

Meilenstein 1: Schwachstellenanalyse bestehender Netzmodellierungen

Vorhaben „Erhöhung der Transparenz über den Bedarf zum Ausbau der Strom-Übertragungsnetze“, gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (FKZ: 01 UN1218)

Berlin/Freiburg,
30.11.2013

Autorinnen und Autoren

Dr. Sylvie Ludig
Öko-Institut e.V.

David Ritter
Öko-Institut e.V.

Franziska Flachsbarth
Öko-Institut e.V.

Dr. Matthias Koch
Öko-Institut e.V.

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

© Öko-Institut. Alle Rechte vorbehalten. Veröffentlichung oder Weitergabe dieses Berichts an Dritte – auch auszugsweise – sind nur mit schriftlicher Genehmigung gestattet

info@oeko.de
www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	5
2.	Übersicht über bestehende Modelle und Studien zum deutschen Strommarkt	5
3.	Räumliche Auflösung und Darstellung des Leistungsflusses	13
4.	Standortoptimierung und Flexibilitätsoptionen	14
5.	Transparenz der Modellierungen	14
6.	Fazit und Entwurf einer Mindestanforderung für eine transparente und technisch adäquate Modellierung	15
	Literatur	16

1. Einleitung

Im Rahmen des Projekts „Erhöhung der Transparenz über den Bedarf zum Ausbau der Strom-Übertragungsnetze“ soll die gesellschaftliche Beteiligung am Diskurs über den Netzausbau durch eine transparentere Modellierung der Entwicklung von Stromerzeugung und –übertragung in Deutschland verbessert werden. Als ersten Schritt zu einer solchen Modellierung und zur Definition der Anforderungen an ebendiese, soll in diesem Kurzbericht untersucht werden, inwiefern bisherige Studien den Anforderungen einer technisch adäquaten und inhaltlich nachvollziehbaren Modellierung gerecht werden. Hierzu wurde eine große Anzahl an Studien zur Entwicklung des deutschen Strommarktes und vor allem des Stromübertragungsnetzes untersucht und auf die entsprechenden Kriterien analysiert. Im Folgenden gibt dieser Bericht in Abschnitt 2 zuerst eine Übersicht über die betrachteten Modelle und Studien. In den Abschnitten 3 und 4 erfolgt dann eine vertiefte Untersuchung der Darstellung der Stromübertragung in den jeweiligen Modellen mit einem Fokus auf die regionale Auflösung sowie eine Diskussion der Abbildung von Flexibilitätsoptionen und Standortoptimierung von Anlagen als Alternative zum Netzausbau. Abschnitt 5 stellt die Transparenz von Modellannahmen und Datengrundlagen der betrachteten Studien dar. In Abschnitt 6 erfolgt schließlich ein Entwurf einer Mindestanforderung für eine transparente und technisch adäquate Modellierung, welche die Grundlage der weiteren Arbeiten dieses Projektes darstellen soll.

2. Übersicht über bestehende Modelle und Studien zum deutschen Strommarkt

Im Rahmen von Arbeitspaket 1 wurden eine große Anzahl an Studien zum deutschen und europäischen Strommarkt betrachtet und die Bandbreite der eingesetzten Modelle untersucht. Verschiedene Kriterien wurden angewendet zur Klassifizierung der Methoden, unter anderem die Art des Modells, die regionale Auflösung, die Modellierung des Stromnetzes, die Abbildung technischer Details, das Vorhandensein eines modellendogenen Ausbaus von Kraftwerken und/oder Netzen sowie die Transparenz der angewendeten Modellierung. Tabelle 2-1 zeigt einen Auszug aus der vorgenommenen Klassifizierung. Als Kriterien wurden hier die regionale Auflösung, die Netzmodellierung, die Darstellung von Flexibilitätsoptionen, die Berücksichtigung von Standortoptimierung und die Transparenz der Untersuchungen dargestellt.

Es zeigt sich, dass die meisten Untersuchungen mindestens 18 Regionen/Knoten ansetzen, um das Stromnetz in Deutschland zu modellieren. In Modellen mit höherer Auflösung werden die ca. 400 Netzknoten des Höchstspannungsnetzes abgebildet, und verschiedene Studien untersuchen darüber hinaus weitere Netzebenen sowie mehr oder weniger detailliert abgebildete Netze des europäischen Auslands.

