktuelle Fragen der energiepolitischen Diskussion in Deutschland im Detail beleuchtet. Im Zentrum standen dabei Fragen zu regionalen Steuerungssignalen im Strommarkt, um Investitions- und Produktionsentscheidungen langfristig optimal treffen zu können (Abbildung 2). In einer modellbasierten Optimierung von endogenen Preiszonen mit Anwendung auf den deutschen Strommarkt konnten Ambrosius et al. (2018) [25] zeigen, dass bereits eine kleine Anzahl an optimal konfigurierten Preiszonen zu erheblichen Wohlfahrtsgewinnen führen kann. In Kooperation mit dem Schöller Fellow Dr. Harry van der Weijde werden Auswirkungen von Unsicherheiten bezüglich des zukünftigen Marktdesigns auf Investitionsanreize in Erzeugungs- und Übertragungskapazität untersucht. Es zeigt sich, dass schon eine geringe Wahrscheinlichkeit für die Einführung von Preiszonen zu veränderten Investitionsentscheidungen führt, sowohl beim Leitungsausbau, als auch bei Technologiemix und regionaler Verteilung der Erzeugungsinvestitionen.

In Grimm et al. (2018) [25] wird das Strommarktmodell von Grimm et al. (2016) [1] so angepasst, dass es zur Modellierung von realen Strommärkten verwendet werden kann. Mit einer Kalibrierung für den deutschen Strommarkt für das Jahr 2035 wird gezeigt, dass verschiedene Marktdesignanpassungen, z.B. die Einführung einer zweiten deutschen Preiszone oder die systemdienliche Abregelung von Erneuerbaren Energien bei negativen Strompreisen und beim Engpassmanagement, zu substantiellen Wohlfahrtsgewinnen und Einsparungen beim Netzausbau führen können. Eine Untersuchung zu Kosten- und marktbasierendem Redispatch als Instrument des Engpassmanagements in Strommärkten mit Preiszonen (Grimm et al. 2018 [26]) zeigt, dass marktbasierter Redispatch im Vergleich zu kostenbasiertem Redispatch zu Wohlfahrtsverlusten führen kann, wenn die Netzbetreiber, die den optimalen Redispatch bestimmen, dabei mit dem Ziel der Minimierung ihrer Redispatchkosten agieren. Grimm et al. (2019) [27] untersuchen regionale Investitionsanreize mittels einer regional differenzierten Netzentgeltkomponente (G-Komponente) und zeigen, dass diese zwar in der Lage sind lokale Investitionsanreize für neue Erzeugungsanlagen zu setzen, kurzfristig aber zu keinen differenzierten Preissignalen am Strommarkt führen. Dadurch können im Gegensatz z.B. zu einem Nodalpreissystem keine signifikanten Auswirkungen auf die Wohlfahrt oder den Netzausbau festgestellt werden.

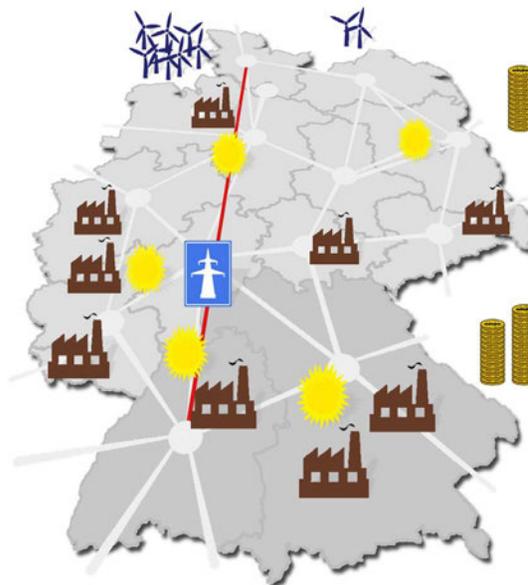


Abbildung 2: Räumliche Betrachtung von Deutschland und den Nachbarstaaten in der Modellierung. Eigene Darstellung.

In weiteren anwendungsorientierten Forschungsarbeiten zur Rolle flexibler industrieller Verbraucher zeigen Ambrosius et al. (2018) [6], dass ein flexibler Stromverbrauch durch die Industrie nicht nur zu deutlich geringeren Stromkosten für flexible Konsumenten führt, sondern auch zu einem reduzierten Bedarf an Netzausbau. Um diese Effekte zu erzielen, sind regionale Anreize von besonderer Wichtigkeit. Auf Basis des Gutachtens für die Monopolkommission [G1] wird aktuell auch an Auktionsformaten für Erneuerbare Energien Auktionen, insbesondere deren Einfluss auf die Höhe der Einspeisevergütung und die regionale Verteilung bezuschlagter Kraftwerksprojekte, geforscht. Hierfür werden in Kooperation mit dem Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik und Entscheidungstheorie (Prof. Bichler, TUM) unterschiedliche Auktionsregimes mithilfe numerischer Simulationen analysiert, um ausgehend vom aktuellen Status Quo das mit Blick auf Kosten, lastnahe Ansiedlung der Kraftwerke sowie Komplexität und Umsetzbarkeit wohlfahrtsoptimalste Auktionsregime zu identifizieren.

Die Sichtbarkeit der Forschergruppe konnte im Jahr 2018 wesentlich ausgebaut werden. Die Gutachten der vergangenen Jahre [G1–G5] sind umfangreich in die politische Diskussion eingeflossen und haben zu einer Wahrnehmung der Aktivitäten des EnCN in der Bundespolitik beigetragen. Die Teilnahme an Expertenveranstaltungen in Bonn (Bundeskartellamt), Berlin (BMW, BMJV) und in der Metropolregion Nürnberg ermöglichte einen Austausch mit nationalen und lokalen Stakeholdern zu Fragen von Netzausbau und Dezentralität in der Energiewende und zu Smart Markets. Ebenso fanden verschiedene Hintergrundgespräche mit Abgeordneten des Bundestags zu energieökonomischen Themen statt.

In den kommenden Jahren werden die aktuell laufenden Aktivitäten fortgeführt und weiterentwickelt. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Anwendung der Methoden im Hinblick auf dezentrale Strommärkte sowie deren Kopplung mit der Wärmeversorgung und innovativen Mobilitätskonzepten und auf Auktionsformaten für Erneuerbare Energien. Die Kooperation mit dem EnCN-Projekt Speicher B ist mit ersten gemeinsamen Veröffentlichungen gut gestartet und soll weiter ausgebaut werden. Eine enge Zusammenarbeit soll auch im Rahmen eines Doktorandenprojekts (Betreuer: Prof. Dr. Frauke Liers, Prof. Dr. Martin Schmidt) im von der EU geförderten Marie-Curie ITN MINOA hergestellt werden. Im Doktorandenprojekt soll der deutsche Strommarkt mit Hilfe von Datenanalysemethoden untersucht werden.

1.4 Beteiligte Wissenschaftler und Partner

Beteiligte FAU-Wissenschaftler: Mirjam Ambrosius, Dr. Jonas Egerer, Prof. Dr. Veronika Grimm, Thomas Kleinert, Vanessa Krebs, Prof. Dr. Frauke Liers, Prof. Dr. Alexander Martin, PD Dr. Lars Schewe, Prof. Dr. Martin Schmidt, Bastian Rückel, Philipp Runge, Christian Sölch, Prof. Dr. Gregor Zöttl

2 Ökonomische Analyse von Gasmärkten

2.1 Modellierung von Gasmärkten

Im zweiten Forschungsschwerpunkt „Ökonomische Analyse von Gasmärkten“ werden angewandte Studien zum deutschen und europäischen Gasmarkt durchgeführt. Hierbei steht das europäische Entry-Exit System im Fokus und es wird untersucht, inwieweit dieses System zu Effizienzverlusten durch ungenutzte Netzkapazitäten führt. Auf Basis dieser Analysen werden dann mögliche Modifikationen des Systems vorgeschlagen, um zu einer besseren Nutzung der Netzinfrastruktur zu gelangen. In diesem angewandten Kontext wird auf den Arbeiten des Sonderforschungsbereichs/Transregio (SFB TRR) 154 (Sprecher Prof. Dr. Alexander Martin) „Mathematische Modellierung, Simulation und Optimierung am Beispiel von Gasnetzwerken“ aufgebaut, an dem mehrere Forscher aus EnCN EMD als Teilprojektleiter beteiligt sind (Grimm, Liers, Martin, Schewe, Schmidt, Zöttl). Für den TRR 154 wurde im vergangenen Jahr die 2. Phase von 2018-2022 bewilligt, sodass die Kooperation dieser beiden Forschungsprojekte weitergeführt und durch ein neues Teilprojekt im TRR 154 zur Modellierung von Buchungen erweitert werden kann. Mit der mathematischen Beschreibung eines mehrstufigen Gasmarktproblems (Grimm et al. 2018 [7]) wurde der formale Rahmen für die zukünftige Analyse von Entry-Exit Gasmärkten geschaffen. Das resultierende mehrstufige Optimierungsproblem beinhaltet eine explizite Betrachtung der Interaktion unterschiedlicher Marktteilnehmer und kann Einblicke geben, inwieweit sich durch eine Modifikation der Handelsregeln eine effizientere Nutzung der Netzkapazitäten erreichen und als Folge der Investitionsbedarf in das Gasnetz reduzieren lässt. Während im Rahmen des TRR 154 intensiv an mathematischen Grundlagen zur Lösung der zu betrachtenden Probleme geforscht wird, wurde für die anwendungsorientierte Forschung

am EnCN über den deutschen Gasmarkt ein Modelldatensatz erstellt, der historische Marktdaten und eine vereinfachte Darstellung des Netzes, der Verdichter und der Übergabepunkte zu Nachbarzonen und Endverbrauchern beinhaltet. Auf dieser Basis werden aktuell Forschungsfragen bezüglich der Bereitstellung von Marktkapazitäten sowie ein Vergleich verschiedener Marktdesigns untersucht. Außerdem werden Verfahren, die optimale Ausbauentscheidungen für sogenannte potentialgetriebene Transportnetze, zu denen auch Gastransportnetzwerke zählen, am EnCN entwickelt (Robinius et al. 2018 [22]). Eine weitere – auf den in Robinius et al. (2018) [22] entwickelten Verfahren basierende – Publikation in Kooperation mit dem Forschungszentrum Jülich mit einem stärkeren Anwendungsfokus ist für 2019 in Planung. Zuletzt wurde in dem Artikel Labbé et al. (2018) [28] das europäische Buchungssystem im Gasmarkt theoretisch analysiert. Diese Kooperation mit der Université Libre de Bruxelles besteht auch weiterhin und stärkt somit das internationale Profil des Energie Campus Nürnberg.

