

Vom Strommarkt bis zur Netzdynamik: Ganzheitliche Stromsystemanalyse an der TUM.

Sascha Altschäffl, Irina Boiarchuk, Thomas Hamacher, Dominic Hewes, Kais Siala und Rolf Witzmann

Die Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze (Prof. R. Witzmann) und der Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme (Prof. T. Hamacher) an der Technischen Universität München kooperieren mit dem Ziel eine ganzheitliche Stromsystemanalyse anzubieten. Darunter verstehen sie die kombinierte Betrachtung aller für das Stromnetz relevanten Aspekte wie z.B. die Entwicklung des konventionellen Kraftwerkseinsatzes unter Berücksichtigung des Ausbaus erneuerbarer Energien in Europa, Strommarktentwicklungen, Leitungsauslastungen, Frequenz- und Spannungsverhalten. Die Netzberechnungen werden dabei mit einem auf öffentlich verfügbaren Daten basierenden AC-Modell des europäischen Verbundnetzes (Synchrongebiet der ENTSO-E) durchgeführt.

Forschungsarbeit am Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme (ENS)

Der Lehrstuhl hat einen Schwerpunkt in der Energiemodellierung. Modelle auf verschiedensten zeitlichen und geographischen Skalen werden entwickelt, um die Bedingungen des technischen aber auch organisatorischen Energiewandels zu verstehen. Dabei werden neue Methoden der Modellierung entwickelt, die technische und physikalische Randbedingungen erfüllen und trotzdem gesellschaftliche und wirtschaftliche Aspekte berücksichtigen.

Für die hier vorgestellte Kooperation wird das europäische Strommarktmodell verwendet, das im Rahmen des Projekts „Energy Valley Bavaria“ aufgebaut wurde [1]. Dieses liefert eine kostenoptimale Betriebsweise der vorhandenen Kraftwerke zur Deckung der

Stromnachfrage unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen. Dazu wird Europa anlehnend an die NUTS2-Klassifizierung in 268 Regionen aufgeteilt, für die sowohl der Stromverbrauch als auch die Erzeugung aus sogenannten „Must-Run“ Kraftwerken (Wind, PV, Wasser, Biomasse, KWK) vorgegeben sind (siehe Abb. 1). Pro Region gibt es einen Knoten, der mit jeder anderen Region über maximal eine Leitung verbunden ist. Die vereinfachte Netztopologie

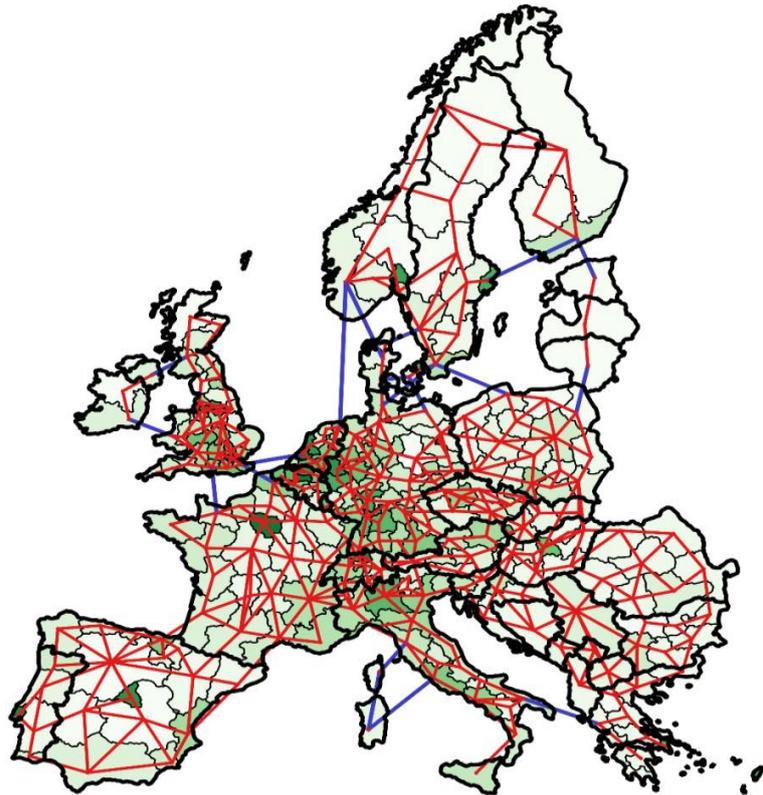


Abb. 1: Modell des europäischen Übertragungsnetzes. Die Einfärbung der Regionen spiegelt den spezifischen Stromverbrauch pro Flächeneinheit wieder [1].