Für die Modellierung der Stromübertragung wird in der einfachsten Variante ein Transportmodell angenommen, in welchem der Leistungsfluss nur durch die thermische Belastungsgrenze der Leitungen begrenzt ist. Weitere Implementierungen benutzen das PTDF¹-Modell oder in vielen Fällen das DC Load Flow Modell [1], [2].

Viele Studien beschränken die Untersuchung von Flexibilitätsoptionen im Stromsektor auf die Anwendung von Pumpspeicherkraftwerken und betrachten keine weiteren Möglichkeiten zur Lastverschiebung oder Speicherung.

Aufgrund des hohen Modellierungsaufwands für die Kombination von Netzausbau, Kraftwerksausbau und zeitlich hochaufgelöster Untersuchung von Stromerzeugung und –flüssen werden in den meisten Studien nur einzelne dieser Aspekte untersucht. Meist wird daher vernachlässigt, dass ein standortoptimierter Ausbau von Erzeugungskapazitäten und der Ausbau des Stromnetzes sich gegenseitig beeinflussen können.

¹ PTDF: Power Transfer Distribution Factor

Die Transparenz der Modellierungen ist stark unterschiedlich und hauptsächlich dadurch beeinflusst, ob es sich um proprietäre Modelle einzelner Unternehmen oder um im universitären Bereich entwickelte Modelle handelt. Letztere weisen eine höhere Transparenz auf. Einblicke in die Modellierung werden in wissenschaftlicher Fachliteratur gewährt.

Im folgenden Abschnitt 3 werden die unterschiedlichen Methoden zur Abbildung des Lastflusses in den Modellen eingehender besprochen. Abschnitt 4 diskutiert Flexibilitätsoptionen und Standortoptimierung und Abschnitt 5 die Transparenz der zugrundeliegenden Modellierungen und Daten.

Tabelle 2-1: Übersicht über die in AP1 untersuchten Studien und Modelle

Autor(en)	Name der Studie	Anzahl Knoten/Regionen	Modellierung Netz	Flexibilitätsoptionen	Standortoptimierung	Transparenz
Agora Energiewende, Consentec [3]	Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland	- Dispatchmodell: D als Kupferplatte verbunden mit Nachbarländern über NTC - Netzmodell: HöS-Netz, knotenscharf	- Netzmodell von consentec und der RWTH Aachen (wenig Details) - Simulation und Identifikation der kritischen Situationen des Jahres	Nur PSW und KWK mit Wärmespeicher	Konventionell: nein, EE: 2 Szenarien (verbrauchsnahe, beste Standorte), keine Optimierung im Hinblick auf benötigten Netzausbau	Begrenzt: Grundsätzliche Beschreibung des Vorgehens, keine Details, keine Gleichungen
Institut für elektrische Anlagen, TU Graz [4]	Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz 2012	Netzknoten des HöS-Netzes (mittlerer Detaillierungsgrad: weniger als NEP, mehr als dena)	- Dispatch: DC Load Flow - Lastfluss: AC Load Flow	Nein	Nein	gut
4 ÜNB (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) [5]	Einflussgrößen auf die Netzentwicklung - Sensitivitätenbericht 2013 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund des Genehmigungsdokuments der Bundesnetzagentur	HöS- Netz, knotenscharf (analog NEP)	Lastflussrechnung mittels Lastflusssimulationstool INTEGRAL (analog NEP)	Nein	Alternative Regionalisierung der EE, jedoch nach Potenzial und nicht nach Netzdienlichkeit	begrenzt: Beschreibungen sind sehr kurz gehalten