2.2 Anwendungen

Grimm et al. (2018) [7] beschreiben in ihrer oben genannten Veröffentlichung ein mehrstufiges Optimierungsproblem, das den zeitlichen Ablauf des europäischen Gasmarktes innerhalb einer Entry-Exit Zone widerspiegelt. Wie in Abbildung 3 dargestellt, ist dabei zwischen der physikalischen Systembetrachtung der Gasnetzbetreiber (links) und der Interaktion auf dem Gasmarkt (rechts) zu unterscheiden. Gasnetzbetreiber bestimmen über die technischen Kapazitäten und die Buchungspreise (Stufe 1) sowie den kostenoptimalen Betrieb des Gastransports (Stufe 4), während die Marktakteure durch Buchungen von Kapazitäten (Stufe 2) und Nominierungen (Stufe 3) am Gasmarkt handeln. Schewe et al. (2018) [29] untersuchen dazu strukturelle Eigenschaften des Lösungsraums der möglichen Buchungskapazitäten. Die Arbeiten in diesem Forschungsschwerpunkt betrachten aufbauend auf dieser Grundlage realitätsnahe Kalibrierungen für das deutsche System und liefern damit Abschätzungen für die konkreten Ineffizienzen des Entry-Exit Systems. Hierbei kann vielfach auf die grundlegenden Ergebnisse des SFB TRR 154 zurückgegriffen werden (Aßmann et al. 2018 [8–9]; Geißler et al. 2018 [10]; Grimm et al. 2019 [11]; Groß et al. 2018 [12]; Gugat et al. 2018 [13–14]; Hiller et al. 2018 [15]; Mehrmann, Schmidt und Stolwijk 2018 [16]; Schewe und Schmidt 2018 [17]; Schmidt, Sirvent und Wollner 2018 [18]).

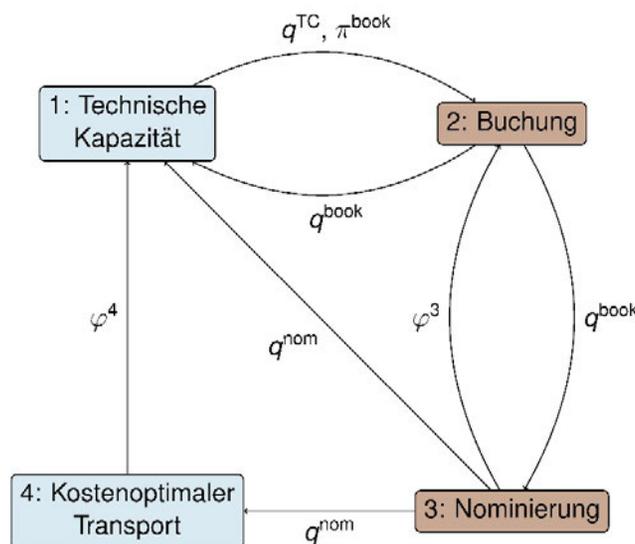


Abbildung 3: Abhängigkeiten in dem mehrstufigen Modell des Europäischen Entry-Exit Systems. Vgl. Grimm et al. (2018) [7].

Ökonomische Analysen zu europäischen Gasmärkten erfordern für die Abbildung bestehender Marktregeln die Modellierung des Entry-Exit Systems. Dabei werden alle physikalischen Randbedingungen auf Handelskapazitäten an marktrelevanten Punkten reduziert. Dies sind innerhalb einer Zone die grenz- und zonenüberschreitenden Netzpunkte, sowie Punkte mit Erdgasspeichern oder Gasproduktion (Abbildung 4). Für den deutschen Gasmarkt wurde für eine der beiden Marktzone bereits ein Datensatz erstellt. Dieser beinhaltet die historischen Gasflüsse an den marktrelevanten Punkten und eine vereinfachte geographische und physikalische Darstellung des Transportnetzes inklusive der Verdichter und der Übergabepunkte zu Nachbarzonen und Endverbrauchern. Die grundlegenden Eigenschaften des Datensatzes sind durch erste Berechnungen validiert worden. Im nächsten Schritt werden die Marktergebnisse des historischen Entry-Exit Gashandels mit einem Wohlfahrtsoptimum unter Berücksichtigung der physikalischen Flussbedingungen verglichen.

Wie im Strommarkt und dem zugrundeliegenden Transportnetz spielt auch der Leitungsausbau in Gas- und Wasserstofftransportnetzen eine wichtige Rolle. In diesem Forschungsschwerpunkt wird daher an der Bestimmung von optimalem Netzausbau gearbeitet – insbesondere unter Berücksichtigung der Modellierung des Gas- bzw. Wasserstoffflusses mithilfe potentialgetriebener Flussmodelle sowie unter Berücksichtigung von Unsicherheiten bezüglich zukünftiger Ein- und Auspeisedaten (Robinius et al. 2018 [22]). Die resultierenden Probleme sind mathematisch sehr herausfordernd.

Im Jahr 2018 konnte die Datensammlung und Validierung für die modellbasierte Abbildung des deutschen Gasmarktes abgeschlossen werden. Im Rahmen der Kooperation zwischen TRR 154 und dem EnCN werden zur Erstellung von finalen Dateninstanzen die bestehenden Datenbestände weiter zusammengeführt und aufbereitet, um insbesondere auch ökonomische Fragen in beiden Projekten adressieren zu können. In den im Rahmen des EnCN betrachteten Anwendungen sollen verstärkt Methoden zum Einsatz kommen, die im TRR 154 entwickelt wurden. In der zweiten Förderphase des TRR 154 (2018-2022) soll die mathematische Analyse von Marktthemen eine größere Rolle spielen. Ein enger Bezug soll auch zu dem BMBF-Projekt EiFer (Prof. Dr. Schmidt und externe Partner) hergestellt werden, das zum 01.01.2018 startete. EiFer studiert mathematische Fragestellungen bei Fernwärmenetzen.

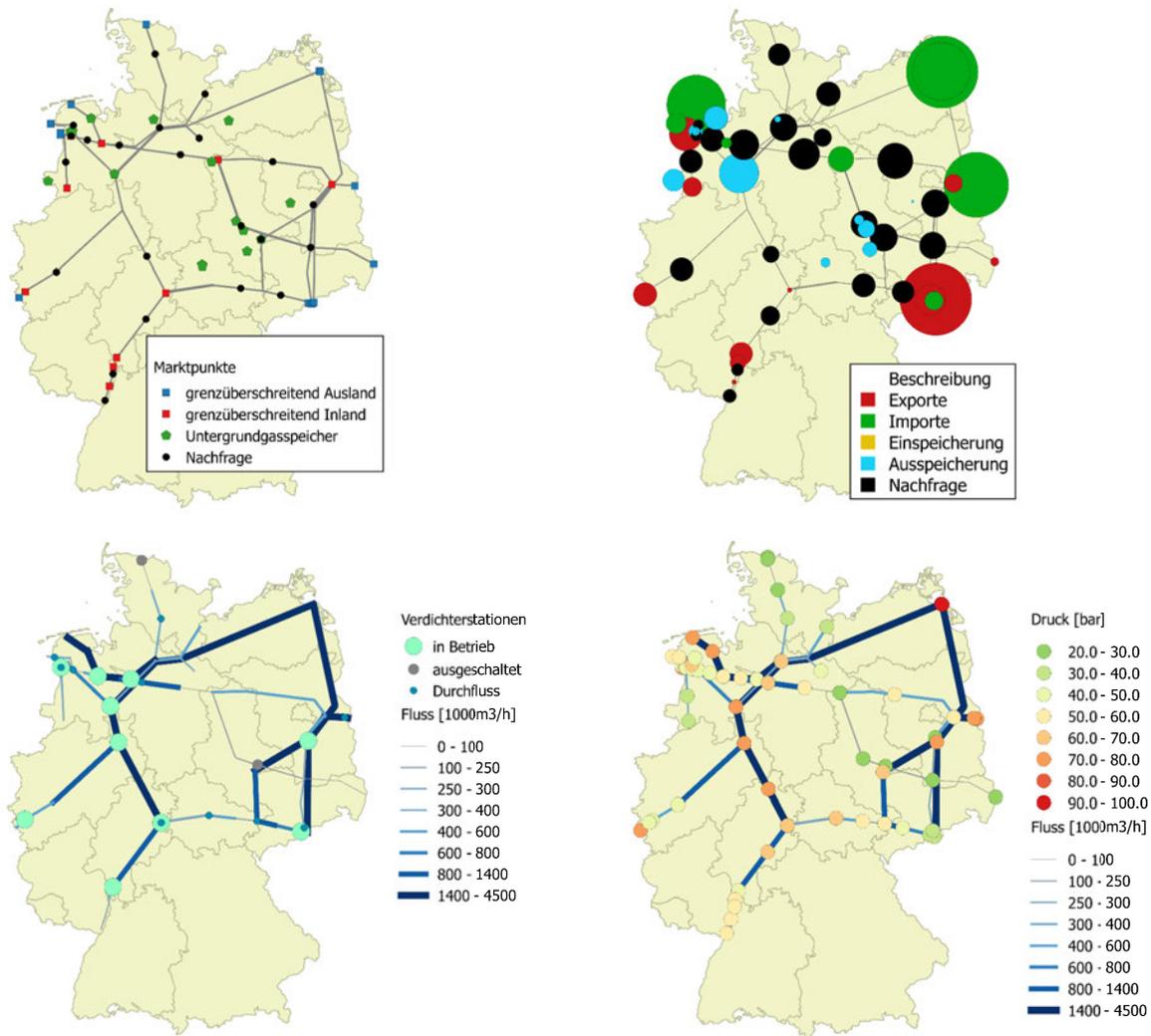


Abbildung 4: Darstellung der GASPOOL Markregion: wichtige Pipelines sowie Markt- und Nachfragepunkten (links oben), Ein- und Ausspeisung an einem Wintertag (rechts oben), Modellergebnisse: Gasflüsse und Betrieb von Verdichterstationen (links unten) Gasflüsse und Druckniveaus an Netzknoten (rechts unten). Eigene Darstellung.