stellt jedoch sicher, dass die äquivalenten Leitungskapazitäten zwischen zwei Regionen die realen Werte nicht überschreiten. Für jede Stunde werden die Kosten des Einsatzes von konventionellen, steuerbaren Kraftwerken und Speichern minimiert, so dass die verbleibende Residuallast stets gedeckt wird, wobei der Austausch mit den Nachbarregionen bis zu den Leitungskapazitätsgrenzen gestattet ist.

Trotz der Vereinfachungen bezüglich Netztopologie und Gleichstromlastflussrechnung liefert das Modell realitätsnahe Ergebnisse in stündlicher Auflösung mit vertretbarem Rechenaufwand. Dies wurde anhand von innovativen Methoden zur Kraftwerksmodellierung erreicht [2, 3]. Mit dem Strommarktmodell können durch Änderung des Datensatzes verschiedene Szenarien für ein ganzes Jahr simuliert werden. Die Berechnung der Lösung des gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblems erfolgt schrittweise mittels eines sogenannten „Rolling Horizon“ (siehe Abb. 2). Dadurch können die Ein- und Ausschaltentscheidungen sowie die Speicherbewirtschaftung mit einer gewissen Voraussicht betrieben werden.

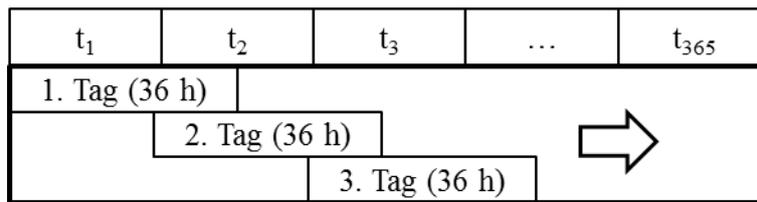


Abb. 2: Berechnung eines gesamten Jahres mittels „Rolling Horizon“ [1].

Forschungsarbeit an der Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze (EEN)

Die Hauptforschungsgebiete der Professur umfassen die Bereiche Batteriespeichersysteme und Virtuelle Kraftwerke im Verteilnetz, „Smart Grid“-Lösungen, intelligente Verteilnetze mit Hilfe von Leistungselektronik und Entwicklung von Methoden und Modellen zur Analyse des Übertragungsnetzes. Der letztgenannte Bereich ist für die hier vorgestellte Kooperation relevant. Im Rahmen mehrerer Projekte ist in den letzten Jahren ein detailliertes topologisches Netzmodell des ENTSO-E-Synchronebietes basierend auf öffentlich zugänglichen Daten entstanden (siehe Abb. 3). Es beinhaltet mehr als 195.000 km 380-/220-kV-Leitungen, über 830 380/220-kV-Transformatoren sowie mehr als 900 Kraftwerke mit einer installierten Gesamtleistung größer 500 GVA [4]. Zudem erfolgte eine Regionalisierung des geografischen Modells entsprechend der Forschungsarbeit am ENS. Den in jeder Region vorhandenen Umspannwerken werden schließlich Lasten und die zu erwartenden Einspeiseleistungen aus den konventionellen Kraftwerken, sowie den PV- und Windenergieanlagen zugeordnet. Als Eingangsdaten für die Einspeisungen und Last dienen veröffentlichte Jahreszeitreihen mit einer stündlichen Auflösung. So wird z. B. für die Bestimmung der Last auf die von der ENTSO-E veröffentlichten Lastverläufe je Land zurückgegriffen. In Verbindung mit den verfügbaren, statistischen Daten je NUTS2-Region (Einwohnerzahl, Bruttowertschöpfung usw.) kann schließlich der zeitliche Lastverlauf eines Landes auf die Regionen projiziert werden.