Autor(en)	Name der Studie	Anzahl Knoten/Regionen	Modellierung Netz	Flexibilitätsoptionen	Standortoptimierung	Transparenz
Dena [6]	dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025.	18 Regionen für D, verbunden durch aggregierte Übertragungskapazität	- Dispatch: PTDF-Modell - Ermittlung der PTDF-Faktoren mittels Lastflusssimulationsto ol INTEGRAL	Marktgetriebene Speicher, DSM und mehr PSW	Unklar. DIME und DIMENSION sind gekoppelt, für die Bestimmung des Kraftwerksausbaus sollten also Informationen über Netzengpässe vorhanden sein. Allerdings wird dann erst in einem folgenden Schritt mittels eines iterativen Verfahrens der tatsächliche Ausbau ermittelt.	- sehr beschränkte Modellbeschreibung - Ausnahme: Ausbualgorithmus
4 ÜNB (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) [7]	NEP Strom 2013. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber	- 380/220 kV- Netzknotenscharf, - darunterliegende 110kV Netze als Netzäquivalent abgebildet	- Dispatch: D ohne Netzrestriktionen, mit Handelskapazitäten zu den Nachbarländern, - Lastflusssimulation für die sich ergebende Erzeugung, um Netzengpässe zu identifizieren	Verschiedene Flexibilitätsoptionen werden beschrieben, aber als unsicher dargestellt, so dass sie keine Alternative zum Netzausbau darstellen	Keine netzdienliche Verteilung: „Die ÜNB haben keinen Einfluss auf die Standorte zukünftig zu errichtender Kraftwerke und sind auf die Informationen der Kraftwerksprojektiertier angewiesen.“	- Szenarien für Ausbau basieren auf Narrativen, - Modelle grob / unnachvollziehbar beschrieben

Autor(en)	Name der Studie	Anzahl Knoten/Regionen	Modellierung Netz	Flexibilitätsoptionen	Standortoptimierung	Transparenz
Consentec GmbH und IAEW (RWTH Aachen) [8]	Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO)	- ca. 400 Netzknoten in D - 3700 Netzknoten für UCTE-Gebiet	Lastflussrechnung (Tool nicht benannt)	Es wird eine netzdienliche DSM modellexogen angenommen. D.h. die Residuallastkurve wird mit Hilfe von DSM geglättet	Nein	- ausführliche Auskunft über Datengrundlage - wenig Infos über angewendetes Modell
Fürsch et al. (EWI Köln) [9]	The role of grid extensions in a cost-efficient transformation of the European electricity system until 2050	- Dispatch: EU27+Nordafrika; - Lastfluss: 224 Knoten für das entso-e Netz (energynautics)	- Transportmodell DIMENSION - Lastflussrechnung mittels digisilent Powerfactory	DSM (33 Maßnahmen auf Basis der dena II Studie), Elektro-Mobilität, KWK, Speicher	Ja, DIMENSION optimiert gleichzeitig Netzausbau und Kraftwerkspark-Zubau	- wiss. Veröffentlichungen zur Dokumentation von DIMENSION
Schaber; Steinke; Hamacher [10]	Managing Temporary Oversupply from Renewables Efficiently: Electricity Storage Versus Energy Sector Coupling in Germany	18 Regionen für D, verbunden durch aggregierte Übertragungskapazität	Transportmodell	Kombination von Wärme-, Gas-, und H2-Sektor, um KWK und P2G als Flexibilitäten abzubilden. Speicher für Strom, Wärme und H2.		Gut, Gleichungen teilweise dokumentiert
Leuthold; Weigt; Hirschhausen [11]	ELMOD - A Model of the European Electricity Market	HöS-Netz D und EU (je nach Modellversion)	DC Load Flow	PSW	Nein, kein Kraftwerksausbau	Gut, Gleichungen teilweise dokumentiert

Autor(en)	Name der Studie	Anzahl Knoten/Regionen	Modellierung Netz	Flexibilitätsoptionen	Standortoptimierung	Transparenz
Eßer-Frey [12]	Analyzing the regional long-term development of the German power system using a nodal pricing approach	- HöS- Netz (442 Knoten) - 1302 Leitungen - 260 KW-Blöcke	DC Load Flow	PSW	Ja	Gut
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) [13]	Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität unter wachsendem Einfluss erneuerbarer Stromerzeugung - Eine modellbasierte Szenarioanalyse des deutschen Strommarktes	18 Regionen für D, verbunden durch aggregierte Übertragungskapazität	- Transportmodell - PTDF- Modell zukünftig vorgesehen	PSW	In der Modellvariante REMO-Invest wird Kraftwerkszubau unter Netzconstraints bestimmt.	- Ok - Knappe Modellbeschreibung - Dokumentation der wichtigsten Gleichungen
Flachsbarth [14]	Kraftwerkseinsatzplanung unter Beachtung von Netzrestriktionen	- HöS- Netz (ca. 450 Knoten) - HöS/HS- Netz (ca. 4500 Knoten)	DC Load Flow	PSW	Nein	Gut
Wellßow et al. [15]	Bedarf an Energiespeichern und Netzausbau in Deutschland bei einem Ausbau der EE gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung; Teil B: Auswirkungen auf das Übertragungsnetz	HöS-Netz	DC Load Flow	bestehende PSW und CAES und generische Speicher	Nein	Unzufriedenstellend
Thien et al. [16]	Speicher- und Netzausbaubedarf in einem europäischen Elektrizitätsversorgungssystem mit 100% EE-Versorgung	- 4 Zonen in D, - 22 Zonen insgesamt für D und Europa	- Genetischer Algorithmus - Dispatch: Transportmodell	Kurzfristspeicher (PSW+CAES) und Langfristspeicher (H2)	Speicherstandort Modellergebnis	OpenSource Veröffentlichung (geplant)
Gunkel et al. [17]	Storage Investment or Transmission Expansion: How to facilitate Renewable Energy Integration in Europe?	1 Knoten pro Land in Europa	Dispatch: Transportmodell („NTC Lastflussberechnung“)	PSW	Speicherstandort Modellergebnis	ok