2.3 Beteiligte Wissenschaftler und Partner

Beteiligte FAU-Wissenschaftler: Dr. Jonas Egerer, Prof. Dr. Veronika Grimm, Prof. Dr. Frauke Liers, Prof. Dr. Alexander Martin, PD Dr. Lars Schewe, Prof. Dr. Martin Schmidt, Johannes Thürauf, Prof. Dr. Gregor Zöttl

3 Geschäftsmodelle in Smart Grids

3.1 Allgemeine Problemstellung

Im Rahmen der Energiewende verlagert sich ein Großteil der energiewirtschaftlichen Aktivitäten in die niedrigen Spannungsebenen des Stromnetzes. Die damit einhergehende Dezentralisierung bringt neben technologischen Umstellungen auch eine Veränderung der Stakeholderstruktur mit sich. Oftmals sind es heute eine große Zahl an Klein- und Mittelständlern oder auch Privatpersonen, die als Investoren und Betreiber von Anlagen in einer Smart-Grid-Umgebung auftreten. Daneben bestehen weiterhin die traditionellen Konzerne der Energiebranche, die ebenfalls nach attraktiven Geschäftsmodellen im Smart Grid suchen. In diesem Forschungsschwerpunkt „Geschäftsmodelle in Smart Grids“ untersuchen Mathematiker, Ökonomen und Juristen, mithilfe welcher Marktmechanismen und Anreizstrukturen eine sinnvolle Interaktion all dieser Marktteilnehmer stattfinden kann, sodass basierend auf den technischen Möglichkeiten eines Smart Grids die Implementierung eines für alle Beteiligten effizienten (smarten) Energiesystems in den niedrigen Spannungsebenen des Stromnetzes erreicht wird. Neben der Analyse der Anreizstruktur in mehrstufigen Marktmodellen wird auch das Investitionsverhalten in empirischen Studien untersucht. Außerdem findet eine detaillierte Auseinandersetzung mit den rechtlichen Rahmenbedingungen statt.

Die Forschungsarbeiten bauen auf Vorarbeiten aus der ersten Förderphase des EnCN auf. Durch die Beteiligung an dem Projekt „Smart Grid Solar“ wurde der Grundstein für eine Modellierung des Zusammenspiels der Akteure im Verteilnetz gelegt. Außerdem wurde in einer umfangreichen Feldstudie im Rahmen des Förderprojekts „SWARM“ das Investitionsverhalten von Haushalten bei vernetzten Stromspeichern untersucht (Grimm, Kretschmer und Mehl, 2018 [30]). Haußner und Ismer (2018) [19] betrachten die rechtlichen Rahmenbedingungen des Speicherbetriebs mit Blick auf die Entflechtung auf Verteilnetzebene. Darauf aufbauend werden derzeit Szenarien mit verschiedenen Regulierungsregimen untersucht und quantitativ bewertet. In laufenden Arbeiten mit stärkerem mathematischem Fokus werden diese verschiedenen Perspektiven ergänzt, indem optimale Tarifstrukturen auf der Endverbraucherebene in Smart Grids mithilfe mehrstufiger Optimierungsprobleme bestimmt werden.

3.2 Anwendungen

Aufbauend auf der juristischen Studie zum Speicherbetrieb und zur Entflechtung auf Verteilernetzebene (siehe Haußner und Ismer, 2018 [19]), wurden in einem laufenden Projekt zwischen Ökonomen und Juristen alternative Vertrags- und Ausschreibungsszenarien abgeleitet, welche dem Verteilnetzbetreiber ermöglichen könnten, in den rein gewinnmaximierenden Speicherbetrieb von privaten Betreibern einzugreifen. Ziel dieser Ansätze ist es, eine Kostenreduktion des Netzausbaus und der Netzbewirtschaftung herbeizuführen. Zur Quantifizierung der Einsparungen in den jeweiligen Szenarien wurde ein dreistufiges Optimierungsmodell entwickelt, das es erlaubt, die möglichen Effizienzgewinne zu identifizieren (Abbildung 5). Das Modell wurde im Rahmen einer Fallstudie mit Daten aus einer Smart-Grid Feldstudie kalibriert. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Anpassung der Rahmenbedingungen, welche eine Mehrfachnutzung von Speichern ermöglicht, Investitionsanreize für Speicher generieren und dadurch zu einer Reduzierung des notwendigen Netzausbaus führen kann. Im Gegensatz dazu gibt es in einem Referenzszenario ohne Anpassung der Rahmenbedingungen keine Investitionsanreize für Speicher. Im Laufe des Jahres 2019 wird, aufbauend auf der juristischen Studie aus dem Jahr 2018, eine tiefergehende Diskussion des zukünftigen europäischen Strommarktdesigns mit Blick auf die Speicherintegration erfolgen. Diese wird mit einer Erarbeitung der möglichen Vertrags- und Ausschreibungsszenarien komplementiert.

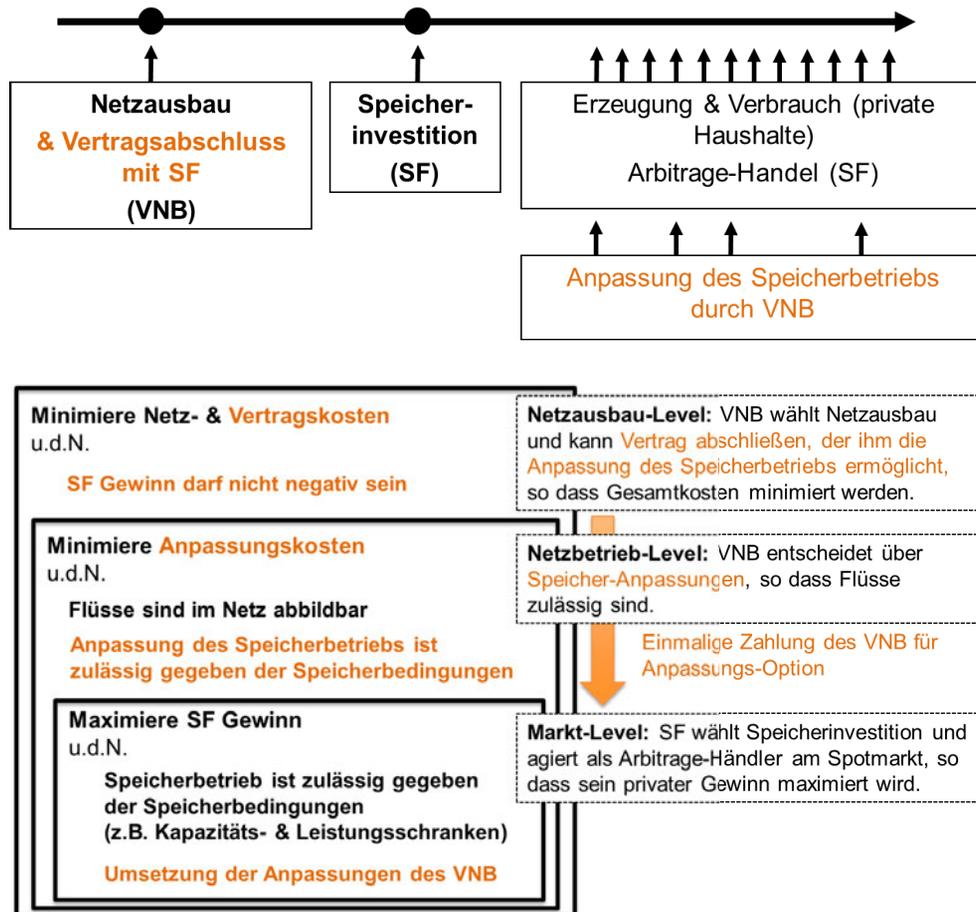


Abbildung 5: Oben (Bild1): zeitlicher Ablauf der Entscheidungen von reguliertem Netzbetreiber und privatem Speicherbetreiber, wenn die Mehrfachnutzung von Speichern rechtlich möglich ist; unten (Bild2): schematische Darstellung des dreistufigen Optimierungsproblems zur Abbildung der Mehrfachnutzung von Speichern. Eigene Darstellung.