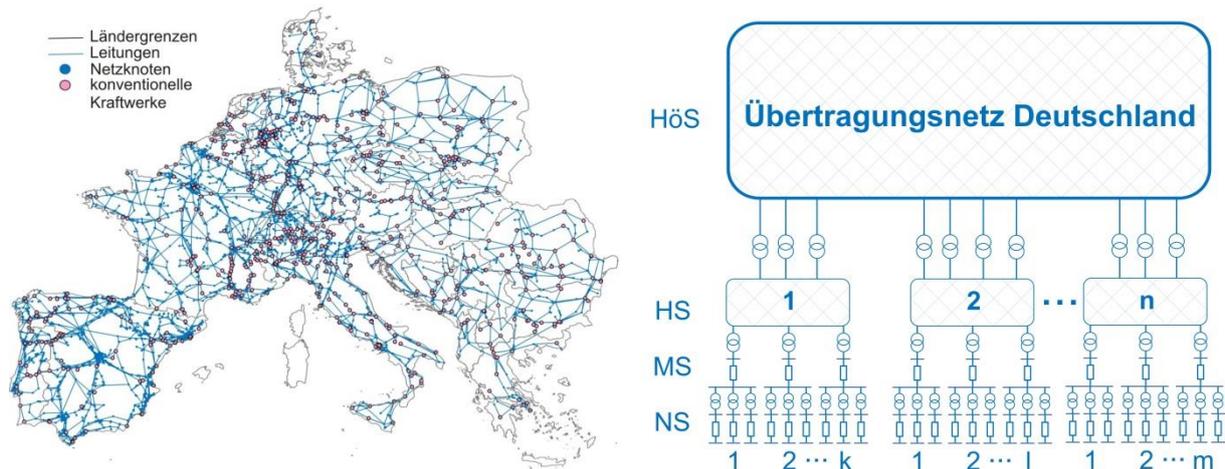


Abb. 3: Topologie des europäischen Netzmodells [5] und Nachbildung der Verteilnetze in Deutschland [6]

Aufbauend darauf werden die in Abb. 4 dargestellten Prozessschritte im Rahmen der in [5] präsentierten Simulationsumgebung durchlaufen, um ein AC-Netzmodell zu erhalten. Die einzelnen Schritte können abhängig vom zugrundeliegenden Netzmodelltyp in zwei Abschnitte unterteilt werden. So wird das topologische Netzmodell als DC-Modell zur Bestimmung des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes in jeder Stunde (vereinfachte Marktsimulation) herangezogen. Darauf aufbauend werden die notwendigen Blindleistungskompensationsmaßnahmen zur Generierung eines AC-Netzmodells ermittelt und der optimale Redispatch der konventionellen Kraftwerke bestimmt. Das Modell kann dann für einzelne oder alle Lastflusssituationen der Zeitreihe um dynamische Modelle erweitert werden. Weiterhin besteht bei Untersuchungen innerhalb eines Landes (z. B. Deutschland) die Möglichkeit der Ergänzung um dynamische Nachbildungen der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene (siehe Abb. 3) [6]. Diese dynamischen Modelle und Nachbildungen ermöglichen schließlich weiterführende Untersuchungen zur Frequenz-, Spannungs- und der spannungsebenenübergreifenden Systemstabilität (z. B. Kurzschluss-, Ausfallsimulation, Eigenwertanalyse usw.).