Autor(en)	Name der Studie	Anzahl Knoten/Regionen	Modellierung Netz	Flexibilitätsoptionen	Standortoptimierung	Transparenz
BET Aachen (im Auftrag von Agora) [18]	Ein robustes Stromnetz für die Zukunft	HöS Netz, knotenscharf	Lastflussberechnung (Tool nicht benannt)	Unterschiedliche Flexibilitäten werden als Einflussfaktoren für die Szenarien- Bildung berücksichtigt (DSM, Speicher, Abregelung ...)	EE-Optimierung in Hinblick auf Verbrauchsnahe	ok
Ecofys [19]	Impacts of restricted transmission grid expansion in a 2030 perspective in Germany	- 2 Ebenen: EU mit D als Kupferplatte - Regionenmodell der ÜNB (≈18 Regionen) für D mit festgesetzten Export	Transportmodell (NTCs) (recht einfaches Modell)	PSW, CAES, Lastmanagement, Batteriespeicher. Letztere werden aber nicht gebaut, da unwirtschaftlich	Netzausbau wird exogen durch Szenarien vorgegeben, aber Kraftwerksausbau auf Basis von Netzengpässen optimiert	relativ gut
Zhou; Bialek [20]	Approximate Model of European Interconnected System as a Benchmark System to Study Effects of Cross-Border Trades	1250 Knoten für Europa	DC Load Flow	-	Nein	Sehr gut
Nolden; Bertsch; Fichtner [21]	Modellierung eines modellendogenen Netzausbaus in optimierenden Energiesystemmodellen	HöS- Netz (ca. 450 Knoten)	DC Load Flow Modell	-	Nein	Gut, verschiedene Modellbeschreibungen

Autor(en)	Name der Studie	Anzahl Knoten/Regionen	Modellierung Netz	Flexibilitätsoptionen	Standortoptimierung	Transparenz
Bucksteeg; Trepper; Weber [22]	Einfluss der erneuerbaren Einspeisung und Lastsituation auf die NTC	- Dispatch: LP JMM Europe (50 Knoten, 21 in D nach Regionenmodell ÜNB) - DC-Lastflussmodell (HöS- Netz nach ENTSO-E Map, knotenscharf: 454 Knoten)	- Transportmodell für Dispatch (NTCs) - DC- Load Flow Modell für Lastfluss	-	Nein	sehr beschränkte Modellbeschreibung

Quelle: Öko-Institut e.V.

3. Räumliche Auflösung und Darstellung des Leistungsflusses

Die verschiedenen vorliegenden Modellierungen des deutschen und europäischen Stromnetzes zeigen eine große Bandbreite von Möglichkeiten für die Netzmodellierung. Sie unterscheiden sich vornehmlich in der gewählten räumlichen Auflösung, der Abbildung von elektrotechnischen Eigenschaften des Stromnetzes und der sich hieraus ergebenden Verteilung des Leistungsflusses und der eventuellen Berücksichtigung weiterer technischer Details.