In einer laufenden Forschungsarbeit zur Stromversorgungstarifizierung auf der Endverbraucherebene untersuchen Grimm, Orlinkaya, Schewe, Schmidt und Zöttl mithilfe mehrstufiger Optimierungsprobleme verschiedene Möglichkeiten der flexiblen Preisgestaltung für Endkunden mit eigenen Stromproduktionsanlagen und Energiespeichern. Dieser sogenannte Prosumer strebt einen kostenoptimalen Plan für die eigenen Produktionsanlagen und Energiespeicher an, wobei Strombezug aus dem Versorgungsnetz nach jeweiligem Tarifschema des Stromversorgers erfolgt. Der Stromversorger verkauft an der Börse erworbenen Strom an den Prosumer weiter und antizipiert für die Festlegung der flexiblen Tarifkomponenten das Verhalten des Prosumers. Dabei müssen die Tarifbedingungen für den Prosumer jeweils mindestens so attraktiv sein, wie bei einem auf dem Markt üblicherweise angebotenen Fixpreistarif. Betrachtet werden außer Fixpreistarif noch Real-Time-Pricing mit direkter Weitergabe der Börsenpreise an den Prosumer, sowie zwei Tarife, die eine mehrstufiger Modellierung erfordern: (i) Time-of-Use und (ii) Critical-Peak-Pricing. Die letzten beiden Tarife erlauben dem Stromversorger in bestimmten Zeitfenstern die Bezugspreise für den Prosumer zu erhöhen, was eine partielle Übertragung der Börsenpreisanreize an den Prosumer möglich macht. Alle drei flexibel bepreisten Tarife bewirken beim Prosumer Verhaltensänderungen (Abbildung 6), die höhere Gewinne für den Stromversorger ermöglichen. Werden allerdings nicht wie beim Real-Time-Pricing alle Börsenpreisanreize an den Prosumer durchgereicht, können flexible Strompreise zu mehrdeutigen kostenoptimalen Plänen vom Prosumer führen. Die Gewinne des Stromversorgers, die vom Verhalten des Prosumers abhängen, unterliegen also aufgrund dieser Mehrdeutigkeiten Schwankungen. Im schlechtesten Fall könnte es für die Time-of-Use und Critical-Peak-Pricing Tarife dazu führen, dass der Stromversorger keine Gewinne im Vergleich zum Fixpreistarif macht.

Bohlayer und Zöttl (2018) [20–21] betrachten die Auslegung und den Betrieb des Energieversorgungssystems und der Flexibilisierungsoptionen eines mittelständischen Unternehmens unter exakter Berücksichtigung der Temperaturniveaus von Wärme- und Kältebedarfen der analysierten industriellen Prozesse.

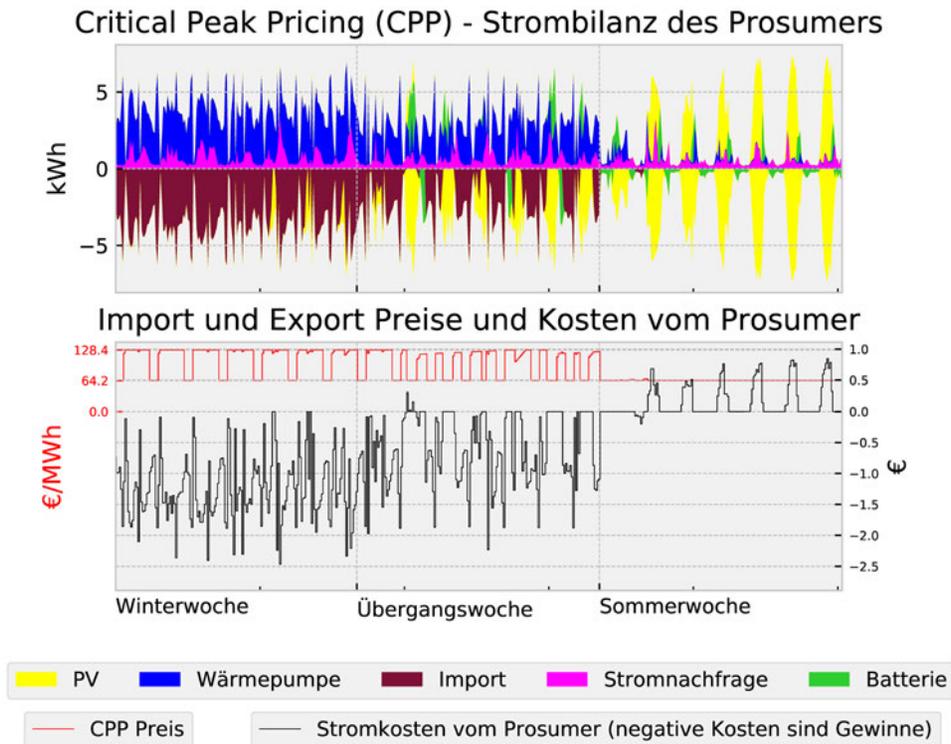


Abbildung 6: Zeitlicher Verlauf der Preise und Strombilanz für den Prosumer. Eigene Darstellung.

Die Wissenschaftler im Forschungsschwerpunkt führen die erfolgreichen Kooperationen mit Wissenschaftlern aus anderen Projekten des EnCN fort, die auf vergangenen gemeinsamen Förderprojekten basieren. Zu erwähnen ist hier die Kooperation mit Prof. Dr. Luther (EnCN-Netze) und Prof. Dr. German (EnCN-Speicher A) im Rahmen des „SWARM“-Projekts (gefördert durch die N-ERGIE AG). Außerdem wird die Ausbildung an der Schnittstelle Wirtschaftstheorie-Mathematik-Elektrotechnik im Elite-Masterprogramm „Advanced Signal Processing and Communications Engineering“ der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg vorangetrieben (Beteiligung von Prof. Dr. Veronika Grimm und Prof. Dr. Frauke Liers, gefördert durch das Elite Netzwerk Bayern, ENB). Der Folgeantrag für dieses Projekt ist gestellt und wird im Jahr 2019 entschieden. Im Graduiertenprogramm „Evidence Based Economics“ gemeinsam mit der LMU München und der Universität Regensburg (ebenfalls gefördert durch das ENB) wird die Doktorandenausbildung im Bereich der evidenzbasierten, quantitativen Wirtschaftsforschung auf einem hohen Niveau vorangetrieben. Der Anschluss der EnCN-Wissenschaftler an die betriebswirtschaftliche Forschung wurde im Rahmen des „Emerging Fields Initiative“ Projekts „Sustainable Business Models in Energy Markets: Perspectives for the Implementation of Smart Energy Systems“ der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg initiiert und ist heute im Forschungsschwerpunkt „Energienmärkte und Energiesystemanalyse“ des Fachbereichs Wirtschafts- und Sozialwissenschaften fest verankert. An dem Schwerpunkt beteiligt sind die Professorinnen und Professoren Beckmann, Fürst, Gatzert, Grimm, Ismer, Voigt, Zöttl (Fachbereich Wirtschafts- und Sozialwissenschaften), sowie Liers, Martin, Schmidt (Department Mathematik, als Zweitmitglieder des WiSo-Fachbereichs). Ein enger Bezug soll auch zu dem BMBF-Projekt Verteilnetze (Prof. Dr. Liers, Prof. Dr. Martin und externe Partner) hergestellt werden, das zum 01.01.2018 startete. In dem Projekt werden mathematische Fragestellungen betrachtet, die bei der Steuerung von Stromnetzen unter fluktuierender Einspeiseunsicherheit entstehen.

3.3 Beteiligte Wissenschaftler und Partner

Beteiligte FAU-Wissenschaftler: Prof. Dr. Veronika Grimm, Manuel Haußner, Prof. Dr. Roland Ismer, Thomas Kleinert, Sandra Kretschmer, Prof. Dr. Frauke Liers, Prof. Dr. Alexander Martin, Simon Mehl, Galina Orlinskaya, PD Dr. Lars Schewe, Prof. Dr. Martin Schmidt, Bastian Rückel, Prof. Dr. Gregor Zöttl

4 Schlussworte

Im Jahr 2018 konnte der Forschungsbereich Energiemarktdesign des EnCN weiter erfolgreich vorangetrieben werden. Die Ergebnisse der Forschung wurden auf zahlreichen hochangesehenen Fachtagungen und auch im Rahmen der Politikdiskussion auf nationaler und EU-Ebene präsentiert, in internationalen Spitzenzeitschriften veröffentlicht und umfangreich in Wissenschaft und Politik rezipiert. Die Aktivitäten des EnCN sind prägend für den FAU-Forschungsschwerpunkt „Energiesysteme der Zukunft“, den Schwerpunkt „Modellierung, Simulation und Optimierung“ der Naturwissenschaftlichen Fakultät der FAU und den Schwerpunkt „Energimärkte und Energiesystemanalyse“ des Fachbereichs Wirtschafts- und Sozialwissenschaften der FAU. Die Vernetzung von EMD mit dem EnCN-Projekt Speicher B ist mit einer gemeinsamen hochrangigen Veröffentlichung und weiteren laufenden Projekten auf einem sehr erfolgreichen Entwicklungspfad. Forschung im Bereich der Sektorenkopplung im Rahmen von innovativen Mobilitätskonzepten bieten an der Schnittstelle ein großes Potenzial für weitere Forschungsvorhaben. Die Vernetzung mit nationalen und internationalen Kooperationspartnern wurde im Rahmen von Workshops weiter vorangetrieben. Daran anknüpfend wird unmittelbar im Februar 2019 ein weiterer Workshop zur Energiemarktmodellierung mit TUM, ifo, DIW und TUB stattfinden, außerdem werden Ergebnisse der Forschung am EnCN auf dem „Mathematics of Energy“ Workshop am Newton Institute der University of Cambridge im April/Mai 2019 präsentiert. Im März 2019 wird darüber hinaus der Industrieökonomische Ausschuss des Vereins für Socialpolitik, der größten deutschen Ökonomenvereinigung, seine Jahrestagung am EnCN ausrichten. Im Rahmen der 100-Jahr-Feier der Fachbereichs Wirtschafts- und Sozialwissenschaften werden verschiedene Aktivitäten auch die Forschungsschwerpunkte von EnCN-EMD beleuchten.