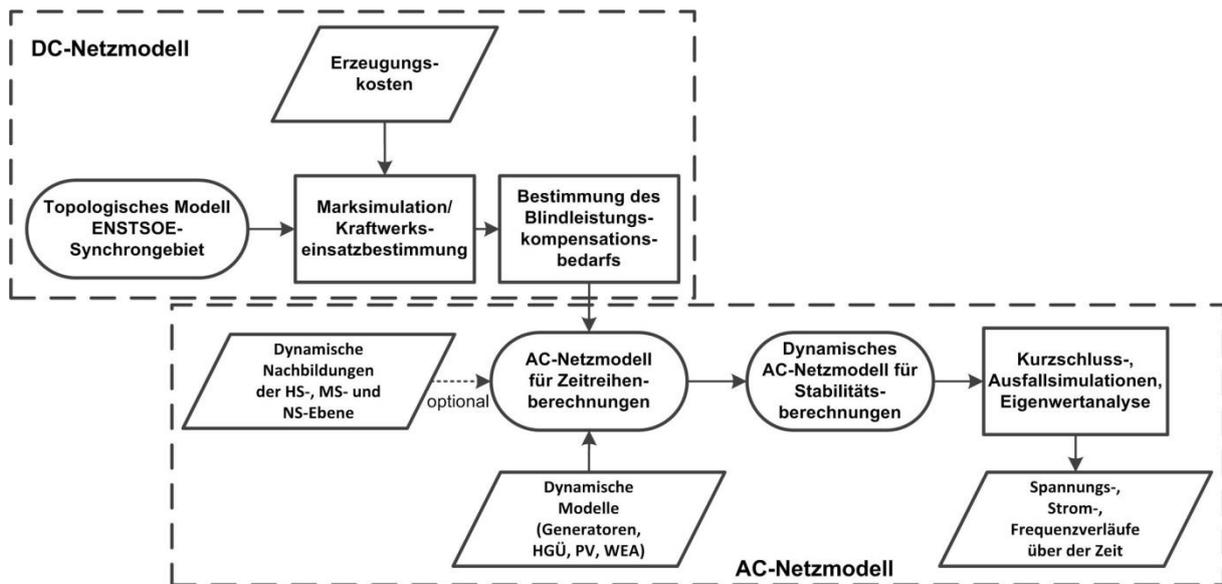


Abb. 4: Übersicht der Prozessschritte und der Netzmodelltypen

Schnittstellen und Mehrwert der Kooperation

Aus den vorangegangenen Abschnitten wird deutlich, dass sich die Forschungsschwerpunkte der beiden Institute sehr gut ergänzen. So liegt der Fokus beim EEN auf der Netzmodellierung/-berechnung und der Entwicklung neuer Methoden zur Steigerung der Genauigkeit und Effizienz von Netzberechnungen. Die Bereiche Marktsimulation, Kraftwerkseinsatzplanung, Entwicklung des Kraftwerksparks und Szenarienentwicklung für zukünftige Einspeisung aus erneuerbaren Energien werden dabei vereinfacht betrachtet. Hierauf liegt allerdings der Fokus am Institut ENS, wobei dort stark vereinfachte Netzmodelle zur Berechnung herangezogen werden. Die jeweiligen Kompetenzen können nun wie in Abb. 5 dargestellt über definierte Schnittstellen zwischen den Instituten ausgenutzt und kombiniert werden. So ermöglicht ein abgestimmtes topologisches Modell als Ausgangspunkt dem EEN eine Berücksichtigung der Marktsimulationsergebnisse des ENS zur Erstellung des AC-Netzmodells für die Zeitreihenberechnung. Die damit generierten Lastflussergebnisse werden zur weiteren Analyse hinsichtlich der Zusammenhänge zwischen der Marktsimulation und den physikalischen Lastflüssen an den ENS übergeben. Die Ergebnisse der Analyse können somit in das Marktmodell zur Weiterentwicklung einfließen. Ebenso verhält es sich mit den Ergebnissen der dynamischen Netzsimulationen. Es können hier unmittelbare Zusammenhänge zwischen Marktentwicklungen, Änderungen in der Erzeugungslandschaft und dem physikalischen Verhalten des Netzes aufgezeigt werden.