Einigen Untersuchungen des Stromnetzes in Deutschland liegt ein Netz von ca. 18 Regionen bzw. aggregierte Knoten zugrunde. Auf dieser Ebene können bereits viele wichtige räumliche Unterschiede dargestellt werden, wie zum Beispiel die Variation der Stromnachfrage und die unterschiedlichen Potentiale für erneuerbare Energien. Tatsächliche Aussagen über die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz sowie über mögliche Engpässe und entsprechenden Ausbaubedarf sind jedoch auf dieser Detailebene nicht möglich. Hierzu werden daher in verschiedenen Modellen die ca. 400 Netzknoten des deutschen Höchstspannungsnetzes abgebildet, sowie darüber hinaus teilweise auch weitere Netzebenen in unterschiedlicher Auflösung. Auch die Betrachtung zumindest eines Teils des europäischen Verbundnetzes wird in Zeiten steigender Vernetzung der Systeme als wichtig und notwendig erachtet, um Aussagen über die Auslastung im deutschen Stromnetz zu treffen.

Nach Betrachtung der in Abschnitt 2 gezeigten Studien und Modelle kann es als wissenschaftlicher Konsens betrachtet werden, dass eine knotenscharfe Abbildung des Höchstspannungsnetzes als Mindestanforderung gilt, sofern konkrete Aussagen über einen erforderlichen Ausbau des Übertragungsnetzes getroffen werden sollen.

Für die Abbildung der Leistungsflüsse im Netz stehen ebenfalls verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung. Im Transportmodell als einfachster Variante wird angenommen, dass sich der Leistungsfluss beliebig steuern lässt. Der Leistungsfluss auf den Leitungen erfährt einzig durch die thermische Belastungsgrenze dieser Leitungen eine Begrenzung. Leitungsverluste können in dem Modell berücksichtigt werden. Diese Abbildung wird vornehmlich in Modellen mit einer gröberen räumlichen Auflösung eingesetzt, da hier weitere technische Details des Leistungsflusses durch die Abstrahierung des Stromnetzes ohnehin nur schwierig abgebildet werden können. Um jedoch zu gewährleisten, dass elektrotechnische Gesetzmässigkeiten jenseits der maximalen Übertragungskapazität wiedergegeben werden können, werden in höher aufgelösten Modellen verschiedene Verfahren angewendet, wie zum Beispiel PTDF-Matrizen oder das DC Load Flow (DCLF) Modell. Diese Ansätze erlauben es, Informationen über die Verteilung der Leistungsflüsse im Netz in Abhängigkeit von Einspeisung, Netztopologie und verschiedenen Leitungsparametern in die Modellierung der Stromübertragung zu integrieren und so eine bessere Annäherung der tatsächlichen Leistungsflüsse zu erhalten. Je nach gewählter Methodik kann so für eine einzelne (PTDF) oder mehrere verschiedene Lastflusssituationen (DCLF) abgebildet werden, welche Leistungsflüsse sich im Übertragungsnetz ergeben würden. Die genaueste Approximation der Leistungsflüsse im Netz kann mittels AC-Lastflussmodellen erreicht werden. Aufgrund einer eingeschränkten Datenverfügbarkeit und hohen Anforderungen an die benötigte Rechenkapazität werden diese Modelle jedoch quasi nur im internen Bereich bei Netzbetreibern eingesetzt. Eine Mehrheit der Modellierungen setzt daher PTDF- oder DCLF-Ansätze ein, wobei letztere aufgrund der Anwendbarkeit auf unterschiedliche Lastsituationen ersteren vorzuziehen sind.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass eine räumliche Auflösung basierend auf der Abbildung des Höchstspannungsnetzes sowie die Modellierung von Leistungsflüssen DCLF-Ansätze dem von einer Vielzahl der Autoren zurzeit angewendeten Stand der Forschung entspricht.

4. Standortoptimierung und Flexibilitätsoptionen

Als vornehmlicher Grund für den Ausbau des Übertragungsnetzes in Deutschland wird häufig vor allem der Ausbau der Windenergie im Norden des Landes genannt. Hinzu tritt der Umbau des verbleibenden konventionellen Kraftwerksparks aufgrund des schrittweisen Ausstiegs aus der Kernenergie. Zusammen mit der unterschiedlichen Bevölkerungsdichte und damit Nachfrage sind regional variierende Potenziale erneuerbarer Energien ein Hauptgrund für Stromtransport über längere Strecken. Neben einem maximalen Ausbau des Übertragungsnetzes gibt es jedoch auch weitere Möglichkeiten, die Integration der erneuerbaren Energien zu erleichtern und möglicherweise auch den benötigten Netzausbau zu reduzieren. Hierbei sind zwei Aspekte im Zusammenhang dieses Projektes interessant: Die Standortoptimierung von erneuerbarer und konventioneller Erzeugungskapazität sowie Optionen zur zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Nachfrage (im folgenden als Flexibilitätsoptionen bezeichnet) wie zum Beispiel Speicher oder Lastmanagement. Diese Aspekte werden im folgenden kurz beschrieben und ihre Abbildung in der untersuchten Literatur wird beleuchtet.