Durch die Berufung von Prof. Dr. Martin Schmidt an die Universität Trier und von Dr. Schewe an die University of Edinburgh wird es zu einer umfangreichen Kooperation mit diesen Einrichtungen kommen. Prof. Dr. Martin Schmidt und Dr. Lars Schewe werden dem EnCN als Fellows eng verbunden bleiben. Darüber hinaus ist angedacht, durch ein Fellowship-Programm weitere Kooperationspartner enger an den Forschungsbereich EMD zu binden. Eine Verstärkung der Forschungsschwerpunkte des EnCN wird sich im kommenden Jahr durch die Berufung von vier W1 Tenure Track-Professuren ergeben, von denen eine unmittelbar den Forschungsbereich EMD verstärken wird und am Fachbereich Wirtschafts- und Sozialwissenschaften angesiedelt ist.

5 Herausgehobene Tätigkeiten, Preise, Auszeichnungen

Prof. Dr. Veronika Grimm war im Jahr 2018 in verschiedene Gremien tätig, u. a.:

- Mitglied des Energy Steering Panel of EASAC (European Academies' Science Advisory Council) auf Vorschlag der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina (seit 2018)
- Mitglied des Sachverständigenrats für Verbraucherfragen am Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz (seit 2018)
- Mitglied des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (seit 2018)
- Dekanin der Rechts- und Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (seit 2018)
- Mitglied des Vorstandes der ENERGIEregion Nürnberg e.V. (seit 2017)
- Mitglied des Arbeitskreises „Wettbewerbsökonomie“ des Bundeskartellamtes (seit 2017)
- Vorsitzende der Wissenschaftlichen Leitung des Energie Campus Nürnberg (seit 2017)
- Sprecherin des FAU-Forschungsschwerpunkts „Energiesysteme der Zukunft“, zusammen mit D. Guldi (seit 2017)
- Stellvertretende Vorsitzende des Wissenschaftlichen Beirats des ifo Instituts und des CESifo Netzwerks (seit 2016)
- Mitglied des Verwaltungsrats des ifo Instituts und des CESifo Netzwerks (seit 2016)
- Research Fellow, CESifo, München (seit 2016)
- Mitglied des Beirats von ForumV (seit 2016)
- Sprecherin des Fachbereichs Wirtschafts- und Sozialwissenschaften (seit 2016)
- Vorsitzende des Wissenschaftlichen Beirats des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung, DIW Berlin (seit 2015)
- Sprecherin des Forschungsschwerpunkts „Energimärkte und Energiesystemanalyse“ des Fachbereichs Wirtschaftswissenschaften der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (seit 2015)
- Mitglied des Kuratoriums des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung, DIW Berlin (seit 2015)
- Mitglied des Erweiterten Vorstands des Vereins für Socialpolitik (VfS) (seit 2015)
- Mitglied des Steering Boards vom Campus Future Energy Systems (seit 2015)
- Mit-Herausgeberin von Perspektiven der Wirtschaftspolitik (PWP) (seit 2015)
- Mitglied der Expertenkommission „Stärkung von Investitionen in Deutschland“ des BMWi (seit 2014)
- Mitglied des Sozialwissenschaftlichen Ausschusses des Vereins für Socialpolitik (VfS) (seit 2011)
- Mitglied des Industrieökonomischen Ausschusses des Vereins für Socialpolitik (VfS) (seit 2010)

Prof. Dr. Roland Ismer war im Jahr 2018 in verschiedene Gremien tätig, u. a.:

- Herausgeber des Kommentars Doppelbesteuerungsabkommen: DBA (7. Auflage) (seit 2017)
- Mitglied im Wissenschaftlichen Beirat der Deutschen Steuerjuristischen Gesellschaft (DStJG) (seit 2017)
- DIW Research Fellow, Berlin (seit 2015)
- Fachbeirat im Spektrum der Rechtswissenschaft in Wien (seit 2015)
- Mitglied des Forschungsnetzwerkes Climate Strategies (seit 2014)
- Mit-Herausgeber der Zeitschrift Mehrwertsteuerrecht (MwStR) (seit 2013)
- Stellvertretender Vorsitzender im Umsatzsteuerforum (seit 2012)
- Vorstandsmitglied des Vereins Nürnberger Steuergespräche e.V. (NSG) (seit 2010)

Prof. Dr. Frauke Liers war im Jahr 2018 in verschiedenen Gremien tätig, u. a.:

- Koordinatorin des Marie-Curie ITN MINOA (Mixed Integer Nonlinear Optimization: Algorithms and Applications) (seit 2018)
- Mit-Herausgeberin von Discrete Optimization (seit 2018)
- Mitglied des Vorstandes des SFB/TRR 154 „Modellierung, Simulation und Optimierung am Beispiel von Gasnetzen“ (seit 2017)

- Mit-Herausgeberin von „Optimization and Engineering“ (seit 2016)
- Studiendekanin, Department Mathematik, FAU (seit 2016)
- Mit-Herausgeberin von „Mathematical Methods of Operations Research“ (seit 2015)

Prof. Dr. Alexander Martin war im Jahr 2018 in verschiedene Gremien tätig, u. a.:

- Mitglied im Senats- und Bewilligungsausschuss für Graduiertenkollegs der DFG (seit 2019)
- Mitglied des Vorstands der Gesellschaft für Operations Research (GOR) (seit 2019)
- Mitglied des Meeting Committee der European Mathematical Society (seit 2017)
- Mit-Herausgeber von Journal of Optimization Theory and Applications (seit 2016)
- Sprecher des SFB/TRR 154 „Mathematische Modellierung, Simulation und Optimierung am Beispiel von Gasnetzwerken“ (seit 2014)
- Mit-Herausgeber von EMS series in Industrial and Applied Mathematics (seit 2013)
- Mit-Herausgeber des Vietnam Journal of Mathematics (seit 2011)
- Mitglied des Beirats von EURO Journal on Computational Optimization (seit 2011)
- Bereichskoordinator von Optimization Online, www.optimization-online.org (seit 2010)
- Mit-Herausgeber von Discrete Optimization (2009 - 2018)
- Mit-Herausgeber von Mathematical Programming C (seit 2008)
- BMBF Fachgutachter für „Mathematik“ (seit 2007)

Prof. Dr. Martin Schmidt war im Jahr 2018 in verschiedenen Gremien tätig, u. a.:

- Technical Editor der internationalen Zeitschrift “Mathematical Programming Computation”

PD Dr. Lars Schewe war im Jahr 2018 in verschiedenen Gremien tätig, u. a.:

- Technical Editor der internationalen Zeitschrift “Mathematical Programming Computation”

Die Arbeit von Mitarbeitern im Projekt Energiemarktdesign wurden im Jahr 2018 mit folgenden Preisen ausgezeichnet:

- **Mirjam Ambrosius.** Best Scientific Presentation Award auf der 12th Conference on Energy Economics and Technology in Dresden für das gemeinsame Projekt „Price Zones and Investment Incentives in Electricity Markets: An Application of Multi-Level Optimization with Graph Partitioning“ mit Veronika Grimm, Thomas Kleinert, Frauke Liers, Martin Schmidt und Gregor Zöttl. Technische Universität Dresden, 27.04.2018.
- **Dr. Jonas Egerer.** Förderung der Emerging Talent Initiative für das Projekt „Optimal regional decisions for the sustainable transformation of electricity markets“. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Juli, 2018.
- **Philipp Runge.** Energiepreis des EnCN e.V. für seine Masterarbeit. „Potential eines Stromspeichersystems auf Basis chemisch gebundenem Wasserstoffs für die deutsche Elektrizitätsversorgung im Jahr 2035“. Energie Campus Nürnberg, 13.12.2018.

Im Bereich Energiemarktdesign waren im Jahr 2018 folgende Personen zu Gast:

- Dr. Huppmann Daniel (IASSA Wien). 10./11.01.2018
- Prof. Dr. Martin Bichler (TU München). 18.01.2018
- Prof. Dr. Martine Labbé (Université Libre de Bruxelles). 04.02.2018 - 06.02.2018
- Dr. v.d. Weijde Harry (University of Edinburgh). Schöller Fellow im Jahr 2018/2019
- Prof. Dr. Steven Gabriel (University of Maryland). 21.-23.10.2018
- Dr. Pirlot Alice (University of Oxford). FAU-SIT: Seminar on International Taxation, 25.10.2018
- Dr. Mathur Aparna (American Enterprise Institute). FAU-SIT: Seminar on International Taxation, 25.10.2018
- Ass. Prof. Dr. Sadowsky Marilyne (University Panthéon-Sorbonne). FAU-SIT: Seminar on International Taxation 15.11.2018
- Prof. Dr. Haslehner Werner (University of Luxembourg). FAU-SIT: Seminar on International Taxation, 22.11.2018
- Ass. Prof. Dr. Vella John (University of Oxford). FAU-SIT: Seminar on International Taxation, 04.12.2018

- Prof. Dr. Stankiewicz Lukasz (University of Lyon). FAU-SIT: Seminar on International Taxation, 03.05.2018
- Ass. Prof. Dr. Pantazatou Katerina (University of Luxembourg) FAU-SIT: Seminar on International Taxation, 26.04.2018
- Prof. Johnston Angus (University of Oxford). Principles of European Law, 15./16.12.2018
- Prof. Dr. Duso Tomaso (DIW Berlin). NRSE, 12.12.2018

Presseauftritte:

- Interview in BR5 aktuell, Radiosendung - Der Funkstreifzug: "Energieversorgung: Ist dezentral wirklich besser oder nur teurer". Prof. Dr. Veronika Grimm. 02.01.2019.
- TV-Auftritt in alpha-demokratie: „Diskussion zu ‚Die Bundesnetzagentur‘: Begriffe, die tagtäglich in den Nachrichten vorkommen - wer versteht sie wirklich?“ Prof. Dr. Gregor Zöttl. 08.05.2018.