Netzberechnung (EEN)

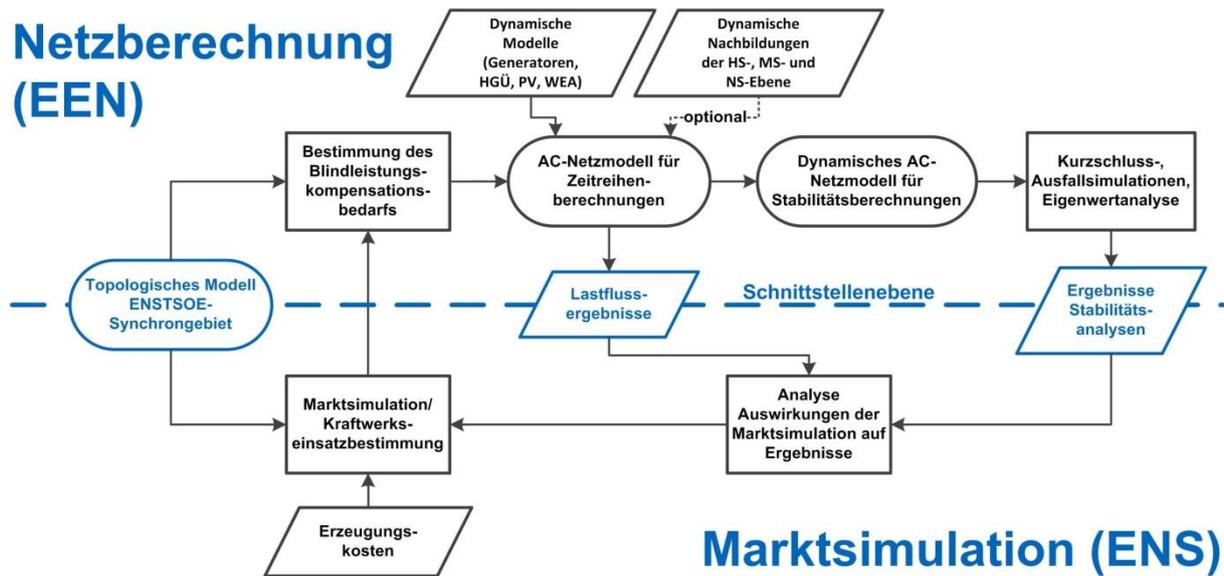


Abb. 5: Übersicht über die Prozessschritte bei der Kooperation von EEN und ENS

Generell lassen sich mit der vorgestellten Kooperation alle relevanten Größen und Bereiche des Netzbetriebs gegenüberstellen und die Auswirkungen aufeinander untersuchen. Wie in Abb. 6 zu sehen, handelt es sich bei den relevanten Komponenten um Netztopologie, Netzbelastung, Dynamik und Markt. Da es zwischen Netztopologie und Netzbelastung/Dynamik nur eine sinnvoll zu untersuchende Auswirkungsrichtung gibt, ist dies in diesen Fällen mit einfachen Pfeilen dargestellt. Die Doppelpfeile zeigen hier insbesondere beim Markt auf, dass durch die Kooperation der Einfluss des Marktes auf die anderen drei Bereiche untersucht werden kann und umgekehrt auch Empfehlungen für die Anpassung des Marktes aus Sicht des Netzes möglich sind.

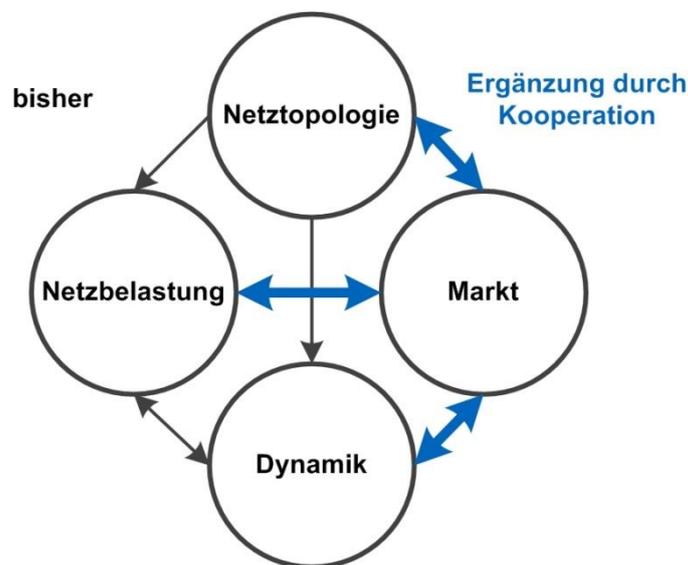


Abb. 6: Untersuchbare Zusammenhänge der vier wichtigsten Komponenten im Netzbetrieb