Standortoptimierung bezeichnet im Zusammenhang dieses Berichts die Anpassung von (fossilen sowie erneuerbaren) Kraftwerksstandorten, um benötigtem Netzausbau entgegenzuwirken. Dies kann zum Beispiel bedeuten, dass neue Kraftwerke verbrauchsnahe gebaut werden und nicht in der Nähe eines Hafens. Bei erneuerbaren Energien würden nicht nur Standorte mit den höchsten Potentialen ausgebaut, vor allem, wenn diese sich in entlegenen Gebieten befinden. Für Windenergie würde dies beispielsweise einen stärkeren Ausbau im Süden Deutschlands bedeuten, wo mit entsprechend optimierten Schwachwindturbinen gute Erträge erreicht werden können. In einem Großteil der Literatur, welche für diesen Bericht untersucht wurde, wird jedoch entweder angenommen, dass die Standorte der Kraftwerke nicht beeinflussbar sind (Netzmodellierung aus Sicht eines Netzbetreibers: „das Netz folgt den Kraftwerken“) oder dieser Aspekt wird nicht untersucht. Wenige Modelle erlauben eine freie Platzierung von neuen Kapazitäten, diese verwenden jedoch meistens eine verhältnismäßig grobe räumliche Auflösung (cf. Abschnitt 3).

Im Stromsektor stehen verschiedene Möglichkeiten zu Verfügung, (erneuerbare) Erzeugungsspitzen und Lastspitzen zeitlich zu entkoppeln und so gegebenenfalls benötigten Leitungsausbau zu reduzieren. Zu diesen Flexibilitätsoptionen zählen zum Beispiel nachfrageseitiges Lastmanagement und –verschiebung, verschiedene Speichermöglichkeiten, Power-to-Gas oder Power-to-Heat. In vielen der untersuchten Studien werden diese Möglichkeiten jedoch nicht oder nur rudimentär berücksichtigt, meist werden nur Pumpspeicher betrachtet. Es ist somit im Rahmen dieser Modelle nicht möglich, Abschätzungen über den Nutzen einer verstärkten Flexibilisierung des Strommarktes auf den benötigten Netzausbau zu treffen. Es besteht also in diesem Bereich noch ein deutlicher Forschungsbedarf, um zu untersuchen, welchen Beitrag verschiedene Flexibilitätsoptionen zur zeitlichen Entkopplung von Stromerzeugung und -nachfrage erbringen können und ob auf diesem Wege möglicherweise der Netzausbaubedarf reduziert werden kann.

5. Transparenz der Modellierungen

Die Transparenz der einzelnen Modellierungen ist stark unterschiedlich. Modelle, welche im Rahmen universitärer Forschung entstanden sind, werden meist in wissenschaftlichen Fachpublikationen veröffentlicht. In diesen Artikeln wird häufig zumindest ein Teil der zugrundeliegenden Modellgleichungen und Datenquellen veröffentlicht. Daher ist es meist möglich, verwendete Ansätze nachzuvollziehen und die Qualität der Modellierung zu untersuchen. Im außeruniversitären Bereich ist die Veröffentlichungspolitik aus Wettbewerbsgründen restriktiver und häufig auf die in Projektberichten geforderten Modellbeschreibungen reduziert. Dies macht es deutlich schwieriger, die angewendeten Modelle zu bewerten. Über die Modelle und Daten, welche

bei Netzbetreibern intern verwendet werden, sind noch weniger Informationen zu finden. Hier werden sicherheitstechnische und ebenfalls wettbewerbliche Gründe angeführt. Da der sichere Netzbetrieb die Kernaufgabe der Netzbetreiber ist, wird davon ausgegangen, dass die Modelle den jeweils aktuellen Stand des Netzes adäquat abbilden. Aufgrund der fehlenden Informationen können jedoch die Aussagen über Netzengpässe und erforderlichen Netzausbaubedarf nur schwer extern überprüft werden.