6 Ausgerichtete Workshops

- [1] „Friday@Noon - Bavarian Workshop on Optimization“ (organisiert gemeinsam von FAU Erlangen-Nürnberg und Universität Augsburg), Universität Augsburg, 16.11.2018
- [2] Konferenz „Gender Economics and the Workplace“, FAU Erlangen-Nürnberg, 08.11.2018 – 09.11.2018
- [3] 6. Vierteljahrestreffen für das Projekt Energiemarktdesign, Energie Campus Nürnberg, 26.10.2018
- [4] 2. Konferenz „Mathematics of Gas Transport“ (organisiert gemeinsam vom TRR154 und dem Forschungscampus Modal), Zuse Institut Berlin, 10.10.2018 – 11.10.2018
- [5] 5. Vierteljahrestreffen für das Projekt Energiemarktdesign, Energie Campus Nürnberg, 20.07.2018
- [6] 4. Vierteljahrestreffen für das Projekt Energiemarktdesign, Energie Campus Nürnberg, 20.04.2018
- [7] 1. AIP-IIS-MLGT Workshop (organisiert gemeinsam von FAU Erlangen-Nürnberg / Fraunhofer IIS / AI / RIKEN-AIP), Georgia Tech in Atlanta (US), 06.03.2018 – 07.03.2018
- [8] 4. Nürnberg-München-Berlin Energy Workshop (organisiert gemeinsam von Energie Campus Nürnberg / FAU Erlangen-Nürnberg / DIW Berlin / ifo Institut / TU Berlin / TU München), DIW Berlin, 22.02.2018 – 23.02.2018
- [9] 3. Vierteljahrestreffen für das Projekt Energiemarktdesign, Energie Campus Nürnberg, 26.01.2018

7 Gutachten

- [G1] **Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung.** Gutachten im Auftrag der Monopolkommission in Vorbereitung des 77. Sondergutachtens Energie2017 der Monopolkommission. Grimm V., G. Zöttl, C. Sölch (2017).
- [G2] **Stellungnahme und öffentliche Anhörung zu dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energie- und des Stromsteuergesetzes** (Drsn. 18/11493, 18/11927) sowie zu einem von der Fraktion DIE LINKE. gesondert eingebrachten Änderungsantrag. Finanzausschuss des Deutschen Bundestages. Ismer R. (2017).
- [G3] **Dezentralität und zellulare Optimierung - Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf.** Gutachten im Auftrag der N-ERGIE AG. Grimm V., G. Zöttl, M. Ambrosius, B. Rückel, C. Sölch; gemeinsam mit der Prognos AG (2016).
- [G4] **Regionale Preiskomponenten im Strommarkt.** Gutachten im Auftrag der Monopolkommission in Vorbereitung des 71. Sondergutachtens Energie2015 der Monopolkommission. V. Grimm, G. Zöttl, B. Rückel und C. Sölch (2015).
- [G5] **Stärkung von Investitionen in Deutschland.** Bericht der Expertenkommission im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft und Energie, Berlin (2015). Kommission: Fratzscher, M. (Vorsitz), S. Articus, F. Bsirske, R. Feiger, L. P. Feld, J. Fitschen, V. Grimm, R. Hoffmann, H. Jung, M. Kerber, W. Lemb, F.-J. Lersch-Mense, H.-H. Loewenstein, T. Mayer, T. Oletzky, S. Russwurm, M. Schnitzer, U. Schröder, H. Schwager, E. Schweitzer, M. Vassiliadis, T. R. Böger, F. Nauschnigg, T. Posselt, A. Bender, W. Eckart, S. Eide, D. Homann, A. Lieber, L. Schuknecht, B. Alm, R. L. Hoest, M. Meurers, U. Neuhäuser, P. Steinberg, S. Weins, J. Zettelmeyer, M. Gornig, C. Michelsen, B. Pagel, and A. Schiersch.

8 Veröffentlichungen

- [1] Grimm V.; A. Martin; M. Schmidt; M. Weibelzahl; G. Zöttl (2016). Transmission and generation investment in electricity markets: The effects of market splitting and network fee regimes. *European Journal of Operational Research*, Bd. 254, S. 493–509. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2016.03.044>
- [2] Runge P.; C. Sölch; J. Albert; P. Wasserscheid; G. Zöttl; V. Grimm (2019). Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035. *Applied Energy*, Bd. 233–234, S. 1078–1093. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.023>
- [3] Krebs V.; L. Schewe; M. Schmidt (2018). Uniqueness and multiplicity of market equilibria on DC power flow networks. *European Journal of Operational Research*, Bd. 271, S. 165–178. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.05.016>
- [4] Krebs V.; M. Schmidt (2018). Uniqueness of Market Equilibria on Networks with Transport Costs. *Operations Research Perspectives*, Bd. 5, S. 169–173. <https://doi.org/10.1016/j.orp.2018.05.002>
- [5] Grimm V.; T. Kleinert; F. Liers; M. Schmidt; G. Zöttl (2017). Optimal price zones of electricity markets: a mixed-integer multilevel model and global solution approaches. *Optimization Methods and Software*, S. 1–31. <https://doi.org/10.1080/10556788.2017.1401069>
- [6] Ambrosius M.; V. Grimm; C. Sölch; G. Zöttl (2018). Investment incentives for flexible demand options under different market designs. *Energy Policy*, Bd. 118, S. 372–389. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.059>
- [7] Grimm V.; L. Schewe; M. Schmidt; G. Zöttl (2018). A multilevel model of the European entry-exit gas market. *Mathematical Methods of Operations Research*. S. 1–33. <https://doi.org/10.1007/s00186-018-0647-z>
- [8] Aßmann D.; F. Liers; M. Stingl (2018). Decomposable Robust Two-Stage Optimization: An Application to Gas Network Operations Under Uncertainty. *Networks*. <https://doi.org/10.1002/net.21871>
- [9] Aßmann D.; F. Liers; M. Stingl; J.C. Vera (2018). Deciding Robust Feasibility and Infeasibility Using a Set Containment Approach: An Application to Stationary Passive Gas Network Operations. *SIAM Journal on Optimization*, Bd. 28, S. 2489–2517. <https://doi.org/10.1137/17M112470X>
- [10] Geißler B.; A. Morsi; L. Schewe; M. Schmidt (2018). Solving Highly Detailed Gas Transport MINLPs: Block Separability and Penalty Alternating Direction Methods. *INFORMS Journal on Computing*, Bd. 30, S. 309–323. <https://doi.org/10.1287/ijoc.2017.0780>
- [11] Grimm V.; J. Grübel; L. Schewe; M. Schmidt; G. Zöttl (2019). Nonconvex equilibrium models for gas market analysis: Failure of standard techniques and alternative modeling approaches. *European Journal of Operational Research*, Bd. 273, S. 1097–1108. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.09.016>
- [12] Groß M.; M.E. Pfetsch; L. Schewe; M. Skutella (2018). Algorithmic results for potential-based flows: Easy and hard cases. *Networks*. <https://doi.org/10.1002/net.21865>
- [13] Gugat M.; G. Leugering; A. Martin; M. Schmidt; M. Sirvent; D. Wintergerst (2018). MIP-based instantaneous control of mixed-integer PDE-constrained gas transport problems. *Computational Optimization and Applications*, Bd. 70, S. 267–294. <https://doi.org/10.1007/s10589-017-9970-1>
- [14] Gugat M.; G. Leugering; A. Martin; M. Schmidt; M. Sirvent; D. Wintergerst (2018). Towards simulation based mixed-integer optimization with differential equations. *Networks*, Bd. 72, S. 60–83. <https://doi.org/10.1002/net.21812>
- [15] Hiller B.; T. Koch; L. Schewe; R. Schwarz; J. Schweiger (2018). A system to evaluate gas network capacities: Concepts and implementation. *European Journal of Operational Research*, Bd. 270, S. 797–808. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.02.035>
- [16] Mehrmann V.; M. Schmidt; J.J. Stolwijk (2018). Model and Discretization Error Adaptivity Within Stationary Gas Transport Optimization. *Vietnam Journal of Mathematics*, Bd. 46, S. 779–801. <https://doi.org/10.1007/s10013-018-0303-1>
- [17] Schewe L.; M. Schmidt (2018). Computing feasible points for binary MINLPs with MPECs. *Mathematical Programming Computation*. <https://doi.org/10.1007/s12532-018-0141-x>
- [18] Schmidt M.; M. Sirvent; W. Wollner (2018). A decomposition method for MINLPs with Lipschitz continuous nonlinearities. *Mathematical Programming*. <https://doi.org/10.1007/s10107-018-1309-x>

- [19] Haußner M.; R. Ismer (2018). Betrieb von Stromspeichern durch Verteilernetzbetreiber: Eine Analyse des aktuellen Entflechtungsregimes und der geplanten Änderungen durch das Winterpaket der Europäischen Kommission. Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft. Bd. 7, Nr. 13, S. 51–59.
- [20] Bohlayer M.; G. Zöttl (2018). Low-grade waste heat integration in distributed energy generation systems - An economic optimization approach. *Energy*, Bd. 159, S. 327–343. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.095>
- [21] Bohlayer M.; M. Fleschutz; M. Braun; G. Zöttl (2018). Demand Side Management and the Participation in Consecutive Energy Markets - A Multistage Stochastic Optimization Approach. 15th International Conference on the European Energy Market, IEEE, Lodz, S. 1–5. <https://doi.org/10.1109/EEM.2018.8469912>