Die in der Kooperation adressierten Fragestellungen lassen sich grob in zwei Bereiche gliedern. So bezieht sich ein Teil der Fragen auf das deutsche Stromsystem im europäischen Kontext und der andere Teil umfasst europaweite Themen. Ein Beispiel für den erstgenannten Bereich ist die Fragestellung: Welchen Einfluss hat die Energiepolitik der Nachbarländer auf das deutsche Stromnetz? Hier geht es beispielsweise um die Auswirkungen des Einsatzes von Phasenschiebern zur Lastflusssteuerung an den Grenzen zu Deutschland oder die Einführung von Engpassmanagementverfahren. Im Rahmen der Kooperation sieht ein möglicher Prozessablauf für die Untersuchung dieser Auswirkungen wie folgt aus:

1. **EEN + ENS:** Update des topologischen Modells bezüglich Leitungen und Kraftwerkspark
2. **ENS:** Durchführung der Marksimulation unter Berücksichtigung der durch die neuen Rahmenbedingungen begrenzten Austauschleistungen zwischen Deutschland und den Nachbarländern liefert den Kraftwerkseinsatz für ein Jahr mit stündlicher Auflösung
3. **EEN:** Übernahme des ermittelten Kraftwerkseinsatzes und Bestimmung des Blindleistungskompensationsbedarfs für alle Stunden des Jahres liefert das AC-Lastflussmodell für die Zeitreihenrechnung
4. **EEN + ENS:** Analyse der Lastflussergebnisse hinsichtlich des Einflusses der neuen Rahmenbedingungen

Als Beispiel für europaweite Themen kann folgende Fragestellung angeführt werden: Wie wirken sich Umstrukturierungen und Änderungen bei den Marktmodellen/Marktpreiszonen auf die Lastflüsse und das dynamische Verhalten des gesamten Netzes aus? In Bezug auf das dynamische Verhalten ist hier z. B. das Frequenzverhalten bei dem resultierenden Kraftwerkseinsatz in Verbindung mit der Einspeisung aus erneuerbaren Energien von Interesse. Es muss überprüft werden, ob die Grenzen der Frequenzabweichungen in den verschiedenen Ländern weiterhin eingehalten werden können.

Anhand der aufgeführten Fragestellungen zeigen sich deutlich die weitreichenden Möglichkeiten der ganzheitlichen Stromsystemanalyse an der Technischen Universität München und man beteiligt sich damit aktiv an der Bewältigung der im Rahmen der Energiewende auftretenden Herausforderungen.

Literatur

- [1] Huber, M.: Flexibility in Power Systems: Requirements, Modeling, and Evaluation. Dissertation (in Bearbeitung). Technische Universität München. 2016.
- [2] Huber, M.; Sibernagl, M.: Modeling start-up times in unit commitment by limiting temperature increase and heating. [In: IEEE Conference Publications: 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)], Lissabon 2015, Seiten 1 – 5.
- [3] Silbernagl, M.; Huber, M.; Brandenburg, R.: Improving Accuracy and Efficiency of Start-Up Cost Formulations in MIP Unit Commitment by Modeling Power Plant Temperatures. [In: IEEE Journals & Magazines: IEEE Transactions on Power Systems], 2016, Seiten 2578 – 2586.
- [4] Hewes, D.; Boiarchuk, I.; Altschäffl, S.; Witzmann, R.: Development of a Dynamic Model of the European Transmission System using Publicly Available Data. IEEE International Energy Conference Energycon 2016. Leuven, Belgien, 2016.
- [5] Boiarchuk, I.; Hewes, D.; Altschäffl, S.; Witzmann, R.: Simulation Framework for Analysis of the European Transmission System under a Wide Range of Operating Conditions. 14. Symposium Energieinnovation. Graz, Österreich, 2016.
- [6] Altschäffl, S.: Einfluss zunehmender Einspeisung aus Wechselrichtersystemen auf Kurzschlussauswirkungen im deutschen Übertragungsnetz. Dissertation. Technische Universität München. 2016. [to be published]