Im Zusammenhang mit Untersuchungen zum zukünftigem Ausbau der erneuerbaren Energien, der Bewertung von technischen Voraussetzungen, von Potentialen und insbesondere den Kosten der Energiewende ist es zwingend erforderlich, dass auch der für den Umbau des Energiesystems notwendige Ausbau der Stromnetze in den relevanten Modellierungen adäquat untersucht werden kann. Daher wäre es wünschenswert, mehreren unabhängigen Akteuren mit unterschiedlichen Modellen zu ermöglichen, den Leistungsfluss in den Strommarktmodellen mit äquivalenten, realistischen Eingangsgrößen zu untersuchen.

6. Fazit und Entwurf einer Mindestanforderung für eine transparente und technisch adäquate Modellierung

Ziel dieses Berichts ist es, aktuell relevante Modellierungen des deutschen Übertragungsnetzes für Strom zu untersuchen, und festzustellen, welche wissenschaftlichen Methoden angewandt werden. Darüber hinaus sind Schwachstellen in der vorliegenden Literatur zu identifizieren. In den vorangegangenen Absätzen wurden verschiedene Aspekte beleuchtet: die zugrundeliegende räumliche Auflösung der Modellierungen, die angewendete Methodik für die Abbildung von Leistungsflüssen und Flexibilitätsoptionen und die Transparenz der einzelnen Veröffentlichungen. Es kann zusammenfassend festgestellt werden, dass (1) sich innerhalb verschiedener Anwendungsbereiche ein Konsens über die Modellmethodik gebildet hat und (2) die größten Schwachstellen im Bereich der Untersuchung der Flexibilisierung des Stromsektors und der Transparenz liegen. Dieser Abschnitt fasst die gefundenen Erkenntnisse zusammen und formuliert eine Empfehlung für eine transparente und technisch adäquate Modellierung des Stromnetzes zur Analyse von Netzausbaubedarf im Rahmen der Energiewende.

Im Bereich der Modellmethodik können zwei unterschiedliche Gruppen von Modellen unterschieden werden: (1) räumlich hochaufgelöste Modelle mit dem primären Fokus auf die Darstellung der Leistungsflüsse zur Ermittlung von Engpässen und (2) Modelle mit vereinfachter Modellierung der technischen Eigenschaften des Leistungsflusses mit Fokus auf die zeitliche Entwicklung von Kraftwerkspark und Stromnetz. In einer Welt ohne Beschränkungen von Rechenleistung und Speicherkapazitäten wäre es wünschenswert, in allen Bereichen die höchstmögliche Auflösung anzuwenden – dies ist jedoch nicht der Fall. Daher ist es wichtig, adäquate Entscheidungen zu treffen, um sich mit dem passenden Modell der jeweiligen Fragestellung zu nähern. Die vorliegende Literaturrecherche hat gezeigt, dass für die Untersuchung von Ausbauplänen des deutschen Stromnetzes im Rahmen von verschiedenen Szenarien für die Entwicklung des konventionellen und erneuerbaren Kraftwerksparks ein Modell des deutschen Stromnetzes benötigt wird, welches mindestens die Knoten der Höchstspannungsebene einzeln abbilden kann. Desweiteren sollten in diesem Zusammenhang Leistungsflüsse mindestens unter Anwendung der DCLF Methodik modelliert werden, um sicher zu stellen, dass die tatsächlichen Veränderungen der Netzbelastung bei sich verändernder Netztopologie ausreichend angenähert werden können.

Flexibilitätsoptionen wie Speicher, Lastmanagement oder Power-to-Gas werden in vielen Studien nur rudimentär abgebildet. In diesem Bereich besteht also noch Forschungsbedarf, um zu untersuchen, welchen Beitrag verschiedene Flexibilitätsoptionen zur zeitlichen Entkopplung von Stromerzeugung und -nachfrage erbringen können und ob auf diesem Wege möglicherweise der Netzausbaubedarf reduziert werden kann.

Eine weitere deutliche Schwachstelle bisheriger Modellierungen ist die mangelnde Transparenz von entweder Annahmen oder Datengrundlagen in den hier untersuchten Studien. Um zu befördern, dass bei allen Beteiligten im gesellschaftlichen Diskurs das Verständnis für notwendige Änderungen entstehen kann, ist es wichtig, die Analysen, welche den Ausbauplänen zugrunde liegen, möglichst transparent zu gestalten. Daher ist es wichtig, die Modellmethodik detailliert darzustellen und zu erläutern, um sie nachvollziehbar zu machen. Ebenso sollten die den Untersuchungen zugrundeliegenden Daten so detailliert wie möglich verfügbar gemacht werden. Damit Strommarktmodelle eine gemeinsame Basis zur Szenariodefinition haben, wäre es sinnvoll, dass die Bundesnetzagentur oder die Übertragungsnetzbetreiber konsolidierte Datensätze für das Netz zur Verfügung stellen.