Preprints und eingereichte Arbeiten:

- [22] Robinius M.; L. Schewe; M. Schmidt; D. Stolten; J. Thürauf; L. Welder (2018). Robust Optimal Discrete Arc Sizing for Tree-Shaped Potential Networks. http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2018/02/6447.html
- [23] Kramer A.; V. Krebs; M. Schmidt (2018). Strictly and F-Robust Counterparts of Electricity Market Models: Perfect Competition and Nash–Cournot Equilibria. http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2018/07/6709.html
- [24] Kleinert T.; M. Schmidt (2018). Global Optimization of Multilevel Electricity Market Models Including Network Design and Graph Partitioning. http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2018/02/6460.html
- [25] Ambrosius M., V. Grimm; T. Kleinert; F. Liers; M. Schmidt; G. Zöttl (2018). Endogenous Price Zones and Investment Incentives in Electricity Markets: An Application of Multilevel Optimization With Graph Partitioning. SSRN Electronic Journal. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3271827>
- [26] Grimm V., A. Martin; C. Sölch; M. Weibelzahl; G. Zöttl (2018). Market-Based Redispatch May Result in Inefficient Dispatch. SSRN Electronic Journal. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3120403>
- [27] Grimm V.; B. Rückel; C. Sölch; G. Zöttl (2019). Regionally differentiated network fees to provide proper incentives for generation investment. SSRN Electronic Journal. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3120476>
- [28] Labbé M.; F. Plein; M. Schmidt (2018). Bookings in the European Gas Market: Characterisation of Feasibility and Computational Complexity Results. http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2018/12/6977.html
- [29] Schewe L.; M. Schmidt; J. Thürauf (2018). Structural Properties of Feasible Bookings in the European Entry-Exit Gas Market System. http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2018/09/6831.html
- [30] Kretschmer S.; V. Grimm; S. Mehl (2018). Diffusion of Green Innovations: Evidence from a Field Study on Domestic Electricity Storage. SSRN Electronic Journal. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3122235>

9 Vorträge und Poster

- [1] Schmidt M. Mixed-Integer Optimization for Energy Systems. 661. WE-Heraeus-Seminar "Nonlinear Dynamics, Optimization and Control of Distributed Energy Systems", Bad Honnef, 29.01.2018
- [2] Liers F. Robust Treatment of Non-Convex Optimization Problems and an Application to Gas Networks. Designing and Implementing Algorithms for Mixed Integer Nonlinear Optimization, Schloss Dagstuhl, 19.02.2018
- [3] Grübel J. Natural gas in Germany: Perspectives on market design and network infrastructure. Bavarian Berlin Energy Research Workshop (BB2), Berlin, 22.02.2018
- [4] Sölch C. Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035. Bavarian Berlin Energy Research (BB²), Berlin, 22.02.2018
- [5] Ambrosius M. Price Zones and Investment Incentives in Electricity Markets: An Application of Multi-Level Optimization with Graph Partitioning. Nürnberg-München-Berlin Energy Workshop, Berlin, 23.02.2018
- [6] Kretschmer S. Drivers for the Adoption of Domestic Electricity Storage: A Case Study from Southern Germany. Nürnberg-München-Berlin Energy Workshop, Berlin, 23.02.2018
- [7] Grimm V. Zum optimalen Zubau von Netzkapazität und Erneuerbaren Energien im liberalisierten Strommarkt. 82. Jahrestagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Erlangen, 06.03.2018
- [8] Haußner M. Long-term and short-term policy options for carbon pricing. Policy packages for low-carbon road maps in the materials sector, Berlin, 16.03.2018
- [9] Schmidt M. Mathematische Optimierung im Energiebereich. Eingeladener Vortrag bei der sonnen GmbH, Wildpoldsried, 20.03.2018
- [10] Kretschmer S. Drivers for the Adoption of Domestic Electricity Storage: A Case Study from Southern Germany. Evidence-Based Economics Machine Learning Workshop, München, 22.03.2018
- [11] Liers F. Robust Treatment of Non-Convex Optimization Problems. 7th International Conference on High-Performance Scientific Computing, Hanoi, 22.03.2018
- [12] Schmidt M. Network Expansion, Price Zones, and Investment Incentives in Electricity Markets: An Application of Multi-Level Optimization to the German Electricity Market. Eingeladener Vortrag bei Siemens zum Thema "Mathematical Algorithms for Comprehensive Energy Management Systems", Erlangen, 05.04.2018
- [13] Egerer J. Transmission and generation investment for a core market region within a larger electricity market. ENERDAY Conference, Dresden, 26.04.2018
- [14] Ambrosius M. Price Zones and Investment Incentives in Electricity Markets: An Application of Multi-Level Optimization with Graph Partitioning. Enerday 2018, Dresden, 27.04.2018
- [15] Runge P. Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035. ENERDAY 2018, Dresden, 27.04.2018
- [16] Schmidt M. Mathematik - Wozu? Über Graphentheorie und Google. Schülervortrag am Dürer-Gymnasium Nürnberg, Nürnberg, 02.05.2018
- [17] Kretschmer S. Diffusion of green innovations: Evidence from a field study on domestic energy storage. ENERGY 2018, Mannheim, 15.05.2018
- [18] Grimm V. Price Zones and Investment Incentives in Electricity Markets: An Application of Multi-Level Optimization with Graph Partitioning. ÖGOR Workshop Wien, Wien, 17.05.2018
- [19] Schmidt M. Price Zones and Investment Incentives in Electricity Markets: An Application of Multi-Level Optimization with Graph Partitioning. 13. ÖGOR-IHS Workshop & ÖGOR Arbeitskreis Mathematische Ökonomie und Optimierung in der Energiewirtschaft 2018, Wien, 17.05.2018
- [20] Ismer R. Inclusion of Consumption into the EU Emissions Trading Scheme rather than Border (Tax) Adjustments: Economic and Legal Aspects. CBT Research Seminar, Oxford, 11.06.2018
- [21] Egerer J. Transmission and generation investment for a core market region within a larger electricity market. 41st IAEE International Conference, Groningen, 12.06.2018
- [22] Grimm V. Price Zones and Investment Incentives in Electricity Markets: An Application of Multi-Level Optimization with Graph Partitioning. ERPG Seminar, Cambridge, 12.06.2018

- [23] Grübel J. Nonconvex equilibrium models for gas market analysis: Failure of standard techniques and alternative modeling approaches. IWF-Doktorandenseminar, Nürnberg, 12.06.2018
- [24] Rückel B. Regionally differentiated network fees to provide proper incentives for generation investment. 41st IAEE International Conference, Groningen, 12.06.2018
- [25] Runge P. Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035. 41st IAEE International Conference, Groningen, 13.06.2018
- [26] Sölch C. Possible Regulatory Frameworks for Enabling Multiple Use of Storage Devices by Regulated and Private Market Participants in Smart Grids. 41st IAEE International Conference, Groningen, 13.06.2018
- [27] Kleinert T. A Global Solution Approach for MIQP-QP Bilevel Problems. IWOBIP 2, Lille, 20.06.2018
- [28] Schmidt M. Combining Network Design and Graph Partitioning in a Multilevel Framework for Electricity Markets. IWOBIP'18. 2nd International Workshop on Bilevel Programming, Lille, 22.06.2018
- [29] Thürauf J. Robust Optimal Discrete Arc Sizing for Tree-Shaped Potential Networks. ISMP 2018, Bordeaux, 02.07.2018
- [30] Ambrosius M. Price Zones and Investment Incentives in Electricity Markets: An Application of Multi-Level Optimization with Graph Partitioning. ISMP 2018, Bordeaux, 03.07.2018
- [31] Runge P. Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035. Master and Doctoral Seminar, Nürnberg, 03.07.2018
- [32] Kleinert T. Combining Network Design and Graph Partitioning in a Multilevel Framework for Electricity Markets. ISMP 2018, Bordeaux, 04.07.2018
- [33] Schmidt M. The Impact of Physics on Market Equilibria in Energy Networks. ISMP 2018. 23rd International Symposium on Mathematical Programming, Bordeaux, 04.07.2018
- [34] Grübel J. Nonconvex equilibrium models for gas market analysis: Failure of standard techniques and alternative modeling approaches. ISMP 2018, Bordeaux, 05.07.2018
- [35] Orlinskaya G. Bilevel Optimization for Flexible Electricity Supply Tariff Design. ISMP 2018, Bordeaux, 05.07.2018
- [36] Ambrosius M. Price Zones and Investment Incentives in Electricity Markets: An Application of Multi-Level Optimization with Graph Partitioning. EURO 2018, Valencia, 11.07.2018
- [37] Grübel J. Computational analysis of market designs for smart grid implementation. EURO 2018, Valencia, 11.07.2018
- [38] Ambrosius M. Price Zones and Investment Incentives in Electricity Markets: An Application of Multi-Level Optimization with Graph Partitioning. iSEnEC Conference, Nürnberg, 17.07.2018
- [39] Grimm V. Regional Differentiation of Renewable Energy Subsidies: A Long Term Assessment. iSEnEC Conference, Nürnberg, 17.07.2018
- [40] Kleinert T. Mathematical Optimization for Energy Market Design - Challenges and Solution Approaches. iSEnEC 2018, Nürnberg, 17.07.2018
- [41] Krebs V. Uniqueness and multiplicity of market equilibria on DC power flow networks. iSEnEC 2018, Nürnberg, 17.07.2018
- [42] Kretschmer S. Diffusion of green innovations: Evidence from a field study on domestic energy storage. iSEnEC 2018, Nürnberg, 17.07.2018
- [43] Grübel J. Modeling inefficiencies in booking-based gas markets. iSEnEC 2018, Nürnberg, 18.07.2018
- [44] Orlinskaya G. Bilevel Optimization for Flexible Electricity Supply Tariff Design. iSEnEC 2018, Nürnberg, 18.07.2018
- [45] Rückel B. Simultaneous storage and transmission expansion planning in smart grids. iSEnEC 2018, Nürnberg, 18.07.2018
- [46] Runge P. Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035. iSEnEC 2018, Nürnberg, 18.07.2018
- [47] Sölch C. Possible Regulatory Frameworks for Enabling Multiple Use of Storage Devices by Regulated and Private Market Participants in Smart Grids. iSEnEC Conference, Nürnberg, 18.07.2018
- [48] Thürauf J. Robust Optimization with Application in Utility Network Design. iSEnEC 2018, Nürnberg, 18.07.2018