Literatur

- [1] H. Stigler and C. Todem, "Optimization of the Austrian Electricity Sector (Control Zone of VERBUND APG) under the Constraints of Network Capacities by Nodal Pricing," *Cent. Eur. J. Oper. Res.*, vol. 13, no. 2, pp. 105–125, 2005.
- [2] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, and R. E. Bohn, *Spot Pricing of Electricity*. Kluwer Academics Publishers, 1988.
- [3] Consentec GmbH and Fraunhofer IWES, "Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland," Berlin, 2013.
- [4] Energie Zentrum TU Graz, "Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz," 2012.
- [5] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, and TransnetBW GmbH, "Einflußgrößen auf die Netzentwicklung - Sensitivitätenbericht 2013 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber," 2013.
- [6] Deutsche Energie-Agentur, "dena - Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020, mit Ausblick 2025.," 2010.
- [7] 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT, and TransnetBW, "Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber," 2013.
- [8] Consentec GmbH and Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, "Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO)," 2012.
- [9] M. Fürsch, S. Hagspiel, C. Jägemann, S. Nagl, D. Lindenberger, and E. Tröster, "The role of grid extensions in a cost-efficient transformation of the European electricity system until 2050," no. 12. 2012.
- [10] K. Schaber, F. Steinke, and T. Hamacher, "Managing Temporary Oversupply from Renewables Efficiently : Electricity Storage Versus Energy Sector Coupling in Germany," in *International Energy Workshop*, 2013.
- [11] F. Leuthold, H. Weigt, and C. von Hirschhausen, "ELMOD - A Model of the European Electricity Market," no. July. pp. 0–28, 2008.
- [12] A. Eßer-Frey, "Analyzing the regional long-term development of the German power system using a nodal pricing approach," Karlsruher Institut für Technologie, 2012.

- [13] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), “Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität unter wachsendem Einfluss erneuerbarer Stromerzeugung,” Stuttgart, 2013.
- [14] F. Flachsbarth, “Kraftwerkseinsatzplanung unter Beachtung von Netzrestriktionen,” Brandenburgische Technische Universität Cottbus, 2013.
- [15] W. Wellßow, H. Pluntke, A. Moser, N. Rotering, M. Sterner, and M. Kleimaier, “Bedarf an Energiespeichern und Netzausbau in Deutschland bei einem Ausbau der Erneuerbaren Energien gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung Teil B : Auswirkungen auf das Übertragungsnetz,” in *VDE-Kongress 2012*, 2012, pp. 3–8.
- [16] T. Thien, M. Leuthold, F. Steinke, and D. U. Sauer, “Speicher- und Netzausbaubedarf in einem europäischen Elektrizitäts- versorgungssystem mit 100 % EE-Versorgung,” in *VDE-Kongress 2012*, 2012, pp. 3–8.
- [17] D. Gunkel, F. Kunz, T. Müller, A. Von Selasinsky, and D. Möst, “Storage Investment or Transmission Expansion : How to Facilitate Renewable Energy Integration in Europe ?,” in *VDE-Kongress 2012*, 2012, pp. 3–8.
- [18] BET Aachen, “Ein robustes Stromnetz für die Zukunft,” 2013.
- [19] Ecofys, “Impacts of restricted transmission grid expansion in a 2030 perspective in Germany Impacts of restricted transmission grid expansion in a 2030 perspective in Germany Final report,” 2013.
- [20] Q. Zhou and J. W. Bialek, “Approximate model of European interconnected system as a benchmark system to study effects of cross-border trades,” *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 20, no. 2, pp. 782–788, 2005.
- [21] C. Nolden, V. Bertsch, and W. Fichtner, “Modellierung eines modellendogenen Netzausbaus in optimierenden Energiesystemmodellen,” *researchgate.net*. 2013.
- [22] M. Bucksteeg, K. Trepper, and C. Weber, “Einfluss der erneuerbaren Einspeisung und Lastsituation auf die Net Transfer Capacity.” 2013.