- [49] Kretschmer S. Diffusion of green innovations: Evidence from a field study on domestic energy storage. Evidence-Based Economics Research Strategy Seminar, München, 23.07.2018
- [50] Grimm V. Energiemarktdesign am EnCN. Besuch von Katja Hessel am EnCN, Nürnberg, 02.10.2018
- [51] Schmidt M. A Multilevel Model of the European Entry-Exit Gas Market. 2nd Conference on Mathematics of Gas Transport, Berlin, 10.10.2018
- [52] Thürauf J. Robust Optimal Discrete Arc Sizing for Tree-Shaped Potential Network. MOG2, Berlin, 10.10.2018
- [53] Egerer J. Research for the next stage of the low-carbon energy transformation. Berlin Conference on Sustainable Energy and Infrastructure Economics and Policy (BELEC), Berlin, 12.10.2018
- [54] Grimm V. Panel: Regulating Infrastructure Markets. MaCCI Konferenz, Mannheim, 16.11.2018
- [55] Ismer R. Neues aus der Rechtsprechung - Diskussion. 9. Deutscher Energiesteuertag, Berlin, 23.11.2018
- [56] Runge P. Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035. Aktionstage Nachhaltigkeit 2018, Nürnberg, 26.11.2018
- [57] Ismer R. Die Europäische Union und der deutsche Strompreis. Faszination Energie: EnCN, Nürnberg, 28.11.2018
- [58] Grimm V. Podiumsdiskussion – Wie können Innovationen im Energiebereich gefördert werden? dena SET Lab Dialogveranstaltung am BMWI, Berlin, 10.12.2018
- [59] Grimm V. Wie viel Dezentralität braucht die Energiewende? EnCN Jahreskonferenz, Nürnberg, 13.12.2018
- [60] Kretschmer S. Influence of organisational setups on the perception of pilot projects. Interne EnCN Konferenz, Nürnberg, 13.12.2018
- [61] Runge P. Synthetische Kraftstoffe aus Vorzugsregionen für erneuerbare Energien als Beitrag zur deutschen Energiewende. Interne EnCN Konferenz, Nürnberg, 13.12.2018
- [62] Sölch C. Regional differenzierte Investitionsanreize für Erneuerbare Energien. EnCN Jahreskonferenz, Nürnberg, 13.12.2018

10 Lehrveranstaltungen und Abschlussarbeiten

Lehrveranstaltungen an der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg:

- [1] Seminar Energiemärkte. Prof. Dr. Veronika Grimm / Prof. Dr. Gregor Zöttl. Sommersemester 2018
- [2] Vorlesung Mikroökonomik. Prof. Dr. Veronika Grimm. Sommersemester 2018
- [3] Vorlesung Unternehmenssteuerrecht. Prof. Dr. Roland Ismer. Sommersemester 2018
- [4] Vorlesung Einkommensteuerrecht. Prof. Dr. Roland Ismer. Sommersemester 2018
- [5] Vorlesung Internationales Steuerrecht. Prof. Dr. Roland Ismer. Sommersemester 2018
- [6] Vorlesung Optimierung von Versorgungsnetzen. PD Dr. Lars Schewe / Prof. Dr. Martin Schmidt. Sommersemester 2017
- [7] Seminar Energieoptimale Steuerung von Zugfahrten in einem U-Bahnnetz. Prof. Dr. Frauke Liers / Prof. Dr. Martin Schmidt. Sommersemester 2018.
- [8] Vorlesung Lineare Komplementaritätsprobleme. Prof. Dr. Martin Schmidt. Sommersemester 2018.
- [9] Vorlesung Industrieökonomik (Bachelor). Prof. Dr. Gregor Zöttl. Sommersemester 2018
- [10] Vorlesung Industrieökonomik (Master). Prof. Dr. Gregor Zöttl. Sommersemester 2018
- [11] Vorlesung Quantitative Methods in Energy Market Modelling. Prof. Dr. Gregor Zöttl. Sommersemester 2018
- [12] Vorlesung Spieltheorie. Dr. Jonas Egerer. Wintersemester 2018/2019
- [13] Vorlesung Advanced Game Theory. Prof. Dr. Veronika Grimm / Dr. Lawrence Choo. Wintersemester 2018/2019.
- [14] Vorlesung Game Theory with Applications to Information Engineering. Prof. Dr. Veronika Grimm. Wintersemester 2018/2019
- [15] Vorlesung Grundlagen des Steuerrechts. Prof. Dr. Roland Ismer. Wintersemester 2018/2019
- [16] Vorlesung Abgabenordnung. Prof. Dr. Roland Ismer. Wintersemester 2018/2019
- [17] Vorlesung Umsatzsteuerrecht. Prof. Dr. Roland Ismer. Wintersemester 2018/2019
- [18] Seminar Principles of EU Tax Law. Prof. Dr. Roland Ismer. Wintersemester 2018/2019

- [19] Vorlesung Advanced Mathematics for Economists. Prof. Dr. Alexander Martin. Wintersemester 2018/2019
- [20] Vorlesung Einführung in die Energiewirtschaft. Prof. Dr. Gregor Zöttl. Wintersemester 2018/2019
- [21] Vorlesung Advanced Industrial Organization. Prof. Dr. Gregor Zöttl. Wintersemester 2018/2019

Betreute Bachelorarbeiten:

- [1] Kernkraft in Frankreich: Renaissance oder schleichender Ausstieg durch Erneuerbare. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [2] Synthetisches Methan als Automobilkraftstoff der Zukunft. Ein wirtschaftlicher Vergleich zu flüssigen Alternativen. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [3] Soziale Interaktionseffekte in der Verbreitung neuer Technologien im Energiebereich. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [4] Auswirkungen von Elektromobilität auf die Verteilernetzinfrastruktur. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [5] Indiens Stromsektor im Wandel von Kohleverstromung zu PV und Wind. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [6] Entwicklung und Perspektiven der EEG Umlage. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [7] Marktmacht im Strommarkt – Überblick und Bewertung für Deutschland. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [8] A Heuristic for Linear Bilevel Problems based on Penalty Alternating Direction Methods. Prof. Dr. Martin Schmidt
- [9] Eindeutigkeit von Nash-Cournot-Gleichgewichten auf Netzwerken. Prof. Dr. Martin Schmidt
- [10] Negative Strombörsenpreise und der Einfluss der Erneuerbaren Energien. Prof. Dr. Gregor Zöttl
- [11] Diskussion eines wissenschaftlichen Fachartikels zu „Regulierung von Energiemärkten“. Prof. Dr. Gregor Zöttl
- [12] Wie viel Speicher braucht die Deutsche Energiewende? Prof. Dr. Gregor Zöttl
- [13] Vergleich der Ökobilanzen von wasserstoff- und batterieelektrischer Mobilität anhand einer Lebenszyklusanalyse. Prof. Dr. Gregor Zöttl
- [14] Vergleich verschiedener E-Fuels in einem Szenario für 2035. Prof. Dr. Gregor Zöttl
- [15] Prosumage von Privathaushalten mittels Photovoltaikanlagen mit Batteriespeichern. Prof. Dr. Gregor Zöttl

Betreute Masterarbeiten:

- [1] Transformation of the German electricity system in a European context. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [2] Analyse der Kosten batterieelektrischer Mobilität mit Fokus auf die Verteilernetzinfrastruktur. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [3] Bidding Zones for the European Electricity Markets. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [4] Graphpartitionierungen für Alternating Direction Methods mit Anwendungen auf Gasnetze. Prof. Dr. Martin Schmidt
- [5] Bilevelproblem des europäischen Gasmarktes. Prof. Dr. Martin Schmidt
- [6] Mixed integer moving horizon control for flexible energy storage systems. Prof. Dr. Martin Schmidt
- [7] Ein Moving-Horizon-Ansatz für mehrstufige stochastische Portfolio-Optimierung mit langfristigen und illiquiden Infrastrukturinvestitionen. Prof. Dr. Martin Schmidt
- [8] Robustifizierungen von Gleichgewichtsproblemen im Strommarkt. Prof. Dr. Martin Schmidt
- [9] Eine Vorstellung und ökonomische Bewertung der neuen Regelungen des EEG. Prof. Dr. Gregor Zöttl
- [10] Sustainable strategies and multilateral cooperation for the energy systems in Central Asia. Prof. Dr. Gregor Zöttl
- [11] Flexibilisierung für das zukünftige Strommarktdesign – Eine mehrstufige Optimierung zur Analyse der Investitionsanreize und Wechselwirkungen von Flexibilitätsoptionen. Prof. Dr. Gregor Zöttl



**ENERGIE
CAMPUS
NÜRNBERG**

Forschungsbereich
Energiamarktdesign

Fürther Str. 250
90429 Nürnberg
Tel.: +49 911 / 56 854 9120
Email: info@encn.de
www.encn.de/markt

Partner:



Unterstützt durch:



Gefördert durch:

