



Bundesnetzagentur

Wissenschaftsdialog 2014

Technologie, Landschaft und Kommunikation, Wirtschaft



Die Bundesnetzagentur begrüßt den Diskurs zum Netzausbau, der im Rahmen des Wissenschaftsdialogs 2013 entstanden ist und jährlich fortgesetzt wird. Die Autorenbeiträge setzen sich differenziert und durchaus auch kritisch mit der Energiewende und dem Netzausbau auseinander. Der Tagungsband ist als authentischer Dialog zu verstehen, dessen Inhalt nicht zwingend die Meinung der Bundesnetzagentur widerspiegelt.

Dieses Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Autoren sind für Ihre Beiträge selbst verantwortlich. Die Rechte an den Beiträgen liegen ebenfalls bei den Autoren bzw. den Urhebern der jeweiligen Werke.

Vorwort

Ohne eine Portion Hoffnung geht es nicht weiter – im Netzausbau nicht und in der Wissenschaft nicht.

Wir freuen uns, dass wir zum zweiten Wissenschaftsdialog am 25. und 26. September 2014 in Bonn wieder zahlreiche Forscher und Experten begrüßen durften. Unter dem Motto „Perspektivenwechsel“ diskutierten Wissenschaftler aus unterschiedlichen Disziplinen anderthalb Tage über Bürgerbeteiligung, Erfolgsfaktoren guter Kommunikation, die Planung von Stromnetzen und die Kappung von Erzeugungsspitzen. Gemeinsam wurden bereits beschrittene Pfade neu durchdacht und komplexe Fragestellungen entwickelt.

Wieder einmal wurde deutlich, wie wichtig es ist, die Vielschichtigkeit zwischen Landschaft, Wirtschaft und Technik durch vernetzte und übergreifende Kommunikation zu lösen. Der Wissenschaftsdialog der Bundesnetzagentur hat sich dabei einmal mehr als geeignete Diskussionsplattform erwiesen, um die unterschiedlichen Akteure an einen Tisch zu holen und den Austausch zwischen den Fachrichtungen zu ermöglichen.

Wichtig ist uns, relevante Forschungsergebnisse in die Praxis – auch in unsere eigene – zu überführen und die Umsetzung der reinen Theorie und Lehre im Alltag anzustoßen. Unsere Veranstaltung lädt zum thematischen Austausch ein und ebnet den Weg für Ideen, Anknüpfungspunkte und neue Projektpartner.

Dass wir auf dem richtigen Weg sind, zeigt uns das positive Feedback der jährlichen Teilnehmer und auch die Anerkennung auf europäischer Ebene. Stolz sind wir, dass unsere Veranstaltung als Best-Case-Beispiel im Rahmen des "Good Practice of the Year" Wettbewerbs der Renewables Grid Initiative (RGI) gewürdigt wurde.

Jochen Homann

Inhaltsverzeichnis

Workshop 1 - Landschaft und Kommunikation: Perspektivwechsel zwischen den Professionen

Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung in der Energiewende.....	13
Frank Brettschneider	
Kurzfassung.....	13
I Einleitung.....	14
II Ausgangslage: Bau- und Infrastrukturprojekte zwischen Protest und Akzeptanz.....	14
III Die VDI-Richtlinie 7001.....	17
IV Allgemeine Anforderungen an gute Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung.....	19
V Kommunikations-Management für Bau- und Infrastrukturprojekte	22
VI Fazit	28
VII Literatur.....	29
Bürgerbeteiligung bei großen Infrastrukturprojekten – Erfolgsfaktoren guter Kommunikation	33
Alexander Eisenkopf, Christian Burgdorf und Markus Rhomberg	
Kurzfassung.....	33
I Einleitung.....	35
II Bürgerbeteiligung: Ein weites Feld.....	36
III Forschungsfragen.....	39
IV Inhaltsanalyse	39
V Online-Befragung.....	41
VI Kommunikation als Beteiligungsform.....	43
VII Inversion des Vorbilds.....	44
VIII Kommunikation gut, alles gut?	45
IX Thesen	48
X Literatur.....	50
Warum es beim Thema „Akzeptanz“ dicke Bretter zu bohren gilt: 4 Thesen zur Diskussion.....	51
Uwe Hitschfeld und Christoph Eichenseer	
Kurzfassung.....	51
I Zur Diskussion	52
II Zum Schluss	59

Workshop 2 - Technik: Kappung von Erzeugungsspitzen bei der Netzausbauplanung

Bewertung und Planung von Stromnetzen.....	63
Mike Dokter und Jakob Kopec	
Kurzfassung.....	63
I Ausgangslage	65
II Motivation und Zielsetzung.....	65
III Graphentheorie und mathematische Optimierung	67
IV Umsetzung der Methodik.....	69
V Erste Ergebnisse des Prototyps	74
VI Fazit und Ausblick.....	78
VII Literatur	79
VIII Rechtsquellenverzeichnis	79
Danksagung.....	80
Spitzenkappung von Erneuerbaren Energien zur gezielten Vermeidung von Netzengpasssituationen im Übertragungsnetz.....	81
Stephan Raths, Hendrik Natemeyer, Thomas Helmschrott und Armin Schnettler	
Kurzfassung.....	81
I Einleitung.....	83
II Spitzenkappung im Netzentwicklungsplan Strom.....	84
A. Netzentwicklungsplan Strom 2013	84
B. Netzentwicklungsplan Strom 2014	86
III Funktionsweise des IFHT-Redispatchmodells	91
A. Input.....	91
B. AC-Lastflussrechnung vor Redispatch.....	92
C. Redispatch-Berechnung.....	92
IV Methodische und organisatorische Aspekte zum Einspeisemanagement in der Netzplanung.....	95
A. Organisatorische Aspekte	95
B. Methodische Aspekte.....	96
V Literaturverzeichnis	97
Innovative Planungskonzepte – insbesondere Erzeugungsmanagement in der Netzplanung - können Netzausbau signifikant reduzieren.....	99
Henning Schuster, Lukas Verheggen, Albert Moser und Jens Büchner	
Kurzfassung.....	99

Workshop 3 - Wirtschaft: Ausgewählte ökonomische Aspekte des Netzausbaus

VerNetzen: Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende	107
Wolf-Dieter Bunke, Marion Christ und Melanie Degel	
Kurzfassung	107
I Einleitung	109
II Projektbeschreibung	109
III Methodische Vorgehensweise	110
A. Empirische Analyse	110
1. Auswahl der Einflussfaktoren und Basisdaten	110
2. Ergebnisse der Fokusgruppe Netz	112
3. Auswahl von Regionen und Einzelprojekten	113
4. Thesen zur Akzeptanz von Erneuerbaren Energien	113
B. Aufbau einer GIS Datenbank	113
1. Entwicklung eines externen Szenario-Moduls	114
2. Belastungsgrad und Aktivitätsrate	115
3. Simulation mit dem Open Source Strommarktmodell <i>renpass</i>	116
IV Entwicklung akzeptanzbedingter Netzausbauszenarien	118
A. Akzeptanzbedingte Verzögerungen im Netzausbau	118
B. Ursachen akzeptanzbedingter Verzögerungen beim Netzausbau	121
C. Belastungsgrad im Netzausbau	123
D. Entwicklung von Netzausbaupfaden im externen Szenario-Modul	124
V Diskussion und Ausblick	125
VI Literaturverzeichnis	125
Optimierte Vermarktung von Energie aus stochastischen erneuerbaren Quellen mit Hilfe eines Energiespeichers – Eine Entlastung für das Netz	129
Michael Hassler, Jochen Gönsch und Stephan Krohns	
Kurzfassung	129
I Flexibilität durch Verwendung von Energiespeichern im Verteilnetz	131
II Kraftwerk mit stochastischen erneuerbaren Quellen und Speicher sowie direktem Marktzugang	133
A. Überblick	133
B. Mathematische Modellierung und Lösungsansatz	134
III Speicher ist von hohem ökonomischem Nutzen für den Betreiber	135
A. Datengrundlage der Fallstudie	136
B. Ergebnisse aus Betreibersicht	136
IV Erlösoptimierte Speichernutzung hat positive Auswirkungen auf das Gesamtnetz	139
A. Überblick	139
B. Detaillierte Analyse	141
V Fazit	143
VI Literaturverzeichnis	144
Danksagung	145

Workshop 1

Landschaft und Kommunikation:
Perspektivwechsel zwischen den Professionen



Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung in der Energiewende

Frank Brettschneider

Kurzfassung

Die Energiewende bringt für Vorhabenträger nicht nur technische, ökonomische und rechtliche Herausforderungen mit sich. Sie führt – trotz allgemeiner Zustimmung in der Bevölkerung – vor Ort auch immerwieder zu Protesten von Bürgern. Diese Proteste richten sich gegen Windenergieanlagen, Pumpspeicherkraftwerke, Stromüberlandleitungen und Verteilnetze. Wie Vorhabenträger dennoch durch gute Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung zu gesellschaftlich tragfähigen Lösungen gelangen können, beschreibt die Richtlinie 7001 des Vereins Deutscher Ingenieure (VDI). Sie enthält zehn Grundregeln zu den allgemeinen Anforderungen an eine gute Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung. Und sie beschreibt das Kommunikations-Management für Bau- und Infrastrukturprojekte entlang der neun Leistungsphasen der Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI). Demnach sollte Kommunikation bereits sehr frühzeitig einsetzen – in der Phase der Grundlagenermittlung. Hier schaffen Vorhabenträger die internen Voraussetzungen für einen gelungenen Dialog mit den relevanten Stakeholdern. In der Phase der Vorplanung gilt es, diese Stakeholder sowie die wesentlichen Themenfelder zu identifizieren. Darauf baut die Kommunikations-Strategie auf. In der Entwurfsplanung steht die Kommunikation von Alternativen im Mittelpunkt. Vorhabenträger müssen Planungsunterlagen vereinfacht darstellen und visualisieren. In dieser Phase ist verständliche Kommunikation besonders wichtig. Dies gilt auch für die Genehmigungsplanung. Während der Bauausführung rücken dann die Anwohner stärker in den Mittelpunkt. Das Berücksichtigen der Empfehlungen garantiert zwar nicht, dass es keine Proteste gibt. Aber die Wahrscheinlichkeit, zu gesellschaftlich tragfähigen Lösungen zu gelangen, steigt.

Prof. Dr. Frank Brettschneider: Studium der Politikwissenschaft, Publizistik und Jura an der Johannes Gutenberg-Universität Mainz, 1995 Promotion und 2002 Habilitation an der Universität Stuttgart. 2001 bis 2006 Professor für Kommunikationswissenschaft an der Universität Augsburg. Seit 2006 Inhaber des Lehrstuhls für Kommunikationswissenschaft an der Universität Hohenheim. Vorsitzender des Richtlinienausschusses zur VDI-Richtlinie 7001.

I Einleitung

Die Energiewende stellt Vorhabenträger vor zahlreiche Herausforderungen. Dies betrifft sowohl technische und ökonomische Aspekte als auch rechtliche Fragen. In den letzten Jahren ist eine weitere Herausforderung hinzugekommen: Trotz der insgesamt starken Befürwortung der Energiewende durch die Bevölkerung auf abstrakter Ebene im Allgemeinen, stoßen entsprechende konkrete Projekte vor Ort immer häufiger auf Proteste. Dies betrifft zum einen die Planung von Stromüberlandleitungen. Zum anderen kritisieren Menschen nicht nur Kohle- und Gaskraftwerke, sondern auch den Bau von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen: So stehen Windenergie-Anlagen vor allem im Süden Deutschlands ebenso in der Kritik wie Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee. Das Gleiche gilt für den Bau von Wasserkraft- und Pumpspeicherkraftwerken. Dabei wird der klassische Konflikttyp „Ökonomie versus Ökologie“ zunehmend von inner-ökologischen Konflikten zwischen Klimaschützern einerseits und Natur- und Artenschützern andererseits abgelöst (vgl. z.B. Mautz 2010, Saretzki 2010, Ohlhorst/Schön 2010). Stets artikulieren lokale Bürgerinitiativen ihren Unmut. Naturschutzverbände springen ihnen bei. Und in der Regel werden die Konflikte auch von Parteien aufgegriffen, teilweise für Wahlen instrumentalisiert. Nicht selten eskaliert die Auseinandersetzung, ein sachlicher Austausch findet dann kaum noch statt (vgl. Brettschneider 2011). Dem *Spiegel* waren die Proteste gegen Bau- und Infrastrukturprojekte im Jahr 2010 eine Titelseite wert: Er sah Deutschland auf dem Weg in die „Dagegen-Republik“, angetrieben von „Wutbürgern“. Diese Begriffe sind umstritten. Unstrittig ist hingegen, dass der Protest meist viele Wurzeln hat. Unstrittig ist auch, dass gesellschaftlich tragfähige Lösungen von Vorhabenträgern neue Fähigkeiten erfordern: Technische, rechtliche und wirtschaftliche Kenntnisse alleine reichen nicht mehr aus. Daneben sind auch eine gute Kommunikation und eine frühzeitige Öffentlichkeitsbeteiligung erforderlich.

II Ausgangslage: Bau- und Infrastrukturprojekte zwischen Protest und Akzeptanz

In den öffentlichen Auseinandersetzungen über Infrastrukturprojekte und Bauvorhaben stellen Kritiker nicht nur die Projekte selbst und die Expertise der Fachleute (u.a. der Ingenieure) in Frage. Die Kritik schließt auch die Vorhabenträger sowie Entscheidungen der Parlamente, der Genehmigungsbehörden und gelegentlich auch der Gerichte ein. Sich verschärfende Auseinandersetzungen über Infrastrukturprojekte in Deutschland können sich auf unterschiedlichen Ebenen negativ auswirken:

1. *Gesellschaftliche Folgen.* Notwendige Infrastruktur wird nicht oder nur mit großen zeitlichen Verzögerungen realisiert. Das hat negative Folgen für den Wirtschaftsstandort. Vor allem in den

Bereichen Energieversorgung und Verkehr sind wir auf eine funktionsfähige Infrastruktur angewiesen (vgl. BMVBS 2012, RWE 2012).

2. *Folgen für die Vorhabenträger.* Die Vorhabenträger können einen Reputationsschaden erleiden. Ein in Diskredit gebrachter Ruf kann die Realisierung weiterer Projekte gefährden.
3. *Folgen für Projekte.* Die Realisierung einzelner Infrastrukturprojekte verzögert sich. Die Kosten steigen. Die Öffentlichkeit nimmt Infrastrukturprojekte aus einer Konfliktsicht wahr.

Laut einer repräsentativen Umfrage des Instituts für Demoskopie Allensbach aus dem Jahr 2011 haben 76 Prozent der Bundesbürger generell Verständnis dafür, wenn Menschen gegen „große Bauprojekte“ protestieren: „Schon auf den bloßen Begriff ‚großes Bauprojekt‘ reagiert die Mehrheit spontan negativ – trotz der Assoziationen mit Arbeitsplätzen, Fortschritt und Wachstum“ (vgl. Köcher 2011). Für folgende Infrastrukturprojekte sieht eine Mehrheit nur geringen oder gar keinen Bedarf (vgl. Abbildung 1): Bau und Erneuerung von Energietrassen (45% der Befragten sehen hier nur einen geringen Bedarf, 43% einen großen Bedarf), neue Anlagen zur Müllentsorgung (58%), Bau von Kohlekraftwerken (74%). Für andere Infrastrukturprojekte hingegen erkennt eine Mehrheit der Befragten grundsätzlich einen großen Bedarf an: Bau von Energieversorgungsanlagen für erneuerbare Energien (85% der Befragten sehen hier einen großen Bedarf), Bau und Modernisierung von Krankenhäusern (76%), Erneuerung und Ausbau des Straßennetzes (55%), Erneuerung und Ausbau des Schienennetzes (52%), Erneuerung und Ausbau des Schienennetzes (52%), Erneuerung und Ausbau des Schienennetzes (52%).

In ihrer Region würde eine Mehrheit den Bau oder Ausbau folgender Infrastruktur ablehnen (vgl. Abbildung 2): Bau bzw. Erneuerung von Energietrassen (51% würde den Bau oder Ausbau in ihrer Region ablehnen), Bau von Kläranlagen (53%), Bau von Gaskraftwerken (64%), Ausbau von Wasserstraßen (65%), Flughafenbau bzw. -erweiterung (77%) und Bau von Kohlekraftwerken (81%).

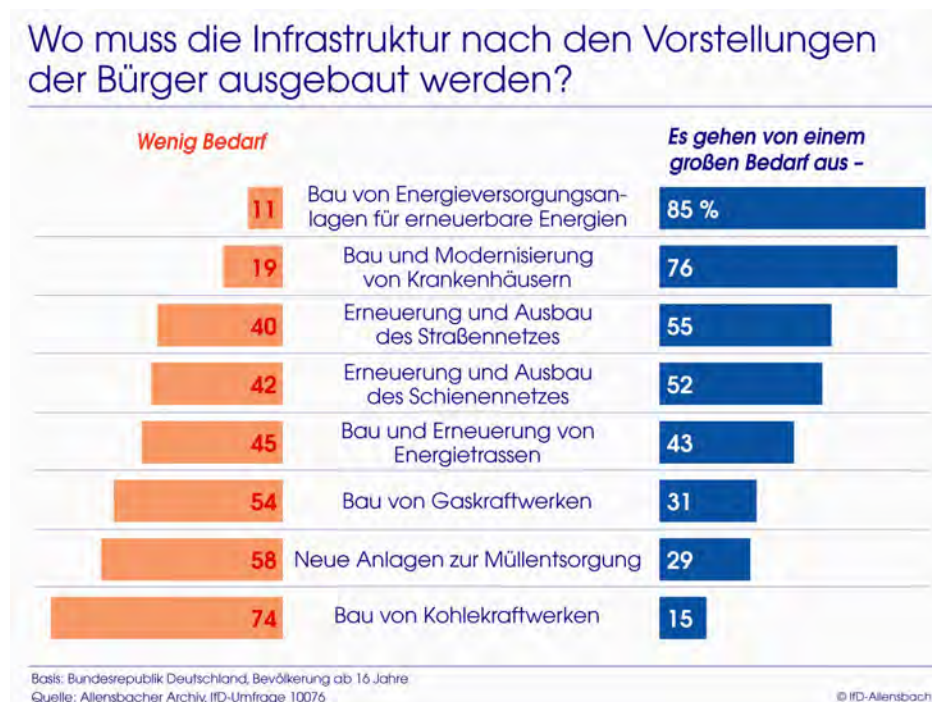


Abbildung 1. Bedarfseinschätzung für Infrastrukturprojekte aus Sicht der Bevölkerung

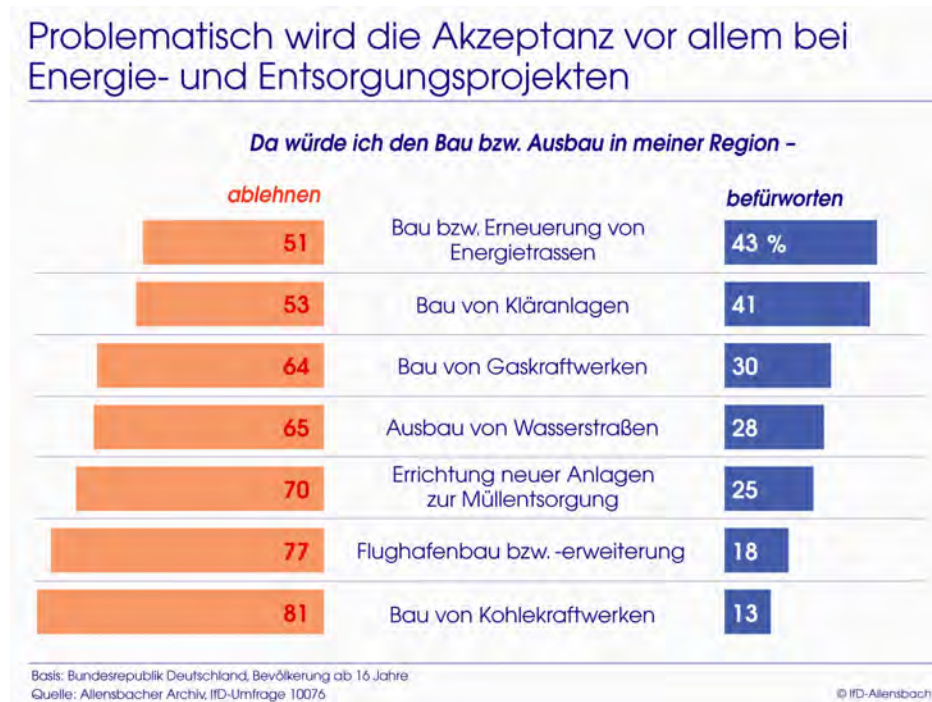


Abbildung 2. Akzeptanz von Infrastrukturprojekten in der eigenen Region

Das Phänomen der Ablehnung von Bau- und Infrastrukturprojekten in der eigenen Region – selbst bei allgemeiner Anerkennung der Notwendigkeit eines Ausbaus – ist auch als NIMBY (Not-in-my-Backyard) oder als Sankt-Florian-Prinzip bekannt. Den Protest gegen Bau- und Infrastrukturprojekte nur damit zu erklären, würde jedoch zu kurz greifen. Die Proteste haben zahlreiche Ursachen:

1. *NIMBY-Effekt.* Anwohner sehen durch das Projekt eine Einschränkung ihrer eigenen Lebensqualität: Der Fluglärm beeinträchtigt das Wohlbefinden, oder ein Strommast verschandelt den Ausblick. Dieser Protest ist am stärksten motiviert. Daher bleibt er oft auch nach Ausgleichsmaßnahmen (z.B. Schallschutz, finanzielle Kompensation) bestehen. Und Ausgleichsmaßnahmen sind vor allem bei netzgebundener Infrastruktur (etwa bei den Stromtrassen von Nord- nach Süddeutschland) deutlich schwerer zu realisieren als bei ortsgebundener Infrastruktur (etwa einem Kraftwerk). Hier sind auch unkonventionelle Lösungen gefragt. So ist beispielsweise zu erwägen, zeitgleich mit den vor Ort kritisierten Stromtrassen auch die vor Ort gewünschte Anbindung an das Breitband-Netz für schnelle Internet-Verbindungen zu realisieren.
2. *Projektbezogene Gründe.* Menschen kritisieren einzelne Aspekte eines Projektes: Sie stufen die Auswirkungen auf Umwelt und Natur als nicht vertretbar ein. Ihnen sind die Kosten eines Projektes zu hoch. Oder sie stellen seinen Nutzen in Frage. Oft wird auch ein vermeintlich zu hohes Risiko kritisiert. Dabei verwenden Laien meist absolute Maßstäbe zur Beurteilung dieser Aspekte, während Experten Risiken anhand von Wahrscheinlichkeiten oder Vergleichen bewerten (vgl. z.B. Renn 2014). Beispielsweise werden im Zusammenhang mit Windkraftanlagen Eiswurf, Schattenschlag, Infraschall und Auswirkungen auf Rotmilane und Auerhühner von Anwohnern als kritisch eingeschätzt. Und die vermeintliche Bedrohung wird auch verbal zum Ausdruck gebracht. Gegner von Windenergieanlagen verwenden dann Begriffe wie „Windriesen“, „Windmonster“, „Industrialisierung der Landschaft“, „Verspargelung“ oder „permanente Lärmfolter“.

3. *„Verborgene Gründe“*. Mitunter werden einzelne Aspekte eines Projektes kritisiert, obwohl die Wurzeln des Protestes ganz woanders liegen. So nehmen einige Menschen Infrastrukturprojekte als Angriff auf die „kulturelle Identität“ ihrer Region wahr. Oder die Beschleunigung des eigenen Lebens wird als unangenehm empfunden. Selten werden diese Gründe explizit geäußert, obwohl sie ein wesentliches Motiv hinter dem Protest sind.
4. *Vertrauensverlust in Wirtschaft und Politik*. Protest wird durch mangelndes Vertrauen in „die Politik“ und „die Wirtschaft“ verschärft (vgl. u.a. Baumgarten/Rucht 2013). Die negative Grundstimmung gegenüber Unternehmen überträgt sich dann auf die von ihnen betriebenen Projekte.
5. *Art der Kommunikation und Intransparenz formaler Verfahren*. Oft wird die Art des Umgangs von Politikern und/oder von Vorhabenträgern mit „der Bürgerschaft“ bemängelt. Diese würden „die Bürger“ von oben herab behandeln und ihre Einwände nicht ernst nehmen. Das Gefühl, nicht „auf Augenhöhe“ behandelt zu werden, hängt auch mit der Konstruktion formaler Verfahren zusammen, in denen rechtliche Fragen im Mittelpunkt stehen. Die etwa in Erörterungsterminen im Rahmen von Planfeststellungsverfahren übliche Fachsprache (juristisch, ingenieurtechnisch) wird als unverständlich und als distanzierend wahrgenommen. Dies wird mit dem Vorwurf verbunden, Informationen seien unvollständig, sie seien zu spät oder gar nicht zur Verfügung gestellt worden. Gelegentlich wird den Beteiligten auch bewusste Falschinformation unterstellt.

III Die VDI-Richtlinie 7001

Vorhabenträger müssen sich auf diese veränderte Ausgangslage für Infrastruktur- und Bauprojekte einstellen. Neben Formen der Bürgerbeteiligung (vgl. u.a. Klages/Vetter 2011, Bertelsmann Stiftung 2012, Nanz/Fritsche 2012, Renn 2013) kommt der Kommunikation zwischen Vorhabenträgern, Politik, Verwaltung und Bürgern dabei eine entscheidende Bedeutung zu. Das Kommunikations-Management muss daher permanenter Bestandteil des Projektmanagements sein – von der „Grundlagenermittlung“ bis zur „Objektbetreuung und Dokumentation“. Ziel aller Kommunikations- und Beteiligungsbemühungen muss es sein, Bürgerinnen und Bürger vor Ort sowie lokale Verbände, Nichtregierungsorganisationen und Bürgerinitiativen bei Infrastrukturprojekten als Partner zu gewinnen, um gemeinsam gesellschaftlich tragfähige Lösungen zu finden. Frühzeitige und umfassende Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung sichern die inhaltliche Angemessenheit der technischen Lösung für den gesellschaftlichen Bedarf und senken damit die Wahrscheinlichkeit eskalierender Konflikte. Daher sind sie der Effizienz und Effektivität von Bauprojekten zuträglich. Vorhabenträger, planende und ausführende Ingenieure sowie die weiteren Beteiligten sollen daher bereits in der Entwicklungsphase von Infrastrukturprojekten in den intensiven Austausch mit dem gesellschaftlichen Umfeld treten und sich einem ernst gemeinten Dialog stellen. In dessen Mittelpunkt steht einerseits die grundsätzliche Notwendigkeit von Infrastrukturprojekten. Andererseits geht es um die gesamtgesellschaftliche Abwägung der technischen, wirtschaftlichen, ökologischen und sozialen Auswirkungen dieser Projekte.

Vor dem geschilderten Hintergrund hat sich auch der Verein Deutscher Ingenieure (VDI) der Frage angenommen, wie sich gesellschaftlich tragfähige Lösungen finden und realisieren lassen. Eines der Ergebnisse ist die VDI-Richtlinie 7001: „Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung bei Planung und

Bau von Infrastrukturprojekten – Standards für die Leistungsphasen der Ingenieure“. Die VDI-Richtlinie 7001 ist nicht am Reißbrett entstanden, sondern im Dialog zwischen verschiedenen Anspruchsgruppen. Das aufwändige Verfahren hat sichergestellt, dass die VDI-Richtlinie praxistauglich und anschlussfähig ist: Nach der Ziel-Definition durch die VDI-Gesellschaft Bau und Gebäudetechnik im Jahr 2011 wurde eine interdisziplinäre Arbeitsgruppe aus Praktikern und Wissenschaftlern gebildet, die sich mit Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung bei Bau- und Infrastrukturprojekten beschäftigt hat. Sie hat von 2011 bis 2012 den Forschungsstand gesichtet und Praxis-Erfahrungen zusammengetragen.¹ Die Ergebnisse wurden im Jahr 2012 auf dem VDI-Zukunftskongress in Frankfurt der interessierten Öffentlichkeit präsentiert und dort zur Diskussion gestellt. Auf der Basis der Diskussionen hat der VDI den Richtlinienausschuss 7001 eingesetzt. Ihm gehörten neben Wissenschaftlern auch Ingenieure und eine Vertreterin des BUND an. Im Mai 2013 hat der Ausschuss den Entwurf für die VDI-Richtlinie 7001 vorgelegt (Gründruck). Dieser Entwurf wurde auch auf dem Deutschen Ingenieurtag in Düsseldorf vorgestellt und diskutiert. Vom Mai 2013 bis zum August 2013 konnte die Öffentlichkeit (Unternehmen, NGOs, Einzelpersonen) Vorschläge einreichen, wie die Richtlinie anders formuliert werden könnte. Auch grundsätzliche Einwände waren möglich. Die Vorschläge wurden im September 2013 vom Richtlinienausschuss diskutiert; die Richtlinie 7001 wurde sodann einstimmig verabschiedet. Sie ist im März 2014 in Kraft getreten (VDI 2014). Die Richtlinie hat auch Eingang gefunden in die Verwaltungsvorschrift zur Intensivierung der Öffentlichkeitsbeteiligung in Planungs- und Zulassungsverfahren sowie in den dazugehörigen Planungsleitfaden des Landes Baden-Württemberg; in beiden Dokumenten wird sie explizit erwähnt und zur Anwendung empfohlen.

Die VDI-Richtlinie 7001 richtet sich an Vorhabenträger, Generalplaner, Ingenieur-/Planungsbüros, Projektsteuerer und ausführende Unternehmen. Sie richtet sich aber auch an Behörden und Bauämter sowie an Verbände und Bürgerinitiativen. Die Richtlinie besteht aus zwei großen Abschnitten: 1) Allgemeine Anforderungen an gute Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung, 2) Gute Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung in den Leistungsphasen der Ingenieurplanung.

¹ Der Beitrag basiert auf den Ergebnissen der VDI-Expertengruppe „Kommunikation“ der VDI-Initiative „Gesellschaftliche Akzeptanz von Infrastrukturprojekten“. Er enthält Auszüge aus der VDI-Richtlinie 7001, die nicht extra kenntlich gemacht sind. An der Erarbeitung dieser VDI-Richtlinie waren beteiligt: Henning Banthien, Prof. Dr. Frank Brettschneider, Dr. Brigitte Dahlbender, Dipl.-Ing. Wolfgang Feldwisch VDI, Prof. Dr.-Ing. Oliver Fischer VDI, Prof. Dr. Christoph Hubig VDI, Dipl.-Ing. Christof Kerkhoff VDI, Dr.-Ing. Franz-Hermann Schlüter VDI, Dominic Schwickert, Dipl.-Ing. Peter Steinhagen VDI und Prof. Dr. Andrea Versteyl. Zudem hat Dipl.-Ing. Christof Kerkhoff VDI an der Erstellung der Richtlinie mitgewirkt. Siehe auch Brettschneider (2012 und 2013). Der Verfasser dieses Beitrags ist Vorsitzender des VDI-Richtlinienausschusses 7001.

IV Allgemeine Anforderungen an gute Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung

Formelle Verfahren, die der Gewährleistung von Rechtssicherheit und Klagerechten dienen, können durch Kommunikation und informelle Beteiligungsprozesse begleitet und ergänzt werden. Gute Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung und ihre Instrumente lassen sich nach der angestrebten Wirkung unterscheiden in 1. Information, 2. Konsultation und 3. Mitgestaltung. Jede dieser Ebenen stellt unterschiedliche kommunikative Anforderungen und erfordert entsprechende Instrumente. Welche dies sind, wird in der Richtlinie 7001 beschrieben.

- Auf der *Informationsebene* ist es Ziel, die breite Öffentlichkeit auf ein konkretes Vorhaben aufmerksam zu machen und über Projektziele und Planungsstand in Kenntnis zu setzen. Auch geht es darum, aktiv um Verständnis für den allgemeinen und den konkreten Nutzen eines Projektes zu werben. Bereits von Anfang an müssen Vorhabenträger Transparenz herstellen. Zu den Informationsinstrumenten zählen u.a. Projekt-Webseite, Projekt-Blog, Flyer, Plakate, Broschüren, Pressemitteilung, Pressekonferenzen, journalistische Hintergrundgespräche sowie Veranstaltungen (z.B. Fachvortrag oder Veranstaltungen wie Ausstellungen oder „Tag der offenen Tür“).
- Auf der *Konsultationsebene* werden in einem intensiven Prozess konkrete Vorschläge diskutiert sowie Ideen und Handlungsempfehlungen erarbeitet, auf die die beteiligten Akteure später aufbauen können. Die direkte Interaktion zwischen Vorhabenträgern und einer (interessierten) Öffentlichkeit hat dabei einen *beratenden* Charakter. Ziel ist es, lokales Wissen abzufragen sowie vielfältige Interessen und Perspektiven in die Planung einzubeziehen. Zu den Konsultationsinstrumenten zählen u.a. Open Space-Veranstaltungen, Szenario-Workshops, Fokusgruppen, Zukunftswerkstätten und World Cafés.
- Auf der *Ebene der Mitgestaltung* geht es um die strukturierte Bearbeitung von Kontroversen, konkreten Problemstellungen und gegensätzlichen Interessenlagen im Zuge des Planungs- und Bauprozesses. Ziel ist eine auf Ausgleich zwischen den unterschiedlichen Interessengruppen ausgerichtete Problemlösung, mindestens aber eine Versachlichung der Debatte mittels einer gemeinsamen Faktenklärung. Zu den Mitgestaltungsinstrumenten zählen u.a. Mediationen und Runde Tische.

Eine durchdachte Kommunikationsstrategie mit aufeinander abgestimmten Informations-, Konsultations- und Mitgestaltungsinstrumenten vergrößert den Handlungsspielraum der Vorhabenträger. Sie spart tendenziell Zeit und Geld. Und sie steigert die Sicherheit der Planung und Realisierung, weil Verzögerungen und Kosten durch spätere Einwände bei der Projektumsetzung vermieden werden können.

Damit Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung erfolgreich sein können, sind einige Grundregeln zu beachten. Sie sind in der VDI-Richtlinie 7001 erläutert. Sie wurden aus guten Beispielen aus der Praxis abgeleitet und greifen neuere wissenschaftliche Erkenntnisse auf (vgl. zu alternativen Konfliktregelungsverfahren wie Mediation, Runde Tische etc. auch Selle/Rösener 2003, Spieker/Brettschneider 2013, Delli Carpini/Cook/Jacobs 2004, Weidner 1996). Die Einhaltung der

Grundregeln sichert sowohl Glaubwürdigkeit als auch Qualität des Verfahrens und schafft eine gemeinsame Dialogbasis für Vorhabenträger, Projektkritiker und andere relevante Beteiligte.

Grundregel 1 – Aufgeschlossene und wertschätzende Grundhaltung

Eine aufgeschlossene und wertschätzende Grundhaltung zu Meinungen von Bürgern impliziert, gute Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung nicht als bloßen Appendix oder PR-Maßnahme zu verstehen, sondern als ernsthaften Dialog auf Augenhöhe sowie als essentiellen Bestandteil für unternehmerische und auch technische Entscheidungen. Dialog ist eine notwendige Bedingung für erfolgreiche Technikumsetzung. Zum Dialog gehört zum einen das Zuhören. Zum anderen müssen die eigenen Positionen immer wieder erklärt und begründet werden. Dies gilt für jede Phase des Projekts. Dazu gehört vor allem die Diskussion von Alternativen und das Erläutern, warum welche Alternative verworfen wurde.

Grundregel 2 – Klare Rahmenbedingungen

Beteiligungsverfahren sind keine sich selbst organisierenden Prozesse, sondern müssen stets mit einem klaren Mandat, einer offenen Fragestellung und eindeutigen Zuständigkeiten zu konkreten Planungsanliegen initiiert werden. Eine klar definierte und von allen Beteiligten akzeptierte Struktur ist als Leitplanke für den Prozess unabdingbar. Allen Teilnehmern müssen von Anfang an Zweck, Zielsetzung, Ablauf, Freiheitsgrade und Spielräume bewusst sein.

Grundregel 3 – Frühzeitige Einbeziehung der Bürger

Bei der Planung und Umsetzung von Infrastrukturprojekten ist häufig ein Beteiligungsparadox erkennbar: Ganz zu Beginn der Planung, beispielsweise in den Leistungsphasen 1 oder 2 (Grundlagenermittlung und Vorplanung), ist das Interesse der breiten Öffentlichkeit relativ gering, obwohl zu diesem Zeitpunkt die Mitgestaltungsmöglichkeiten am größten sind. Mit voranschreitender Planung und damit steigender Konkretisierung der Projekte, beispielsweise in den Leistungsphasen 3 und 4 (Entwurfsplanung und Genehmigungsplanung), nehmen zwar auch das Interesse und der Mitwirkungswillen der Bevölkerung zu, gleichermaßen sinkt jedoch der Gestaltungsspielraum. Gute Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung darf daher nicht erst gegen Ende des Projekts ansetzen, sondern muss generell frühzeitig beginnen. Und der Vorhabenträger darf nicht nur in den formal vorgeschriebenen Verfahren kommunizieren, sondern muss alle Gelegenheiten für den informellen Austausch nutzen oder – sofern nicht vorhanden – schaffen.

Grundregel 4 – Umfassende Faktenklärung

Ein zentraler Hebel zur Lösung öffentlicher Konflikte liegt in der systematischen und gemeinsamen Faktenklärung („Joint Fact Finding“). Sie ist erforderlich, um ein gemeinsames Verständnis des Problems und seiner Teilaspekte zu entwickeln. Und sie fördert eine sachliche Diskussion. Dazu gehört es auch, sich gemeinschaftlich auf die Kriterien zur Beurteilung unterschiedlicher Alternativen – zum Beispiel verschiedener Trassenvarianten – zu verständigen und anhand dieser Kriterien dann die Varianten von gemeinsam akzeptierten Experten prüfen zu lassen.

Grundregel 5 – Einbeziehung von unterschiedlichen Interessen

In Dialogverfahren sollten möglichst alle relevanten Interessengruppen mitwirken. Vorhabenträger müssen daher frühzeitig auf diese relevanten Gruppen zugehen und in Erfahrung bringen, unter welchen Bedingungen sie sich eine Mitwirkung an dem Dialogverfahren vorstellen können. Dazu gehört es auch, gemeinsam eine Fragestellung für das Dialogverfahren zu formulieren.

Grundregel 6 – Professionelle Prozessgestaltung für Fairness und Transparenz

Beteiligungsverfahren sind stets ein moderierter Dialog, der durch anerkannte Methoden eine aktive Mitwirkung der Teilnehmenden ermöglicht. Ohne professionelles Handwerkszeug ist eine zielführende Auseinandersetzung nicht möglich. Professionelle Prozessgestalter haben mehrere Aufgaben: Sie müssen das Dialog-Verfahren verständlich und transparent durchführen. Sie müssen neutral und aktivierend moderieren. Und sie dokumentieren die Beteiligungsergebnisse durch Protokolle, Zwischen- und Endberichte. Welche konkreten Dialog-Verfahren angemessen sind, hängt von der Problemlage, dem Umfeld und den Akteuren ab.

Grundregel 7 – Klarheit über Umgang mit den Ergebnissen

Ziel eines Dialog-Verfahrens ist nicht eine willkürliche Sammlung von Meinungen mit einem unverbindlichen Ergebnis, sondern eine Verständigung und Verpflichtung zu einem gemeinsam getragenen Ergebnis. Nichts demotiviert Teilnehmende mehr als die Folgenlosigkeit ihrer Bemühungen. Daher muss klar sein, welche ungelösten, offenen Fragen durch das Verfahren beantwortet werden können. Dies gilt unabhängig davon, ob es um das „Ob“ (Grundsatzfragen wie Bedarf und Alternativen), das „Wie“ (Welche konkrete Variante?) oder die konkrete Baubegleitung (konkrete Ausgestaltung einer festgelegten Variante) geht. Die Ergebnisse des Dialog-Verfahrens müssen also tatsächlichen Einfluss auf die Gestaltung des Projekts haben können und nachvollziehbar in die Entscheidungsprozesse der Vorhabenträger einfließen. Wenn den Empfehlungen der Teilnehmenden nicht gefolgt wird oder gefolgt werden kann, sind die Gründe dafür offen zu legen. Viele Bürger erwarten nicht zwingend, dass ihre Vorschläge umgesetzt werden. Sie erwarten aber, dass sich der Vorhabenträger ernsthaft mit den Vorschlägen beschäftigt hat und seine Entscheidungsfindung dokumentiert.

Grundregel 8 – Transparenz der Finanzierung

Gute Beteiligung erfordert eine professionelle Prozessgestaltung – und diese kostet Geld. Um bei Infrastrukturprojekten von Anfang an einen Dialog mit der Öffentlichkeit zu ermöglichen, sind die Kosten für gute Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung in die Projektkalkulation aufzunehmen. Auch ist es wichtig, die Finanzierung der Dialog-Verfahren transparent darzustellen.

Grundregel 9 – Verständlich kommunizieren

Nur wer sich verständlich ausdrückt, kann auch überzeugen. Das gilt auch für Ingenieure, die sich der öffentlichen Diskussion stellen. Grundsätzlich ist Verständlichkeit in allen Phasen der Ingenieurplanung wichtig – vor allem aber in der Entwurfs- und in der Genehmigungsplanung. Pläne, die für Ingenieure zum täglichen Handwerkszeug gehören, können von Laien oft nicht „gelesen“ werden. Sie müssen daher in leichter zugängliche Visualisierungen „übersetzt“ werden. Vor allem aber ist eine verständliche Sprache

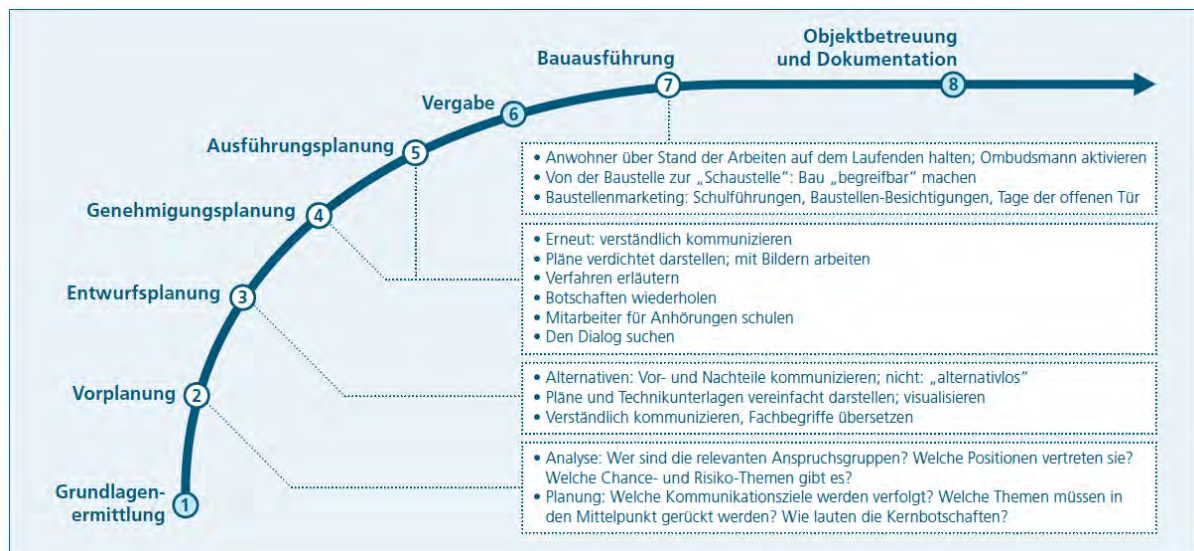
unabdingbar. Inhalte, die Ingenieure kommunizieren müssen, sind oft komplex. Die Texte werden von hochgebildeten Experten verfasst, die sich dabei ihrer Fachsprache bedienen. Wenn sie ihre Fachsprache aber – aus Zeitdruck oder wegen mangelnder Sensibilität für die Notwendigkeit verständlicher Sprache – nicht für Laien „übersetzen“, wirken sie auf die Empfänger abstoßend. Dabei handelt es sich um ein typisches Problem der Experten-Laien-Kommunikation, den „Fluch des Wissens“: Je länger und intensiver man sich mit einem bestimmten Wissensgebiet beschäftigt, desto weniger kann man sich in Menschen hineinversetzen, denen das eigene (Vor)wissen fehlt. Beispielsweise erkennen Ingenieure dann nicht mehr, dass Fachwörter aus ihrem Wissensbereich für andere unbekannt sind. Das „Überwerfungsbauwerk“ ist dem Ingenieur verständlich, dem Laien nicht; Letzterer kann sich eher unter „Brücke“ etwas vorstellen.

Grundregel 10 – Vielfalt der genutzten Kommunikationsinstrumente

Die eigenen Projektpläne sowie die Inhalte der Beteiligungsverfahren dürfen kein „Geheimwissen“ bleiben. Vielmehr ist eine umfassende Information der breiten Öffentlichkeit zu gewährleisten, damit diese sich eine fundierte Meinung bilden kann. Dafür sind zahlreiche Kommunikationsinstrumente zu wählen. Diese müssen orchestriert, das heißt aufeinander abgestimmt eingesetzt werden. Der Vorhabenträger sollte nicht nur via Massenmedien kommunizieren, sondern auch das Web 2.0 nutzen. Vor allem aber gilt: Wichtiger als alles andere ist das direkte persönliche Gespräch mit den Anspruchsgruppen (Anwohner, Initiativen, Mitarbeiter, Politik und Verwaltung, Journalisten etc.).

V Kommunikations-Management für Bau- und Infrastrukturprojekte

Proteste gegen Bau- und Infrastrukturprojekte können auch durch das Verhalten der Vorhabenträger begünstigt werden. Insbesondere dann, wenn eine systematische interne und externe Kommunikation nicht als notwendig erachtet wird. Der Ruf nach „der Kommunikation“ kommt zu spät, wenn sich Proteste bereits verstetigt haben. Projektkommunikation muss mehr sein als Krisenkommunikation. Im besten Fall verhindert sie, dass es überhaupt zu Krisensituationen kommt. Für die Kommunikation sind neben den bereits erwähnten zehn Grundregeln einige Besonderheiten in den einzelnen Projektphasen zu beachten (vgl. Abbildung 3). Die VDI-Richtlinie 7001 orientiert sich dabei an den Leistungsphasen der Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI): Grundlagenermittlung, Vorplanung (incl. Themen- und Stakeholderanalyse), Entwurfsplanung, Genehmigungsplanung, Ausführungsplanung, Vorbereitung und Mitwirkung bei der Vergabe, Bauausführung/Objektüberwachung sowie Objektbetreuung und Dokumentation.



Quelle: Region Stuttgart Aktuell 2/2014: 11 (nach Brettschneider 2012).

Abbildung 3. Projekt- und Kommunikations-Management

Phase 1: Grundlagenermittlung

In dieser Phase werden die organisatorischen Grundlagen für die Projektkommunikation geschaffen. Der Vorhabenträger muss klären, wer in welchem Umfang sowohl für die interne als auch für die externe Kommunikation verantwortlich ist. Die entsprechende Einheit ist mit Kompetenzen, Personal und finanziellen Ressourcen auszustatten. Es ist auch zu klären, welche Projekt-Verantwortlichen auf die Kommunikation mit der Öffentlichkeit und den Medien vorbereitet werden müssen. Der Kommunikationsverantwortliche ist von Anfang an fester Bestandteil der Projektleitung. Er kann das „Gesicht“ des Projektes gegenüber der Öffentlichkeit sein. Dabei sollte es sich um eine Person handeln, die komplexe Sachverhalte – etwa Ingenieurplanungen oder die Finanzierung eines Projektes – auf allgemein verständliche Art und Weise erklären kann. Neben der Aufbauorganisation ist auch die Ablauforganisation festzulegen: Wie laufen in welchen Situationen die Kommunikationswege? Wer berichtet wem? Wie wird die Kommunikation der an einem Projekt beteiligten Organisationen koordiniert? Dies gilt für die gesamte Kommunikation im Allgemeinen und für die Krisenkommunikation im Besonderen. Die Abläufe im Krisenfall sind in einem Handbuch für die Krisenkommunikation festzuhalten und ständig fortzuschreiben.

Phase 2: Vorplanung

In dieser Phase werden die inhaltlichen und strategischen Grundlagen der Projektkommunikation geschaffen. Es handelt sich um die für den weiteren Projektverlauf entscheidende Phase. Sie beginnt mit einer gründlichen *Stakeholder- und Themenanalyse*. Beide sind für den weiteren Verlauf unverzichtbar.

Zwar gibt es eine Vielzahl von Stakeholdern. In einem ersten Schritt ist es jedoch meist sinnvoll, diese zu Gruppen zusammenzufassen. Grob lassen sich drei Stakeholdergruppen unterscheiden (vgl. Abbildung 4): a) die verfassten, dauerhaft organisierten Akteure, b) die Öffentlichkeit, c) die Kommunikations-Medien. Zur Gruppe der verfassten Akteure zählen vor allem die Vorhabenträger, die Genehmigungsbehörden, Wirtschaftsverbände und die IHK, Umweltverbände (wie beispielsweise der BUND, Greenpeace, der NaBu)

sowie Politiker und Parlamente (auf der lokalen, regionalen, Landes- und Bundesebene, gelegentlich auch auf europäischer Ebene). Zur Öffentlichkeit zählen die durch ein Projekt direkt betroffenen Bürger (v.a. die Anwohner), die auf das Projekt bezogenen lokalen Bürgerinitiativen sowie die allgemeine Öffentlichkeit. Letztere zeichnet sich nicht durch eine unmittelbar erkennbare Betroffenheit aus. Die in der allgemeinen Öffentlichkeit vorherrschenden Meinungen können jedoch Politiker beeinflussen und damit den Handlungsrahmen der Vorhabenträger beeinflussen. Während Anwohner in der Regel frühzeitig auf ein Projekt aufmerksam werden, wird die allgemeine Öffentlichkeit in der Regel erst im Verlaufe eines Konfliktes aktiv. Dabei spielt die Berichterstattung der Massenmedien eine wesentliche Rolle. Meist wird ein Projekt zunächst in den Lokalzeitungen (auch im lokalen Hörfunk) thematisiert. Es folgen überregionale Medien. Darüber hinaus artikulieren sich verschiedenen Akteure in den Sozialen Netzwerken (etwa Facebook).

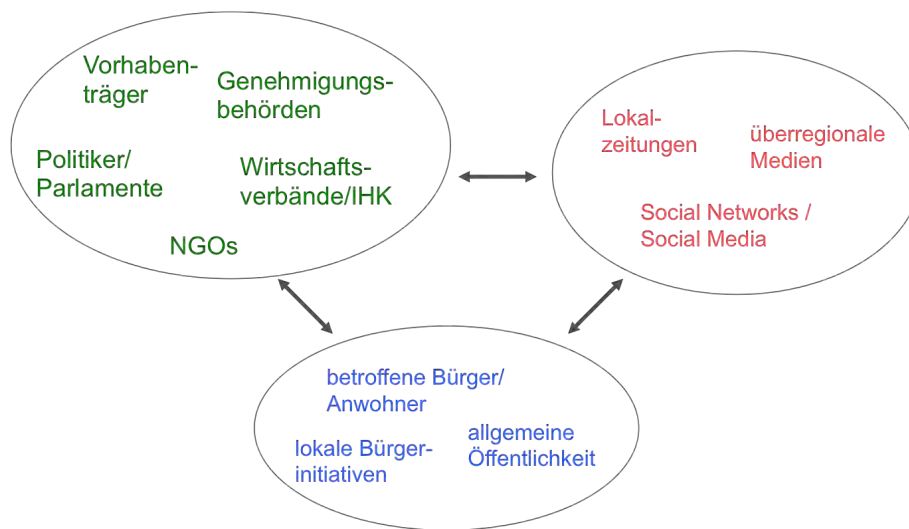


Abbildung 4. Stakeholdergruppen

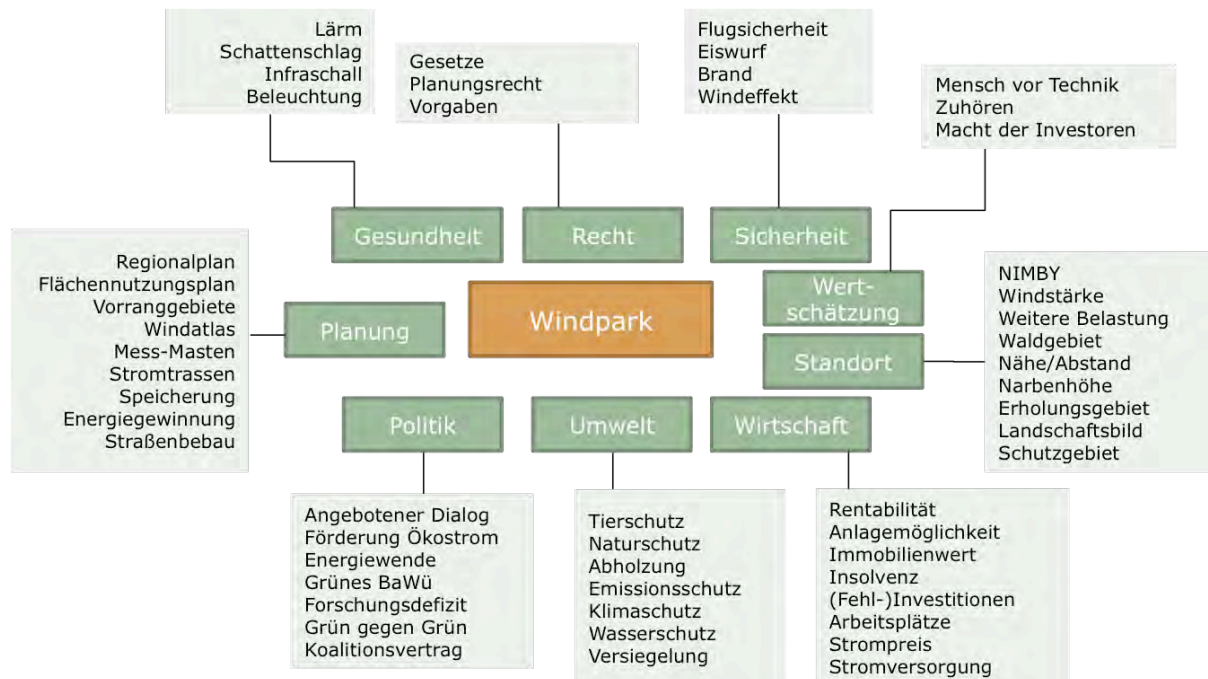
In einem zweiten Schritt sollte für jede Stakeholdergruppe überprüft werden, welche grundsätzlichen Positionen sie vertritt, die für das Projekt relevant werden können. Dabei kann man sich vor allem auf grundsätzliche Positionspapiere beziehen, aber auch Stellungnahmen heranziehen, die diese Akteure bei früheren, vergleichbaren Projekten abgegeben haben. In einem dritten Schritt sind diese Positionen auf das Projekt herunter zu brechen. Mit welchen konkreten, projektbezogenen Positionen ist zu rechnen? Welches werden die Hauptargumente sein? Und auf welche Aspekte des Projektes werden sie sich beziehen?

Verschiedene Stakeholdergruppen können aufgrund zweier unterschiedlicher Mechanismen zu unterschiedlichen Bewertungen eines Projektes kommen:

1. Verschiedene Stakeholder können einzelne Teilaspekte des Projektes unterschiedlich bewerten. Beispielsweise kann ein Umweltverband die Auswirkungen eines Bauwerks auf die Umwelt anders bewerten als der Vorhabenträger. Der Konflikt dreht sich dann um die Bewertung.
2. Verschiedene Stakeholder können einzelne Teilaspekte eines Projektes zwar ähnlich bewerten, diese aber für ihr Gesamturteil über das Projekt unterschiedlich gewichten. So können ein Umweltverband und ein Wirtschaftsverband die wirtschaftlichen Auswirkungen eines Projektes auf die Region ähnlich

einschätzen, sie aber unterschiedlich wichtig finden. Für die Gesamtbewertung des Projektes durch den Wirtschaftsverband ist der wirtschaftliche Teilaspekt sehr wichtig, für den Umweltverband hingegen nicht. Der Konflikt dreht sich dann um die Gewichtung der Teilaspekte.

In einem vierten Schritt sind daher zunächst die meist vielfältigen Teilaspekte eines Projektes zu bestimmen. Sodann ist zu prüfen, wie die Stakeholder diese Teilaspekte a) bewerten und b) für ihr Gesamturteil gewichten. Dies ist die Aufgabe der Themenanalyse.



Quelle: nach Kargi u.a. (2014)

Abbildung 5. Themen-Landkarte Windpark

Die „Themen-Landkarte“ (vgl. Abbildung 5) eines Projektes besteht aus drei Ebenen. Das Spitzenkonstrukt „Gesamtbewertung des Projektes“ speist sich zunächst einmal aus „Themen-Dimensionen“ (Ebene 1); sie finden sich meist bei allen Bau- und Infrastrukturvorhaben. Zu ihnen zählen u.a. a) die Folgen des Projektes für die Umwelt, b) die Folgen für den Wirtschaftsstandort, c) die Finanzierung oder d) der Stil der Kommunikation. Diese Themen-Dimensionen können von unterschiedlichen Stakeholdern unterschiedlich bewertet werden. Und es kann das Gewicht variieren, mit dem jede einzelne Themen-Dimension in die Gesamtbewertung einfließt.

Die zweite Ebene besteht aus den „Themenfeldern“. Sie konkretisieren und speisen die „Themen-Dimensionen“. Erneut können sie a) unterschiedlich bewertet und b) unterschiedlich gewichtet werden. Drei Beispiele:

1. Der Themen-Dimension „Folgen für die Umwelt“ lassen sich unter anderem die Themenfelder „Tierschutz“, „Naturschutz“ und „Abholzung“ zuordnen.

2. Die Themen-Dimension „Wirtschaft“ setzt sich u.a. aus den Themenfeldern „Arbeitsplätze“, „Immobilienwert“ und „Rentabilität“ zusammen.
3. Für die Themen-Dimension „Standort“ sind u.a. die Themenfelder „Windstärke“, „Landschaftsbild“ und „weitere Belastungen“ von großer Bedeutung.

Themenfelder stellen die Klammer zwischen den abstrakteren Themen-Dimensionen und den konkreten Einzelthemen dar. Die Einzelthemen sind die dritte Ebene der „Themen-Landkarte“. Hier entscheidet sich, welche konkreten, räumlich und zeitlich klar umrissenen Themen mit einem Projekt in Verbindung gebracht werden. Drei Beispiele:

- 1) der Verlauf einer konkreten Veranstaltung im Rahmen des Bürger-Dialogs,
- 2) die Einrichtung einer Baustraße,
- 3) die Auswirkungen auf eine konkrete Tierart.

Erneut gilt: Die Wichtigkeit der Themen variiert je nach Stakeholder. Auch die Bewertungen eines Projektes bei den einzelnen Themen können sich von Stakeholder zu Stakeholder unterscheiden. Die konkreten Einzelthemen können die Öffentlichkeit oder andere relevante Stakeholder beschäftigen und mobilisieren.

Eine solche Themen-Landkarte ist notwendig, um die Aussagen der Anspruchsgruppen (Stakeholder-Mapping), die Medienberichterstattung (Inhaltsanalyse) und die Diskussionen in Social Networks (Social Media Monitoring) systematisch aufeinander beziehen zu können. Auch ist zu erfassen, welche Themen kommunikative Risiken in sich bergen und welche Themen positiv besetzt sind. Für die Analyse können auch schon erste Fokusgruppen und/ oder Bürgerdialoge sinnvoll sein. Sie dienen dazu, die Sichtweise der Betroffenen zu erfahren und zu verstehen. Sie können um repräsentative Bevölkerungsbefragungen ergänzt werden. Die Analyse endet aber nicht in der Vorplanungsphase. Vielmehr ist sie fortzuschreiben, um die Kommunikationsstrategie bei Bedarf anpassen zu können.

Nach der Analyse wird eine *Kommunikationsstrategie* entwickelt. In ihr werden Anspruchsgruppen, Botschaften und Kommunikationsinstrumente aufeinander abgestimmt. In dieser Phase sind die Mitarbeiter, die Verwaltung und die betroffenen Bürger von besonderer Bedeutung. Für die Entwicklung der Kommunikationsstrategie sind folgende Fragen zu klären: Welche Kommunikationsziele sollen erreicht werden? Welche Themen müssen in den Mittelpunkt gerückt werden (Themen-Management, Projekt-Framing)? Wie lauten die Kernbotschaften? Welche Kommunikationsinstrumente werden eingesetzt? Und auf welche Ereignisse muss Rücksicht genommen werden? Besondere Aufmerksamkeit verdienen die Kernbotschaften. Dazu zählt auch, den Anspruchsgruppen die Ziele deutlich zu machen, die mit dem Infrastrukturprojekt erreicht werden sollen. Dabei genügt es nicht, betriebswirtschaftliche Ziele zu formulieren. Wichtig ist vielmehr der Bezug von Unternehmenszielen zum gesellschaftlichen Nutzen des Projektes (ökonomisch, ökologisch, soziokulturell). Dies ist auch notwendig, um den im Protest geltend gemachten Individualinteressen (NIMBY) Gemeinwohl-Interessen gegenüberzustellen. Im Fall der Energiewende ist dies beispielsweise die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Energiemix, im Fall der Verkehrsinfrastruktur die Erhöhung der Mobilität von Menschen und Gütern. Für die Zielerreichung kommen immer mehrere Alternativen in Betracht. Die konkreten Alternativen sind in dieser Phase

noch nicht zu benennen; es sollten aber unbedingt die Kriterien transparent gemacht werden, die zur Bewertung unterschiedlicher Alternativen herangezogen werden: v.a. Eignung für die Zielerreichung, Umweltverträglichkeit, Anwohnerschutz, Kosten, technische und bauphysikalische Realisierbarkeit. Zudem sind die Kommunikationsinstrumente aufeinander abzustimmen: u.a. Homepage, Einsatz von Social Media (u.a. YouTube) und Social Networks (u.a. Facebook), Pressegespräche, Pressekonferenzen, Pressemitteilungen, Dialog-Veranstaltungen mit Betroffenen. Die Kommunikationsstrategie ist unterjährig fortzuschreiben.

Phase 3: Entwurfsplanung

Die Umsetzung der Kommunikationsstrategie ist während der Entwurfsplanung zu forcieren. Anders als in Phase 2 geht es nun um die Kommunikation von Varianten. Lösungen sind nie „alternativlos“, werden aber oft so dargestellt. Besser ist es, die Vor- und Nachteile der Varianten transparent gegenüberzustellen. Auch muss deutlich gemacht werden, welche Überlegungen zur ausgewählten Variante geführt haben. Beispiel: Herkömmliche Strom-Überlandleitungen sind nicht alternativlos. Technisch sind in der Regel auch Erdkabel möglich. Sie haben jedoch den Nachteil, ein Vielfaches der herkömmlichen Leitungen zu kosten. Wenn das gesellschaftlich gewünscht wird, muss die Gesellschaft (also der Steuerzahler) auch die Kosten tragen. Ebenso wichtig wie die Diskussion von Alternativen, ist die offensive Kommunikation möglicher technischer Risiken und ihrer Beherrschung.

Für die gewählte Variante gilt: Pläne und Technikunterlagen müssen vereinfacht dargestellt werden. Visualisierungen sind in dieser Phase besonders wichtig. Das Gleiche gilt für das Übersetzen von Fachbegriffen; komplexe Sachverhalte müssen verständlich kommuniziert werden. Auch ist ein Anwohner-Dialog aufzusetzen.

Phase 4: Genehmigungsplanung

In dieser Phase müssen die den Genehmigungsbehörden vorzulegenden Unterlagen in erster Linie rechtssicher sein. Dies bedeutet jedoch nicht zwangsläufig, dass sie auch unverständlich sein müssen. Wie schon in den vorangegangenen Phasen muss auch hier die Fachsprache für die öffentliche Diskussion in eine verständliche Sprache übersetzt werden. Ingenieure sind daher für das Auftreten in Anhörungen zu schulen. Zudem muss immer wieder kommuniziert werden (übrigens nicht nur vom Vorhabenträger, sondern auch von Politik und Verwaltung), was in dieser Phase entschieden wird – und was nicht. Das Erläutern von Verfahren darf jedoch nicht „von oben herab“ erfolgen.

Phase 5: Ausführungsplanung

Hier gilt das Gleiche wie in den Phasen 3 und 4: Verständlich kommunizieren, mit Bildern arbeiten, Pläne verdichtet visualisieren, den Dialog suchen.

Phase 6: Vorbereitung und Mitwirkung bei der Vergabe

Auch hinsichtlich der Vergabeverfahren ist das Vorgehen der Öffentlichkeit zu erläutern. Inhaltlich liegt der Fokus zum einen auf technischen Fragen: Welche Ingenieur- und Bauleistungen müssen erbracht werden? Wie erfolgt die Auswahl unter den Anbietern? Zum anderen geht es um die Bedeutung der Vergaben für die regionale Wirtschaft und den regionalen Arbeitsmarkt: Können Unternehmen aus der

Region berücksichtigt werden? Was bedeutet dies für den Arbeitsmarkt? Und wie profitiert die Wirtschaftsregion von dem Projekt?

Phase 7: Bauausführung

In dieser Phase geht es darum, die Anwohner über den Stand der Arbeiten auf dem Laufenden zu halten. Sie müssen auch darüber informiert werden, welche Baumaßnahmen unmittelbar bevorstehen. Für Beschwerden oder Nachfragen von Seiten der Anwohner sollte spätestens jetzt ein Ombudsmann rund um die Uhr ansprechbar sein.

Menschen bewerten „Technik“ in der Regel positiver, wenn sie auf persönliche Erfahrungen zurückgreifen können – statt nur auf abstrakte Vorstellungen angewiesen zu sein. Daher sollte die Baustelle für die Öffentlichkeit positiv erlebbar gemacht werden. Hierfür stehen die Instrumente des Baustellen-Marketings zur Verfügung: Baustellen-Besichtigungen, Tage der offenen Tür, Kultur-Events an und in der Baustelle, Veranstaltungen für Kinder (z.B. Schulführungen). Events sind besonders für Meilensteine geeignet: ggf. eine Abbruch-Party oder eine Feier beim Tunnel-Durchbruch. Zudem sollte ein Informations- und Besucherzentrum eingerichtet werden, von dem aus die Baustelle besichtigt werden kann. Web-Cams sollten Live-Bilder von der Baustelle übertragen. Dabei gilt immer wieder: Die Öffentlichkeit interessiert sich nicht nur für „harte Fakten“, wie die Menge des zu transportierenden Erd-aushubs oder das Gewicht des zu verbauenden Stahls; sie interessiert sich auch für „Geschichten“ über am Bau beteiligte Menschen.

Phase 8: Objektbetreuung und Dokumentation

In der abschließenden Phase steht die Eröffnungsfeier für das Infrastrukturprojekt im Mittelpunkt. Es sollen aber auch exemplarisch Ingenieurleistungen kommuniziert werden. Dabei ist insbesondere ein Zusammenhang zwischen einzelnen Ingenieurleistungen und dem gesellschaftlichen Wohlstand herzustellen.

VI Fazit

Welche Instrumente der Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung im jeweiligen Fall bzw. in der jeweiligen Leistungsphase einzusetzen und welche Instrumente wann und wie miteinander zu kombinieren sind, hängt von verschiedenen Faktoren ab: u.a. vom Konflikt- und Eskalationspotenzial, vom in der öffentlichen Debatte wahrgenommenen Nutzen des Bauvorhabens, von den vorhandenen Verhandlungsspielräumen sowie von den zur Verfügung stehenden finanziellen und personellen Ressourcen. Um die Kommunikations- und Beteiligungsinstrumente passgenau einsetzen zu können, müssen sich die Projektverantwortlichen zwingend am Anfang des Projekts ein umfassendes Bild über Stimmen und Stimmungen verschaffen. Sie müssen versuchen, Konfliktlinien und deren Hintergründe zu ergründen und zu verstehen.

Neben der ausführlichen Bestandsaufnahme ist eine klare Zielformulierung für die Strategie-Entwicklung unablässig. Dabei sind die drei Ebenen Information, Konsultation und Mitgestaltung ebenso zu berücksichtigen wie die zehn Grundregeln guter Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung. Das Befolgen der oben genannten allgemeinen und der spezifischen Regeln erleichtert die Realisierung von gesellschaftlich getragenen Projekten, aber sie garantiert keinen Konsens. Mit Protesten werden Infrastrukturprojekte weiterhin leben müssen, denn sie berühren vielfältige Interessen. Sehr wahrscheinlich stehen Bürgerinitiativen auch künftig Projekten vor der eigenen Haustür skeptisch gegenüber. In der Frühphase eines Projektes sind sie aber selten unversöhnliche Gegner. Oft suchen sie zunächst das Gespräch, um ihre Bedenken und Interessen geltend zu machen. Das sollte nicht von vornherein als „störend“ abgetan werden. Ein transparenter Fakten-Check zu Beginn eines Projektes kann die Basis für konstruktive Gespräche schaffen.

Diese Gespräche müssen um eine Diskussion über die Ziele ergänzt werden, die mit einem Infrastrukturprojekt verfolgt werden sollen. In solchen Gesprächen sollten Vorhabenträger und Bürger, Parlamente, Verwaltungen und Bürgerinitiativen ihre Standpunkte darlegen können und versuchen, einen Interessenausgleich herbeizuführen. Nicht immer wird dies gelingen. Aber von dem ernsthaften und ehrlichen Versuch wird es abhängen, ob das Ergebnis von möglichst vielen Menschen akzeptiert wird.

Für all dies – und damit für die gesellschaftliche Akzeptanz von Infrastrukturprojekten – ist die Kommunikation der Vorhabenträger von enormer Bedeutung. Das proaktive Kommunizieren mit allen relevanten Anspruchsgruppen endet nicht mit dem Planfeststellungsbeschluss. Gerade bei Infrastrukturprojekten genügt der Verweis darauf, dass sich Parlamente wiederholt und mit großer Mehrheit für ein Projekt ausgesprochen haben, nicht mehr. Selbst wenn, wie etwa im Fall von „Stuttgart 21“, sämtliche damit befassten Parlamente im Rahmen zahlreicher Sitzungen sowie die Gerichte im Rahmen von Planfeststellungsverfahren eindeutige Entscheidungen getroffen haben, muss neben diese „Legitimation durch Verfahren“ die „Legitimation durch Kommunikation“ treten. Diese ersetzt die unabdingbare rechtsstaatliche „Legitimation durch Verfahren“ nicht, sondern sie ergänzt sie. Dafür werden Ressourcen benötigt. Sie nicht bereit zu stellen, kann am Ende sowohl den Vorhabenträger als auch die gesamte Gesellschaft teuer zu stehen kommen.

VII Literatur

Baumgarten, Britta; Rucht, Dieter (2013): Die Protestierenden gegen „Stuttgart 21“ – einzigartig oder typisch?. In: Frank Brettschneider & Wolfgang Schuster (Hrsg.): „Stuttgart 21“: Ein Großprojekt zwischen Protest und Akzeptanz. Wiesbaden: Springer VS, S. 97-125.

Bertelsmann Stiftung (2012): Mehr Transparenz und Bürgerbeteiligung – Prozessanalysen und Empfehlungen am Beispiel von Fernstraßen, Industrieanlagen und Kraftwerken. Gütersloh: Bertelsmann Stiftung.

BMVBS (2012): Handbuch für eine gute Bürgerbeteiligung. Planung von Großvorhaben im Verkehrssektor. Berlin: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.

Brettschneider, Frank (2011): Kommunikation und Meinungsbildung bei Großprojekten. Aus Politik und Zeitgeschichte 61, S. 40-47.

Brettschneider, Frank (2012): Legitimation durch Kommunikation? Die gesellschaftliche Debatte über Ingenieurprojekte. In: mining+geo 3/2012, S. 435-439.

Brettschneider, Frank (2013): „Wutbürger“ in der „Dagegen-Republik“? Grundregeln für die Kommunikation bei Infrastrukturprojekten. In: Bauingenieur Jahresausgabe 2013/2014, S. 12-15.

Delli Carpini, Michael X.; Cook, Fay Lomax; Jacobs, Lawrence R. (2004): Public deliberation, discursive participation, and citizen engagement: a review of the empirical literature. In: Annual Review of Political Science, 7(1), S. 315-344.

Kargi, Göknur; Ugryn, Oksana; Weber, Muriel; Welker, Jasmin (2014): Windpark Schurwald. Ein Vergleich der Bürgerinitiativen Pro Aichwald und Pro Schurwald. Universität Hohenheim: Seminararbeit.

Klages, Helmut; Vetter, Angelika (2011): Bürgerbeteiligung als Weg zur lebendigen Demokratie – Bedingungen für ein realistisches Konzept. In: Stiftung Mitarbeit (Hrsg.): Die Zukunft der Bürgerbeteiligung. Herausforderungen. Trends-Projekte. Bonn: Verlag Stiftung Mitarbeit, S. 230-254.

Köcher, Renate (2011): Wie stehen die Bürger zu großen Infrastrukturvorhaben? Vortrag auf der Gemeinschaftsveranstaltung „Deutschland im Investitionsstau. Wege zu mehr Akzeptanz für große Infrastrukturmaßnahmen“ von BDI, HDB und BDS/BBZ in Berlin, 12. September 2011.

Mautz, Rüdiger (2010): Konflikte um die Offshore-Windkraftnutzung – eine neue Konstellation der gesellschaftlichen Auseinandersetzung um Ökologie. In: Peter H. Feindt & Thoms Saretzki (Hrsg.): Umwelt- und Technikkonflikte. Wiesbaden: VS, S. 181-197.

Nanz, Patrizia; Fritsche, Miriam (2012): Handbuch Bürgerbeteiligung, Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung.

Ohlhorst, Dörte; Schön, Susanne (2010): Windenergienutzung in Deutschland im dynamischen Wandel von Konfliktkonstellationen und Konflikttypen. In: Peter H. Feindt & Thomas Saretzki (Hrsg.): Umwelt- und Technikkonflikte. Wiesbaden: VS, S. 198-218.

Renn, Ortwin (2013): Partizipation bei öffentlichen Planungen. Möglichkeiten, Grenzen, Reformbedarf. In: Silke I. Keil & S. Isabell Thaidigsmann (Hrsg.): Zivile Bürgergesellschaft und Demokratie. Wiesbaden: Springer VS, S. 71-96.

Renn, Ortwin (2014): Das Risikoparadox. Warum wir uns vor dem Falschen fürchten. Frankfurt a.M.: Fischer Taschenbuch.

RWE (2012): Akzeptanz von Großprojekten. Eine Standortbestimmung über Chancen und Grenzen der Bürgerbeteiligung in Deutschland. Essen: RWE.

Saretzki, Thomas (2010): Umwelt- und Technikkonflikte: Theorien, Fragestellungen, Forschungsperspektiven. In: Peter H. Feindt & Thomas Saretzki (Hrsg.): Umwelt- und Technikkonflikte. Wiesbaden: VS, S. 33-53.

Selle, Klaus; Rösener, Britta (2003): Erfolg! Erfolg? Kriterien für „gute“ und „schlechte“ Kommunikation bei Planung und Projektentwicklung (PT_Materialien). Aachen: RWTH Aachen.

Spieker, Arne; Brettschneider, Frank (2013): Alternative Streitbeilegung? Die „Schlichtung“ zu „Stuttgart 21“ aus der Sicht der TeilnehmerInnen. In: Brettschneider, F.; Schuster, W. (Hrsg.): Stuttgart 21. Ein Großprojekt zwischen Protest und Akzeptanz. Wiesbaden: Springer VS, S. 219-241.

VDI (2014): VDI-Richtlinie 7001 – Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung bei Planung und Bau von Infrastrukturprojekten. Standards für die Leistungsphasen der Ingenieure. Berlin: Beuth Verlag.

Weidner, Helmut (1996): Freiwillige Kooperationen und alternative Konfliktregelungsverfahren in der Umweltpolitik. In: Wolfgang van den Daele & Friedhelm Neidhardt (Hrsg.): Kommunikation und Entscheidung. Berlin: edition sigma, S. 195-231.

Bürgerbeteiligung bei großen Infrastrukturprojekten – Erfolgsfaktoren guter Kommunikation

Alexander Eisenkopf, Christian Burgdorf und Markus Rhomberg

Kurzfassung

Im Rahmen unserer Forschungsarbeit möchten wir herausfinden, ob bestimmte Formen der Bürgerbeteiligung dazu beitragen können, Konfliktpotenziale abzubauen, die bei der Realisierung von großen Infrastrukturprojekten entstehen. In diesem Bereich besteht Handlungsbedarf, da der Widerstand gegen solche Vorhaben zugenommen hat.

Folgende Fragen sollen beantwortet werden:

1. Wie stark wird über große Infrastrukturprojekte in den Medien berichtet? In welcher Projektphase wird berichtet? Werden Proteste und Beteiligungsformen thematisiert? Gibt es Veränderungen über die Zeit?
2. Wie stark ist generell das Beteiligungsinteresse der Bürger? In welcher Form wollen sie beteiligt werden?

Für die Beantwortung nutzen wir 1) eine Analyse der Berichterstattung über große Infrastrukturprojekte in Deutschland von 1987 bis 2012 und 2) eine standardisierte Onlinebefragung.

Erste Ergebnisse zeigen, dass die Berichterstattung über große Infrastrukturprojekte über die Zeit tendenziell stark zunimmt. Insbesondere über Megaprojekte wird berichtet (Flughafen Berlin, EZB-Neubau, Elbphilharmonie). Lange Themenkarrieren sind üblich, es zeigt sich aber, dass die Berichterstattung in der Initiierungsphase schwach ist. Die Bürger sind den meisten Infrastrukturvorhaben gegenüber aufgeschlossen, wollen jedoch im Zweifel selbst über Realisierung oder Nichtrealisierung entscheiden. Zudem wird ein kontinuierlicher Informationsfluss zum Projektverlauf gewünscht. Zeitintensive Beteiligungsformen hingegen sind unpopulär.

Alexander Eisenkopf ist Inhaber des ZEPPELIN-Lehrstuhls für Wirtschafts- und Verkehrspolitik an der Zeppelin Universität Friedrichshafen. Er studierte Wirtschaftswissenschaften an den Universitäten Mannheim und Gießen und wurde 1994 an der Universität Gießen promoviert. Nach einigen Jahren Tätigkeit bei Deutsche Bank Research wechselte er wieder an die Universität und habilitierte sich im Jahre 2001 mit einer Arbeit über effiziente Straßenbenutzungsgebühren. Er lehrt seit 2003 an der Zeppelin Universität und ist seit dem Jahre 2006 berufenes Mitglied des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesverkehrsministerium. Hauptforschungsgebiete sind Verkehrspolitik, Verkehrswirtschaft und gesamtwirtschaftliche Fragen der Logistik.

Markus Rhomberg ist Professor für Politische Kommunikation sowie Leiter des Forschungszentrums Politische Kommunikation (ZPK) an der Zeppelin Universität Friedrichshafen. Zuvor hatte er eine Vertretungsprofessur für Empirische Kommunikationswissenschaft an der Universität Hamburg inne und war Fellow der Stiftung Mercator für Politische Kommunikation. Rhomberg studierte Politik-, Kommunikations- und Theaterwissenschaft an der Universität Wien.

Christian Burgdorf ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am ZEPPELIN-Lehrstuhl für Wirtschafts- und Verkehrspolitik an der Zeppelin Universität Friedrichshafen. Er studierte Volkswirtschaftslehre sozialwissenschaftlicher Richtung und Musikwissenschaft an der Universität zu Köln und ist Absolvent der Kölner Journalistenschule für Politik und Wirtschaft.

I Einleitung

Pumpspeicherwerke, Windparks, Eisenbahnknoten – in Deutschland gibt es scheinbar kaum mehr ein Infrastrukturprojekt, das nicht von zum Teil heftigen Bürgerprotesten begleitet wird. Waren früher vor allem Atomkraftwerke und Flughäfen im Visier der Protestierenden, scheint sich nun eine Ausweitung auf vermeintlich unkritische Vorhaben abzuzeichnen. Und opponierten vormals vor allem direkt betroffene Bürger, Umweltschützer und Berufsquerulanten, kommen die Projektgegner nun aus allen Bevölkerungsgruppen. Gegenstand der Auseinandersetzungen mit den Projektträgern sind dabei nicht mehr nur Planungsdetails; vielfach werden auch die Vorhaben selbst in Frage gestellt.

Unsere These ist, dass die Ursachen für die Intensivierung des Widerstands gegen große, zumeist öffentliche Bauvorhaben zwar vielfältig und zumeist projektspezifisch sind. Es gibt jedoch auch Faktoren, die die allgemeine Protestbereitschaft der Bürger verstärken. Vor allem der demografische Wandel spielt im Bereich der Infrastruktur eine große Rolle, denn aufgrund der relativ langen Planungs- und Realisierungsphasen können Menschen im Rentenalter das Bauwerk in ihrer Lebenszeit oftmals nicht mehr nutzen, erleben aber noch die mit der Realisierung einhergehenden Unannehmlichkeiten, vor allem während der Bauphase (Renn 2013). Diese demografischen Veränderungen gehen einher mit einem deutlich gewachsenen Selbstbewusstsein der Bevölkerung, insbesondere der Schichten mit höheren Bildungsabschlüssen, die zudem durch das Internet und andere moderne Medien gut vernetzt, sehr gut informiert und dadurch in der Lage sind, sehr schnell auf aktuelle Entwicklungen zu reagieren und Proteste zu initiieren bzw. daran teilzunehmen. Gleichzeitig ist das Vertrauen in öffentliche Institutionen, vor allem aber in Politiker und ihre Problemlösungsfähigkeiten gering und weiter im Sinken begriffen (Jörke 2010).

Schließlich sind Infrastrukturprojekte unseres Erachtens auch deshalb besonders anfällig für Proteste, weil sie als konkrete, sichtbare Maßnahmen zahlreiche unmittelbare Berührungspunkte mit vielen Bürgern aufweisen und somit auch eine Fülle von konkreten Angriffspunkten bieten. Auch eignen sie sich als Vehikel für Fundamentalproteste gegen das politische System im Allgemeinen. Infrastrukturprojekte sind zudem oftmals mit starken politischen Interessen (Stichwort: Prestigeprojekt) und extremen Unsicherheiten verbunden, etwa hinsichtlich der Entwicklung von Nutzen und Kosten. Letztere steigen im Regelfall im Verlauf der Realisierung deutlich an, vor allem auch, weil gerade bei öffentlichen Projekten ein erheblicher Anreiz besteht, während der Initiierungs- und Planungsphase zu niedrige Zahlen zu veröffentlichen, um die politische Durchsetzbarkeit der Vorhaben sicherzustellen (Flyvbjerg/Buzelius/Rothengatter 2003).

Die unmittelbaren Folgen zunehmender Proteste sind Verzögerungen und Kostensteigerungen bei der Realisierung von neuen Infrastrukturprojekten oder Erneuerungsvorhaben. Die Kostensteigerungen sind dabei zum einen eine Folge der Verzögerungen; sie entstehen jedoch auch durch Polizeieinsätze, Mediationsverfahren oder andere Maßnahmen, die aufgrund der Proteste ergriffen werden müssen. Darüber hinaus besteht auch die Möglichkeit, dass die Vorhaben letztlich wegen der Proteste scheitern.

Leere Staatskassen, ein komplexes Planungsrecht sowie Bürgerproteste sind Kennzeichen dafür, dass die Rahmenbedingungen für die Realisierung von Infrastrukturvorhaben in Deutschland derzeit nicht gut sind. Dabei sind moderne, hochentwickelte Volkswirtschaften zwingend auf leistungsfähige Straßen,

Schienenstrecken oder Stromtrassen angewiesen. Dies gilt für die Bundesrepublik sogar noch stärker als für andere Wirtschaftsnationen: weite Teile der Bauten sind marode und müssen erneuert werden¹ – und darüber hinaus erfordern auch Megavorhaben wie die Energiewende erhebliche Investitionen, z.B. neue Stromtrassen (Kemfert/Horne 2013). Wenn Infrastrukturprojekte gelingen sollen, bedarf es daher einer Auseinandersetzung mit Fragen der Bürgerbeteiligung. In einem aktuellen Forschungsprojekt zu diesem Thema konzentrieren sich die Autoren vor allem auf den Teilaspekt Kommunikation. Bevor wir unsere Forschungsfragen und erste Ergebnisse vorstellen, gehen wir zunächst auf grundlegende Definitionsaspekte im Zusammenhang mit der Beteiligungsforschung ein.

II Bürgerbeteiligung: Ein weites Feld

Ein grundsätzliches Problem bei Diskussionen über Bürgerbeteiligung im Zusammenhang mit großen Infrastrukturprojekten² ist, dass unter dem Begriff ein breites Portfolio an zum Teil sehr unterschiedlichen Maßnahmen subsumiert wird – und es schon innerhalb der Wissenschaftssphäre sehr schwierig ist, eine gemeinsame Diskussionsgrundlage zu finden. Juristen konzentrieren sich vor allem auf die formalen Genehmigungsverfahren und die Frage, wie unmittelbar betroffene Bürger daran beteiligt werden können. Philosophen und Sozialwissenschaftler hingegen neigen dazu, die Frage der Bürgerbeteiligung grundsätzlicher anzugehen und thematisieren in diesem Zusammenhang regelmäßig auch allgemeine demokratietheoretische Aspekte. Wirtschaftswissenschaftler wiederum befassen sich vor allem mit Effizienzsteigerungen bzw. Kosten, die durch Bürgerbeteiligung entstehen können. Gänzlich unübersichtlich wird die Debatte, wenn Politiker hinzustoßen und ihre konkreten, zum Teil sehr unterschiedlichen Vorstellungen zur Ausgestaltung von Bürgerbeteiligung einbringen.

In diesem Text soll Bürgerbeteiligung als „Gesamtheit von Instrumenten bzw. Strategien, die dazu dienen sollen, die Öffentlichkeit in politische oder genehmigungsrechtliche Entscheidungs- und Planungsprozesse einzubinden“, definiert werden. Damit schließen wir beispielsweise ehrenamtliches Engagement oder Bürgerspenden als Partizipationsformen aus, ebenso Bürgerbeteiligung im Sinne von finanziellen Beiträgen z.B. beim kommunalen Straßenbau. Darüber hinaus lässt sich Bürgerbeteiligung nach dem Ausmaß der Partizipation, ihrem Modus und ihrem Gegenstand („Ob“ vs. „Wie“) klassifizieren. Zudem ist von erheblicher Bedeutung, auf welcher Ebene die Beteiligung stattfindet (EU, Bund, Land/Länder, Kreise, Kommunen) – und zu welchem Zeitpunkt der Realisierungsphase (Bedarfserstellung, Vorplanung, Planfeststellung, Beschluss, Bauphase). Ebenfalls relevant ist, ob die Beteiligung von vornherein geplant ist oder erst dann angestoßen wird, wenn Probleme mit der Akzeptanz des Vorhabens auftreten. Auch ist wichtig, ob die Partizipation von oben gewährt wird oder von unten, also von den Bürgern selbst, initiiert wurde.

¹ Vgl. für die Verkehrsinfrastruktur Kommission „Zukunft der Verkehrsinfrastrukturfinanzierung“(2012).

² Nach unserer Definition ist ein Infrastrukturprojekt dann „groß“, wenn sein Planungsvolumen zu Beginn der Realisierungsphase über 250 Mio. Euro beträgt.

Im Hinblick auf den Einflussgrad der Bürger auf die Projektentwicklung folgen wir Sherry Arnstein, die in ihrem Stufenmodell („ladder of citizen participation“) die Information als schwächste Form der Beteiligung definiert und den (alleinigen) Bürgerentscheid als stärkste. Darunter siedeln sich Mitentscheidung und Mitsprache an, es folgen Dialog und Anhörung. Arnstein (1969) betrachtet nur die drei obersten Beteiligungsformen, also Entscheidung, Mitentscheidung und Mitsprache als echte Partizipation („Citizen Power“), die drei unteren Formen, Dialog, Anhörung und Information bezeichnet sie als Scheinbeteiligung („Tokenism“). Darunter befindet sich noch die Nichtbeteiligung („Nonparticipation“).

Um eine differenzierte Betrachtung vornehmen zu können, wird in diesem Beitrag die Gesamtheit der Bürger in drei Ziel- bzw. Akteursgruppen unterteilt: NIMBYS, FUNDIS und NEUTRALOS. Als NIMBYS werden Bürger bezeichnet, die von einem Vorhaben direkt betroffen sind, etwa durch Sichtbeeinträchtigungen, Lärm oder andere Emissionen. Anders als der Ursprungsbegriff NIMBY („Not In My Backyard“) suggerieren könnte, ist hier allerdings nicht gemeint, dass die Betroffenen ein Projekt kompromisslos ablehnen. In der Realität sind vielfach Kompensationen möglich, etwa finanzieller Art oder bauliche Modifikationen, die die Belastungen reduzieren. Entscheidend ist die direkte Betroffenheit, die bestimmte Verhaltensmuster nach sich ziehen kann.

Bei den FUNDIS handelt es sich regelmäßig um die kleinste Gruppe, die jedoch im Beteiligungs- bzw. Protestkontext eine besondere Herausforderung darstellt. FUNDIS haben in der Regel keinen unmittelbaren Projektbezug, sind also keine direkt Betroffenen und kommen oftmals auch nicht aus der betroffenen Region – dennoch lehnen sie das geplante Vorhaben ab und drücken ihre Ablehnung in Protesten aus. Nicht selten nutzen Sie dabei das Projekt als Anknüpfungspunkt, um generelle Kritik am politischen System zu üben. FUNDIS zeichnen sich auch dadurch aus, dass sie gar nicht oder nur wenig kompromissbereit sind. Sie sind Fundamentalprotestler, die im Regelfall nicht mittels Beteiligungsmaßnahmen eingebunden werden können. Zahlreiche Vertreter dieser Gruppe sind den klassischen Berufsdemonstranten zuzuordnen.

Um eine differenzierte Betrachtung vornehmen zu können, wird in diesem Beitrag die Gesamtheit der Bürger in drei Ziel- bzw. Akteursgruppen unterteilt: NIMBYS, FUNDIS und NEUTRALOS. Als NIMBYS werden Bürger bezeichnet, die von einem Vorhaben direkt betroffen sind, etwa durch Sichtbeeinträchtigungen, Lärm oder andere Emissionen. Anders als der Ursprungsbegriff NIMBY („Not In My Backyard“) suggerieren könnte, ist hier allerdings nicht gemeint, dass die Betroffenen ein Projekt kompromisslos ablehnen. In der Realität sind vielfach Kompensationen möglich, etwa finanzieller Art oder bauliche Modifikationen, die die Belastungen reduzieren. Entscheidend ist die direkte Betroffenheit, die bestimmte Verhaltensmuster nach sich ziehen kann.

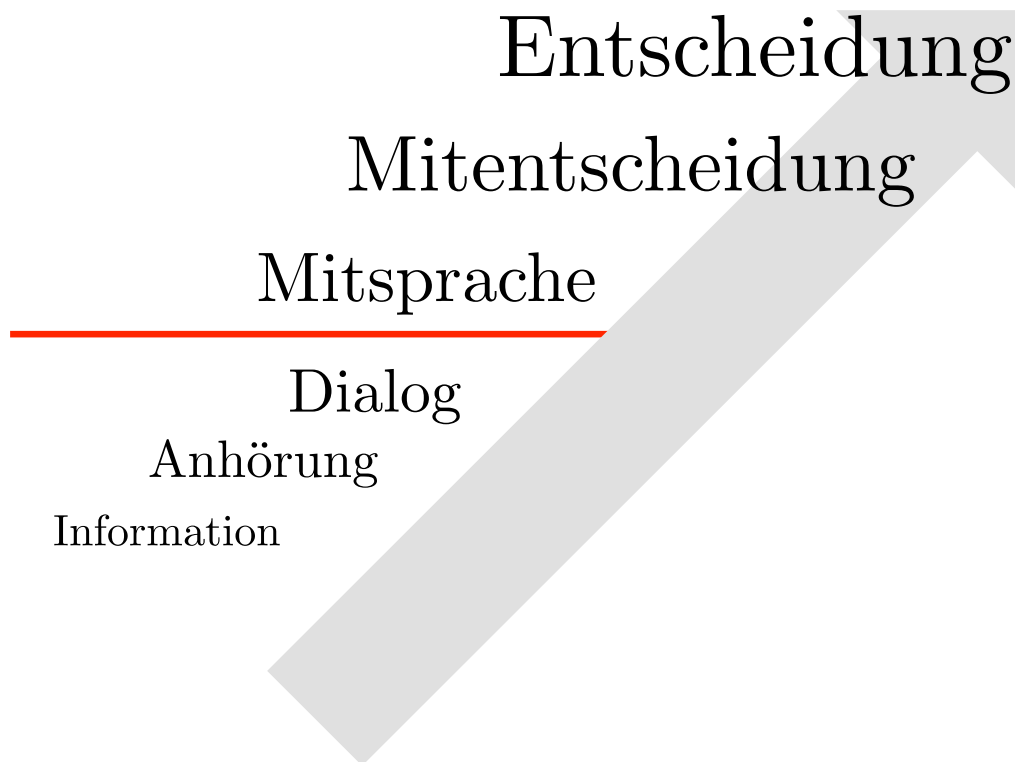


Abbildung 1. Formen der Partizipation. Angelehnt an Arnstein, 1969

Bei den FUNDIS handelt es sich regelmäßig um die kleinste Gruppe, die jedoch im Beteiligungs- bzw. Protestkontext eine besondere Herausforderung darstellt. FUNDIS haben in der Regel keinen unmittelbaren Projektbezug, sind also keine direkt Betroffenen und kommen oftmals auch nicht aus der betroffenen Region – dennoch lehnen sie das geplante Vorhaben ab und drücken ihre Ablehnung in Protesten aus. Nicht selten nutzen Sie dabei das Projekt als Anknüpfungspunkt, um generelle Kritik am politischen System zu üben. FUNDIS zeichnen sich auch dadurch aus, dass sie gar nicht oder nur wenig kompromissbereit sind. Sie sind Fundamentalprotestler, die im Regelfall nicht mittels Beteiligungsmaßnahmen eingebunden werden können. Zahlreiche Vertreter dieser Gruppe sind den klassischen Berufsdemonstranten zuzuordnen.

Die dritte und mit Abstand größte Gruppe sind die NEUTRALOS. Darunter werden alle übrigen Bürger zusammengefasst. NEUTRALOS sind zunächst weitgehend unbeteiligt und weder für oder gegen ein Projekt eingestellt, sie haben jedoch ein latentes allgemeines Interesse an Politik und Gesellschaft im Allgemeinen bzw. dem Bauvorhaben im Speziellen. Dieses latente Interesse kann im Realisierungsverlauf aktiviert werden. Die NEUTRALOS sind der Kernadressat der meisten Beteiligungsmaßnahmen.

III Forschungsfragen

Im Rahmen unseres kommunikationsfokussierten Forschungsprojekts versuchen wir im Wesentlichen zwei Forschungsfragen zu beantworten:

- 1.) Welche Strategien nutzen relevante Stakeholder, um ihre Vorstellungen von Bürgerbeteiligung über die Medien in öffentliche Meinung zu transformieren?
- 2.) Welche Beteiligungsmaßnahmen bzw. -strategien sind geeignet, um die Akzeptanz großer Infrastrukturprojekte zu steigern und damit das Risiko von Verzögerungen und Mehrkosten zu senken? Auch im Zusammenhang mit der zweiten Forschungsfrage befassen wir uns intensiv mit Kommunikationsstrategien.

Für die Beantwortung der Forschungsfragen haben wir bislang eine zweistufige Medieninhaltsanalyse (explorativ und systematisch) der Berichterstattung über große Infrastrukturprojekte in Deutschland von 1987 bis 2012, eine standardisierte Onlinebefragung sowie etailierte Einzelfallstudien vorgenommen.

IV Inhaltsanalyse

Methodisches Vorgehen

Mit Hilfe der Medienanalyse sollte herausgefunden werden, gegen (oder für) welche Projekte in den vergangenen 25 Jahren Aktionen stattfanden bzw. wo Beteiligungsinstrumente thematisiert wurden. Weil uns insbesondere große Infrastrukturprojekte interessieren, es aber keine validen Informationen zu solchen Instrumenten in den relevanten Projektdatenbanken (Verkehrswegepläne etc.) gibt, stützen wir uns auf die These, dass solche Instrumente (und entsprechende Proteste bzw. Unterstützungsaktionen) Nachrichtenwert besitzen und deshalb in der medialen Berichterstattung Niederschlag finden mussten.

Gleichzeitig wurde auf Grundlage einer Dokumentenanalyse (Bundesverkehrswegepläne etc.) eine Liste erstellt, die alle großen Infrastrukturprojekte in Deutschland aus dem Zeitraum 1987 bis 2012 enthält, differenziert zunächst nach technischer bzw. sozialer Infrastruktur und anschließend in insgesamt 31 unterschiedliche Kategorien unterteilt.³ In der Medieninhaltsanalyse wurden dann die fünf (nach Plansumme) größten Projekte aus den Kategorien berücksichtigt, also insgesamt 155 Einzelvorhaben.

³ Diese Kategorien sind: Technische Infrastruktur: Energieversorgung, Wasserversorgung, Entsorgung und Wiederverwertung, Nachrichten- und Datenübermittlung, Verkehrsinfrastruktur bzw. Soziale Infrastruktur: Erziehungs- und Bildungseinrichtungen, Seniorenbetreuung, Gesundheitsfürsorge, Kultur und Freizeit, öffentliche Verwaltung und Sicherheit.

In der Berichterstattung der ausgewählten Medien *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, *Süddeutsche Zeitung* und *Handelsblatt* konnten wir insgesamt 1588 Artikel identifizieren, die eines der vorher ausgewählten 155 Einzelvorhaben thematisieren.

Ergebnisse

Für den Zeitraum zwischen 1987 und 2010 konnten wir zeigen, dass die Berichterstattung über große Infrastrukturprojekte über die Zeit tendenziell stark zugenommen hat.

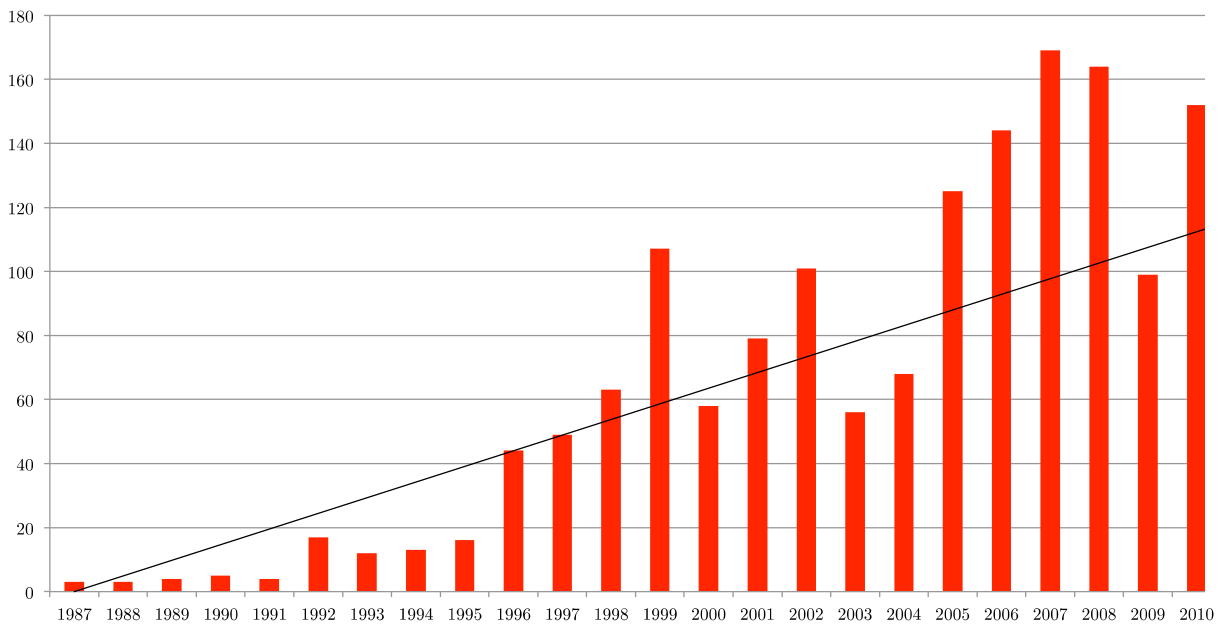


Abbildung 2. Anzahl der Artikel über große Infrastrukturprojekte in den drei Medien *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, *Süddeutsche Zeitung* und *Handelsblatt*, eigene Erhebung (Inhaltsanalyse)

Ebenso konnten wir zeigen, dass sich die Berichterstattung der Medien innerhalb der Auswahl insbesondere auf öffentlich so markierte Megaprojekte konzentriert. Der Flughafen BBI/BER, der EZB-Neubau in Frankfurt und die Hamburger Elbphilharmonie werden jeweils in mehr als 100 Artikeln genannt. Ebenso konnte herausgearbeitet werden, dass zwar die Zyklen der Berichterstattung jeweils stark variieren, allen Megaprojekten jedoch gemein ist, dass sie einerseits in der Initiierungsphase nur wenig mediale Aufmerksamkeit erfahren, andererseits aber sehr lange Themenkarrieren besitzen. Die Berichterstattung über das Gaskraftwerk Irsching füllt beispielsweise den gesamten Untersuchungszeitraum aus.

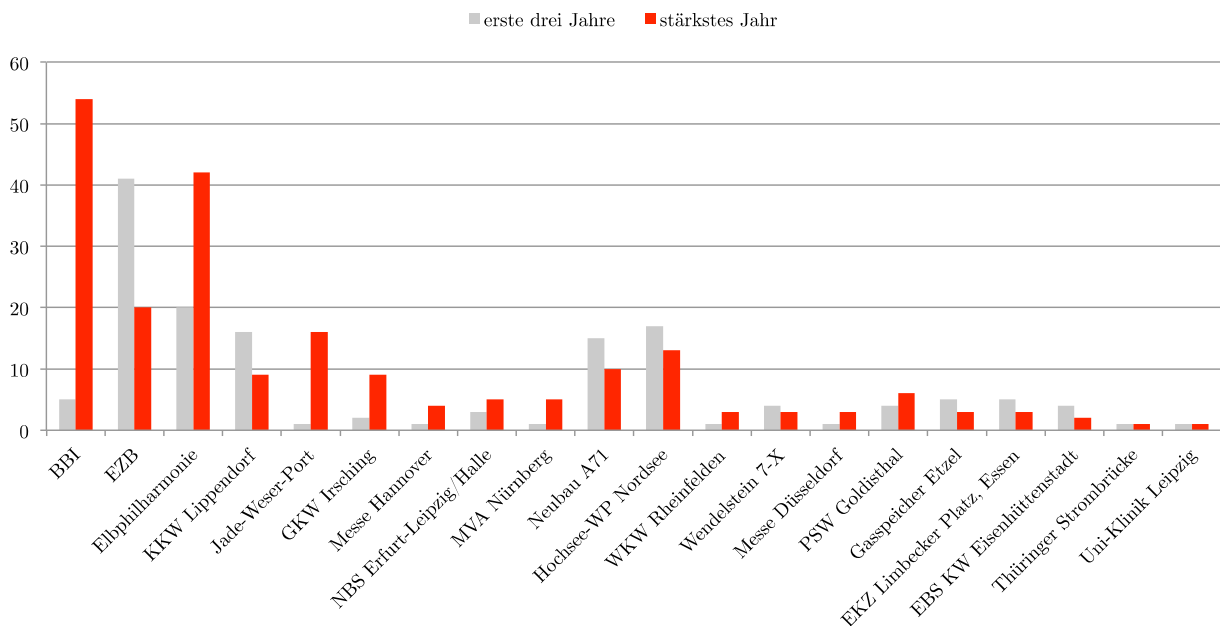


Abbildung 3. Vergleich der Berichterstattungsintensität (Artikelanzahl) in den ersten drei Jahren und im (bisher) stärksten Jahr, eigene Erhebung (Inhaltsanalyse)

Mittels einer geschichteten Stichprobe, die explorativ ausgewertet wurde, konnten wir zeigen, dass als thematische Schwerpunkte insbesondere Informationen über den Bau sowie Streitigkeiten unter den politischen Akteuren im Vordergrund standen. Die Nennung von Protesten und Beteiligungsangeboten rangiert im Mittelfeld. Bei den drei untersuchten Flughafenprojekten (BBI/BER, Frankfurt, München) nahmen Beteiligungsinstrumente einen überdurchschnittlich großen Raum in der Berichterstattung ein.

V Online-Befragung

Methodisches Vorgehen

Die standardisierte Onlinebefragung⁴ ist als Ergänzung zur Medieninhaltsanalyse zu verstehen. Sie wurde vorgenommen, um gezielt zu ermitteln, welche Haltung die Bürger gegenüber großen Infrastrukturprojekten und vorhandenen bzw. denkbaren Partizipationsformen einnehmen. Somit stand hier die Tauglichkeit der Bürgerbeteiligung als Konfliktminderungsinstrument im Fokus der Analyse.

⁴ Die Umfrage fand im März bzw. April 2012 statt und war drei Wochen lang im Feld. Insgesamt beteiligten sich 1469 Personen, 685 davon haben die Umfrage beendet, was einer Quote von 47 Prozent entspricht. Die Grundgesamtheit entspricht prinzipiell der Bevölkerung Deutschlands, allerdings lassen sich aufgrund der strukturellen Schwächen der Onlineumfrage keinerlei fundierte Rückschlüsse auf diese Grundgesamtheit ziehen, sondern lediglich auf die Befragungsteilnehmer.

Ergebnisse

Die Ergebnisse der Online-Befragung deuten in die Richtung, dass Bürgerbeteiligung grundsätzlich geeignet sein könnte, Konflikte bei großen Infrastrukturprojekten zu vermeiden oder einzudämmen. Auf die Frage, welche Gründe es geben könnte, sich gegen ein nahegelegenes Projekt zu engagieren, gaben nur rund ein Viertel der Teilnehmer „generellen Protest“ als denkbare Ursache an. Projektbezogene Gründe wie Kosten, unzureichende Nachhaltigkeit des Vorhabens oder Nachteile für die Menschen in der Umgebung (NIMBY-Probleme) wurden allesamt deutlich häufiger genannt.

Zudem wünschte sich eine deutliche Mehrheit der Befragten eine stärkere Einbindung in die Projektplanungen und zeigte sich offen für die Teilnahme an bürgerlicher Partizipation. Auffällig ist in diesem Zusammenhang allerdings, dass zeitaufwändige Beteiligungsformen deutlich schlechter abschneiden als solche, die nur wenig Engagement erfordern. Schließlich zeigte sich auch, dass das Vertrauen der Befragten in die Problemlösungsfähigkeiten von Politikern und öffentlichen Einrichtungen nur sehr eingeschränkt vorhanden ist.

ar ■ Einsatz denkbar

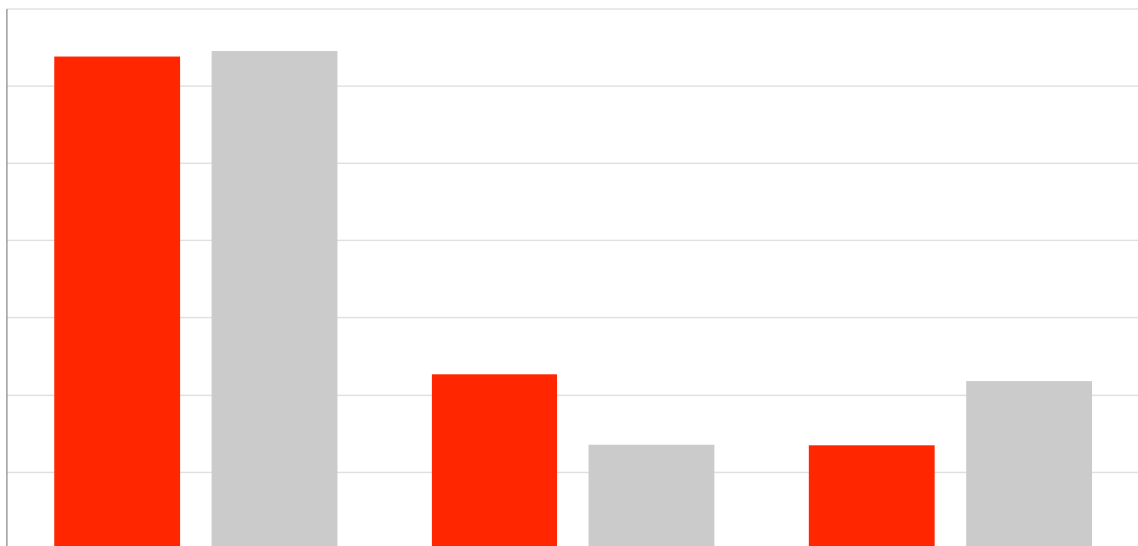


Abbildung 4. Vergleich „möglicher Protest gegen ein Projekt“ und „möglicher Einsatz für ein Projekt“, eigene Erhebung (Umfrage)

Eine wichtige Erkenntnis der Umfrage ist, dass die Bürger nicht grundsätzlich zu Protesten neigen bzw. eine ablehnende Haltung gegenüber Großprojekten einnehmen. So können sich jeweils knapp zwei Drittel der Befragten vorstellen, sich für ein Vorhaben einzusetzen; für ungefähr genauso viele Befragte ist es denkbar, gegen ein Projekt zu protestieren. Auch haben sich mit gut 30 Prozent deutlich mehr Befragte schon einmal für ein Vorhaben eingesetzt als gegen eines protestiert (knapp 26 Prozent).

Wie können diese Ergebnisse nun in den Gesamtkontext eingebunden werden? Und welche Bedeutung haben sie für das Instrument *Kommunikation* im Zusammenhang mit Bürgerbeteiligung bei großen Infrastrukturprojekten? Diese Fragen sollen weiteren Verlauf dieses Papiers beantwortet werden – als Grundlage hierfür folgt zunächst die Skizzierung einer allgemein gültigen, akzeptanzfördernden Kommunikationsstrategie.

VI Kommunikation als Beteiligungsform

In der öffentlichen Debatte um Bürgerbeteiligung werden grundsätzlich alle Stufen der Arnsteinschen Partizipationsleiter als denkbare Endpunkte etwaiger Reformprozesse behandelt. Konkret werden Verbesserungen bei der Kommunikation, die Einführung von Mediationsverfahren und Volksentscheide diskutiert. Alle drei Partizipationsausprägungen können grundsätzlich isoliert voneinander und somit als konkurrierende Konzepte betrachtet werden – denkbar ist jedoch auch ihre Bündelung zu einer Gesamtstrategie.

Kommunikation als der Austausch bzw. die Übertragung von Informationen nimmt bei der Bürgerbeteiligung eine zentrale Rolle ein; die Wahl einer angemessenen Kommunikationsstrategie kann einen erheblichen Beitrag zur Akzeptanzsteigerung leisten (BMVI 2014). Obschon jedes Projekt grundsätzlich sein eigenes Kommunikationskonzept benötigt, lassen sich einige grundlegende Vorgehensweisen identifizieren, die bei jedem Vorhaben von entscheidender Bedeutung für Erfolg oder Misserfolg sind. Paradigmatisch lässt sich hierfür das Eisenbahninfrastrukturprojekt „Stuttgart 21“ heranziehen, um aus dem Scheitern der dabei praktizierten Kommunikation ex negativo eine Blaupause für eine gelungene Strategie abzuleiten.

Die Kommunikationsstrategie bei Stuttgart 21 wies mehrere fundamentale Schwächen auf. An erster Stelle ist das Verhalten der Vertreter der fünf Projektpartner (Deutsche Bahn, Bund, Land Baden-Württemberg sowie die Stadt Stuttgart und der Verband Region Stuttgart) in der Öffentlichkeit zu nennen.⁵

Gerade in der Startphase zwischen 1994 und 1998 traten die Projektinitiatoren arrogant, bisweilen gar selbstherrlich auf. Symptomatisch hierfür ist beispielsweise das Zitat des damaligen Landesverkehrsministers Hermann Schaufler, der bezogen auf die Gegner des Vorhabens Anfang Oktober 1996 sagte: „Ich lasse mir Stuttgart 21 nicht von 25 Leuten verderben, die lieber mit dem Fahrrad fahren wollen.“

Stuttgart 21 wurde als weitgehend alternativlos dargestellt, Gegenvorschläge wurden nicht ernst genommen, in der Regel nicht einmal diskutiert – oftmals mit dem Hinweis auf die „demokratische Legitimation“ des Vorhabens.

Seit der ersten öffentlichen Präsentation im April 1994 erweckte Stuttgart 21 den Eindruck, als sei es das Werk eines kleinen elitären Kreises, namentlich der Initiatoren Rommel, Teufel, Wissmann und Dürr. Dazu trug nicht nur ihre starke Präsenz bei gleichzeitigem Ausbleiben begleitender Informationen bzw. Öffentlichkeitsarbeit bei, sondern auch die bereits sehr detaillierte Ausführung des Vorhabens, die wenig Raum für Veränderungen ließ. Bereits bei der ersten öffentlichen Präsentation war Stuttgart 21 weitgehend durchgeplant und die Präsentatoren ließen wenig Zweifel daran, dass es genauso auch realisiert werden sollte. Eine Diskussion über das „Ob“ des Bahnhofs- bzw. Knotenumbaus war von den Initiatoren grundsätzlich nicht vorgesehen und auch ein Diskurs über das „Wie“ wurde den Bürgern nur

⁵ zur Entwicklung bei Stuttgart 21 siehe auch Burgdorf 2009

zögerlich drei Jahre nach der Erstveröffentlichung zugestanden. Die Maßnahme mit dem Titel „Offene Bürgerbeteiligung“ fiel allerdings derart halbherzig aus, dass sie von den Teilnehmern als Ablenkungsmanöver eingestuft wurde und den Widerstand eher noch verstärkte, als ihn abzubauen.

Die Projektpartner verzichteten in der Startphase zudem fast völlig auf eine begleitende Öffentlichkeitsarbeit. Erst ab 1997 wurden vereinzelt Kampagnen initiiert, etwa das so genannte Turmforum von Stadt und Bahn. Derartige Maßnahmen blieben jedoch in der Regel isolierte Einzelaktionen, die zudem nicht zwischen allen Projektpartnern koordiniert waren und darüber hinaus oftmals uninspiriert und deplatziert wirkten.

Zudem blieben die Projektpartner im Hinblick auf Kosten bzw. Kostenentwicklung, Wirtschaftlichkeit und vor allem auch hinsichtlich des Zwecks des neuen Eisenbahnverkehrsknotens stets im Ungefähren. Anstatt vor allem die städtebauliche Komponente von Stuttgart 21 zu thematisieren – immerhin entsteht durch das Projekt eine rund 100 Hektar große Freifläche in der Stuttgarter Innenstadt, die für die Stadtentwicklung genutzt werden kann – hoben die Projektpartner lieber marginale Fahrzeugverkürzungen hervor, die von vornherein nicht als tragendes Argument taugten und zudem von den Projektgegnern glaubhaft angezweifelt wurden.

Das arrogante Auftreten der Projektpartner, ihre fehlende Kompromissbereitschaft und die dilettantische Öffentlichkeitsarbeit hatten Folgen: War in der frühen Planungsphase eine Mehrheit der Bevölkerung in Stadt und Land dem Projekt gegenüber zunächst grundsätzlich positiv eingestellt, gewannen die Gegner des Vorhabens zunehmend an Boden und konnten schließlich zumindest zeitweise eine Mehrheit der Bevölkerung hinter sich vereinen.

Verstärkt wurde diese Entwicklung noch dadurch, dass die Projektpartner ihre internen Konflikte, die sich in den Jahren 1999 bis 2001 und 2003 bis 2007 vor allem wegen strittiger Finanzierungsfragen entwickelten, über die Medien in die Öffentlichkeit trugen. Somit erweckte die Befürworterseite über Jahre hinweg den Anschein eines zerstrittenen Konglomerats, deren Mitglieder gegeneinander arbeiteten, in jedem Fall aber nahezu ausschließlich mit sich selbst beschäftigt waren. Die Projektgegner konnten ihre Argumente und Gegenvorschläge weitgehend unbehelligt etablieren und die Meinungsführerschaft im öffentlichen Diskurs übernehmen. Schließlich galten sie – und nicht etwa die Projektpromotoren – in der Öffentlichkeit als Experten für das Vorhaben.

VII Inversion des Vorbilds

Aus den Fehlern und Unzulänglichkeiten bei der Stuttgart-21-Kommunikation lassen sich folgende allgemein gültige Empfehlungen ableiten. Grundsätzlich ist entscheidend, dass die Bürger frühzeitig, umfassend, wahrhaftig und kontinuierlich über das jeweilige Vorhaben informiert werden. Dafür ist es unabdingbar, schon vor der Erstveröffentlichung der Planungen detaillierte Umfeldanalysen zu erstellen. Nur so lassen sich die relevanten Zielgruppen für Kommunikationsmaßnahmen identifizieren und zielgruppengerechte Maßnahmen entwickeln. Diese Umfeldanalysen müssen über den gesamten Projektverlauf hinweg kontinuierlich aktualisiert werden.

Die aus der Umfeldanalyse abgeleiteten Maßnahmen sollten unmittelbar nach der Erstvorstellung des Vorhabens beginnen. Entscheidend ist hierbei die frühzeitige Einbindung aller Beteiligten; durch Information, Anhörungen und Dialogveranstaltungen. Maßgeblich für den Erfolg kommunikativer Maßnahmen ist zudem, dass sämtliche Informationen, die veröffentlicht werden, den aktuellen Kenntnisstand wahrheitsgetreu wiedergeben; insbesondere über Kosten, Nutzen und Risiken sollten die Bürger nicht getäuscht werden. Gleiches gilt auch für den Zweck eines Infrastrukturvorhabens. Abweichungen zwischen dem tatsächlichen und dem kolportierten Einsatzzweck werden in der Regel schnell aufgedeckt und führen oftmals zu einem Akzeptanzverlust.

Auch werden die interessierten Bürger, vor allem aber die Projektgegner rasch misstrauisch, wenn trotz fortschreitender Planungen keine neuen Informationen über die Kosten des Vorhabens veröffentlicht werden. Sie kennen das Phänomen der Inflation aus eigener Erfahrung – und wissen auch, dass sich die Zahlen bei der Realisierung eines Großprojekts auch aufgrund der kontinuierlich zunehmenden Detailtiefe der Planungen laufend verändern. Hinsichtlich der Kosten ist allerdings nicht nur die wahrheitsgemäße Kommunikation relativer Veränderungen von zentraler Bedeutung – auch die Ausgangssumme muss dem gegebenen Kenntnisstand der Projektpartner entsprechen.

Zur Wahrhaftigkeit gehört auch, dass die Projektpromotoren die Möglichkeiten von Bürgerbeteiligung realistisch einschätzen und auch so kommunizieren und damit keine falschen Hoffnungen hinsichtlich der Mitgestaltungsmöglichkeiten generieren.

Entscheidend ist zudem, dass die Kommunikation so weit wie möglich auf Augenhöhe stattfindet. Weder dürfen die Promotoren allzu arrogant auftreten, noch dürfen sie eine väterliche Gönner- oder Kümmerer-Haltung einnehmen, da beides Widerstände eher verstärkt als abbaut. Am besten eignet sich ein nüchternes, sachliches Auftreten. Wichtig ist auch, dass die Promotoren dem Projekt ein Gesicht geben, also ein festes Team (oder eine Einzelperson) aufstellen, das die Kommunikation mit den Bürgern über einen langen Zeitraum, im Idealfall während der gesamten Realisierungsphase, übernimmt.

Ebenfalls von Bedeutung ist, dass die Öffentlichkeitsarbeit insgesamt dem Vorhaben und den relevanten Zielgruppen angemessen ist. Eine allzu offensichtliche Anbieterung, etwa durch Jugend- oder Seniorenjargon, ist in der Regel kontraproduktiv; grundsätzlich sollten Sachargumente im Vordergrund stehen und es sollte auch sachlich kommuniziert werden. Aufgrund des Unikatcharakters jedes Vorhabens ist es jedoch schwierig, Vorschläge zu formulieren, die zugleich konkret und allgemein gültig sind. Letztlich muss die Öffentlichkeitsarbeit immer situations- und projektbezogen sein.

VIII Kommunikation gut, alles gut?

Im vorangegangenen Abschnitt wurde ein grobes Grundgerüst für eine erfolgreiche Kommunikationsstrategie skizziert. Darauf aufbauend lassen sich konkrete, einzelfalloptimierte Maßnahmen entwickeln, die dazu beitragen können, eine Akzeptanzsteigerung herbeizuführen und Widerstände abzubauen. Kommunikation ist wichtig, jedoch als alleiniges Instrument in vielen Fällen nicht ausreichend.

Führt man sich noch einmal die Partizipationsleiter von Arnstein vor Augen, so wird offensichtlich, dass Kommunikation, bestehend aus den drei Grundmaßnahmen Information, Anhörung und Dialog (bzw. den unzähligen Subformen) lediglich eine Scheinbeteiligung darstellt. Zwar werden Sachverhalte besser erklärt und Impulse der Bürger aufgenommen, das Machtgefälle zwischen den – oftmals staatlichen – Projektpromotoren (den Entscheidern) auf der einen und den Bürgern (den Betroffenen) auf der anderen Seite bleibt davon jedoch unberührt. Dies gilt insbesondere auch für die gesetzlich vorgeschriebenen Genehmigungsverfahren im Zuge der Projektrealisierung. Kommunikation kann substanzielle Schwächen insbesondere des Planfeststellungsverfahrens nicht ausgleichen, insbesondere das Ohnmachtsgefühl der betroffenen Bürger gegenüber der Phalanx aus Politik, Gerichten, Vorhabenträgern und Verwaltung. Nach wie vor findet die Öffentlichkeitsbeteiligung zu einem viel zu späten Zeitpunkt statt, Langwierigkeit und hohe Komplexität bleiben bestehen, ebenso das streng formalisierte Prozedere und die Dominanz juristischer Aspekte.

An dieser Stelle ist es wichtig zu erwähnen, dass sich die Einstellung zur repräsentativen Demokratie in Deutschland in den vergangenen Jahren erheblich verändert hat. Zahlreiche wissenschaftliche Untersuchungen, so etwa auch die Studie „Partizipation im Wandel“ (Bertelsmann Stiftung, Staatsministerium Baden-Württemberg 2014) zeigen auf, dass die im Nachkriegsdeutschland etablierte Demokratiepraxis zunehmend als unzureichend wahrgenommen wird. Generell besteht ein erhebliches Misstrauen der Bürger gegenüber öffentlichen Institutionen und im Speziellen gegenüber Politikern, das sich in den vergangenen Jahren deutlich verstärkt hat und mit hoher Wahrscheinlichkeit auch in der nahen Zukunft weiter zunehmen wird. Diese These wird auch durch die Ergebnisse unserer eigenen Befragung gestützt. In dieser zeigte sich zunächst ein scheinbar widersprüchliches Bild: So sprechen sich einerseits deutlich mehr Befragte dafür aus, dass die Bürger im Vorfeld über den Bau von Großprojekten entscheiden sollten, als dagegen; eine weitaus größere Zahl allerdings, nämlich mehr als 70 Prozent, sind der Auffassung, dass die finale Entscheidung über die Realisierung eines Vorhabens weiterhin bei der Politik verbleiben soll. Dies wiederum widerspricht der Tatsache, dass es eine Mehrheit für unzureichend hält, wenn Projekte lediglich durch das zuständige politische Gremium beschlossen werden. Dieser scheinbare Widerspruch kann jedoch aufgelöst werden: Zwar wollen die Bürger, dass die Politiker grundsätzlich die ihnen übertragenen Aufgaben wahrnehmen und Entscheidungen treffen. Eine obligatorische Abstimmung vor jeder Projektrealisierung (oder anderen öffentlichen Vorhaben) ist aber nicht gewollt. Allerdings wollen die Bürger im Zweifel die Möglichkeit haben, politische Entscheidungen zu korrigieren – und somit eine Kontrollfunktion ausüben. Gestützt wird diese Annahme auch durch die Präferenz der Bürger für wenig zeitintensive Maßnahmen wie Petitionen oder eben Volksabstimmungen.

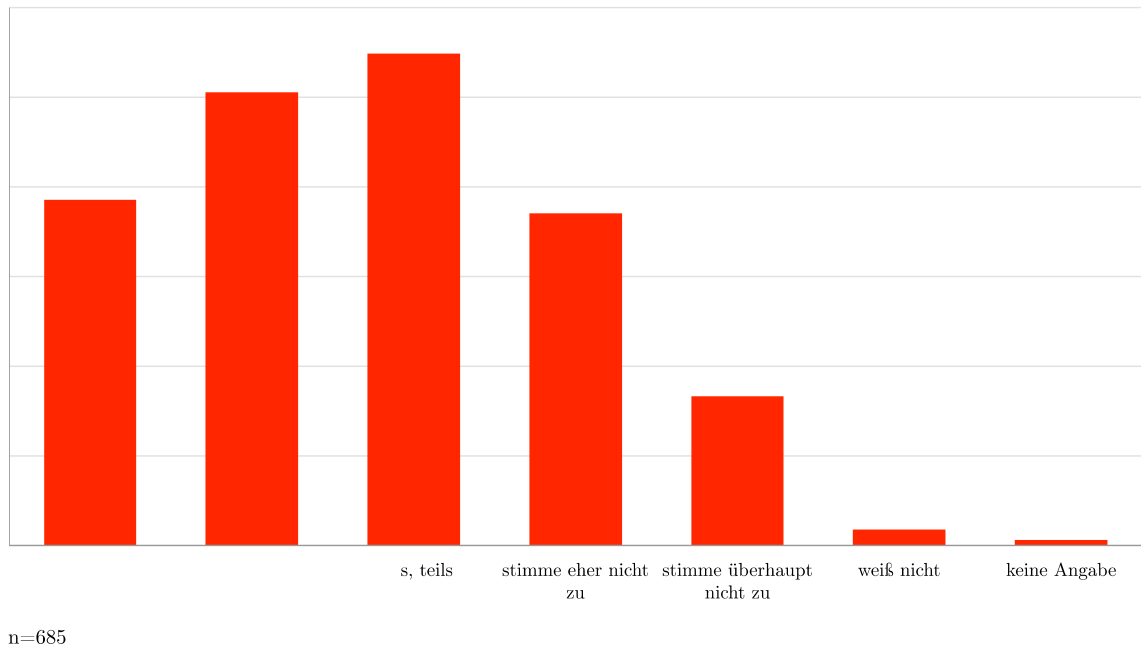


Abbildung 5. Einschätzung der Aussage „Die Bürger sollten im Vorfeld über den Bau von Großprojekten entscheiden.“, eigene Erhebung (Umfrage)

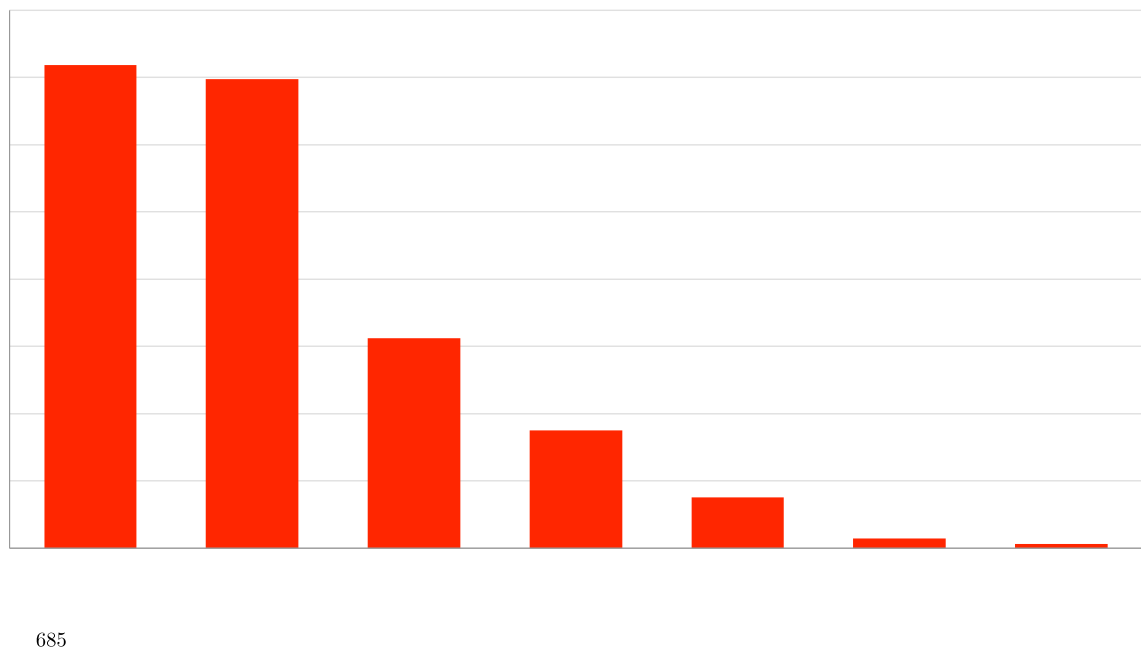


Abbildung 6. Einschätzung der Aussage „Die Bürger sollten verstärkt in die Projektplanungen eingebunden werden, entscheiden soll weiterhin die Politik.“, eigene Erhebung (Umfrage)

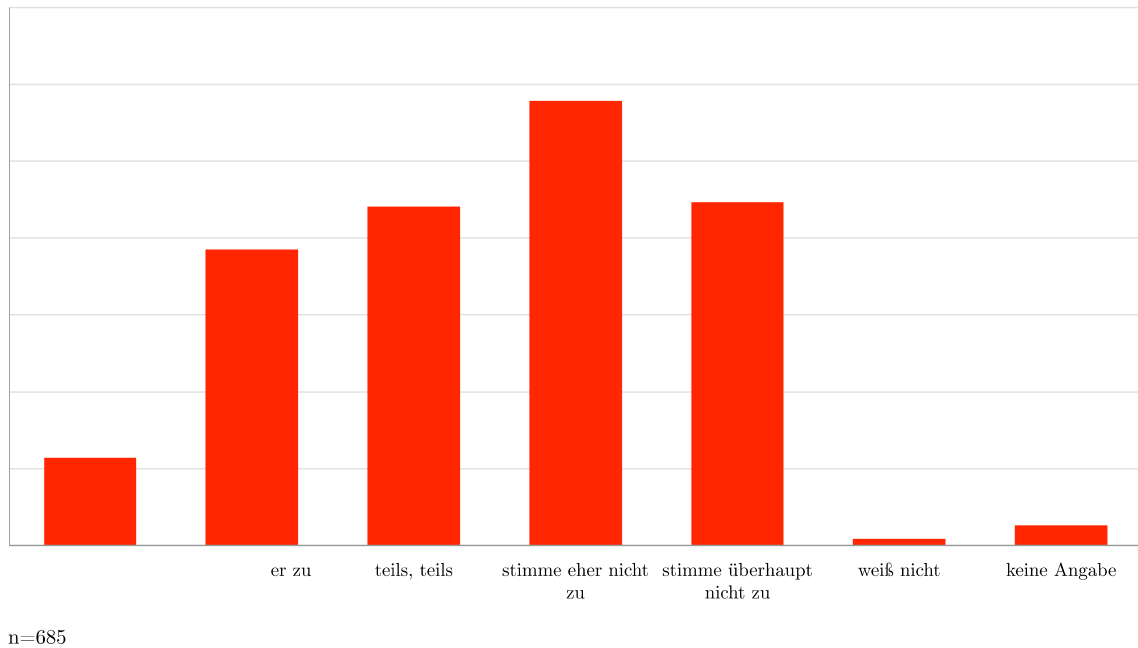


Abbildung 7. Einschätzung der Aussage „Es genügt, wenn Großprojekte durch das zuständige politische Gremium beschlossen werden.“, eigene Erhebung (Umfrage)

Somit lässt sich zwar bei einer Mehrheit der Befragten eine generelle Bereitschaft erkennen, sich im Zusammenhang mit einem großen Infrastrukturprojekt zu engagieren, auch im Rahmen von Bürgerbeteiligung – Enthusiasmus lässt sich aus den Umfrageergebnissen aber keinesfalls ableiten. Selbst bei engagierten Bürgern (und die Mehrheit der Befragten muss zu dieser Gruppe gezählt werden) treffen zeitintensive Beteiligungsmaßnahmen nur auf wenig Gegenliebe. Vielmehr scheinen sich die Bürger eine Art Kontrollinstrumentarium für den Notfall zu wünschen: für die zunächst hypothetische, aber prinzipiell denkbare Situation, in der sie zu der Erkenntnis gelangt sind, dass das Handeln der verantwortlichen Politiker einer Korrektur bedarf.

IX Thesen

Unsere theoretischen Überlegungen, Analysen und die vorläufigen Ergebnisse unserer Studie werden in den folgenden Thesen zusammengefasst.

- Die Schaffung neuer Konfliktlösungsansätze ist bei der Realisierung von großen (öffentlichen) Infrastrukturvorhaben in Deutschland grundsätzlich notwendig, da sich die Rahmenbedingungen deutlich verändert haben. Die Proteste gegen derartige Projekte haben in den vergangenen Jahren zugenommen und könnten künftig noch weiter an Intensität gewinnen. Die Protestierenden stammen aus allen Bevölkerungsschichten, prinzipiell kann jedes Vorhaben zum Gegenstand öffentlicher Proteste werden. Der demografische Wandel und wohlstandsbedingte Sättigungserscheinungen verstärken diese Tendenzen weiter, ebenso die umfangreichen Informations- und Vernetzungsmöglichkeiten durch das Internet. Zugleich sinkt das Vertrauen der Bürger in die Problemlösungsfähigkeiten der öffentlichen Institutionen und insbesondere auch der

Politiker, was dazu führt, dass der Souverän der Delegation politischer Entscheidungsbefugnisse an seine Repräsentanten nicht mehr vorbehaltlos gegenübersteht. Politische Entscheidungen werden zunehmend kritisch hinterfragt. Allerdings gibt es keine grundsätzliche Blockadehaltung innerhalb der Bevölkerung.

4. Das Blockadepotenzial ist dann am größten, wenn eine Verschmelzung der drei Bevölkerungsgruppen FUNDIS, NIMBYS und NEUTRALOS stattfindet und die Protestmotive der FUNDIS die Aktionen des dann geschlossenen Protestblocks dominieren. Bürgerbeteiligung ist solange geeignet, Konfliktpotenziale abzubauen, solange die NEUTRALOS (noch) kooperationsbereit sind bzw. aus projektbezogenen Gründen protestieren.
5. Da Proteste in der dominierenden Zahl der Fälle projektbezogene Ursachen haben, besteht grundsätzlich die Möglichkeit, Konflikte mittels partizipativer Instrumente abzubauen – vor allem dann, wenn die Beteiligungsmaßnahmen auf die zunächst unbeteiligte, neutrale Bevölkerungsmehrheit abzielen und eine Koalition der drei Bürgergruppen verhindert wird. Entscheidend ist hier vor allem, dass frühzeitig die entsprechende Infrastruktur für die Beteiligung geschaffen wird.
6. Kommunikation ist ein wichtiger Baustein von Akzeptanzsteigerungsstrategien, aber nur zusammen mit einer substanziellen Ausweitung von echter Beteiligung sinnvoll – als isolierte Maßnahme bleibt auch die beste Kommunikationsstrategie letztlich Scheinbeteiligung. Bei der Kommunikation ist eine frühzeitige Einbindung der Bürger wichtig, da Sachargumente im Verlauf der Realisierung immer unwichtiger werden. Die Planungen müssen zumindest teilweise ergebnisoffen sein, Vorschläge der Bürger müssen ernstgenommen und nach Möglichkeit auch berücksichtigt werden – sollte dies nicht der Fall sein, muss die entsprechende Begründung stichhaltig sein.
7. Scheinbeteiligung wird in der Regel von den Bürgern schnell als solche erkannt. Falls die Bürger das Gefühl haben sollten, dass die angebotene Partizipation Mitgestaltung bzw. Mitentscheidung lediglich vorgaukeln soll, faktisch aber keine Einflussmöglichkeiten vorhanden sind, könnten Widerstände sogar stärker werden als dies ohne Bürgerbeteiligung der Fall gewesen wäre. Im Hinblick auf Akzeptanzsteigerung und Konfliktvermeidung kann die Schaffung von Scheinbeteiligungsinstrumenten also kontraproduktiv sein.
8. In der Mehrzahl wünschen die Bürger keine obligatorische Bürgerbeteiligung. Sie haben kein generelles Interesse daran, ihre Freizeit mit der Projektplanung zu verbringen. Sie wollen aber die Möglichkeit haben, sich zu beteiligen und vor allem eine Kontroll- bzw. Korrekturfunktion wahrnehmen können, wenn sie das Gefühl haben, dass die verantwortlichen Entscheidungsträger aus Politik und Verwaltung gegen die Interessen der Allgemeinheit (oder ihr jeweiliges Eigeninteresse) handeln.
9. Ein geeignetes Kontrollinstrument ist ein von den Bürgern initiiertes Volksentscheid auf Kommunal- oder Landesebene. Dieser hat zudem noch einen anderen Vorteil: er schafft Waffengleichheit bei der Kommunikation und zwingt als Damoklesschwert die Vorhabenträger zu Sachlichkeit und Wahrhaftigkeit. Politiker müssen mit stichhaltigen Argumenten für eine Akzeptanzsteigerung des Vorhabens sorgen und mit den Bürgern auf Augenhöhe diskutieren – ansonsten besteht die Gefahr, dass das Projekt an der Urne scheitert. Somit zwingt die Möglichkeit eines Volksentscheids die

Politiker zu „guten“ Kommunikationsstrategien, die wiederum den Entscheid aufgrund ihrer Konfliktverminderungseigenschaften verhindern können.

10. Ebenfalls notwendig ist eine Reform der gesetzlichen Genehmigungsverfahren. Insbesondere das Planfeststellungsverfahren, ursprünglich dazu gedacht, die Betroffenheit der Anwohner darzustellen, ist für normale Bürger kaum mehr zugänglich, weder hinsichtlich der verwendeten Sprache, die von Juristen- und Ingenieurjargon dominiert wird, noch hinsichtlich des Umfangs. Zudem findet die Öffentlichkeitsbeteiligung im Rahmen der Planfeststellung zu einem Zeitpunkt statt, an dem praktisch jedes ingenieurtechnische Planungsdetail geklärt ist und Modifikationen somit kaum mehr möglich sind. Um Betroffenheit festzustellen, reicht in der Regel der Detaillierungsgrad des Raumordnungsverfahrens aus. Daher sollte erwogen werden, die Öffentlichkeitsbeteiligung bereits dort anzusiedeln und das Planfeststellungsverfahren als rein technische Planungsvervollständigung ohne Bürgerpartizipation hinten anzustellen. Um Betroffenheit darzustellen, sollte zudem verstärkt auf audiovisuelle Elemente zurückgegriffen werden.

X Literatur

Arnstein, S. R. (1969): A Ladder of Citizen Partizipation, in: Journal of the American Institut of Planners, 35 (4), pp. 216-224.

BMVI (2014): Handbuch für eine gute Bürgerbeteiligung. Planung von Großvorhaben im Verkehrssektor, Berlin.

Burgdorf, C. (2009): Stuttgart 21 – Kostensprünge und Verzögerungen, in Internationales Verkehrswesen, Jg. 61 (12), S. 492-499.

Flyvbjerg, B./Buzelius, N./Rothengatter, W. (2003): Megaprojects and Risk: An Anatomy of Ambition, Cambridge: Cambridge University Press.

Jörke, D. (2011): Bürgerbeteiligung in der Postdemokratie, in Aus Politik und Zeitgeschichte, Heft 1-2.

Kemfert, C. / Horne, J. (2013): Good Governance of the Energiewende in Germany: wishful thinking or manageable?, in Hertie School of Governance (Ed.), Hertie School Experts on the German Federal Election 2013, Berlin: Hertie School of Governance.

Kommission „Zukunft der Verkehrsinfrastrukturfinanzierung“ (2012): Schlussbericht, Berlin.

Renn, O. (2013): Bürgerbeteiligung bei Öffentlichen Vorhaben. Aktueller Forschungsstand und Folgerungen für die praktische Umsetzung, in: UVP-Report, Nr. 27, Hefte 1&2, S. 38-44.

Bertelsmann Stiftung, Staatsministerium Baden-Württemberg (Hrsg.) (2014): Partizipation im Wandel. Unsere Demokratie zwischen Wählen, Mitmachen und Entscheiden, 1. Auflage, Gütersloh: Verlag Bertelsmann Stiftung.

Warum es beim Thema „Akzeptanz“ dicke Bretter zu bohren gilt: 4 Thesen zur Diskussion

Uwe Hitschfeld und Christoph Eichenseer¹

Kurzfassung

Hitschfeld Büro für strategische Beratung arbeitet an den Nahtstellen von Politik, Wirtschaft und öffentlicher Verwaltung. Aus der Erfahrung vieler (Leitungsbau-)Projekte und der wissenschaftlichen Beschäftigung mit dem Themenkreis „Akzeptanz“ haben wir gelernt, dass sowohl der gesamtgesellschaftliche Kontext, in dem sich die Debatte dazu vollzieht, als auch die lokalen und regionalen Auseinandersetzungen mit den konkreten Auswirkungen, die Projekte mit sich bringen, von Bedeutung sind. Kein Projekt ist wie das andere. In vier Thesen zeigt der Beitrag Gesichtspunkte auf, die in den Akzeptanzdebatten eine Rolle spielen.

Uwe Hitschfeld, Jg. 1957, Diplomingenieur, geschäftsführender Gesellschafter von Hitschfeld Büro für strategische Beratung, Leipzig. Sichern und Erringen von Akzeptanz gehört zu den Arbeitsschwerpunkten der Unternehmensberatung, die sich mit strategischer Unternehmenskommunikation beschäftigt. Das Büro veröffentlicht regelmäßig eigene Untersuchungen und Beiträge zu verschiedenen Aspekten der Akzeptanzdebatte. Hitschfeld ist Lehrbeauftragter am Institut für Kommunikations- und Medienwissenschaft der Universität Leipzig und an der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig.

Christoph Eichenseer, Jg. 1959, ist ausgebildeter Diplomkommunikationswirt, arbeitete nach seinem Studium an der HdK Berlin zunächst als Wahlforscher bei Infratest, München, machte sich später als Unternehmensberater im Bereich Kommunikationsanalyse, Kommunikationsstrategie und Realisierung

¹ Hitschfeld Büro für strategische Beratung GmbH, Leipzig und München

selbstständig. Bei Hirschfeld Büro für strategische Beratung ist er federführender Partner für alle Fragen Marktforschung/Akzeptanzforschung.

I Zur Diskussion

Die Debatte um Akzeptanz, Bürgerbeteiligung, öffentliches Vertrauen und Transparenz berührt und verändert nahezu alle Bereiche unserer Gesellschaft. Sie wird unabhängig von Art und Größe eines Projektes geführt, auch wenn man meinen kann, dass große Infrastrukturprojekte und gerade die Projekte der Energiewende – und hier vor allem die des Ausbaus der Netze – eine besondere Aufmerksamkeit genießen.

Es ist kaum möglich, der Komplexität des Themas in einem kurzen Beitrag für einen Workshop gerecht zu werden. Deshalb wollen wir im Folgenden vier Thesen formuliert, die wichtige Gesichtspunkte anreißen und die Diskussion anregen sollen.

These 1

Erforderlich ist „Maßschneiderei“ statt „Konfektion von der Stange“!

Zum heutigen Zeitpunkt – das mag sich in einigen Jahren wieder ändern – folgt jedes Projekt eigenen Regeln. Diese erklären sich aus der Spezifik des jeweiligen Projektes, aus regionalen Vorprägungen, lokalen Bedingungen und anderem mehr.

Deshalb muss jedes Projekt auch individuell betrachtet werden. Der Rückgriff auf Erfahrungen, auch wenn es gute sind, ist oftmals hilfreich, kann aber auch sehr schnell in die Irre führen.

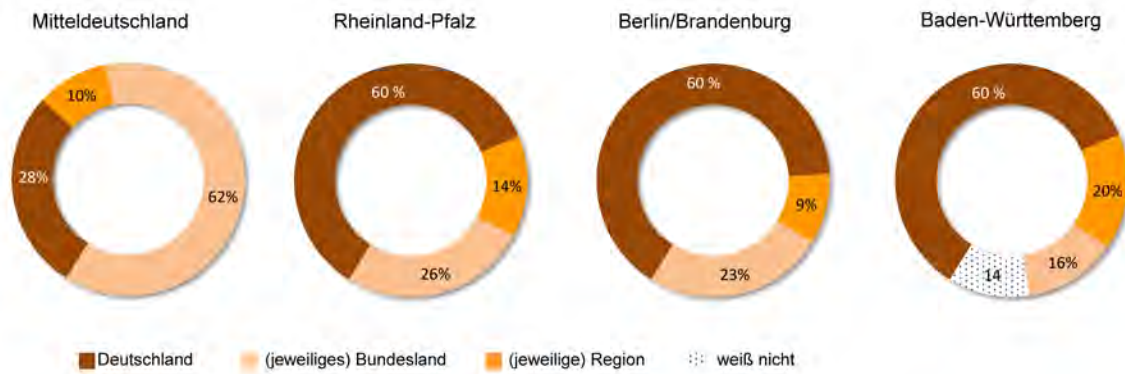
Dazu zwei Beispiele:

Für viele der (Leitungsbau-)Projekte, die wir betreuen, haben wir zunächst eine umfassende Analyse des Status quo durchgeführt. Ein Teil dieser Analyse ist eine repräsentative Meinungsforschung.

Die folgende Grafik hilft uns einzuschätzen, ob die Befragten die regionale und politische Ebene kennen, in der das Thema „Netzausbau“ angesiedelt ist.

Filter: „Habe vom Ausbau der Stromnetze zur Nutzung regenerativer Energien schon gehört.“

Ging es dabei um den Ausbau in Deutschland allgemein, in Ihrem Bundesland oder in Ihrer Region?

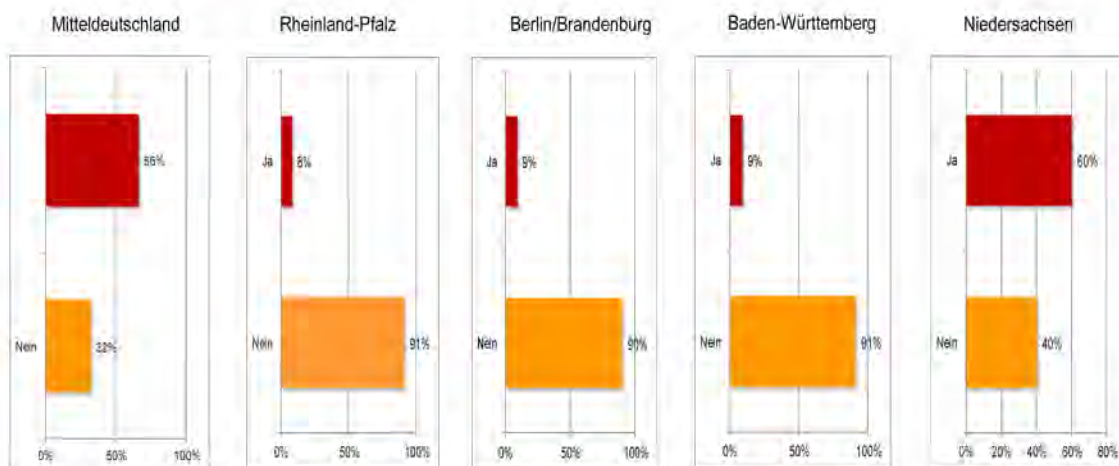


*) jeweils in einem Korridor entlang eines konkreten Trassenprojektes. Grundgesamtheit: jeweils: deutschsprachige Bevölkerung ab 18 Jahre / Fallzahlen: zwischen 1.001 und 1.017 / Zeitraum: zwischen 06/2011 und 01/2014

Abbildung 1. Einordnung „Netzausbau“ in einen regionalen Kontext

Die unten stehende Grafik zeigt, wie unterschiedlich die Beeinträchtigung ist, welche die Befragten bezüglich der Hochspannungsleitungen empfinden.

Fühlen Sie sich durch Hochspannungsmasten oder Freileitungen bei Ihnen in der Region beeinträchtigt?



*) jeweils in einem Korridor entlang eines konkreten Trassenprojektes. Grundgesamtheit: jeweils: deutschsprachige Bevölkerung ab 18 Jahre / Fallzahlen: zwischen 1.001 und 1.017 / Zeitraum: zwischen 06/2011 und 01/2014

Abbildung 2. Gefühlte persönliche Beeinträchtigung

Auch Ansichten zu den verschiedenen Problemen, die mit dem Netzausbau in Verbindung gebracht werden, sind von Region zu Region oft sehr unterschiedlich.

Daraus folgt, dass ein Unternehmen aus diesen Punkten weitreichende (regional-) spezifische Schlussfolgerungen zu Ausrichtung, Inhalt und Strategie der Projekt- und Unternehmenskommunikation ziehen sollte.

Die Realität deutet aber oftmals in eine andere Richtung. Unsere Erfahrungen legen den Verdacht nahe, dass es eine starke Sehnsucht nach *dem* einen Masterplan gibt, der als Blaupause über alle Projekte gestülpt werden kann. Je größer die Organisation, nahezu gleichgültig, ob Unternehmen oder Behörde, umso eher wird – um in unserem Bild zu bleiben – auf Konfektion und nicht auf „tailor made“ gesetzt. Doch gerade in einem Segment, das sich so dynamisch entwickelt und verändert, wie „Kommunikation für Akzeptanz“ muss „Versuch und Irrtum“ möglich sein. Nur wo unterschiedliche Instrumente und Ansätze ausprobiert werden können, gibt es eine Chance, aus Erfahrung zu lernen. Denn eins ist klar: Wer behauptet, dass er den Stein der Weisen für alle Aufgabenstellungen gefunden habe, der muss sich einen Scharlatan nennen lassen.

These 2

Planungsparadoxon und Kontradiktion der gesellschaftlichen Informationsverarbeitung

Allen Praktikern bekannt und wohl auch von vielen gefürchtet sind die Auswirkungen des s. g. „Planungsparadoxons“. Es beschreibt, dass Einflussmöglichkeiten auf ein Projekt mit dem Realisierungsfortschritt abnehmen. Gleichzeitig ist das Bürgerinteresse in einer frühen Projektphase, wenn es also relativ viele Möglichkeiten der Einflussnahme gäbe, gering und nimmt erst mit dem Projektfortschritt zu. Dann – siehe oben – werden die Einflussmöglichkeiten aber immer geringer.

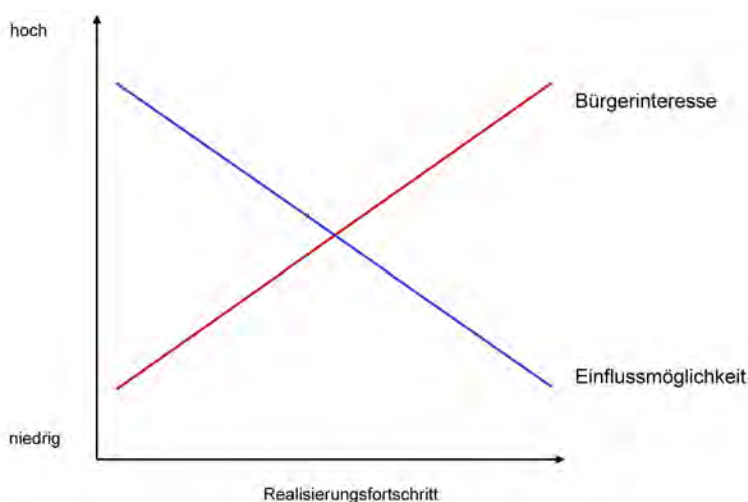


Abbildung 3. Planungsparadoxon

Seitdem partizipative Elemente immer wichtiger werden, tritt ein zweites Phänomen hinzu: Die Kontradiktion der gesellschaftlichen Informationsverarbeitung. Sie beschreibt die Zwiespältigkeit des „mündigen, engagierten Bürgers“: Dieser hat zunächst den Wunsch, möglichst alle Informationen, die für

Meinungsbildung, Entscheidungsfindung und Umsetzung eines Projektes relevant sind oder sein können, zu bekommen und sich auf dieser Grundlage selbst eine Meinung zu bilden.

Werden dann die (ja meist sehr umfangreichen) Informationen zur Verfügung gestellt, reift die Erkenntnis, dass man diese nicht wirklich einschätzen und bewerten kann. In der Konsequenz führt das rasch zu einer Sehnsucht nach einer Reduktion von Komplexität und Kompliziertheit der Problematik, sehr oft zu dem Ruf nach einer „neutralen Instanz“, einem „unparteiischen Dritten“, der erklären möge, was gut und richtig ist. Das ist nichts anderes, als das genaue Gegenteil des Begehrten.

Dass es diese Instanz nicht gibt und schon deshalb nicht geben kann, weil es keine zweckfreie Kommunikation (im gesellschaftlichen Umfeld) gibt, sei nur der Vollständigkeit halber erwähnt.

Für den Praktiker ist es zunächst wichtig, um beide Dinge zu wissen und damit operativ umgehen zu können. Dazu gehört, sie bei der strategischen Projektkommunikation – zumindest auf der Zeitachse – zu berücksichtigen. Eine wirkliche Lösung ist dies natürlich nicht.

Diese dürfte vor allen Dingen in der Ausbildung von größerer Methoden- und Sozialkompetenz bei allen Akteuren liegen. Es ist klar, dass es dazu erheblicher Ressourcen, d. h. in diesem Fall vor allen Dingen Zeit und Know-how, bedarf.

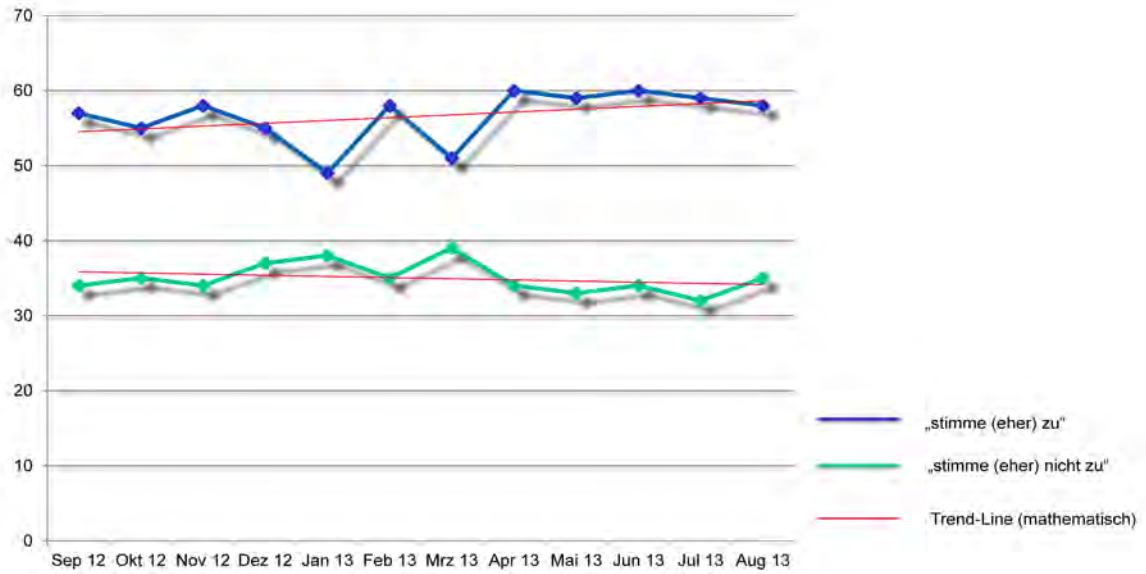
These 3

Gut Ding will (lange) Weile haben

Einerseits und andererseits:

Auf der einen Seite sehen wir eine große Bereitschaft in der Bevölkerung, sich zu engagieren. Natürlich ist es von der Absicht bis zur Tat noch ein Stück Weg. Natürlich gibt es unterschiedliche Ebenen der Betroffenheit, die zu einem unterschiedlichen Maß an Bereitschaft zum Engagement führen. Doch die Basis, von der aus solche Überlegungen getätigt werden, ist eine stabile Bereitschaft, sich einzusetzen.

„Ich würde mich für oder gegen öffentliche und private Vorhaben engagieren und dafür Zeit und wenn nötig auch Geld einsetzen.“

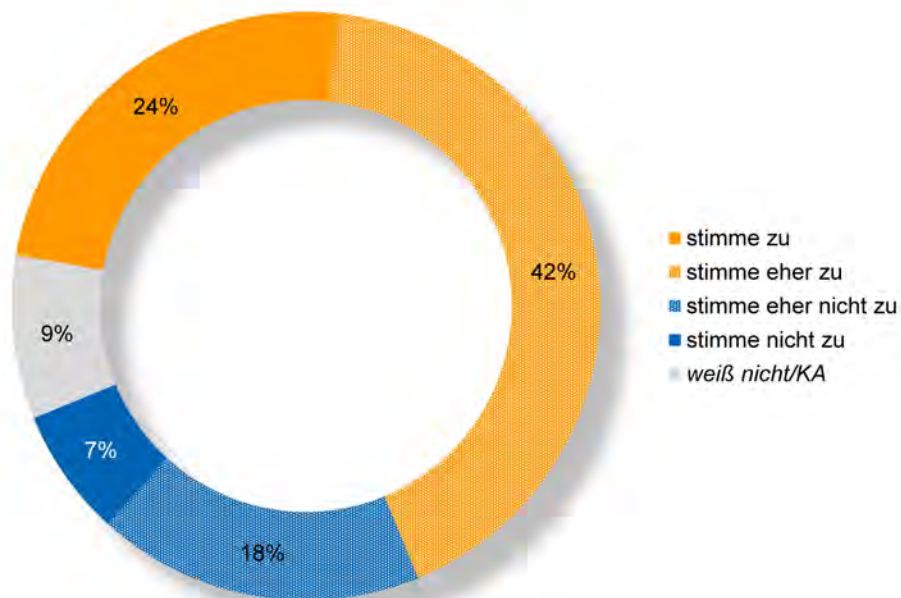


Grundgesamtheit: jeweils: deutschsprachige Bevölkerung BRD ab 18 Jahre / Fallzahlen: zwischen 1.001 und 1.045

Abbildung 4. Akzeptanzdebatte in unserer Gesellschaft- dauerhaft hohe Bereitschaft zu bürgerschaftlichem Engagement

Auf der anderen Seite erleben wir ein großes Misstrauen der Bevölkerung gegenüber Projektträgern, Politik und auch der Verwaltung.

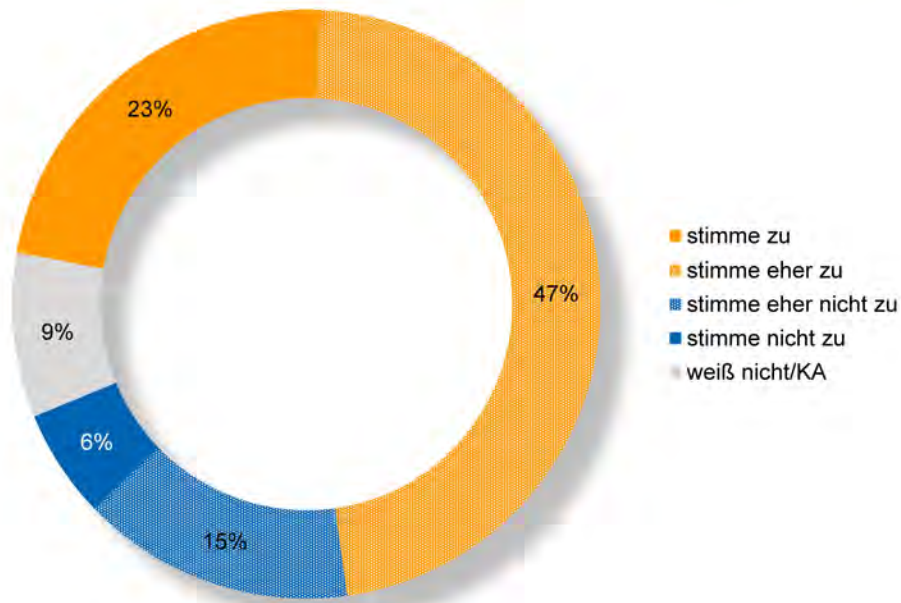
Vorhabenträger, Politik und Verwaltungen nutzen ihren Wissensvorsprung, um Projekte auch gegen den Willen der Betroffenen durchzusetzen.



Grundgesamtheit: deutschsprachige Bevölkerung BRD ab 18 Jahre / Fallzahlen: 1.047 / Zeitraum: 06/2014

Abbildung 5. Einflussfaktoren auf Akzeptanz, Schwerpunkt: öffentliches Vertrauen

Vorhabenträger, Politik und Verwaltung nutzen ihren Wissensvorsprung, um Projekte auch gegen den Willen der Betroffenen durchzusetzen.



Grundgesamtheit: deutschsprachige Bevölkerung BRD ab 18 Jahre / Fallzahlen: 1.047 / Zeitraum: 06/2014

Abbildung 6. Einflussfaktoren auf Akzeptanz, Schwerpunkt: öffentliches Vertrauen

Die zweifellos vorhandenen Bemühungen von Politik, Verwaltung und Unternehmen um mehr Bürgerbeteiligung, bessere Information und mehr Transparenz werden als nicht ehrlich, als Lippenbekenntnisse, als Mittel, um Projekte durchzusetzen, abgetan.

Misstrauen sehen wir auch im Bereich elektromagnetische Felder (EMF). In diesem für den Netzausbau sehr sensiblen Bereich hat sich das Grundvertrauen in den Staat (wenn dies früher in diesem Punkt je bestanden hat) als neutrale und übergeordnete Instanz, die Grenzwerte so festlegt, dass keine Gesundheitsgefahren drohen, aufgelöst. Die Mehrheit unterstellt stattdessen inzwischen einen Deal zwischen Industrie und Politik.

Waren also all die bisherigen Bemühungen vergeblich? Sicher nicht.

Ein so fundamentaler gesellschaftlicher Wandel – und einen solchen erleben wir derzeit – vollzieht sich nicht geradlinig und kurzfristig. Er erfordert Zeit, die Ausbildung von Ressourcen, Qualifikationen bei allen Akteuren. Wer es über Dekaden gewohnt war, seine Projekte mit dem Gesetzbuch in der einen und mit der Brechstange in der anderen Hand zu realisieren, braucht vielleicht etwas länger, um sich in einer neuen Akzeptanz- und Beteiligungskultur zurecht zu finden. Und engagierte Bürgerinnen und Bürger werden sich sicher an früheres Verwaltungs- oder Unternehmenshandeln erinnern und neuen Akzenten bei gleichen Personen zunächst eher misstrauisch gegenüber stehen.

Wir brauchen also einen langen Atem, Geduld und die Ausbildung einer Kultur, die gemachte Fehler nicht als persönliches Scheitern versteht.

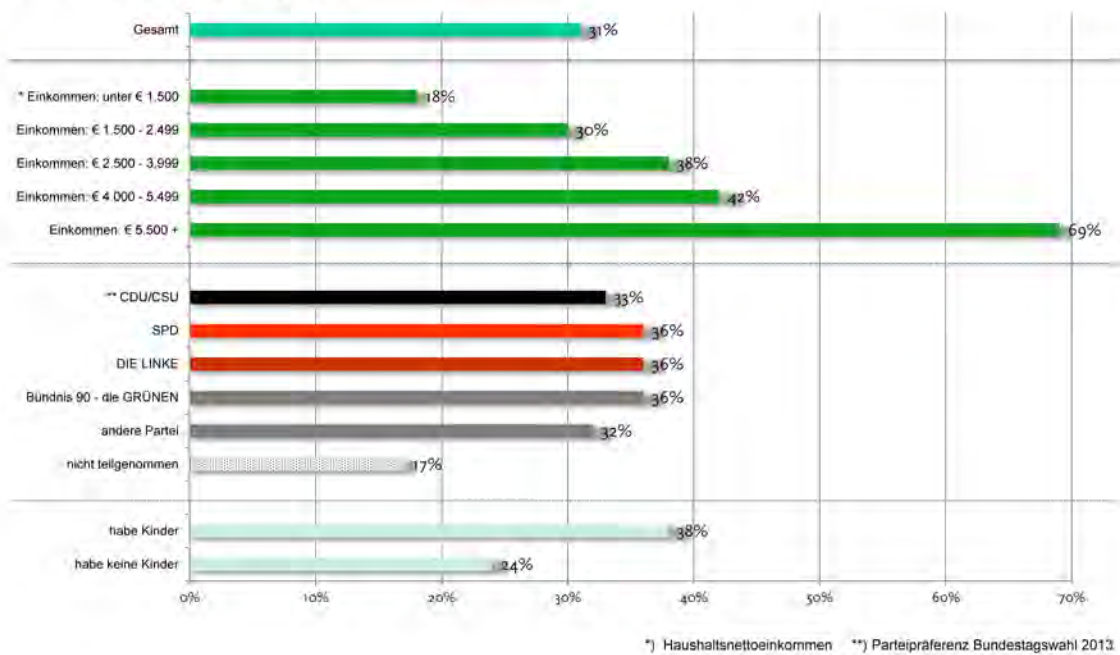
These 4

Aus aktuellem Anlass: Netzausbau und Energiewende: Gesellschaftliches Großprojekt oder ein Elitenthema?

Wegen der bevorstehenden Veröffentlichung des Entwurfs des neuen Netzentwicklungsplans haben wir repräsentativ in der deutsche Bevölkerung gefragt:

Eine der zentralen gesetzlichen Grundlagen, auf denen Planung und Bau neuer Stromtrassen im Höchstspannungsbereich beruhen, ist der **Netzentwicklungsplan**, kurz NEP.

Ja - habe davon schon gehört.



Grundgesamtheit: deutschsprachige Bevölkerung ab 18 Jahre BRD / Fallzahlen: 1.001 / Zeitraum: 09/2014

Abbildung 7. Bekanntheitsgrad des Netzentwicklungsplans

Von den zweifellos zahlreichen Informations- und Beteiligungsangeboten haben ca. 1/3 der Befragten Kenntnis genommen. So wichtig das Thema, so komplex ist die Materie. Nicht alle Bürger hören zu und verstehen. Deshalb halten wir den Wert für hoch und er hat uns überrascht.

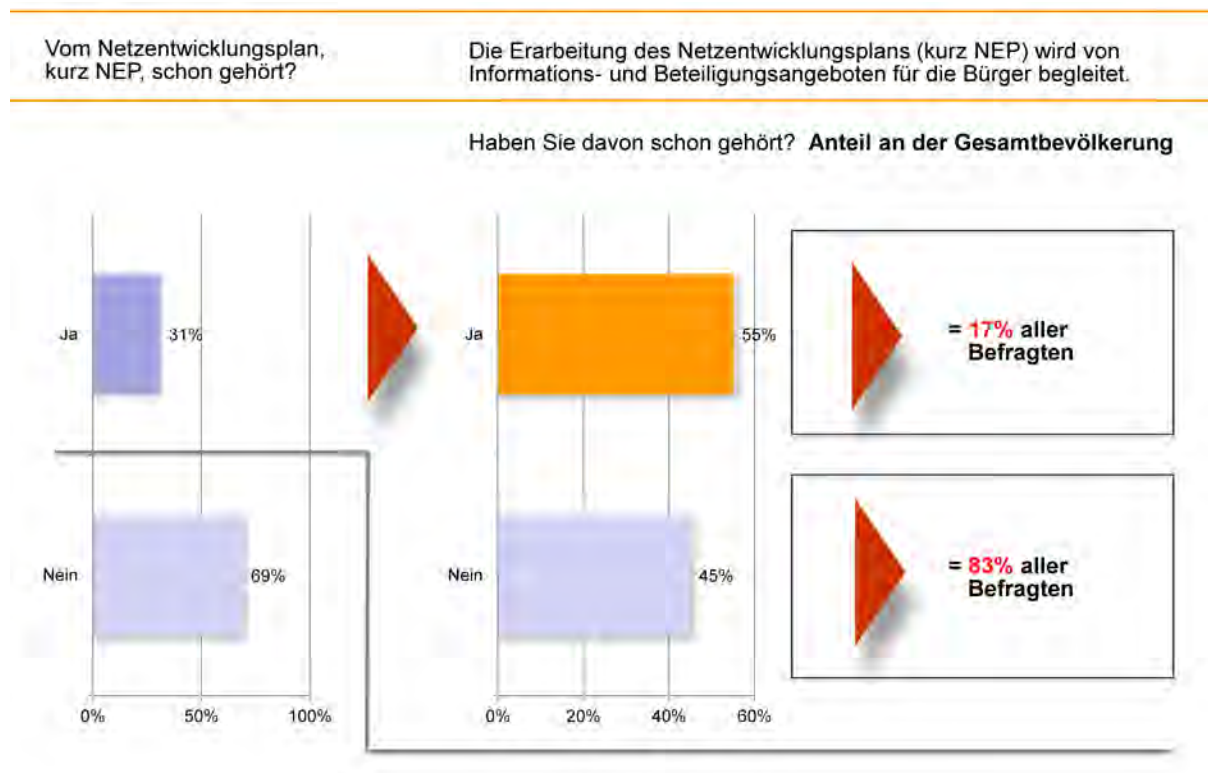
Verblüfft haben uns die heftigen Ausschläge in einzelnen soziodemographischen Gruppen. In der höchsten Einkommensgruppe haben mehr als 2/3 vom NEP gehört, in der niedrigsten nicht einmal jeder Fünfte. Und Nichtwähler (die inzwischen quantitativ eine nicht zu unterschätzende Gruppe bei Wahlen darstellen) haben signifikant seltener von ihm gehört.

Zusammengefasst bedeutet das: Nicht einmal jeder fünfte Befragte weiß von den Informations- und Beteiligungsmöglichkeiten im Rahmen der NEP-Erarbeitung.

Auch hier finden wir wieder große Unterschiede in den einzelnen soziodemographischen Gruppen. Es zeigt sich, dass dieses Thema, immerhin ein Schlüsselthema für den Netzausbau und die Energiewende, vor allem reiche, ältere Männer erreicht.

Die Energiewende – und mit ihr der Netzausbau als einer der zentralen Bausteine – wurde als das großangelegte Dialog-Projekt, an dem sich die ganze Gesellschaft beteiligen sollte, ausgerufen. Die vorliegenden Daten zeigen jedoch deutlich, dass dieser Anspruch des Bundeswirtschaftsministeriums und der Bundesnetzagentur bisher noch nicht erreicht werden konnte.

Notwendig scheint eine Überprüfung und Neuausrichtung der Kommunikationsstrategie, mit der die Themen „Bürgerbeteiligung“ und „Netzausbau“ bisher verfolgt wurde.



Grundgesamtheit: deutschsprachige Bevölkerung ab 18 Jahre BRD / Fallzahlen: 1.001 / Zeitraum: 09/2014

Abbildung 8. Bekanntheitsgrad der Informations- und Beteiligungsangebote für Bürger

II Zum Schluss

Das Bemühen um Akzeptanz, mehr Bürgerbeteiligung und Transparenz bei Meinungsbildungs- und Entscheidungsprozessen wird mehr und mehr zu einem entscheidenden Erfolgsfaktor für Unternehmen, aber auch für Politik und Verwaltung.

Es geht dabei nicht um eine neue Managementmethode oder eine besonders intelligente Form, Zustimmung für ein Projekt zu organisieren.

Vielmehr geht es um eine grundlegende Neuausrichtung des Wertesystems, das zu nachhaltigen, strategischen Verhaltensänderungen bei allen Akteuren führt – im Großen und im Kleinen

Alle Akteure müssen ein Bewusstsein für die Größe dieser Aufgabe entwickeln um sie dann entschlossen und mit langem Atem anzupacken.

Workshop 2

Technik: Kappung von Erzeugungsspitzen
bei der Netzausbauplanung



Bewertung und Planung von Stromnetzen

Mike Dokter und Jakob Kopec

Kurzfassung

Vor dem Hintergrund der Notwendigkeit des Ausbaus deutscher Übertragungsnetze ist das Ziel des vom BMW-geförderten Forschungsprojekts „Bewertung und Planung von Stromnetzen“ die Identifizierung optimaler Trassenverläufe unter Berücksichtigung raum- und umweltrelevanter, technischer und wirtschaftlicher Anforderungen über eine objektive multikriterielle Bewertungsfunktion. Das interdisziplinäre Konsortium setzt sich aus Verbundpartnern der TU Dortmund sowie der Amprion GmbH und S&W (Dortmund) zusammen.

Die Herausforderungen aus Perspektive der Raumplanung bestehen vor allem darin, die für die bundesweite Trassenplanung relevanten raum- und umweltbezogenen Belange in einem Kriterienkatalog zu erfassen, gemeinsam mit den vorhandenen Bündelungsoptionen wie bestehenden Freileitungen in ein quantifizierbares, objektives Bewertungsschema zu überführen und diese zu operationalisieren. Dabei ist neben einer transparenten und nachvollziehbaren Methodik die ihr zugrundeliegenden Bewertungsentscheidungen von hohem Stellenwert.

Die Bewertungsfunktionalität wird in einem interaktiven Softwaresystem zur Verfügung stehen, das unterschiedliche bzw. bestmögliche Trassenverläufe vor dem Hintergrund sich verändernder Rahmenbedingungen, z.B. Abstände zu Wohngebäuden, in Szenarien visualisiert, und das derzeitige, dreiteilige Vorgehen in der Planungspraxis (vom Grob- und Trassenkorridor bis zum konkreten Trassenverlauf) unterstützen und beschleunigen soll.

Die Bewertung der identifizierten Trassenalternativen erfolgt durch ein interaktiven Visualisierungstool, das unterschiedliche bzw. bestmögliche Trassenverläufe vor dem Hintergrund sich verändernder Rahmenbedingungen, z.B. Abstände zu Wohngebäuden, in Szenarien visualisiert. Der Suchalgorithmus soll das derzeitige, dreiteilige Vorgehen in der Planungspraxis (vom Grob- und Trassenkorridore bis zum konkreten Trassenverlauf) unterstützen und beschleunigen.

Dipl.-Ing. Mike Dokter hat an der TU Dortmund und an der TU Wien Raumplanung studiert. Von 2011-2014 arbeitete er in dem forschungsorientierten Ingenieurbüro Spiekermann & Wegener, Stadt- und Regionalforschung an EU-Projekten u.a. im Bereich der Identifikation europäischer Regionen mit besonderem Potenzial für eine grüne Wirtschaftsentwicklung. Seit Mitte 2013 arbeitet er als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Ver- und Entsorgungssysteme der Fakultät Raumplanung an der TU Dortmund. Im Rahmen von interdisziplinären energiewirtschaftlichen Forschungsprojekten liegt sein Tätigkeitsschwerpunkt auf der Entwicklung neuer methodischer Ansätze zur raum-, umwelt- und sozialverträglichen Ermittlung und Bewertung von Stromtrassen nach NABEG.

Jakob Kopec ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Raumbezogene Informationsverarbeitung und Modellbildung der Fakultät Raumplanung an der TU Dortmund. 2013 erhielt er für seine Forschungsarbeit im BMBF Megacity Research Project Ho Chi Minh City den Young Researchers' Award. 2014 wurde er mit dem Jahrgangsbestenpreis der Fakultät Raumplanung ausgezeichnet. Derzeit arbeitet Jakob Kopec im BMWi Verbundvorhaben Bewertung und Planung von Stromnetzen mit dem Forschungsziel, nachhaltige Stromnetze und optimale Trassenverläufe zu identifizieren. Er ist außerdem Gründungsmitglied der Energiegesellschaft eG, einem genossenschaftlichen Verein zum Errichten und Betreiben regionaler Solar- und Windkraftwerke.

I Ausgangslage

In den derzeitigen politischen, gesellschaftlichen sowie wissenschaftlichen Diskussionen erfährt insbesondere die Methodik zur Ermittlung von Trassenkorridoren in der Bundesfachplanung eine zunehmend hohe Aufmerksamkeit. Dies ist vor allem der Tatsache geschuldet, dass die Methode bzw. die zugrundeliegenden Trassierungsgrundsätze und Kriterien, die Ermittlung der Trassenkorridore und der darin verlaufenden Trassen wesentlich bestimmen.

Der Gesetzgeber hat durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und das 2011 verabschiedete Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) neue Verfahren und Instrumente geschaffen, die die Anforderungen an die ohnehin schon komplexen Methoden weiter erhöhen. So ist es die Maßgabe des NABEG, einen technisch realisierbaren, versorgungssicheren, wirtschaftlichen sowie einen raum- und umweltverträglichen Ausbau des Übertragungsnetzes zu realisieren (vgl. § 1 und § 5 Abs. 1 NABEG i.V.m. § 1 Abs. 1 EnWG). Neben den hohen inhaltlichen Anforderungen an die Planung sollen Leitungsausbauvorhaben gleichzeitig, beschleunigt und unter einer möglichst hohen Akzeptanz umgesetzt werden (vgl. § 1 NABEG).

In diesem Zusammenhang kommt der anzuwendenden Methode eine besondere Bedeutung zu. Zum einen muss mit ihr die „geeignetste“ Lösung identifiziert werden und ihr zum anderen eine transparente und nachvollziehbare Vorgehensweise mit überprüfbaren Bewertungsregeln zu Grunde liegen.

Der vorliegende Artikel beschreibt in diesem Kontext eine methodische Vorgehensweise, die derzeit in einem laufenden Forschungsprojekt entwickelt wird. Die entwickelte Methodik stellt im Vergleich zur gängigen Vorgehensweise in der Praxis einen neuen Denkansatz dar. Ferner soll dieser Aufsatz dazu beitragen, den wissenschaftlichen und praxisnahen Diskurs über nachvollziehbare und transparente Vorgehensweisen zur Ermittlung von Stromtrassen anzureichern und weiter fortzusetzen.

II Motivation und Zielsetzung

In dem oben skizzierten Spannungsfeld verfolgt das vom BMWi-geförderte Forschungsprojekt „Bewertung und Planung von Stromnetzen“ das Ziel, eine automatisierte Methode zur objektiven Identifikation und Bewertung geeigneter Verläufe von Höchstspannungsfreileitungen zu entwickeln. Zur Erreichung des Projektziels wurde ein multikriterieller Ansatz zur Optimierung von Trassen gewählt, der raumplanerische, ökologische, sozio-ökonomische, wirtschaftliche und technische Anforderungen berücksichtigt. Um die Komplexität der Stromnetzplanung in einem Modell zur Ermittlung von Trassenverläufen zu erfassen, ist eine fachübergreifende Betrachtung erforderlich. Daher besteht das interdisziplinäre Projektkonsortium aus Informatikern, Mathematikern und Raumplanern der TU Dortmund sowie den industriellen Verbundpartnern Spiekermann & Wegener, Stadt und Regionalplanung aus Dortmund und dem Übertragungsnetzbetreibern Amprion GmbH.

Nutzen des neuartigen Ansatzes aus Perspektive der Raumplanung

Der Nutzen des Modells liegt vor allem darin, potenzielle Konflikte bzw. Wechselwirkungen zwischen dem Ausbau des Stromnetzes und der Umwelt aufzuzeigen, die ohne technische Hilfsmittel für Planer womöglich nur schwierig zu erfassen sind. Darüber hinaus ermöglicht der Suchalgorithmus die Ermittlung von unterschiedlichen Trassenverläufen vor dem Hintergrund sich veränderter Eingangsparameter. Werden demnach Veränderungen in den zu berücksichtigenden Kriterien und/oder in den ihnen zugrundeliegenden Bewertungen vorgenommen, können die daraus resultierenden Trassenverläufe ermittelt und dargestellt werden. Die Ermittlung und Bewertung von Trassenalternativen erfolgt durch eine objektive, transparente und nachvollziehbare Vorgehensweise. Eine erhöhte Nachvollziehbarkeit und Transparenz in der Trassenfindung ist in diesem Ansatz dadurch gegeben, dass eindeutig festgestellt und nachvollzogen werden kann, wie sich entsprechende Veränderungen der Eingangsparameter auf den Trassenverlauf auswirken bzw. ob ein Vorhaben hinsichtlich der veränderten Rahmenbedingungen realisierbar ist.

Aufgrund dieser Eigenschaften ist ein vielseitiger Einsatz des Trassierungstools in der Planungspraxis vorstellbar. Neben der Unterstützung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und der Bundesnetzagentur (BNetzA) bei der Trassenfindung kann das Modell zur Vorbereitung und Kommunikation von politischen Entscheidungen eingesetzt werden. Vor allem im Rahmen von Abwägungsprozessen zur Bewertung von Trassenalternativen kann transparent dargelegt werden, unter welchen Voraussetzungen die Alternativen ermittelt wurden, und wie die unterschiedlichen Belange in der Bewertung von Alternativen eingegangen sind. Dies kann die Nachvollziehbarkeit für das Zustandekommen der Ergebnisse verbessern und die Akzeptanz für die Planung erhöhen.

Weiter ist das Ziel des Forschungsprojektes, ein Modell mit bundesweiter Übertragbarkeit zu entwickeln, dass die Anwendung für jedes beliebige Vorhaben in Deutschland auf Grundlage flächendeckender Geobasis- und Geofachdaten ermöglicht.

Vorgehensweise des Forschungsprojektes

Zur Erreichung der Projektziele ist es zunächst erforderlich, für Freileitungsvorhaben relevante Raum- und Umweltkriterien in einem Katalog zu erfassen, zu systematisieren und diese so zu operationalisieren, dass differenzierte (räumliche) Aussagen möglich sind. Anschließend werden die Kriterien in eine multikriterielle Zielfunktion überführt und zur Optimierung von Trassenverläufen in den Suchalgorithmus integriert.

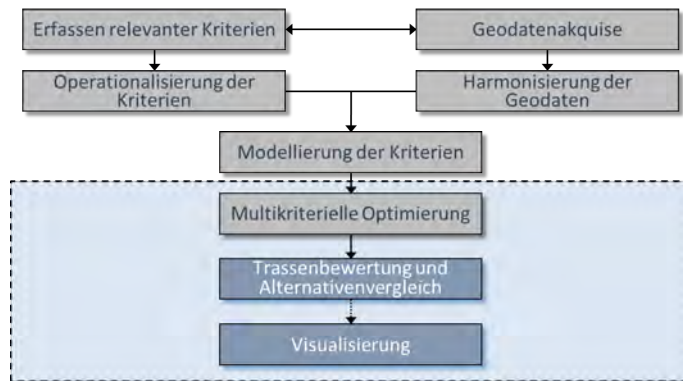


Abbildung 1. Vorgehensweise des Projektes

Der Fokus des Aufsatzes liegt auf der Vorstellung des methodischen Ansatzes zur multikriteriellen Ermittlung und Bewertung von Trassenalternativen. Daher bilden die in Abbildung 1 dargestellten Bausteine „**Multikriterielle Optimierung**“, „**Trassenbewertung und Alternativenvergleich**“ sowie erste Ansätze zur „**Visualisierung**“ den Schwerpunkt des Aufsatzes.

III Graphentheorie und mathematische Optimierung

Die im Forschungsprojekt angewendeten Methoden basieren auf der Graphentheorie und der mathematischen Optimierung und unterscheiden sich daher deutlich zu der gegenwärtigen Methode der Trassenfindung in der Planungspraxis. Die für die Untersuchung relevanten Grundlagen werden im Folgenden näher erläutert.

Das Ziel in der mathematischen Optimierung ist die Suche nach optimalen Wegen zwischen zwei Punkten. Bei der Suche nach optimalen Wegen, legen die Kriterien fest, wann ein Weg optimal ist. Im einfachsten Fall ist dies die kürzeste Verbindung zwischen zwei Punkten, beispielsweise die Luftlinie. Die Identifikation optimaler Wege kann durch weitere Kriterien und Faktoren bestimmt werden. Neben der Länge des Weges, spielen auch Kosten für das Zurücklegen des Weges eine Rolle wie auch das Umgehen von Hindernissen.

Die Suche nach optimalen Routen ist eines der Hauptanwendungsfelder der Graphentheorie, in welcher ein Graph als System aus Knoten und Kanten beschrieben wird. Ein prominentes Anwendungsbeispiel ist die Routenplanung, bei der optimale, z.B. schnellste oder kürzeste Reiserouten gesucht werden. Dabei wird das Untersuchungsgebiet in ein abstraktes Modell, den Graphen, überführt. Dieser Graph ist vergleichbar mit einem Netzplan, dessen Knoten die Orte oder Haltestellen darstellen und die Wege als paarweise Verbindungen zwischen den Knoten anzusehen sind. Kürzeste Routen werden nach dem Kriterium der Länge, schnellste Routen nach dem Kriterium der Reisezeit und kostengünstigste Routen beispielsweise nach dem Kriterium des Treibstoffverbrauchs ausgewählt (vgl. Bartelme 2005: S. 122 - 124).

In der Stromnetzplanung und der Identifikation geeigneter Stromtrassen liegen ähnliche Probleme zu Grunde. Bei der Trassenfindung gelten die Netzverknüpfungspunkte aus dem Bundesbedarfsplangesetz als Start- und Endpunkt, zwischen denen optimale Trassenverläufe identifiziert werden sollen. Im oben genannten Beispiel werden Routen auf Basis eines existierenden Verkehrsnetzes gesucht. In der Trassenplanung muss ein solches Netz zunächst generiert werden, indem der gesamte Untersuchungsraum in eine Graphenfunktion überführt wird. Die Knoten dieses Graphen sind rechtwinklig zueinander angeordnet und über den gesamten Raum verteilt. Sie stellen anders als in der Verkehrsplanung keine Orte oder Haltestellen dar, sondern sind, abhängig von der Rasterauflösung, regelmäßig angeordnete Knotenpunkte im Graphen, zwischen denen Pfade gespannt werden. Dieses Netz aus Linienvektoren, vorstellbar wie ein Schienensystem, stellt die Grundlage für den Verlauf aller zu findender Trassen dar (siehe Abbildung 2).

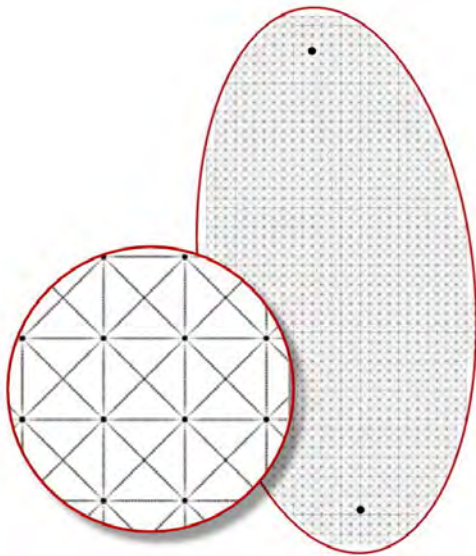


Abbildung 2. Aufteilung des Untersuchungsraums in ein Graphen, bestehend aus Knoten und Kanten

Die Trassensuche erfordert ein multikriterielles Vorgehen, bei dem nicht allein die Länge des Trassenverlaufs eine entscheidende Rolle spielt, sondern viele verschiedene und zum Teil konkurrierende Belange, wie beispielsweise der Natur-, Arten- und Landschaftsschutz, der Schutz von Siedlungsbereichen oder die Bündelung mit bestehender linearer Infrastruktur bei der Trassenfindung beachtet werden müssen. Erfahrungsgemäß gibt es bei der Trassenplanung keine konfliktfreien, sondern lediglich konfliktarme Kompromisslösungen. Daher ist die Pareto-Optimierung zur Lösung des Optimierungsproblems als geeignet anzusehen. In diesem multikriteriellen Ansatz werden die in dem vorliegenden Projekt erfassten Kriterien in Zielfunktionen überführt, wobei nach dem Pareto-Prinzip alle Kriterien als gleichgewichtet und unabhängig zueinander betrachtet werden. Es ist nicht möglich, eine Zielfunktion zu definieren, die eine Trasse generiert, welche gleichzeitig alle Kriterien optimal erfüllt. Die Pareto-Optimierung sucht nach einer Lösungsmenge, bei der eine Verbesserung bezüglich eines einzelnen Kriteriums nur herbeigeführt werden kann, wenn gleichzeitig eine Verschlechterung in anderen Kriterien in Kauf genommen werden muss (vgl. Martins 1984: 236 ff). Im Kontext der Stromnetzplanung kann folgendes Beispiel diesen Sachverhalt verdeutlichen:

Sollen neue Trassen Siedlungsbereiche weniger tangieren, müssen stattdessen an anderer Stelle Vogelschutz- oder Naturschutzgebiete gequert werden.

IV Umsetzung der Methodik

Nachfolgend wird die Funktionsweise der multikriteriellen Optimierung zur Identifikation geeigneter Trassenverläufe beschrieben.

Unterteilung des Untersuchungsraums

Zu Zwecken der Erprobung und Optimierung des Suchalgorithmus bzw. zur Entwicklung des Modells begrenzt sich die Trassenfindung zunächst auf ein ausgewähltes Raumbeispiel. Hierbei hat sich das Projektkonsortium auf die Maßnahme Nr. 4 aus dem B-Korridor des Netzentwicklungsplans 2012 festgelegt, in welcher ein 380 km langer HGÜ-Netzausbau zwischen den Netzanknüpfungspunkten Wehrendorf in Niedersachsen und Urberach in Hessen vorgesehen ist. Der Untersuchungsraum wird, wie in der Trassenplanung üblich, durch eine Ellipse mit verlängerten Achsen um die beiden Netzverknüpfungspunkte herum gebildet. Die Ellipse wird anschließend in ein Graphennetz, dessen benachbarte Knotenpunkte paarweise durch Kanten verbunden sind, aufgespannt. Um eine hohe geometrische Genauigkeit bei der Trassenermittlung und -führung gewährleisten zu können, ist eine Auflösung des Graphen von 10 m Kantenlänge anzustreben. Hohe Auflösungen erlauben eine differenziertere Betrachtung der räumlichen Durchquerungen erfasster Kriterien.

Querungslänge als Kostenfaktor für die Gewichtung der Kanten

Innerhalb dieser Ellipse werden die raum- und umweltrelevanten Kriterien nach ihrer jeweiligen Abstandsfunktion räumlich modelliert. Die Ermittlung optimaler Trassenverläufe wird über eine Kostenfunktion durchgeführt. Die Kosten werden hierbei jedoch nicht in monetärer, sondern in metrischer Form abgebildet. Sie werden angegeben als Länge, über die eine Trasse ein Kriterium quert. Durch die räumliche Verschneidung des Rastergraphen mit den modellierten Kriterien kann für jede einzelne Kante des Graphen die Länge der Querung eines Kriteriums berechnet werden. Die roten Kanten in Abbildung 3 schneiden ein Kriterium; die Schnittlänge einer Kante ergibt die Kosten für die Querung. Summiert man die einzelnen Querungslängen entlang jeder Kante einer möglichen Trassenalternative, erhält man für jeden Trassenverlauf die Gesamtquerungslänge für ein Kriterium, sprich die Gesamtkosten eines Weges. Dies gilt jedoch nicht für Tabu-Bereiche, für die ein Überspannungsverbot gilt. Sobald eine Fläche, die als Tabu-Bereich festgelegt ist, von einer Kante gequert wird oder sie berührt, wird die gesamte Kante aus der multikriteriellen Optimierung eliminiert und kommt für eine Trassierung nicht mehr in Betracht.

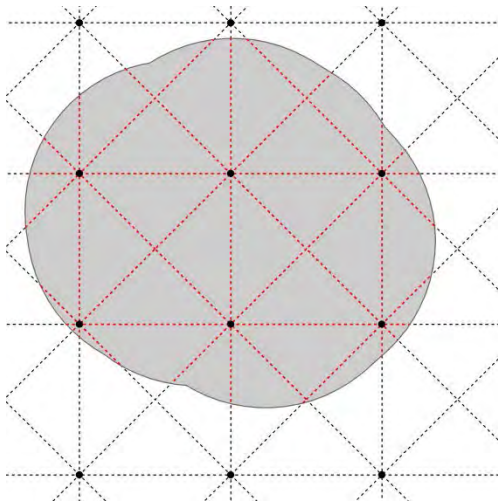


Abbildung 3. Die Schnittlänge einer Kante (rote Abschnitte) durch ein Kriterium ergibt die Kosten für die Querung

Ermittlung Pareto-optimaler Trassenalternativen

Die Bildung der Kantengewichte über die Querung aller Kriterien sowie die Summierung dieser geschieht für alle möglichen Trassenalternativen zwischen Start- und Endpunkt. Für jeden potenziellen Trassenverlauf werden auf diese Weise die Eigenschaften über die Querung aller Kriterien zusammengefasst. In einem multikriteriellen Optimierungsverfahren werden anschließend aus der Lösungsmenge aller potenziellen Trassenalternativen die Pareto-optimalen Trassenverläufe identifiziert. Eine Trassenalternative ist Pareto-optimal, wenn sie sich in einem Kriterium nur dann verbessern kann, wenn sie sich zumindest in einem anderen Kriterium verschlechtern muss oder sie mit anderen Alternativen hinsichtlich der Eigenschaften identisch ist. Konkret würde das Folgendes bedeuten: Eine Trassenalternative kann beispielsweise ein Vogelschutzgebiet nur umgehen, wenn sie stattdessen näher an Siedlungsflächen heranrückt bzw. nur durch eine Querung von Siedlungsflächen möglich ist.

Die Ermittlung Pareto-optimaler Trassenverläufe soll an einem Modell skizzenhaft verdeutlicht werden. In diesem fiktiven Beispiel werden zwei Kriterien betrachtet. Zwischen Start- und Endpunkt sollen nun geeignete Trassenverläufe identifiziert werden. Für jede Kante werden zwei Positionen angeführt, die die Kosten als Querungslänge des jeweiligen Kriteriums abbilden. Die Summe der Querungslänge in Metern für jedes Kriterium entlang der Kanten eines Weges ergibt die Gesamtkosten dieser Alternative (siehe Abbildung 4).

In diesem Beispiel gibt es keine Alternative, die in allen Kriterien am besten ist; alle Pareto-optimalen Trassen sind nach dem Pareto-Prinzip als gleichwertig anzusehen, besitzen jedoch räumlich betrachtet individuelle Vor- und Nachteile. Für dieses Beispiel ergeben sich insgesamt fünf mögliche Wege zwischen Start- und Endpunkt (blaue Punkte), von denen die Alternativen **a**), **b**) und **c**) als Pareto-optimal gelten. Die Zahlen entlang der Pfade geben die Querungslängen in Metern für beide Kriterien wider. Für die Alternative **c**) beträgt die Länge für die Querung des ersten Kriteriums 10 m und für die Querung des zweiten Kriteriums 5 m. Alternative **a**) ist hinsichtlich des ersten Kriteriums schlechter als Alternative **b**) und **c**), jedoch am besten hinsichtlich des zweiten Kriteriums. Alternative **b**) ist im ersten Kriterium gegenüber den anderen Alternativen die Beste; gegenüber **a**) und **c**) jedoch im zweiten Kriterium die

Schlechteste. Alternative c) ist im ersten Kriterium besser als Alternative a), aber schlechter als b), im zweiten Kriterium jedoch besser als a) und schlechter als b). Die Alternativen d) und e) werden von den ersten drei Wegen dominiert, weil sie in einem Kriterium gleichgut und in einem anderen Kriterium schlechter sind, wodurch nicht als Pareto-optimal gelten und als geeignete Pfade ausgeschlossen werden können.

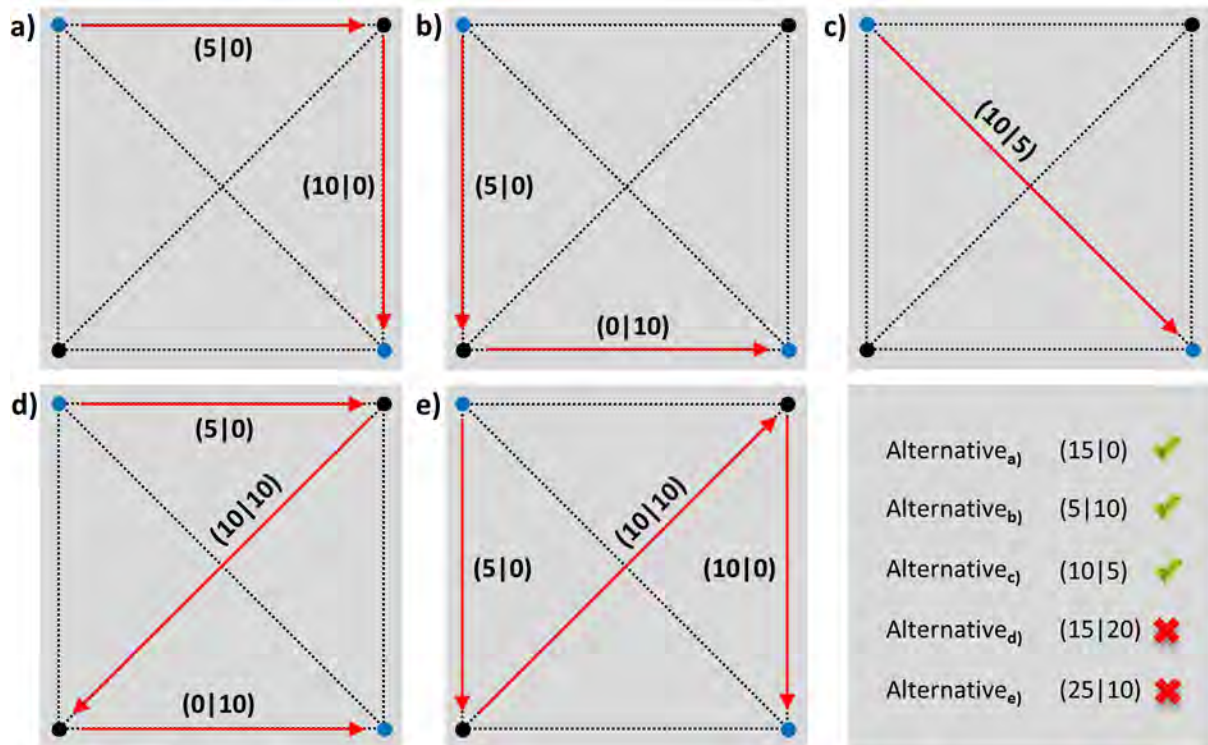


Abbildung 4. Identifikation Pareto-optimaler Wege.

Datengrundlage

Die Erfassung und Bewertung relevanter Sachverhalte ist wesentlich von den zur Verfügung stehenden Daten abhängig. Die bundesweite Übertragbarkeit der Methode setzt eine aufwendige Akquise sowie Harmonisierung flächendeckender Geobasis- und Geofachdaten voraus.

Abbildung 5 zeigt die bereits im Forschungsprojekt akquirierten, harmonisierten und verwendeten Geodaten.

EU		Status
EEA	NATURA 2000 (FFH + VSG)	✓
National		
BKG	Basis-DLM, DGM10	✓
BFN	NSG, LSG, NLP, NP, RAMSAR, SPA, UZVR, IBA, Biosphärenreservate, Biotopverbund, Landschaftsbewertung	✓
BGR	BÜK200, BÜK1000	✓
Länder		
Landes-umweltämter	Biotopkataster	✓
Regionen		
Regionalverbände	Regionalpläne	✗
Kommunen		
Denkmalschutzbehörden	UNESCO Welterbestätten	✓
✓	akquiriert	✓ nicht bundesweit verfügbar
✗	noch nicht akquiriert	

Abbildung 5. Übersicht über die verwendeten Geodaten

Sowohl auf EU-Ebene als auch auf nationaler Ebene konnten umfangreiche Umweltdaten, wie beispielsweise räumliche Informationen zu Vogelschutz-, Naturschutz- und Landschaftsschutzgebieten akquiriert werden. Mit dem digitalen Basis-Landschaftsmodell liegen dem Forschungsprojekt deutschlandweit und flächendeckende Geobasisinformationen zu sämtlichen Straßen, Wegen, Eisenbahnen, Gewässern und Grenzen sowie Landnutzungsinformationen wie beispielsweise Wohnbau-, Industrie-, Gewerbeflächen, land- und forstwirtschaftliche Flächen, Gewässerflächen, Gemeindegebiete usw. vor. Auf Länderebene wurden, sofern die Biotopkartierung abgeschlossen ist, Daten zu geschützten Biotopen gesammelt. Auf kommunaler Ebene haben die zuständigen Denkmalschutzbehörden in enger Kooperationsarbeit räumliche und sachliche Daten zu Kern- und Pufferzonen aller 39 deutschen UNESCO-Kultur- und Naturerbestätten bereitgestellt (vgl. Deutsche UNESCO-Kommission e.V. Welterbe Manual 2009: 99 - 107). Einzig die bundesweit vorliegenden Landes- und Regionalpläne, welche beim Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung im laufenden Raumordnungsplan-Monitor textlich und digital erfasst und harmonisiert werden, befinden sich weiterhin in der Akquise (vgl. BBSR 2014).

Operationalisierung und Modellierung von raum- und umweltrelevanten Kriterien

Die Erfassung und Bewertung von relevanten Raum- und Umweltkriterien erfolgt auf Grundlage der gängigen Vorgehensweise in der umweltorientierten Planung unter Berücksichtigung geltender (unter-)gesetzlicher Grundlagen und Schutznormen, Umweltziele und -standards, gutachterlich bewertenden Sachverhalten, Fachkonventionen oder wissenschaftlichen Erkenntnissen (vgl. Balla 2003: 164 ff; Bechmann und Hartlik 2004: 43 ff; Staatliches Bauamt Bayreuth 2009: 215). Die Modellierung und Operationalisierung der erfassten Kriterien wird zudem wesentlich von den verfügbaren Rauminformationen bestimmt.

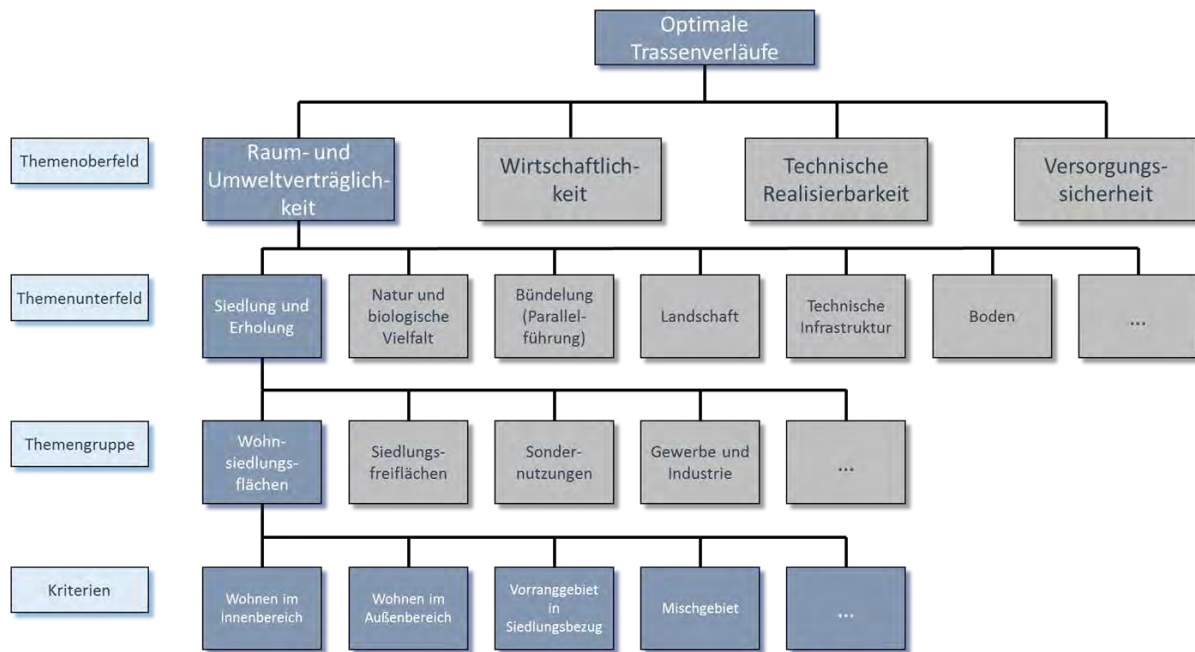


Abbildung 6. Aufbau des Kriterienbaums

Die Kategorisierung der Kriterien erfolgt über eine an die Schutzgutsystematik des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) orientierte Struktur in Form eines Kriterienbaums (siehe Abbildung 6). Die Bereiche der Siedlung und Erholung, Natur und biologische Vielfalt, Landschaft, Boden, Wasser, Kultur- und Sachgüter, technische Infrastruktur und Bündelung mit bestehenden linearen Infrastrukturen werden auf unterster Ebene des Kriterienbaums modelliert (vgl. § 2 Abs. 1 UVPG).

Am Beispiel des Kriteriums „Wohnen im Innenbereich“ soll nachfolgend die Modellierung skizziert werden. Zum Schutz von Siedlungsflächen sowie des Wohnumfeldes vor schädlichen Einwirkungen der Freileitung ist eine Abstandsfunktion zu definieren und anschließend zu modellieren. Dabei sind bei der Festlegung von Abstandsbereichen neben den immissionsschutzrechtlichen Grenzwerten der 26. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) ebenso Mindestabstände der Fachnorm DIN EN 50341-1 sowie der nächtlichen Emissionswerte nach Technische Anleitung Lärm zu berücksichtigen. Gemäß § 4 Abs. 3 der 26. BImSchV ergibt sich ein Überspannungsverbot von Wohngebäuden. Ebenso wird davon ausgegangen, dass in einem Abstand von 40 m zu einem Wohngebäude die immissionsschutzrechtlichen Grenzwerte noch nicht eingehalten sind und sie demnach Tabu-Bereiche darstellen. Diese werden bei der multikriteriellen Optimierung ausgeschlossen. Zum Schutz des Menschen und seines Wohnumfeldes wurden aus gesetzlichen Regelungen, aus raumordnerischen Vorgaben sowie aus Ergebnissen bereits durchgeführter wissenschaftlicher Studien weitere relevante Abstandsbereiche hergeleitet (vgl. Runge et al. 2011: 57 ff.). Die jeweiligen Abstandsbereiche repräsentieren in der vorliegenden Analyse eigenständige Kriterien (siehe Tabelle 1).

Abstandsintervall [m]	Bewertung	Erläuterung
Grundfläche	tabu	Überspannungsverbot nach § 4 Abs. 3 der 26. BImSchV
0 - 40	tabu	Mindestabstand, berücksichtigt die Grenzwerte der 26. BImSchV und der TA Lärm sowie die Sicherheitsabstände gemäß DIN Norm.
40 - 100	hoch	Bei einem Abstand von 100 m sind die Grenzwerte der 26. BImSchV mehr als erfüllt. Die Belastungen liegen allerdings über den normalen Hintergrundbelastungen.
100 - 200	gering	Bei einem Abstand von 200 m befindet sich die elektromagnetische Strahlung auf dem Niveau der „allgegenwärtigen Grundbelastung“.
200 - 400	sehr gering	Der Schutzbereich von 400 m entlang der Wohngebäude dient zum Schutz und Erhalt der wohnumfeldnahen Aktivitäten
≥ 400	kein	Konfliktfreiheit

Tabelle 1. Operationalisierung des Kriteriums „Wohnen im Innenbereich“

V Erste Ergebnisse des Prototyps

Bereits in der ersten Hälfte der Projektlaufzeit wurde ein lauffähiger Prototyp zur Ermittlung optimaler Trassenverläufe entwickelt, welcher derzeit fortentwickelt und hinsichtlich seiner Leistungsfähigkeit ausgeweitet wird. Nachfolgend werden die ersten Testergebnisse vorgestellt, die mit dem Prototyp für einen kleinen Untersuchungsraum erzielt werden konnten.

Die Entfernung zwischen den Start- und Endpunkten beträgt 6 km. Bei der multikriteriellen Optimierung wurden lediglich sechs Kriterien gleichzeitig betrachtet:

- Wohnen im Innenbereich
- Vogelschutzgebiete
- Landschaftsschutzgebiete
- Bündelung mit bestehender Freileitung
- Bündelung mit Autobahn und bestehender Freileitung
- Gesamtlänge der Trasse

Für das Kriterium „Gesamtlänge der Trasse“ wird die Nebenbedingung gesetzt, dass Trassenverläufe mit einem Umwegfaktor über dem 1,4-fachen der Luftliniendistanz zwischen Start- und Endpunkt nicht erfasst werden. Die Auflösung des Rastergraphen beträgt testweise 50 m Kantenlänge.

Im ersten Schritt werden entsprechend der in Kapitel D vorgestellten Methoden geeignete Trassen identifiziert. Mit den oben genannten Kriterien und Nebenbedingungen findet der Algorithmus über 47.000 Pareto-optimale Wege. Aus Sicht des Optimierungsalgorithmus sind diese Alternativen optimal und untereinander unvergleichbar. Raumplanerisch gesehen sind diese Trassen jedoch hinsichtlich ihrer Beeinträchtigung auf Raum und Umwelt differenziert zu betrachten und zu bewerten. In einem zweiten Schritt wird daher eine Bewertung der Lösungsmenge bzw. der gefundenen Trassenverläufe durchgeführt. Hierzu entwickelt das Forschungsprojekt derzeit ein Visualisierungswerkzeug, mit welchem die Ergebnisse bewertet werden können. Diese Filterung und Visualisierung ist losgelöst von der Trassenfindung durch den Algorithmus. Sie erfolgt durch ein System aus Schieberegeln, welche es ermöglichen, für jedes betrachtete Kriterium die Trassenverläufe hinsichtlich ihrer Querungslängen anzuzeigen. Die Filterungsfunktion dient der Bewertung von Trassenalternativen entsprechend der zu erwartenden räumlichen Konflikte. Die Veränderung der Regler und gleichzeitige Veränderung der Trassendarstellung generiert allerdings keine neuen Trassenverläufe, sondern zeigt nur einen bestimmten Ausschnitt aus der Lösungsmenge, die zuvor in dem multikriteriellen Optimierungsverfahren ermittelt wurde.

Abbildung 7 links oben zeigt, sichtbar in hellgrauen Linien, alle gefundenen, Pareto-optimale Lösungen, wobei die hellblaue Trasse die kürzeste Alternative innerhalb der Lösungsmenge dargestellt. Die Funktion des Reglersystems soll vereinfacht nur an Hand von drei Kriterien, „Wohnen im Innenbereich“, „Landschaftsschutzgebiete“ und „Vogelschutzgebiete“, beschrieben werden.

Anfangs werden alle gefundenen Wege dargestellt, hier als **Variante₀** angezeigt. Mit Hilfe der blauen Regler können Bedingungen bezüglich der maximal erlaubten Querungslänge für jedes Kriterium festgelegt werden. Die blauen Zahlen geben die festgelegten Grenzwerte in Metern an. Der graue Balken mit der roten Zahl gibt die minimal möglichen Querungslängen in einem Kriterium an. Für das genannte Beispiel bedeutet dies, dass unter allen Lösungen keine Trassen existieren, welche die Querung der definierten Schutzabstände gänzlich vermeiden. Unter der Lösungsmenge stellen diejenigen Alternativen mit der Querungslänge von 183 m die beste Lösung in Bezug zum Kriterium „Wohnen im Innenbereich“ dar.

Mit Veränderung der Regler können bestimmte Ausschnitte aus der Gesamtmenge aller gefundenen Trassen gefiltert werden. Beispielsweise wurde der Regler für das Kriterium „Wohnen im Innenbereich“ in der **Variante_{Wohnen}** soweit wie möglich nach links gestellt, um Querung von Siedlungsbereichen möglichst gering zu halten. Unter allen ermittelten Alternativen finden sich nur 190 Trassen, die diese Bedingung erfüllen.

Gleichzeitig bedeutet das für die beiden anderen Kriterien, dass diese zu Gunsten des Kriteriums „Wohnen im Innenbereich“ stärker gequert werden. Die 190 gefilterten Trassen müssen in dieser Einstellung auf einer Länge von mindestens 310 m Landschaftsschutzgebiete und auf mindestens 270 m Vogelschutzgebiete queren. Hier wird das Pareto-Prinzip sehr deutlich: Sobald die Querungslänge hinsichtlich eines ausgewählten Kriteriums minimiert wird, müssen stattdessen andere Bereiche stärker gequert werden. Eine Optimierung zu Gunsten eines ausgewählten Kriteriums bedeutet stets eine Verschlechterung zu Lasten anderer Kriterien.

In der **Variante_{LSG}** befindet sich der Regler bezüglich des Kriteriums „Landschaftsschutzgebiet“ auf 0 m, wodurch nur diejenigen Trassen aus allen gefundenen Alternativen dargestellt werden, die Landschaftsschutzgebiete vollständig umgehen. Es wird deutlich, wie die Trassen das zentrale Landschaftsschutzgebiet in der Kartenmitte umgeht. In dieser Einstellung ist ebenfalls eine deutlich höhere Inanspruchnahme der Kriterien „Wohnen im Innenbereich“ und „Vogelschutzgebiete“ zu erkennen. Insgesamt gibt es nur 207 Trassen, die diese Bedingung erfüllen.

Für das letzte Beispiel **Variante_{Kompromiss}** wird entsprechend der Reglereinstellung eine Kompromisslösung für alle Kriterien gesucht, indem beispielsweise die durchschnittliche Querungslänge in jedem Kriterium als Grenzwert festgelegt ist.

Bereits die ersten Ergebnisse des Softwaresystems zeigen, dass es aufgrund der Raum- und Nutzungsstrukturen keine konfliktfreien, sondern nur relativ konfliktarme Lösungen möglich sind. Dies ist u.a. auch der Tatsache geschuldet, dass in der Stromnetzplanung unterschiedliche und teilweise konkurrierende Belange sowie individuelle Interessen von Stakeholder berührt werden.

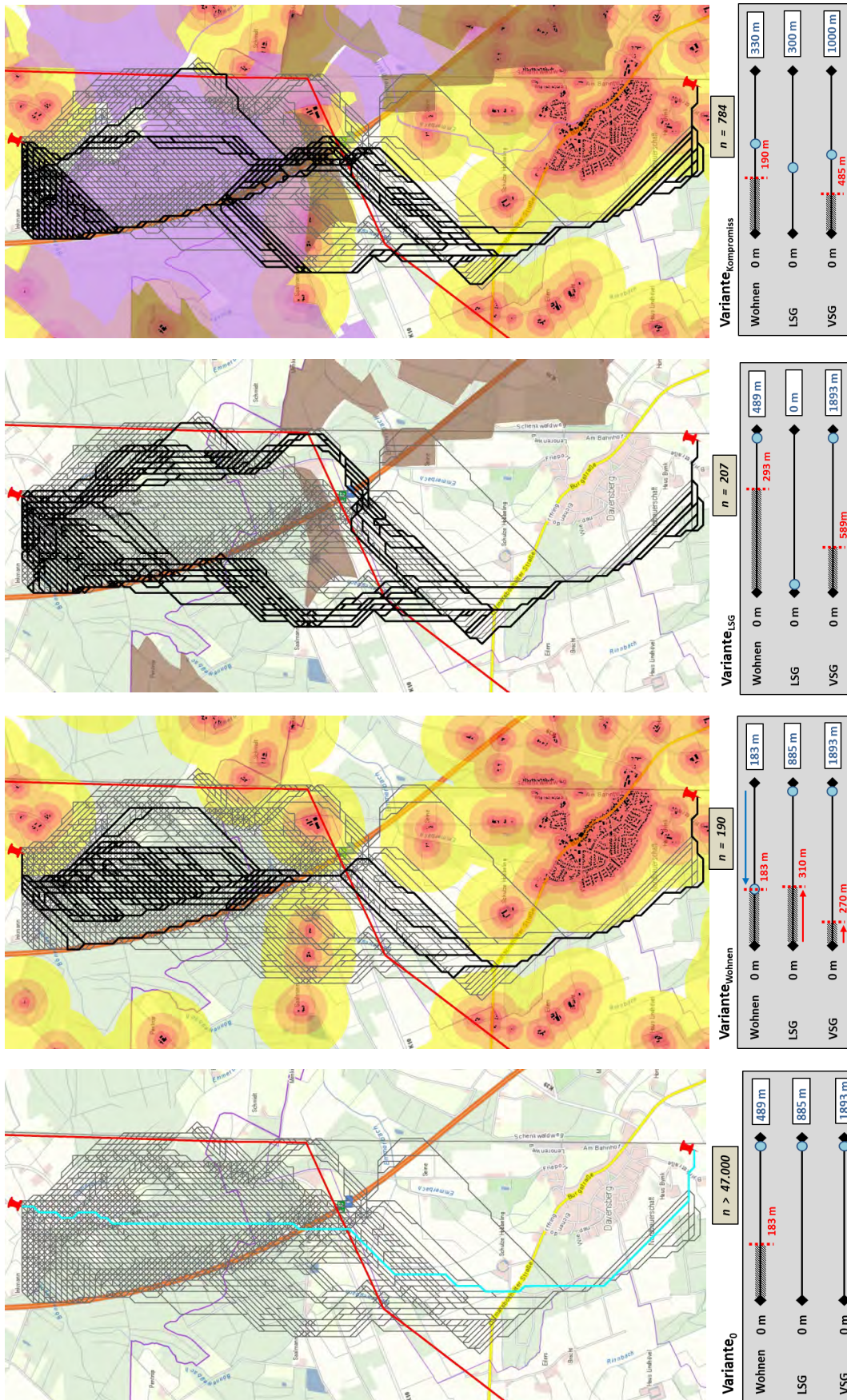


Abbildung 7. Erste Ergebnisse des Prototyps und Filterung durch ein Reglersystem (Datengrundlage: webatlas DE, Basis-DLM des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie)

VI Fazit und Ausblick

Die Trassenplanung in der Praxis wie auch die Erforschung neuer, automatisierter und effizienter Entscheidungsmethoden in der Trassenfindung erfordern ein hohes, interdisziplinäres Know-How. Dies zeigt sich einerseits in der Komplexität und dem Umfang aus rechtlichen, technischen, ökonomischen, ökologischen und gesellschaftlichen Anforderungen an das Stromnetz von Morgen, andererseits in der Zusammenarbeit verschiedener Fachdisziplinen, um ein Werkzeug zur Identifikation geeigneter Trassenverläufe zu entwickeln.

Der Artikel hat ausführlich das Potenzial der Methode demonstriert, Planungsprozesse begleiten und unterstützen zu können. Planern kann ein Werkzeug zur Verfügung gestellt werden, mit dem unterschiedliche Trassenalternativen vor dem Hintergrund sich veränderter Rahmenbedingungen für beliebige Vorhaben identifiziert und visualisiert werden können. Dabei ist vor allem die Abbildung von Raumkonflikten bzw. die Konfliktverschiebungen zwischen unterschiedlichen und konkurrierenden räumlichen Belangen bei der Findung und Bewertung von Trassenverläufen eine wichtige Entscheidungshilfe. Diese Fähigkeit des Tools wurde anhand von Beispielen dargestellt. In der Summe der in diesem Aufsatz aufgezeigten Funktionalitäten des Werkzeuges werden seine vielfältigen Einsatzmöglichkeiten in erster Linie bei der Unterstützung von Planern bei der transparenten und nachvollziehbaren Ermittlung von Trassenalternativen gesehen. Ferner kann das Modell als Kommunikationsmedium im Rahmen von Abwägungsentscheidungen eingesetzt werden.

Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Methode die derzeitige Planung bzw. Verfahren nicht ersetzen soll oder kann. Das Modell folgt nicht der abgeschichteten Vorgehensweise der Planungspraxis, zunächst den Untersuchungsraum durch die Abgrenzung von Grob- oder Trassenkorridoren zu verkleinern um dadurch innerhalb der Korridore, Konfliktrisiken entsprechend einer verfeinerten und detaillierten Datengrundlage zu bewerten. In der Planungspraxis werden demnach innerhalb der Korridore neue, einzelfallbezogene räumliche Information aus beispielsweise artenschutzrechtlichen Gutachten, Auswertung von Bauleitplänen oder eigenen Erhebungen vor Ort gewonnen. Durch die Verkleinerung der Untersuchungsräume sind daher konkretere Aussagen zu Wirkungszusammenhängen bzw. zu potenziell auftretenden Konflikten und -intensitäten möglich.

Im Gegensatz zu der in der Planungspraxis gewählten abgeschichteten Vorgehensweise, bei der die Verkleinerung des Untersuchungsraums mit einer Informationsverdichtung einhergeht, wird hier ein bundesweit übertragbarer Ansatz verfolgt. Das Modell generiert dabei allgemeingültige und objektive Ergebnisse auf Basis von einheitlichen und flächendeckenden Raum und Geoinformationen.

Das Modell wird weiterhin optimiert, um Laufzeiten und Speicheransprüche zu reduzieren sowie größere Untersuchungsräume zu analysieren. Ferner ist es in diesem Zusammenhang erforderlich, die hohe Anzahl an Trassenalternativen auf ein handhabbares Maß zu reduzieren, um die Produktivität und Anwendbarkeit des Systems zu erhöhen. Auch ist ein Einsatz der Methode mit seinem Visualisierungstool als Kommunikationsmedium in Öffentlichkeitsbeteiligung bzw. als eine Web-Gis-Anwendung denkbar.

VII Literatur

Balla, Stefan (2003): Bewertungen unter Berücksichtigung von Umweltauswirkungen nach § 12 UVPG in Planfeststellungsverfahren. Beiträge zur Umweltgestaltung (Band A 153). Erich Schmidt Verlag. München.

Bartelme, Norbert 2005: Geoinformatik. Modelle Strukturen Funktionen. 4. Auflage, Springer Verlag, Berlin Heidelberg New York.

Bechmann, Arnim; Hartlik, Joachim (2004): Die Bewertung zur Umweltverträglichkeitsprüfung. Ein methodischer Leitfaden ; Grundlagen, Konzept, Arbeitsmodelle, Vorgehensweise. 1. Aufl. Barsinghausen: Verl. Ed. Zukunft (Die Umweltverträglichkeitsprüfung in Deutschland, 5).

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
<http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumentwicklung/RaumentwicklungDeutschland/Projekte/Plananalyse/plananalyse.html;jsessionid=5E7DF3244E08C35CAC5CEF712E4287BD.live2051?nn=391978>
 (Stand: 20. November 2014)

Deutsche UNESCO-Kommission e.V. (2009): Welterbe-Manual. Handbuch zur Umsetzung der Welterbekonvention in Deutschland, Luxemburg, Österreich und der Schweiz. 2. Erweiterte Auflage. Grafische Werkstatt Druckerei und Verlag Gebrüder Kopp GmbH & Co KG Köln

DIN EN 50341-1:2001 Freileitungen über AC 45 kV Teil 1: Allgemeine Anforderungen – Gemeinsame Festlegungen. Deutsche Fassung

Martins, Ernesto Queiros (1984): On a Multicriteria Shortest Path Problem. In: European Journal of Operational Research, Elsevier Science Publishers B. V., North-Holland. 16/1984: 236-245

Runge K., P. Meister und E. Rottgart (2011): BMU-Studie "Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen" - Bericht der Arbeitsgruppe Umwelt. Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Band 2.

VIII Rechtsquellenverzeichnis

NABEG [Netzausbaubeschleunigungsgesetz] in der Fassung der Bekanntmachung vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690) zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730).

UVPG [Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung] in der Fassung der Bekanntmachung vom 24. Februar 2010 (BGBl. I S. 94) zuletzt geändert durch Artikel 10 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2749)

26. BImSchV [Bundesimmissionsschutzverordnung] Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder - 26. BImSchV) Vom

14. August 2013 (BGBl. I Nr. 50, S. 3266) zuletzt geändert durch Berichtigung vom 5. November 2013 (BGBl. I Nr. 66, S. 3942) in Kraft getreten am 11. November 2013

Danksagung

Teile dieser Arbeit wurden vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im BMWi-Projekt "Bewertung und Planung von Stromnetzen" (03ET7505) unterstützt. Ein Dank geht an die Lehrstühle Graphische Systeme und Algorithm Engineering der Fakultät Informatik an der TU Dortmund für die Berechnung und Bereitstellung der Ergebnisse. Ebenfalls sind die Mühen und die Hilfe aller Verbundpartner des Forschungsprojekts bei der Korrektur des Aufsatzes zu loben.

Spitzenkappung von Erneuerbaren Energien zur gezielten Vermeidung von Netzengpassituationen im Übertragungsnetz

Stephan Raths, Hendrik Natemeyer, Thomas Helmschrott und Armin Schnettler

Kurzfassung

Der Beitrag beschreibt ein am Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen entwickeltes Redispatch-Modell für den Einsatz in der Netzentwicklungsplanung. Neben der Berechnung von konventionellem Redispatch (Kraftwerke) kann das Modell auch zur automatisierten Berechnung der erforderlichen knotenscharfen EE-Spitzenkappung zur Vermeidung von Engpassituationen im Übertragungsnetz eingesetzt werden. Die Spitzenkappung erfolgt dabei regional und zeitlich hochgradig gezielt an solchen EE-Einspeisungen, deren entlastende Wirkung auf den Engpass maximal ist. Dies führt zu einer im Volumen minimalen Beschneidung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und spart Kosten im Vergleich zu Pauschalansätzen (z.B. Abregelung der obersten 5% der EE-Leistung).

Um die Energiebilanz im Netz aufrecht zu erhalten, wird konventionelle Kraftwerksleistung in gleicher Höhe zum Einspeisemanagement aktiviert. Dies erfolgt nach der Merit Order des Kraftwerksparks und wiederum unter Berücksichtigung der entlastenden/belastenden Wirkung auf den Engpass. Ein zuvor berechneter marktbasierter Kraftwerkseinsatz (Marktmodell) dient als Ausgangspunkt für die Veränderungen im Kraftwerkseinsatz. Alle technischen Randbedingungen des Kraftwerksbetriebs werden dabei eingehalten (Mindestleistung, Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten, MustRun, Revisionen, etc.).

Das Modell wurde im Rahmen der Sensitivität 2 (Spitzenkappung) zum Netzentwicklungsplan 2014 für die vier deutschen ÜNB eingesetzt.

Dipl.-Wirt.-Ing. Stephan Raths ist seit 2011 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen. Dort leitet er seit 2013 das Forschungsteam „Stationäre Netzanalysen und Systembewertung“ in der Forschungsabteilung „Nachhaltige Übertragungssysteme“. In zahlreichen Forschungsprojekten beschäftigt er sich mit der modellgestützten Analyse technischer und wirtschaftlicher Fragestellungen in den Bereichen Energiemärkte und Übertragungsnetz.

Dipl.-Ing. Hendrik Natemeyer hat Elektrotechnik an der RWTH Aachen studiert. Er ist seit 2010 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen und leitet dort seit 2014 die Forschungsabteilung „Nachhaltige Übertragungssysteme“. In seiner Forschungstätigkeit beschäftigt er sich mit der Simulation elektrischer Übertragungsnetze und insbesondere des Netzbetriebes.

Dipl.-Ing. Thomas Helmschrott ist seit 2010 als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen beschäftigt. In seinen Forschungsarbeiten befasst er sich maßgeblich mit der detaillierten Modellierung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und den Themen Einspeisemanagement und Redispatch. Er ist Autor zahlreicher Fachpublikationen und wurde während seines mit Auszeichnung abgeschlossenen Studiums der Elektrotechnik an der RWTH Aachen mit dem Herbert-Kind Preis des VDE ausgezeichnet. Dieser Preis ermöglichte es ihm, ein achtmonatiges Praxissemester beim australischen Übertragungsnetzbetreiber Powerlink zu absolvieren.

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler ist seit 2001 Direktor des Institutes für Hochspannungstechnik (IFHT) an der RWTH Aachen. An seinem Institut beschäftigen sich über 50 wissenschaftliche Mitarbeiter mit den Komponenten und Systemen der elektrischen Energieversorgung. Vor seiner Berufung zum Universitätsprofessor war er als Mitglied der Geschäftsleitung der ABB Business Area „High Voltage Substations“ in Zürich sowie in weiteren leitenden Positionen im ABB Konzern tätig. Er ist Herausgeber des Springer-Journals „Archiv für Elektrotechnik – Electrical Engineering“, Mitglied im Präsidium des VDE sowie wissenschaftlicher Berater gemeinnütziger Organisationen, Ministerien/Behörden und Industrieunternehmen, insbesondere in den Fragen des Netzbetriebs und Netzausbaus.

I Einleitung

Die Kappung von Spitzen der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien (EE), insbesondere der Onshore-Windenergie bei gleichzeitigem Gegenregeln durch konventionelle Kraftwerke stellt eine potentielle Möglichkeit zur Entlastung der Netze und somit zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs dar. Diese Option wird in Deutschland bislang in der Netzbetriebsführung, jedoch nicht im Rahmen der Netzplanung (z.B. Netzentwicklungsplan Strom) aufgegriffen. Stattdessen wird aktuell – in konsequenter und korrekter Umsetzung des EEG-Gedankens und des aktuellen regulatorischen Rahmens – das Netz von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) derart geplant, dass auch die letzte Kilowattstunde des EE-Stroms im Grundlastfall wie auch unter Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums aufgenommen und transportiert werden kann. Dies kann prinzipiell dazu führen, dass einzelne Netzabschnitte sehr stark dimensioniert werden, um die Aufnahme verhältnismäßig geringer Energiemengen zu ermöglichen. Insbesondere von Umweltverbänden, den vom Netzausbau betroffenen Bürgern und der Politik wird daher die Berücksichtigung einer Spitzenkappung in der Netzplanung eingefordert.

Nach aktuellem juristischem Stand ist das Einspeisemanagement ein Instrument zur Lösung des Problems einer nicht ausreichenden Transportkapazität im Netzbetrieb. Ein Gebrauch als Instrument zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen ist hingegen unter Berücksichtigung der gesetzlichen Ausbaupflichtung der ÜNB aktuell nur dann vorgesehen, wenn der Netzausbau „unzumutbar“ erscheint [Zer13]. Da sich die Rechtslage in dieser Angelegenheit bei Vorliegen triftiger Gründe grundsätzlich ändern lässt, müssen technisch und wirtschaftlich sinnvolle Ausgestaltungsmöglichkeiten für eine Spitzenkappung sowohl im Netzbetrieb als auch in der Netzplanung vorab gründlich durchdacht werden. Simulationsmodelle können einen wichtigen Beitrag bei der Festlegung des regulatorischen Rahmens für eine Spitzenkappung leisten, da sie die technischen und wirtschaftlichen Folgen verschiedener Regelsätze und Anwendungsoptionen konkret quantifizieren.

Das Redispatchmodell des Instituts für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen ist ein solches Modell, welches neben der Berechnung von konventionellem Redispatch mit Großkraftwerken auch zur automatisierten Berechnung der erforderlichen netzknotenscharfen EE-Spitzenkappung zur Vermeidung von Engpasssituationen im Übertragungsnetz eingesetzt werden kann. Die Spitzenkappung erfolgt dabei (räumlich und zeitlich) hochgradig gezielt an EE-Einspeiseknoten, deren entlastende Wirkung auf den Engpass in Kombination mit einem gezielten netzorientierten Gegenregeln von konventionellen Kraftwerken maximal ist. Dies führt zu einer im Volumen minimalen Beschneidung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und spart damit Kosten im Vergleich zu Pauschalansätzen (z.B. Abschneiden der EE-Leistung ab einem statischen Schwellwert). Das Redispatchmodell wurde in einer mehrjährigen Zusammenarbeit des IFHT mit dem Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH entwickelt. Der Fokus dieses Artikels liegt auf der Beschreibung der Funktionsweise des Redispatchmodells sowie auf der Anwendung des Modells im Zuge der EE-Spitzenkappung im Netzentwicklungsplan 2014.

II Spitzenkappung im Netzentwicklungsplan Strom

Um die öffentliche Diskussion und den Stakeholder-Dialog zum Netzentwicklungsplan adäquat aufzugreifen und mit ersten fundierten Zahlen zu hinterlegen, wurden im Anschluss an die Netzentwicklungspläne 2013 und 2014 von den ÜNB sogenannte „Sensitivitätsrechnungen zur Spitzenkappung“ durchgeführt. Ziel der Untersuchungen ist es zu überprüfen, welche Netzentwicklungsmaßnahmen des NEP unter den Randbedingungen der Spitzenkappung nicht als notwendig identifizierbar sind und ob gegebenenfalls aufgrund von veränderten Leistungsflüssen zusätzliche Maßnahmen hinzugezogen werden müssen.

A Netzentwicklungsplan Strom 2013

Die berechnete „Sensitivität 2 -Spitzenkappung“ zum NEP 2013 [SB13] sah eine statische/pauschale Beschränkung der eingespeisten Leistung auf je 80% der in den einzelnen Bundesländern im Szenario B2023 installierten Leistung an Onshore Windkraft vor. Entsprechend wurden von den Übertragungsnetzbetreibern neue (gekappte) Einspeisezeitreihen für Wind Onshore berechnet, welche die oben genannte pauschale Anforderung (max. 80% der installierten Leistung je Bundesland) erfüllten. Um eine ausgeglichene Systembilanz zu gewährleisten, wurde im Anschluss eine erneute Marktsimulation mit den verminderten Onshore-Einspeisezeitreihen durchgeführt.

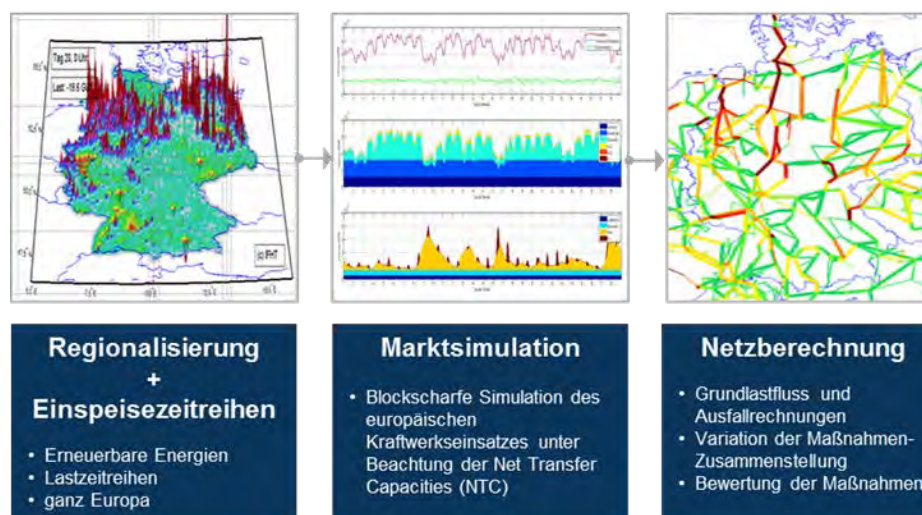


Abbildung 1. Dreistufiger Prozess in der Sensitivität 2 (Spitzenkappung) des Netzentwicklungsplans Strom 2013

Dieses Vorgehen impliziert eine marktbasierete Beschaffung der Ersatzenergie für das Einspeisemanagement über den (internationalen) Strommarkt. Die durch das Einspeisemanagement

verursachten Fehlmengen bei Wind-Onshore werden dabei über vermehrte Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken in Deutschland oder höhere Stromimporte bzw. niedrigere Stromexporte ausgeglichen. Über die Auswahl der Kraftwerke, die hierfür angesteuert werden, entscheidet alleine der Markt bzw. die internationale Merit-Order Kurve in Kombination mit den zur Verfügung stehenden Kuppelkapazitäten (NTC). Die Netzsituation und die entlastende bzw. belastende Wirkung einzelner Kraftwerke bleiben unberücksichtigt. Entsprechend kann es dazu kommen, dass der resultierende Kraftwerkseinsatz die Wirkung des Einspeisemanagements konterkariert und die Engpässe im schlimmsten Fall sogar verstärkt werden.

Da zur Durchführung der an das Einspeisemanagement anknüpfenden Lastflussberechnungen netzknotenscharfe Informationen über die Spitzenkappung erforderlich sind, musste die vorgegebene bundesland-spezifische Spitzenkappung auf die einzelnen Netzknoten in den Bundesländern aufgeteilt werden. Diese Aufteilung erfolgte - für jede betroffene Stunde separiert - proportional zu der am Netzknoten eingespeisten Windleistung gemäß der Formel:

$$P_{red}^{QZ}(t) = P_E^{QZ}(t) - \left[(P_E^{BL}(t) - 0,8 * P_I^{BL}) * \frac{P_E^{QZ}(t)}{P_E^{BL}(t)} \right]$$

Dabei ist t die Zeit in diskreten Stunden (8760 h pro Jahr), $P_E^{QZ}(t)$ die eingespeiste Windleistung je Querschnitt im Bundesland, $P_E^{BL}(t)$ die insgesamt im Bundesland eingespeiste Windleistung zur Stunde t und P_I^{BL} die installierte Windleistung im Bundesland.

In ca. 1000 Stunden ergab sich eine Spitzenkappung, wobei abhängig von der lokalen Windsituation nicht alle Bundesländer gleichzeitig betroffen waren. Die nach Bundesländern aufgeschlüsselte Energiemenge der durchgeführten Spitzenkappung ist in Tabelle 1 dargestellt und beträgt in Summe über das Jahr 1,1 TWh. Dies entspricht ca. 1% der theoretisch verfügbaren Energiemenge aus Onshore-Windenergieanlagen [SB13]. Als Ergebnis der Untersuchung zeigte sich, dass bei Einbindung der pauschalen Spitzenkappung die Notwendigkeit von 9 Netzentwicklungsmaßnahmen nicht identifiziert werden konnte. In Hessen ergab sich aufgrund veränderter Leistungsflüsse eine zusätzlich notwendige Maßnahme von Borken nach Gießen.

Es lässt sich festhalten, dass eine pauschale Spitzenkappung zwangsläufig zu einer im Volumen überdimensionierten Abregelung führt, da die tatsächliche Netzsituation und insbesondere die geografische bzw. elektrische Nähe der Windeinspeisungen auf einen etwaigen Engpass nicht einbezogen wird. Das pauschale Abregeln von EE-Leistung im Süden Deutschlands kann mitunter die Netzauslastung erhöhen und sorgt in der Tendenz für mehr Engpässe aufgrund höherer Nord-Süd Transite. Auch das marktbasiertere Gegenregeln der Kraftwerke kann die Wirkung eines Einspeisemanagements maßgeblich beeinflussen bzw. sogar konterkarieren. Die ÜNB vermuteten an dieser Stelle bereits, dass durch ein gezieltes Einspeisemanagement unter Berücksichtigung des aktuellen Netzzustandes und der genauen Lage der Einspeisungen im Netzgebiet deutlich größere Effekte durch die Spitzenkappung erzielt werden könnten.

Bundesland	31.12.2011 P_{inst} (MW)	B 2023 Referenz P_{inst} (MW)	B 2023 Sensitivität 2 $P_{max, 80\%}$ (MW)	Anzahl Stunden mit >80% P_{inst}	max. gekappte Leistung (MW)	Reduzierung der ein- gespeisten Energie- menge um (GWh)
Baden- Württemberg	486	1.888	1.510	258	264	33
Bayern	684	1.979	1.583	230	257	26
Berlin	2	40	32	324	6	1
Brandenburg	4.601	5.854	4.684	292	873	110
Bremen	141	165	132	521	25	6
Hamburg	53	72	58	310	13	2
Hessen	687	1.659	1.328	217	242	22
Mecklenburg- Vorpommern	1.627	4.051	3.241	324	621	91
Nieder- sachsen	7.039	9.602	7.681	416	1376	258
Nordrhein- Westfalen	3.071	5.658	4.526	230	800	85
Rheinland Pfalz	1.663	3.216	2.573	217	488	47
Saarland	127	263	210	210	41	4
Sachsen	976	1.130	904	268	161	19
Sachsen- Anhalt	3.642	4.273	3.418	232	549	63
Schleswig- Holstein	3.271	6.752	5.401	648	1.053	323
Thüringen	801	2.698	2.158	223	359	38
Deutschland	28.871	49.299				1.128

Tabelle 1. Kennzahlen zur Sensitivität 2 – Spitzenkappung des NEP 2013 [SB13]

B Netzentwicklungsplan Strom 2014

Für die „Sensitivität 2 – Spitzenkappung“ des NEP 2014 [SB14] wurden die Anforderungen an die Methodik auf Basis der Erkenntnisse aus dem Vorjahr maßgeblich erweitert. Ziel war es, ein knotenscharfes, dynamisches Einspeisemanagement zu modellieren. Dabei sollten nur die Windenergieanlagen ihre Einspeiseleistung reduzieren, die bei einem Gegenregeln mit konventionellen Kraftwerken in Deutschland auf überlastete Netzelemente entlastend einwirken und bei denen die Leistungsreduzierung nachweislich zu einer Verringerung der Belastung dieser Netzelemente führt.

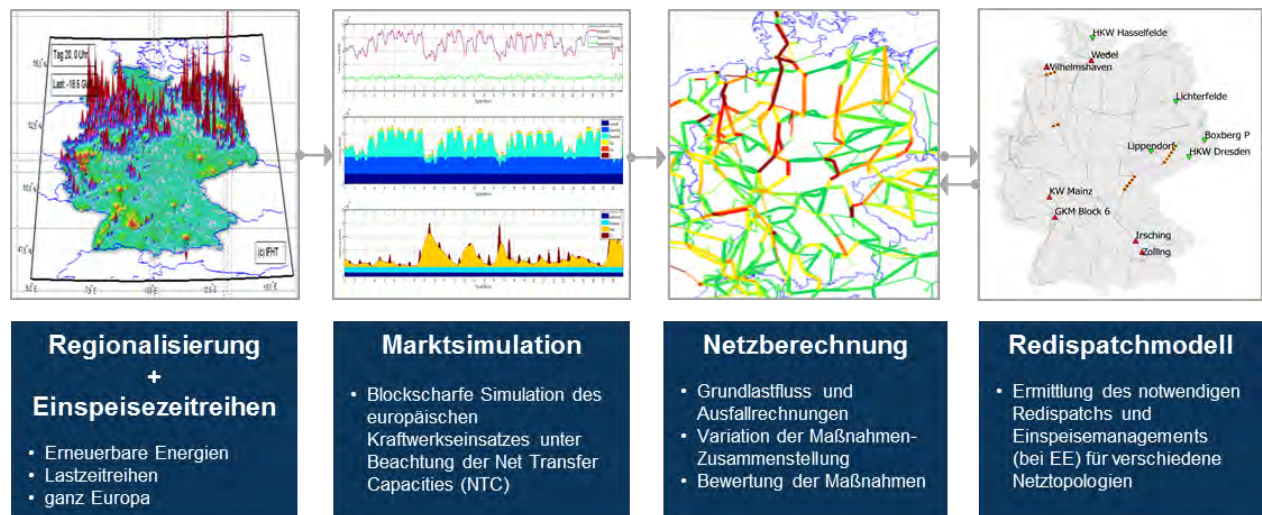


Abbildung 2. Vierstufiger Prozess im Netzentwicklungsplan 2014 mit dem IFHT-Redispatchmodell zur Spitzenkappung

Um den neuen Anforderungen an die Methodik gerecht zu werden, wurde das Redispatchmodell des IFHT in die Prozesskette der Netzentwicklungsplanung aufgenommen (Abbildung 2) und speziell an die Anforderungen der Spitzenkappung angepasst. Während im klassischen Redispatch sowohl ein Herauf- als auch ein Herunterregeln mit konventionellen Kraftwerken vorgesehen ist, wurde das Modell entsprechend der Vorgaben der Bundesnetzagentur und dem Stand des Koalitionsvertrags von CDU/CSU und SPD im Herbst 2013 so umparametriert, sodass für ein Abregeln nur Onshore-Windenergieanlagen (WEA) verwendet werden durften, die nach dem 01.01.2015 ihren Betrieb aufnehmen. Die maximal mögliche Reduktion in Höhe der 5%igen Jahresarbeit der Windenergieanlagen wurde hälftig auf das Verteil- und das Übertragungsnetz aufgeteilt. Damit verblieben 2,5% der Jahresenergiemenge für das Einspeisemanagement im Übertragungsnetz [SB14]. Ein Abregeln mit konventionellen Kraftwerken wurde ausgeschlossen. Auch ein Cross-Border Redispatch (Eingriffe in den Fahrplan ausländischer Kraftwerke) durfte nicht durchgeführt werden. Das zur Einhaltung der ausgeglichenen Systembilanz notwendige Gegenregeln (Hochfahren) erfolgte durch den gewählten Optimierungsansatz netzorientiert, um möglichst wenig EE-Einspeisung kappen zu müssen. Auf diese Weise konnten die zur Herstellung der (n-1)-Sicherheit bestgeeigneten Kombinationen aus Einspeisemanagement und Hochfahren von Kraftwerken bestimmt werden.

Ziel der Berechnungen war wiederum die Identifikation von Netzausbaumaßnahmen, die durch das Einspeisemanagement – unter Einhaltung der für das Übertragungsnetz zur Verfügung stehenden 2,5%igen Einspeisemenge – potenziell eingespart werden können bzw. erst später benötigt werden. Das Redispatchmodell (mit seiner speziellen Parametrierung für das Einspeisemanagement) wurde dazu in ein iteratives Verfahren (Abbildung) eingebunden. Zunächst erfolgte die Quantifizierung des Bedarfs an Einspeisemanagement für den Entfall jeder einzelnen Ausbaumaßnahme separat. Die Bewertung der Maßnahmen erfolgte dabei in zwei Clustern. Zuerst wurden nur die Ausbaumaßnahmen außerhalb des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG) von 2013 betrachtet. Dabei wurden dem Ausgangsnetz (Zielnetz der vorab durchgeführten „Sensitivität 1 – Deckelung Offshore“) nacheinander einzelne Maßnahmen entnommen und der dadurch entstehende Bedarf an Einspeisemanagement dokumentiert. Das Einspeisemanagement erfolgte netzknotenscharf. Wurde der Schwellwert von 2,5% der Jahresenergie an einem einzelnen Netzknoten überschritten, so stand dieser in den verbleibenden Stunden der

Jahresrechnung nicht mehr für ein Einspeisemanagement zur Verfügung. Wenn bei einigen Ausbaumaßnahmen die im Rahmen des Einspeisemanagements zulässige Energiemenge (2,5%-Ziel) nicht ausreichend war, um die durch die Entnahme hervorgerufenen Engpässe zu beseitigen, dann verblieben diese Maßnahmen im Ausgangsnetz. Nach der Entnahme aller Nicht-BBPIG-Maßnahmen, die bei Anwendung der beschriebenen Methodik entnommen werden konnten (Tabelle), war die zulässige Energiemenge des Einspeisemanagements noch nicht an allen Knoten vollständig ausgeschöpft. Daher wurden in einem weiteren Schritt die BBPIG-Maßnahmen in die Untersuchung mit einbezogen. Diese Untersuchungen zeigten, dass sämtliche BBPIG-Maßnahmen im Schleifendurchlauf des zweiten Clusters auch mit Einspeisemanagement im Netz verbleiben mussten.

Grundsätzlich ist anzumerken, dass bei derartigen iterativen Verfahren Reihenfolgeabhängigkeiten existieren können. Eine Prüfung der BBPIG-Maßnahmen vor den Nicht-BBPIG-Maßnahmen hätte gegebenenfalls ein anderes Ergebnis zur Folge. Die gewählte Reihenfolge ist im vorliegenden Kontext als eine sinnvolle und pragmatische Lösung unter mehreren möglichen Lösungen anzusehen.

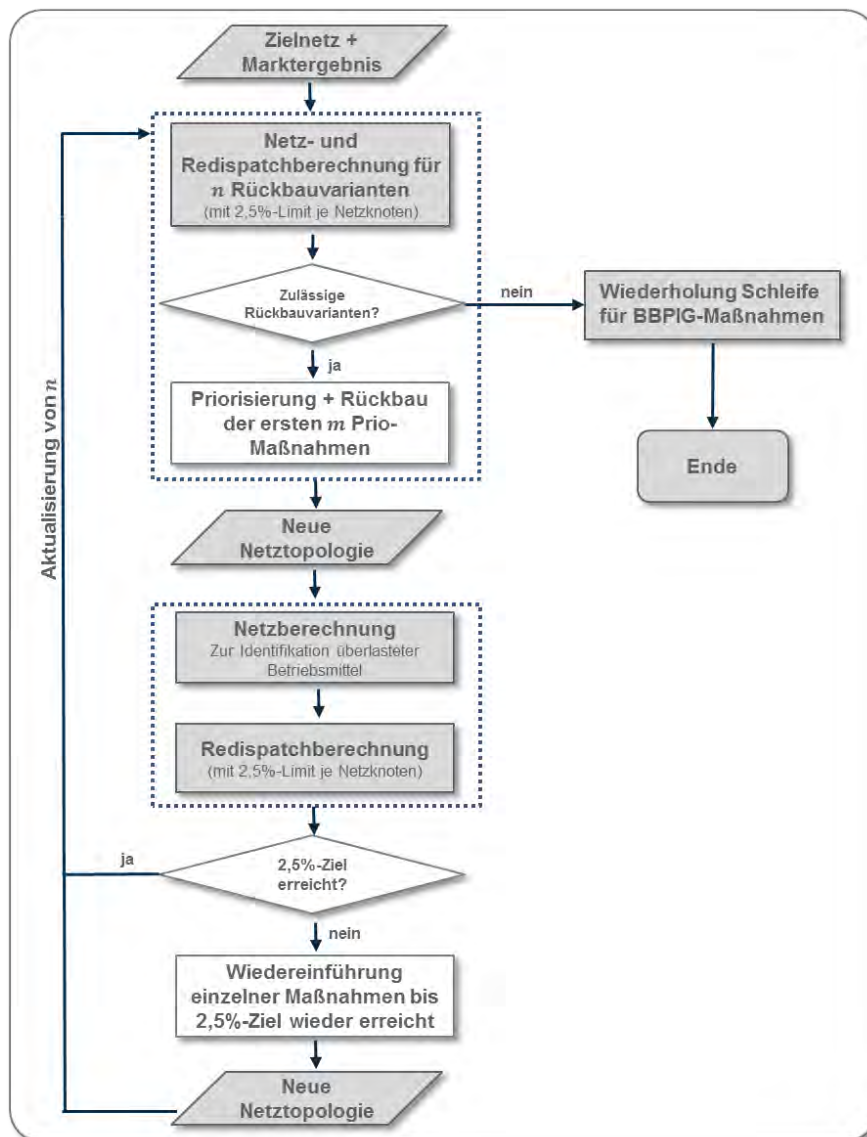


Abbildung 3. Iteratives Verfahren zur Berechnung der Sensitivität 2 (Spitzenkappung) im Netzentwicklungsplan 2014

Mit Hilfe des Verfahrens konnten in der Sensitivität 2 des NEP 2014 insgesamt 15 Maßnahmen identifiziert werden, die bei Anwendung der Spitzenkappung verzichtbar sind. Dazu wurden lediglich 287 GWh Onshore- Windenergie abgeregelt. Im NEP 2013 (pauschale Spitzenkappung mit marktbasierendem Ausgleich durch konventionelle Kraftwerke) wurden bei Abregelung von 1,1 TWh Erneuerbarer Energie nur 9 Maßnahmen eingespart. Die Unterschiede in der Anzahl der eingesparten Maßnahmen und im Umfang des genutzten Einspeisemanagements liegen dabei maßgeblich in der Herangehensweise begründet. Allerdings haben auch die verschiedenen zu Grunde liegenden Szenarien (NEP 2013 vs. NEP 2014) einen Einfluss auf das Ergebnis.

Maßnahmennummer des NEP 2014	Maßnahme	unter der Randbedingung der Sensitivität 2 wurde die Maßnahme
M227	Krümmel	noch nicht identifiziert
M79	Elbekreuzung	noch nicht identifiziert
M406	Friedrichshain – Marzahn	noch nicht identifiziert
M407	Reuter – Teufelsbruch	noch nicht identifiziert
M25b	PSW Talsperre Schmalwasser – Mecklar	noch nicht identifiziert
M253	Borken – Gießen	noch nicht identifiziert
M206	Sottrum – Landesbergen	noch nicht identifiziert
M24b	Wolmirstedt – Wahle	noch nicht identifiziert
M254	Dollern – Punkt Sottrum	noch nicht identifiziert
M353	Borken – Twistetal	noch nicht identifiziert
M252	Lippe – Mengede	noch nicht identifiziert
M52	Landesbergen – Ohlensehlen - Wehrendorf	noch nicht identifiziert
M365	Raum Grafenrheinfeld – Kupferzell	noch nicht identifiziert
M352	Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach	noch nicht identifiziert
M351	Raum Göhl – Raum Lübeck	noch nicht identifiziert

Tabelle 2. Maßnahmen, die bei Anwendung des Einspeisemanagements im NEP 2014 eingespart werden konnten [SB14]

In Abbildung 4 ist das genutzte und das freigebliebene Einspeisemanagement-Potential an den Netzknoten des Übertragungsnetzes zum Ende der Sensitivitätsanalyse dargestellt. Es lässt sich klar erkennen, dass insbesondere in Süddeutschland ein Einspeisemanagement nicht sinnvoll ist, da es die für viele Engpässe verantwortlichen Nord-Süd Transite erhöht. Vielmehr werden die konventionellen Kraftwerke im Süden durch das Redispatchmodell hochgefahren, da hierdurch eine maximale Netzlastung erreicht werden kann.

Das freibleibende Einspeisemanagement-Potential im Nord-Westen Deutschlands erfordert eine gesonderte Betrachtung. Eine Entfernung der großen Netzentwicklungsmaßnahmen (HGÜ-Korridore), die für den Abtransport der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in diesem Bereich vorgesehen sind, war mit der gegebenen Energiemenge im Rahmen der Spitzenkappung nicht möglich (BBPIG-Maßnahmen). Da diese Maßnahmen im Netz verbleiben mussten, konnte ein Abtransport ohne Überlastungen gewährleistet werden, sodass eine Spitzenkappung über das angegebene Ausmaß hinaus nicht notwendig war.

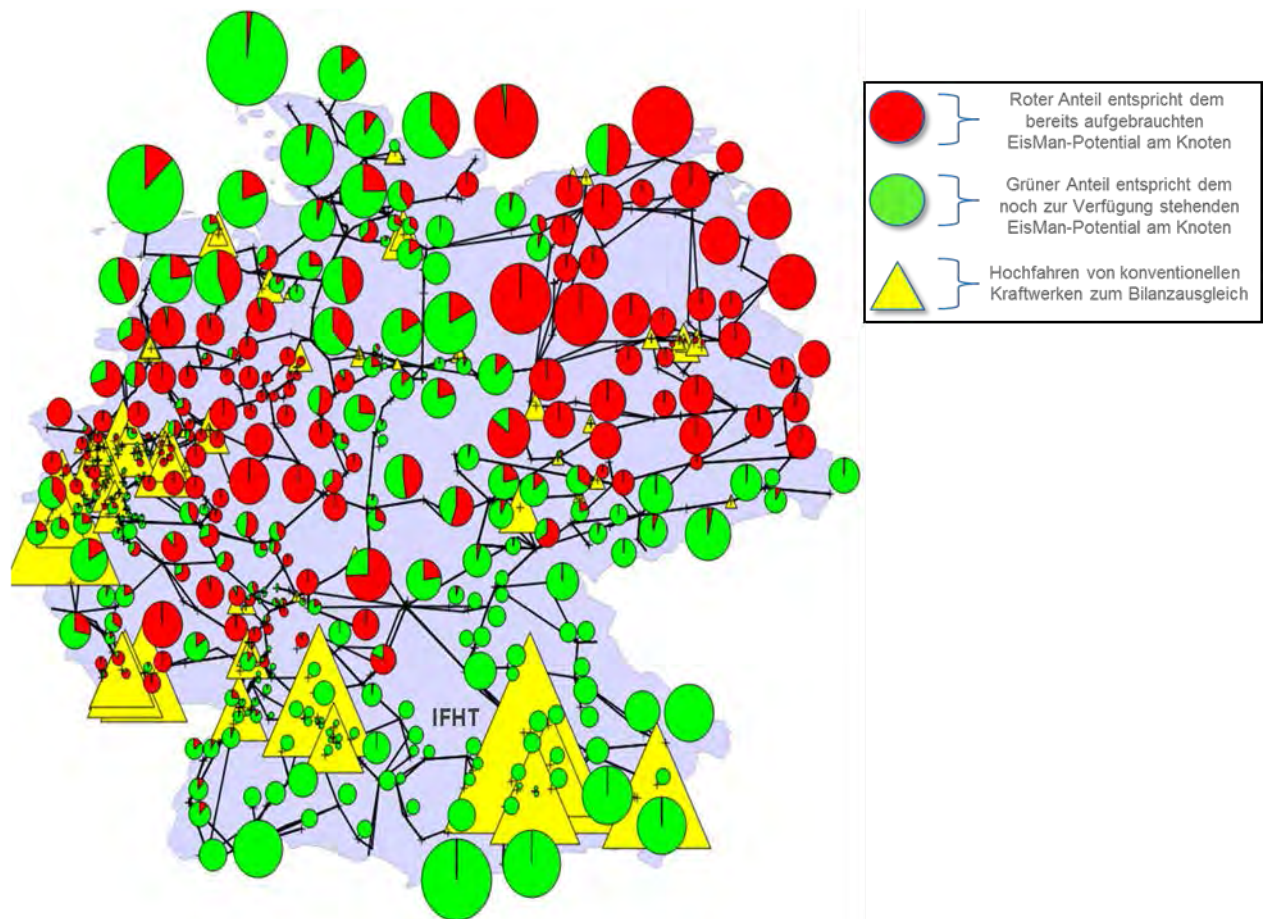


Abbildung 4. Genutztes und freibleibenes knotenscharfes Einspeisemanagement-Potential nach 8760h und Entnahme der 15 Maßnahmen aus Tabelle

III Funktionsweise des IFHT-Redispatchmodells

Mit dem Redispatchmodell des IFHT kann der notwendige Bedarf an Redispatch und Einspeisemanagement für ein vorgegebenes energiewirtschaftliches Szenario und eine vorzugebende Netztopologie automatisiert über 8760 Stunden berechnet werden. Der Modellablauf gliedert sich in vier Abschnitte (Abbildung 5).



Abbildung 5. Modellablauf zum IFHT Redispatchmodell

Zunächst werden die Eingangsdaten, bestehend aus Netz- und Marktdaten, aufbereitet. Anschließend findet eine AC-Lastflussberechnung statt, um die Betriebsmittelauslastung vor Redispatch zu berechnen. Hieraus leitet sich der Handlungsbedarf für die nun folgende Redispatch-Berechnung ab. Nach Abschluss der Redispatch-Berechnung stehen alle Ergebnisdaten zur Verfügung und können ausgewertet werden. Hierzu gehören unter anderem der Kraftwerkseinsatz nach Redispatch, das knotenscharfe Einspeisemanagement und die Netzauslastung nach Redispatch. Auch das kumulierte Redispatchvolumen und die einhergehenden Redispatchkosten werden quantifiziert. Die einzelnen Abschnitte des Modellablaufs werden nun näher beschrieben.

A Input

Als Eingangsdaten fließen die aus der Marktsimulation resultierenden Kraftwerksfahrpläne zusammen mit den technischen Parametern der Kraftwerke in das Verfahren ein. Die in der Redispatch-Berechnung für die Auswahl der am Redispatch zu beteiligenden Kraftwerke genutzten Kraftwerksparameter (Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten, Kostenterme, etc.) sind dabei identisch zu den in der vorausgegangenen Marktsimulation verwendeten Werten zu wählen. Weiterhin müssen die genauen Revisionszeiträume, sowie die Must-Run-Zeitreihen der Kraftwerke bekannt sein und mit den Annahmen in der Marktsimulation übereinstimmen.

Erneuerbare Energien werden im Redispatchmodell auf Netzknoten-Ebene betrachtet. An allen Netzknoten kann die dort eingespeiste EE-Leistung in einem vom Nutzer zu definierenden Umfang heruntergefahren werden. Hierzu gehen die Einspeisezeitreihen der Erneuerbaren Energien netzknotenscharf als Eingangsdaten ein. Das gewünschte Ausmaß der Nutzung von EE-Anlagen im Redispatch kann vom Anwender frei durch einen Priorisierungsterm gesteuert werden.

Das Modell benötigt zudem Netzdaten, welche die zu Grunde liegende Übertragungsnetztopologie in allen Details beschreiben. In der AC-Lastflussrechnung vor Redispatch werden für alle Stromkreise und alle Zeitschritte die tatsächlich aufgetretenen Lastflüsse bei einem Kraftwerkseinsatz nach Marktmodell berechnet. Außerdem ist für jedes Netzelement die Angabe des maximal erlaubten Stromflusses (entweder statisch oder als Zeitreihe bei Berücksichtigung von Freileitungsmonitoring) anzugeben. Aus den Netzdaten kann für die spätere Verwendung im Redispatch-Schritt eine knotenscharfe PTDF-Matrix (Power Transfer Distribution Factors) extrahiert werden, welche den Einfluss einer Änderung der Einspeisung an einem Netzknoten auf die Lastflüsse aller Stromkreise angibt. Die PTDF-Matrix lässt sich aus den Stromkreisimpedanzen berechnen. Sie wird in der Redispatchberechnung verwendet, um das Übertragungsnetz (als treibende Kraft) innerhalb der durchgeführten Optimierung abzubilden. Für die Abbildung der (n-1)-Sicherheit benötigt das Modell zudem eine LODF-Matrix (Line Outage Distribution Factors), die ebenfalls aus den Netzdaten abgeleitet wird.

B AC-Lastflussrechnung vor Redispatch

Zur Ermittlung der Netzauslastung vor Redispatch werden 8760 AC-Lastfluss-berechnungen mit den oben beschriebenen Ein- und Ausspeisezeitreihen aus der Marktsimulation (knotenscharfe Last, EE-Erzeugung, Kraftwerks- und Speicherfahrpläne) durchgeführt. Gegebenenfalls vorhandene HGÜs und FACTS-Elemente werden je nach Wahl entweder in diesem Schritt optimal eingestellt oder entsprechend exogener Vorgaben betrieben. Die Kraftwerke werden in der Lastflusssimulation auf den Arbeitspunkt gemäß Marktsimulation eingestellt. Zur Deckung der Netzverluste können sie nach oben vom Marktergebnis abweichen, wenn sie nicht bereits an ihrer oberen Leistungsgrenze betrieben werden. Die kraftwerksspezifischen Kosten entsprechen den Werten aus der Marktsimulation, sodass zunächst die günstigsten Einheiten zur Verlustdeckung eingesetzt werden (Merit-Order).

C Redispatch-Berechnung

Die Modellierung der Redispatchmaßnahmen erfolgt auf Basis eines gemischt ganzzahligen linearen Optimierungsmodells. Dieses bildet sowohl die Kraftwerksseite als auch das Netz simultan in einem Modell ab und erlaubt so die optimierte Anpassung des Kraftwerksbetriebs (sowie einen optimierten Einsatz von Einspeisemanagement) zur Herstellung (n-1)-sicherer Netzzustände. Eine Redispatch-Maßnahme wird nur dann durchgeführt, wenn die Stromkreisauslastung aus den Ergebnissen der Netzsimulation vor Redispatch die maximal erlaubten Lastflüsse für einen (n-1)-sicheren Betrieb überschreiten. Abbildung zeigt beispielhaft einen Stromkreis mit dem dazugehörigen gerichteten Lastfluss und der zeitweiligen Überschreitung der maximal erlaubten Lastflussschwelle.

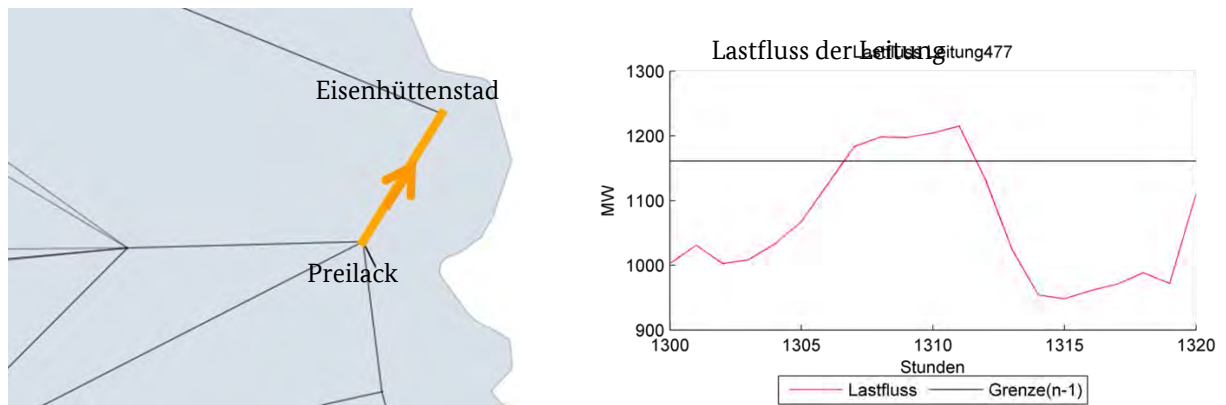


Abbildung 6. Zeitweilig überlasteter Stromkreis führt zu Redispatch-Bedarf

Zur Durchführung einer Redispatch-Maßnahme werden Kraftwerke und EE-Einspeisungen durch das Optimierungsmodell anhand eines umfangreichen Kriteriensatzes ausgewählt:

- Existieren Leistungsreserven nach oben (bei Kraftwerken) bzw. unten (Kraftwerke und EE)?
- Gibt es Einschränkungen durch technische Parameter der Kraftwerke (Ramping, Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten, Minimalleistung, MustRun, Revision, etc.)?
- Wie groß ist die netzstützende Wirkung des Erzeugers auf die überlasteten Betriebsmittel? (→ PTDF-Matrix)
- Welche Kosten entstehen durch den Eingriff in den Fahrplan (Brennstoffkosten und Startkosten)?

Die Redispatch-Maßnahme erfolgt anschließend durch ein komplexes Zusammenspiel der verschiedenen oben angeführten Kriterien, die anhand von Nebenbedingungen und Zielfunktionskoeffizienten in das Optimierungsproblem der Redispatch-Berechnung eingehen.

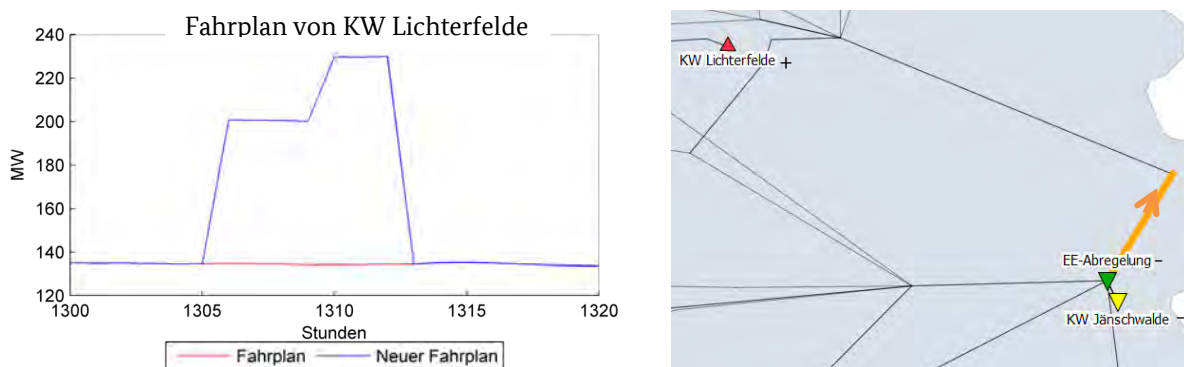


Abbildung 7. Anpassung von Kraftwerksfahrplänen im Redispatch (links: Kraftwerk Lichterfelde vor und nach Redispatch)

Im vorliegenden Beispiel ist Kraftwerk Lichterfelde am besten geeignet, um eine Leistungsanpassung nach oben durchzuführen, da es sich (Abbildung 7) im Teillastbetrieb befindet und nicht kürzlich angeschaltet oder abgeschaltet wurde (keine Einschränkung durch Mindestbetriebs- oder Stillstandszeiten). Außerdem befindet es sich in der Nähe des überlasteten Stromkreises (große netzstützende Wirkung).

Das Modell nutzt in seiner Standard-Parametrierung (entsprechend [Bun12]) immer diejenigen Kraftwerke, deren Verhältnis aus netzstützender Wirkung zu den im Redispatch entstehenden Kosten maximal ist. Teure Kraftwerke werden daher bevorzugt herunter und günstige Kraftwerke hoch geregelt. Dies ist jedoch aufgrund der bereits kostenminimalen Kraftwerksfahrpläne aus der Strommarktsimulation zumeist nicht möglich, da diese die günstigen Kraftwerke möglichst hoch auslastet, so dass sie nicht weiter hochgefahren werden können und teure Kraftwerke nur in notwendigem Maße betreibt. In der Regel wird daher das günstigste aller in Teillast befindlichen oder stillstehenden Kraftwerke mit Wirkung auf den Engpass hochgefahren (hierbei handelt es sich zumeist um teure Kraftwerke, die nach Merit-Order nicht voll ausgelastet sind) und das teuerste über der Mindestleistung fahrende Kraftwerk heruntergefahren. Auch die finanziellen Konsequenzen eines Kraftwerksstarts oder die Folgekosten eines Eingriffs aufgrund von einzuhaltenden Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten der Kraftwerke werden bei der Kraftwerksauswahl berücksichtigt. Das Vorgehen führt dazu, dass bei einem Redispatch-Vorgang in aller Regel die Ausgaben für das Hochfahren von Kraftwerken höher sind als die finanziellen Rückflüsse durch das Herunterfahren. Das komplexe Zusammenspiel der Kriterien führt im Beispiel (Abbildung 8) dazu, dass ein Gaskraftwerk hochgefahren wird und ein hoch ausgelastetes Braunkohlekraftwerk in seiner Leistung gedrosselt wird.

Außer den Kraftwerken können zur Durchführung einer Redispatch-Maßnahme auch EE-Anlagen abgeregelt werden (Einspeisemanagement, s. Abbildung 8). Die Intensität der Nutzung Erneuerbaren Energien im Redispatch ist abhängig von der Wahl des Zielfunktionskoeffizienten der zugehörigen Variablen im Optimierungsmodell. In der Standard-Parametrierung werden Erneuerbare Energien nur dann abgeregelt, wenn es keine Lösung über konventionellen Redispatch gibt. Dies entspricht dem aktuellen regulatorischen Rahmen in Deutschland. Die Parametrierung ist aber je nach Untersuchungskontext frei einstellbar.

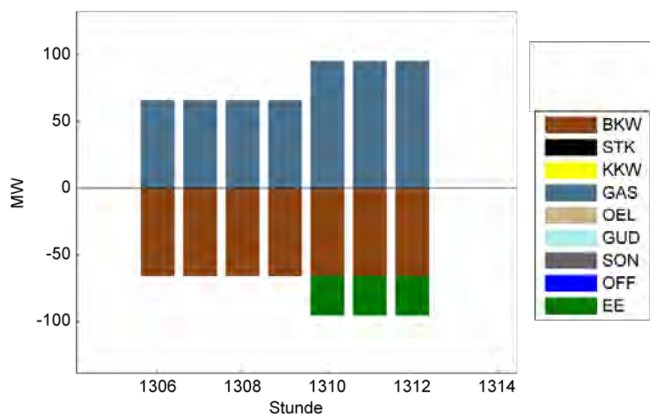


Abbildung 8. An der Redispatch-Maßnahme beteiligte Kraftwerktypen im Zeitverlauf

Zur Modellierung realistischer Redispatchmuster und Abbildung operativer Grenzen in der Netzbetriebsführung wurden am IFHT spezielle „Human Behaviour Constraints“ entwickelt. Diese erzeugen eine blockartige Struktur der Redispatcheingriffe anstelle von hochgradig optimalen Eingriffsmustern (Abbildung). Im realen Netzbetrieb erfolgt in der Regel keine stündliche Anpassung der Kraftwerksfahrpläne im Redispatch durch das Leitstellenpersonal. Es ist vielmehr davon auszugehen, dass die Redispatcheingriffe für mehrere aufeinanderfolgende Stunden konstant gelten. Die Human Behaviour

Constraints führen grundsätzlich zu einer Erhöhung des Redispatchvolumens. Dies stellt sicher, dass die tatsächlichen Potentiale des Redispatch in der Netzplanung nicht überschätzt werden.

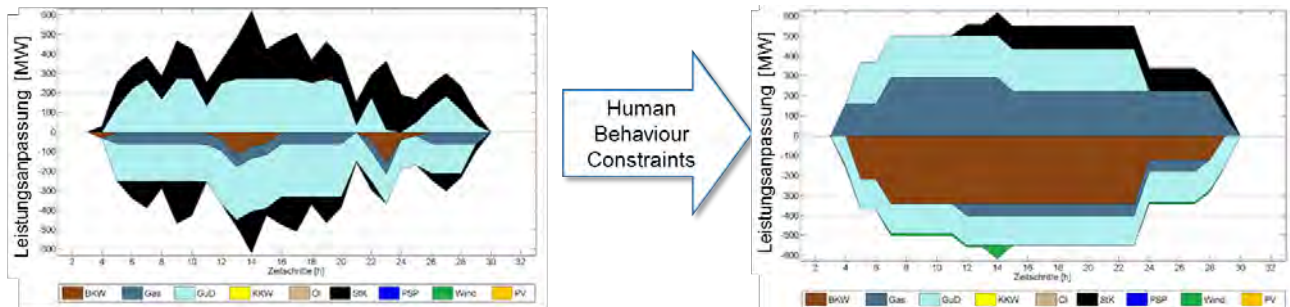


Abbildung 9. Redispatcheingriff ohne (links) und mit (rechts) Human Behaviour Constraints

Bei Überlastungen von grenznahen Betriebsmitteln, welche von Eingriffen in Fahrpläne der nationalen Kraftwerke nur schwach oder überhaupt nicht beeinflusst werden können, ist ein Zugriff auf ausländische Kraftwerke (sogenannter Cross-Border Redispatch) durch das Modell ebenfalls möglich.

IV Methodische und organisatorische Aspekte zum Einspeisemanagement in der Netzplanung

In diesem Abschnitt sollen überblickartig wesentliche Aspekte gesammelt werden, die bei der Einführung eines Einspeisemanagements in der Netzplanung zu berücksichtigen sind. Es wird zwischen methodischen und organisatorischen Aspekten unterschieden.

A Organisatorische Aspekte

- Die Auswirkungen verschiedener für ein Einspeisemanagement zur Verfügung stehender Energiemengen (z.B. in Prozent der Jahresarbeit) sind zu untersuchen. Welche Unterschiede hat z.B. die Erhöhung von 2,5% auf 5% der Jahresenergie an den einzelnen Netzknoten? Zeitpunktbezogen ist festzulegen, ob es eine Leistungsgrenze für die Spitzenkappung geben soll.
- Die Auswahl der Kraftwerke für das Gegenregeln zum Einspeisemanagement kann nach verschiedenen Kriterien erfolgen. Eine rein marktbasierter Ansteuerung der Kraftwerke kann dabei im Übertragungsnetz gegebenenfalls die Wirkung des Einspeisemanagements konterkarieren und im schlimmsten Fall zu einer Verschlechterung der Netzsituation führen. Eine netzorientierte Auswahl der Kraftwerke ist daher im Übertragungsnetz in jedem Falle die einzig sinnvolle Lösung.

Zum Ausgleich eines Einspeisemanagements in den Verteilnetzen stellt eine marktbasierete Beschaffung eine sinnvolle Alternative dar.

- Die Betrachtung eines Einspeisemanagements in den unterlagerten Verteilnetzen führt zu veränderten Lastflüssen im Übertragungsnetz. Die Auswirkungen eines Einspeisemanagements über die Spannungsebenen hinweg sind zu untersuchen. Gegebenenfalls ist eine die Spannungsebenen übergreifende Betrachtung sinnvoll und notwendig.

B Methodische Aspekte

- Die abgeregelte Leistung aus Erneuerbaren Energien im Rahmen des Einspeisemanagements muss über das Hochfahren konventioneller Kraftwerke zur Einhaltung der Systembilanz ausgeglichen werden.
- Weder im Grundfall (n-0) noch im (n-1)-Fall dürfen Überlastungen von Netzbetriebsmitteln auftreten. Die Methodik des Einspeisemanagements bedarf demzufolge einer detaillierten Abbildung des Übertragungsnetzes und der (n-1)-Sicherheit.
- Die geografische bzw. elektrische Nähe und die damit verbundene entlastende/belastende Wirkung einzelner Redispatch-Varianten auf den Engpass muss mit dem Modell abbildbar sein.
- Die Auflösung eines Engpasses darf keine weiteren Engpässe an anderer Stelle hervorrufen oder andere bestehende Engpässe zusätzlich belasten. Daher ist eine geschlossene Betrachtung des gesamten Netzgebietes erforderlich.
- Die Methodik zum Einspeisemanagement darf den real verfügbaren Handlungsspielraum des Leitstellenpersonals nicht überschätzen.
 - Die Leistungsgradienten und weitere technische und wirtschaftliche Randbedingungen des Kraftwerksbetriebs müssen geeignet abgebildet werden (Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten, Startkosten).
 - Human Behaviour Constraints bei der Auswahl und Einsatzplanung der Kraftwerke im Einspeisemanagement helfen dabei, die realen Möglichkeiten des Leitstellenpersonals besser im Modell abzubilden.
 - Der Einsatz des Einspeisemanagements muss chronologisch im Jahresverlauf erfolgen. Das Modell darf explizit nicht erst die kritischsten Stunden des Jahres entschärfen und dann zu den übrigen Stunden übergehen, da dies in Realität auch nicht möglich sein wird.
 - Perfekte Voraussicht auf zukünftige Belastungssituationen ist in Realität nicht gegeben. Diese Information darf in einem Modell demzufolge ebenfalls nicht zur Verfügung gestellt werden.
- Das Modell zum Einspeisemanagement muss die Ergebnisse der Marktsimulation des jeweiligen energiewirtschaftlichen Szenarios verarbeiten können. Alle Randbedingungen (z.B. Must-Run Zeitreihen, Revisionen, Ausfälle, etc.) der Marktsimulation müssen auch bei der Modellierung des Einspeisemanagements gelten.
- Soll ein Einspeisemanagement in den Verteilnetzen mit dessen Auswirkungen auf das Übertragungsnetz berücksichtigt werden, bedarf es einer detaillierten Nachbildung der Verteilnetze in Deutschland zur korrekten Abschätzung des räumlich und zeitlich im Verteilnetz anfallenden Einspeisemanagements. Hier ist eine Netzebenen-übergreifende Herangehensweise erforderlich.

V Literaturverzeichnis

[Bun12] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen. Beschluss BK6-11-098, 2012.

[SB13] Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Einflussgrößen auf die Netzentwicklung. Sensitivitätenbericht 2013 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund des Genehmigungsdokuments der Bundesnetzagentur - Az.: 6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012, 2013.

[SB14] Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Einflussgrößen auf die Netzentwicklung. Sensitivitätenbericht 2014 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu den Sensitivitäten "Deckelung Offshore" und "Einspeisemanagement" aufgrund des Genehmigungsdokuments der Bundesnetzagentur - Az.: 6.00.03.05/13-08-30/Szenariorahmen 2013, 2014.

[Zer13] Zerres, A.: Einspeisemanagement - Vorübergehendes Problem oder Dauerlösung?, Vortrag, Göttingen, 2013.

Innovative Planungskonzepte – insbesondere Erzeugungsmanagement in der Netzplanung - können Netzausbau signifikant reduzieren

Henning Schuster, Lukas Verheggen, Albert Moser und Jens Büchner

Kurzfassung

Schon heute haben deutsche Verteilernetzbetreiber eine hohe Leistung an EE-Anlagen zuverlässig und sicher in die elektrischen Netze integriert. Allerdings sehen politische Ziele einen weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus EE-Anlagen vor. Vor diesem Hintergrund beauftragte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ein Konsortium aus E-Bridge Consulting, dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der RWTH Aachen und OFFIS e.V. mit der Erstellung einer Studie zur Integration Erneuerbarer Energien in Verteilernetze.

Neben der Quantifizierung des konventionellen Netzausbaus steht in der Studie vor allem die Bewertung innovativer Planungsgrundsätze und intelligenter Netztechnologien im Vordergrund. Es wurden auch solche Konzepte bewertet, die zu einer Weiterentwicklung des Rechtsrahmens führen würden. Nutzen und Kosten innovativer Ansätze wurden umfänglich bewertet und dabei auch Umsetzungskonzepte entwickelt. Auf dieser Basis konnten regulatorische oder ordnungspolitische Anpassungen zur Behebung von Umsetzungshindernissen identifiziert werden, die Handlungsbedarf bei der Regulierung und Netzbetreibern notwendig machen.

Dr.-Ing. Henning Schuster (Senior Consultant E-Bridge Consulting), Nach dem Studium des Wirtschaftsingenieurwesens an der RWTH Aachen war Henning Schuster wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen und leitete dort die Forschungsgruppe für Netzplanung und Netzbetrieb. In seiner Dissertation widmete er sich der Bewertung von Kraftwerksstandorten und damit tief gehend der Marktmodellierung und Simulation des Übertragungsnetzausbaus. Seit 2014 ist Henning Schuster Senior Consultant bei E-Bridge Consulting. Henning Schuster hat mehr als 5 Jahre Erfahrung in der Mitarbeit und Leitung nationaler und internationaler Projekte für Stromerzeuger, Netzbetreiber und Behörden vor allem im Bereich der Integration Erneuerbarer Energien in elektrische Netze.

Lukas Verheggen (wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen) studierte von 2006 bis 2011 an der RWTH Aachen Elektrotechnik und Informationstechnik mit dem Schwerpunkt Elektrische Energietechnik. Seit Januar 2012 ist er Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Forschungsgruppe „Netzplanung und Netzbetrieb“ am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen. In seiner Promotion beschäftigt sich Herr Verheggen mit der Planung von Verteilnetzen unter Berücksichtigung intelligenter Betriebskonzepten und Unsicherheiten.

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser (Leiter Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen) war nach seiner Promotion an der RWTH Aachen im Jahre 1995 für Siemens in Nürnberg und Minneapolis sowie für die EEX in Leipzig tätig. 2009 übernahm er die Leitung des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) an der RWTH Aachen. Seit 2010 ist Herr Prof. Moser Mitglied im Vorstand der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V. Weiterhin ist er Mitglied im wissenschaftlichen Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) bei der Bundesnetzagentur sowie im Börsenrat der EEX.

Dr.-Ing. Jens Büchner (Geschäftsführer E-Bridge Consulting), Nach dem Studium der Elektrotechnik an der RWTH Aachen war Jens Büchner ebendort Projektmanager und Wissenschaftler auf dem Gebiet von neuer und innovativer Stromerzeugung (Nutzen von erneuerbaren Energien, Kraftwärmekoppelung, usw.). Bevor er 2004 gemeinsam mit Herrn Tuncay Türkucar die E-Bridge Consulting GmbH gründete, war er als Director „Management & Restructuring Counsel“ bei KEMA-ECC Europe in Maastricht tätig sowie bei der KEMA Consulting als Geschäftsführer, Executive Consultant. Jens Büchner ist seit mehr als 20 Jahren in der Energieversorgung tätig. Seine langjährige internationale Erfahrung, seine solide Kenntnis technischer und betrieblicher Zusammenhänge sowie sein Verständnis komplexer ökonomischer und regulierungstechnischer Fragestellungen bilden die Basis seiner praxis- und umsetzungsorientierten Beratung gleichermaßen für Energieversorgungsunternehmen wie für Regulierungsbehörden.

Die Anforderungen an Verteilernetzbetreiber durch den Zubau an EE-Anlagen sind sehr unterschiedlich.

In der Studie werden die zukünftigen Anforderungen an Verteilernetze in Deutschland durch drei Szenarien simuliert. Sowohl die aktuellen Ziele der Bundesregierung, welche eine Verdopplung der installierten Leistung an EE-Anlagen bis 2032 vorsehen, als auch Einschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber aus dem „Netzentwicklungsplan 2013“ werden den aggregierten Ausbauzielen der einzelnen Bundesländer gegenübergestellt und jeweils in einem Szenario abgebildet.

Allerdings zeigen die Analysen, dass nicht alle Netzbetreiber gleichermaßen von EE-Zubau betroffen sind.

Zur Abbildung dieser heterogenen Anforderungen und zur Simulation des Ausbaubedarfs werden die Verteilernetze in sogenannte Modellnetzklassen untergliedert, welche eine strukturelle Abbildung der zukünftigen Anforderungen erlaubt. Für jede Modellnetzklasse wird eine Vielzahl an typischen Netzmodellen erstellt, um die heutige heterogene Struktur der Verteilernetze abzubilden. Für jedes Netzmodell werden dann unterschiedliche Zubaupfade von EE-Anlagen simuliert, um den Einfluss der regional unterschiedlichen Konzentrationen sachgerecht abzubilden. Für die Hochspannungsebene werden Modelle aller deutschen Hochspannungsnetze entwickelt und simuliert. Durch die große Anzahl der so ermittelten Modellnetze lässt sich der Ausbaubedarf sachgerecht ermitteln und Aussagen über die Häufigkeit „kritischer“, d. h. Netzausbau erfordernder, Kombinationen von Netzstrukturen und EE-Zubau treffen.

Wenn man weiter an konventionellen Netzplanungskonzepten festhält, ist signifikanter Netzausbaubedarf in Verteilernetzen notwendig.

In den kommenden 20 Jahren müssen je nach betrachtetem Szenario zwischen ca. 130.000 km und ca. 280.000 km zusätzliche Leitungskilometer gebaut werden. In allen Spannungsebenen ist ein Netzausbau notwendig, um Erneuerbare Energien-Anlagen zu integrieren. Die jährlichen Netzkosten steigen durch den Netzausbau durchschnittlich zwischen 10 % und 20 % über die kommenden Jahre an.

Signifikant ist dieser Anstieg der Kosten vor allem deshalb, weil er erstens sehr zeitnah anfällt und zweitens regional konzentriert auftritt.

Nicht alle Netzbetreiber sind von Netzausbau durch die Integration von EE-Anlagen betroffen, ein hoher Anteil aber zumindest punktuell. Während im bundesweiten Durchschnitt Mittelspannungsnetze um ca. 13 % ihrer Netzlänge erweitert werden müssen, beträgt der Ausbaubedarf der Mittelspannungsnetze von besonders stark betroffenen Netzbetreibern circa 70 %.

Innovative Planungskonzepte in Verbindung mit intelligenten Technologien verringern den Ausbaubedarf erheblich.

In der Studie wurden dabei verschiedene Ansätze untersucht:

- Erzeugungsmanagement in der Netzplanung
- Blindleistungsmanagement in der Netzplanung
- Lastmanagement in der Netzplanung
- Intelligente Netztechnologien

Die Berücksichtigung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung ist dabei eine sehr wirkungsvolle Maßnahme zur Reduktion des Netzausbaubedarfs. Wenn man die Abregelung von lediglich drei Prozent der jährlichen Einspeisung von EE-Anlagen in der Netzplanung berücksichtigt, können mindestens 40 % des Netzausbaus eingespart werden. Allerdings müssen zusätzliche Kosten der Ersatzbeschaffung der abgeregelten Energie und auch mögliche Kosten einer IKT-Ausstattung für EE-Anlagen betrachtet werden.

In der Studie wurden erstmals Kosten und Nutzen des Erzeugungsmanagements gegenübergestellt, so dass eine Aussage zum möglichen Kosteneinsparungspotenzial möglich ist.

Wenn für die Ersatzbeschaffung der abgeregelten Energie im Sinne einer volkswirtschaftlichen Bewertung 100 EUR pro MWh angesetzt werden, was einem gewichteten EEG-Vergütungssatz im Betrachtungszeitraum entspricht, ergibt sich ein Kosteneinsparpotenzial durch Erzeugungsmanagement in der Netzplanung von 20% (siehe Abbildung 1).

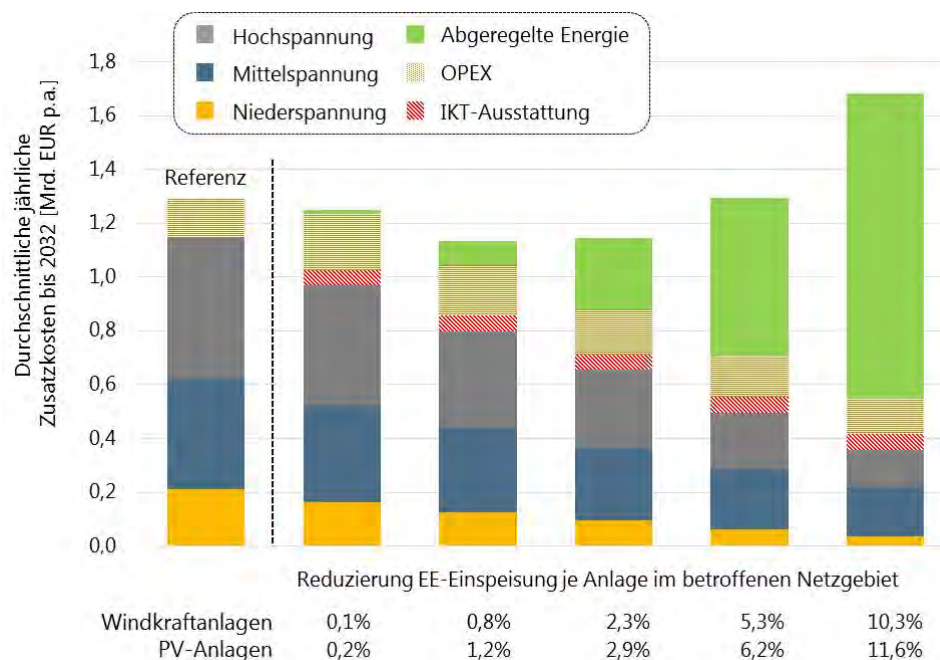


Abbildung 1. Kosteneinsparung durch Erzeugungsmanagement in der Netzplanung

Die Untersuchungen zeigen sehr dagegen auch sehr deutlich, dass Lastmanagement in der Netzplanung den durch EE-Anlagen bedingten Netzausbaubedarf nicht reduzieren kann. Das liegt daran, dass vor allem

Netze in ländlichen Gebieten mit geringen Verbraucherlasten vom EE-bedingten Netzausbau betroffen sind und somit die Anpassung der Verbraucherlasten die Lastflüsse nur geringfügig beeinflusst.

Berücksichtigt man die gezielte Abregelung von EE-Anlagen in der Netzplanung und setzt anschließend für die Behebung der verbleibenden Probleme intelligente Netztechnologien ein, so kann der Kostenanstieg weiter abgebremst werden.

Durch die zusätzliche Verwendung regelbarer Ortsnetztransformatoren zur Behebung verbleibender Spannungsprobleme in der Niederspannungsebene können weitere 20 % des Netzausbaus und weitere 5 % des Kostenanstiegs reduziert werden (siehe Abbildung 2).

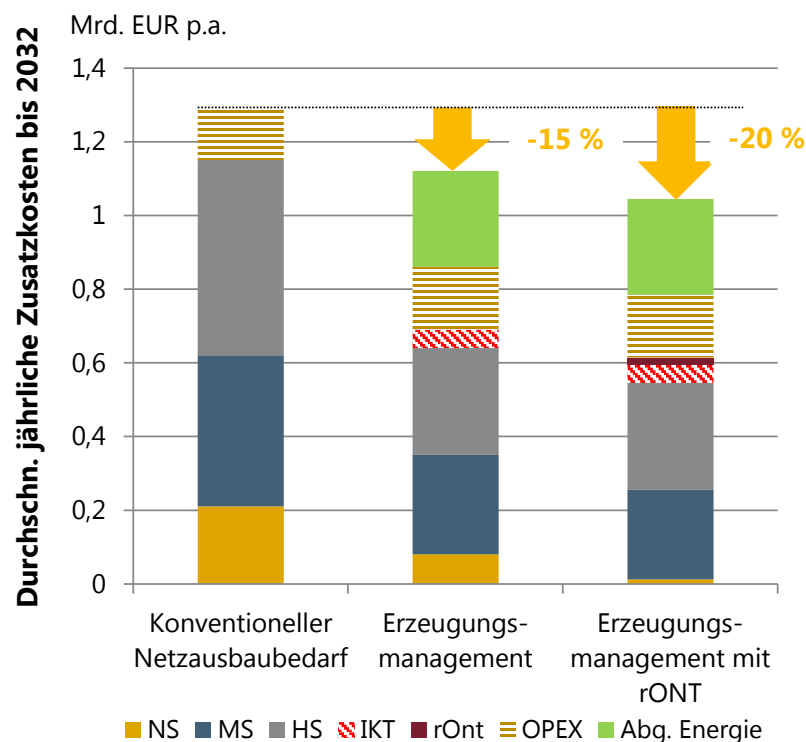


Abbildung 2. Kombination innovativer Planungskonzepte und intelligenter Netztechnologien kann Zusatzkosten maßgeblich reduzieren

Der gesamte Netzausbaubedarf kann somit durch innovative Planungskonzepte und Nutzung intelligenter Technologien um mehr als 60 % reduziert werden, der Kostenanstieg um 20 % abgebremst werden.

Die Ergebnisse der Studie bilden die Grundlage des zukünftigen Rechtsrahmens. Somit besteht jetzt Handlungsbedarf für Verteilernetzbetreiber und die Regulierung.

Die optimale Ausgestaltung der innovativen Planungskonzepte und die Auswahl der geeigneten intelligenten Netztechnologien stellt eine komplexe und herausfordernde Aufgabe für Netzbetreiber dar. Netzplanungsprozesse müssen für die Nutzung neuer Freiheitsgrade angepasst werden. Die vorhandene IKT-Ausstattung des Netzbetreibers und der EE-Anlagen müssen für zukünftige Funktionen weiterentwickelt werden. In Abhängigkeit der vorhandenen Netzstruktur und des erwarteten Zubaus an

EE-Anlagen sollte der Netzbetreiber die optimale Ausgestaltungsvariante des Erzeugungsmanagements erarbeiten. Hier sind beispielsweise alternative Ansätze mit autarken Regelungen von Ansätzen mit einer ferngesteuerten Regelung von EE-Anlagen zu unterscheiden. Darüber hinaus müssen beispielsweise die am besten für eine Abregelung geeigneten EE-Anlagen identifiziert werden und deren Abregelung geeignet in die Netzplanung integriert werden.

Die Regulierung muss die optimale Ausgestaltung innovativer Planungskonzepte durch Verteilernetzbetreiber fördern. Dazu ist eine neutrale regulatorische Bewertung alternativer Investitionsstrategien mit unterschiedlichen Kostenstrukturen, insbesondere solche mit höheren Betriebskostenanteilen, notwendig. Die Heterogenität von Netzbetreibern muss dabei sachgerecht und belastbar abgebildet werden.

Workshop 3

Wirtschaft: Ausgewählte ökonomische
Aspekte des Netzausbaus



VerNetzen: Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende¹

Wolf-Dieter Bunke, Marion Christ und Melanie Degel

Kurzfassung

Das durch das BMBF geförderte Forschungsprojekt VerNetzen untersucht die methodische Integration qualitativer, sozial-ökologischer Faktoren in das quantitative Strommarkt Simulationsmodell „renpass1“, mit dem Ziel einer umfangreicheren Abbildung zukünftiger Entwicklungspfade einer vollständigen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2050. Die methodische Herangehensweise erfolgt dabei in vier Schritten. Zunächst erfolgt die Erfassung der wesentlichen Einflussfaktoren gesellschaftlicher Akzeptanz im Netz- und Windausbau, den zentralen Bausteinen der Energiewende. Im zweiten Schritt wird eine GIS-Datenbank aufgebaut, die sowohl statistische Regionaldaten als auch Daten von Fallbeispielen enthält. Dies bildet die Grundlage für den nächsten Schritt, die Entwicklung eines Szenario-Moduls, das die Beziehungen und Annahmen gesellschaftlicher Akzeptanz abbildet und Szenario Parameter als Input für das Simulationsmodell erzeugt. Im letzten Schritt werden die entwickelten Szenario Parameter zur Energiesystemmodellierung verschiedener Entwicklungspfade eingesetzt. Die Ergebnisse ermöglichen eine Abschätzung der Auswirkungen gesellschaftlicher Akzeptanz auf Zeit und volkswirtschaftliche Kosten des Ausbaus im gesamten Energiesystem. Die Weiterentwicklung von Strommarktsimulations- und Optimierungsmodellen durch die Verknüpfung qualitativer und quantitativer Forschung bereitet eine Entscheidungsgrundlage möglicher Entwicklungspfade der Energiewende über die heute überwiegend technisch-ökonomischen hinaus.

¹ Gefördert durch das SÖF-Förderprogramm des BMBF, Laufzeit: 5/2013 – 4/2016

Marion Christ ist wissenschaftliche Mitarbeiterin an der Professur für Energie- und Ressourcenwirtschaft von Prof. Dr. Olav Hohmeyer, Abteilung Energie- und Umweltmanagement an der Europa-Universität Flensburg. Im Rahmen ihres Wirtschafts-Ingenieur Studiums mit Schwerpunkt Erneuerbare Energien entwickelte Sie für ihre Masterthesis ein Kennzahlen-basiertes Ranking-Tool zur strategischen Priorisierung von Windenergieprojekten für die WKN AG. Am Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES), ein Zusammenschluss der Forschungsarbeiten der Europa-Universität und der Fachhochschule Flensburg, promoviert Marion Christ im Themencluster Systemintegration und -simulation zu technisch-ökonomischen und sozio-ökologischen Dimensionen in der Strommarktmodellierung. Im BMBF-geförderten Projekt „VerNetzen: Technisch-ökonomische und sozial-ökologische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende“ leitet Sie das Arbeitspaket der Europa-Universität Flensburg.

Wolf-Dieter Bunke ist Mitarbeiter in der Abteilung Systemintegration am interdisziplinären Institut I², Fachrichtung Energie- und Umweltmanagement, an der Europa-Universität Flensburg. Im Rahmen seines Wirtschafts-Ingenieur Studiums verfasste Er seine Bachelorarbeit „Nutzen von Reststoffen aus einer Nutzfahrzeugproduktion zur eigenen energetischen Verwertung“ am Hauptsitz der MAN Truck & Bus AG in München. Mitte 2013 schrieb Er als Mitautor am Gutachten „Szenarien für die Entwicklung der stündlichen Preise am deutschen Strommarkt für die Jahre 2015 bis 2041“. Seine Masterarbeit behandelt das Thema „Entwicklung einer Methodik zur Erstellung von Netzausbauszenarien in Abhängigkeit von Akzeptanzannahmen“ im Rahmen des Projektes VerNetzen.

Melanie Degel Dipl. Wi.-Ing. für Energie- und Umweltmanagement, studierte "Energie- und Umweltmanagement" an der Universität Flensburg. Seit 2008 arbeitet sie als wissenschaftliche Mitarbeiterin am IZT und ist seit 2014 Co-Leiterin des Forschungsclusters "Nachhaltigkeit und Transformation". Ihr Forschungsschwerpunkt liegt im Bereich Erneuerbare Energien an der Schnittstelle technisch-ökonomischer und sozial-ökologischer Dimensionen. Sie arbeitete u.a. zu den Projektthemen Emissionsberichterstattung, Evaluation im Bereich Energie, Megatrends in der Energiewirtschaft, anwendungsorientierte Energieeffizienzforschung und Bildung Erneuerbaren Energien. Sie leitet das vom BMBF-geförderte Projekt „VerNetzen: Technisch-ökonomische und sozial-ökologische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende“ und arbeitet zum Thema Akzeptanzfaktoren von Wind- und Netzausbau zur Integration in die Modellierung.

I Einleitung

Die Energiewende erfordert eine breite und transparente Diskussion darüber, wie schnell und zu welchen Kosten eine vollständige Versorgung mit erneuerbaren Energien erreicht werden soll. Davon abhängig ist die Wahl der Ausbaukonzepte für Erzeugung, Transport und Speicherung von Energie. In technischer und ökonomischer Hinsicht lassen sich daraus relativ mühelos Aussagen zu Kosten und Umsetzungsdauer von Maßnahmen für die Energiewende ableiten. Die Akzeptanz und die Beteiligung, der von den Baumaßnahmen betroffenen Bevölkerung sind jedoch schwer zu beziffern. Diese kann sich im positiven Fall kostenmindernd und beschleunigend, im negativen Fall jedoch auch kostentreibend und verzögernd auswirken.

Während die technische und ökonomische Machbarkeit der Energiewende bereits mit Hilfe von Computermodellen in unterschiedlichen Entwicklungspfaden bis 2050 abgebildet werden kann, ist der Einfluss der gesellschaftlichen Akzeptanz auf Kosten und Umsetzungsdauer der Energiewende in Modellen bisher kaum berücksichtigt worden. Da sich die Akzeptanz in den letzten Jahren jedoch zunehmend als wichtiger Einflussfaktor für die Transformation des Energiesystems erwiesen hat, besteht hier Handlungsbedarf für Wissenschaft und Praxis.

II Projektbeschreibung

Das Forschungsprojekt VerNetzen untersucht die methodische Integration qualitativer, sogenannter „weicher“ Faktoren der gesellschaftlichen Akzeptanz von erneuerbaren Energien in ein quantitatives Computermodell. Damit sollen Entwicklungspfade einer vollständigen Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien bis 2050 umfangreicher abgebildet werden. Dadurch wird eine weitaus komplexere Darstellung des Wirkungsgefüges technisch-ökonomischer und sozial-ökologischer Faktoren in zukünftigen Entwicklungspfaden der Energiewende ermöglicht. Ziel des Projekts VerNetzen ist es also, sozial-ökologische Faktoren in das technisch-ökonomische open source Strommarktmodell renpass (renewable energy pathways simulation system) zu integrieren. Hierzu werden zunächst sozial-ökologische Schlüsselfaktoren aus der Akzeptanz- und der Partizipationsforschung identifiziert und hinsichtlich ihrer Integrationsmöglichkeit in das Modell geprüft. Der Fokus bei der Entwicklung liegt dabei zunächst auf den Bereichen Windenergie und Netzausbau. Auf Basis des daraus resultierenden, weitaus komplexeren Wirkungsgefüges sollen Entwicklungspfade für eine komplette Stromversorgung aus erneuerbaren Energien bis 2050 modelliert werden. Am Beispiel ausgewählter Regionen werden dann differenzierte Entwicklungsoptionen der Energiewende erstellt.

Ziel und erwartete Ergebnisse

Die Ergebnisse einer solchen Modellierung können dazu beitragen, die Komplexität der Energiewende besser zu verstehen und Unterschiede verschiedener Entwicklungsoptionen hinsichtlich ihrer Umsetzungsdauer und ihrer Kosten sichtbar zu machen. Danach lassen sich weitere Planungen entsprechend ausrichten und optimieren. Die Methodenentwicklung ist von hoher wissenschaftlicher

Relevanz für die Weiterentwicklung von Strommarktsimulations- und Optimierungsmodellen sowie für die Verknüpfung von qualitativer mit quantitativer Forschung.

III Methodische Vorgehensweise

In den folgenden Kapiteln wird die methodische Vorgehensweise zur Integration sozial-ökologischer Faktoren in das Strommarktmodell *renpass* sowohl beim Ausbau der Windenergie als auch im Netzausbau dargestellt. Kapitel IV werden, geht anschließend detaillierter auf die Integration sozial-ökologischer Faktoren zur Entwicklung von Szenarien von Netzausbaupfaden ein.

Die methodische Vorgehensweise setzt sich aus den folgenden vier Schritten zusammen:

- Empirische Analyse
- Aufbau einer GIS Datenbank
- Entwicklung von Akzeptanz-Parametern für ein externes Szenarien-Modul zur Erstellung von Inputszenarien für die Simulation
- Simulation mit dem Strommarktmodell *renpass*

A Empirische Analyse

Ziel der empirischen Analyse ist die Datenerhebung auf Bundes-, Regional-, Gemeinde- und Projektebene. Auf Bundesebene werden so genannte Basisdaten aus bestehenden Regionalstatistiken erhoben. Sie sollen zur Analyse von Zusammenhängen zwischen der Akzeptanz von Erneuerbaren Energien und bspw. gesellschaftlichen Strukturdaten herangezogen werden. Weiterhin werden, mithilfe von Experteninterviews, spezifische Informationen zur Akzeptanz in Einzelprojekten erhoben. Ziel dieser projektspezifischen Auswahl ist es quantifizierbare und vergleichbare Daten für die Auswertung nutzbar zu machen. Zusätzlich werden aus einer Vielzahl bereits vorhandener Forschungsarbeiten bestehende Thesen bezüglich der Akzeptanz von Erneuerbaren Energien aufgegriffen. Dabei liegt der Schwerpunkt der Thesen-Auswertung auf den Themenbereichen Netzausbau und Windenergie. Mittels der eigens erhobenen Daten soll geprüft werden, inwieweit in verschiedenen Forschungsarbeiten vertretene Thesen, wie beispielsweise folgende zur Akzeptanz von Windkraftanlagen „Die Veränderung des Landschaftsbildes hat einen größeren Einfluss auf zugezogene Einwohner_Innen.“ [vgl. Walter et al, S. 2], belastbar sind, und auf bereits existierenden Forschungsarbeiten aufgebaut werden kann.

1. Auswahl der Einflussfaktoren und Basisdaten

Mithilfe einer Literaturrecherche, je einer Fokusgruppe zur Windenergie und zum Netzausbau und Experteninterviews erfolgte die Auswahl der Basisdaten und Einflussfaktoren innerhalb verschiedener Kategorien, wie z.B. Nutzen, Kosten, Planung etc. Jeder dieser Kategorien sind mehrere quantifizierbare Indikatoren zugeordnet. Der Kategorie Nutzen wurde z.B. der Einflussfaktor „Beteiligung“ mit dem Indikator „finanzielle Beteiligung“ zugeordnet, die Quantifizierung erfolgt in diesem Fall durch eine

simple Zuweisung von „fand statt/fand nicht statt“. Alle im Projekt ausgewählten Basisdaten und Einflussfaktoren zeigen Abbildung 1 und Abbildung 2.

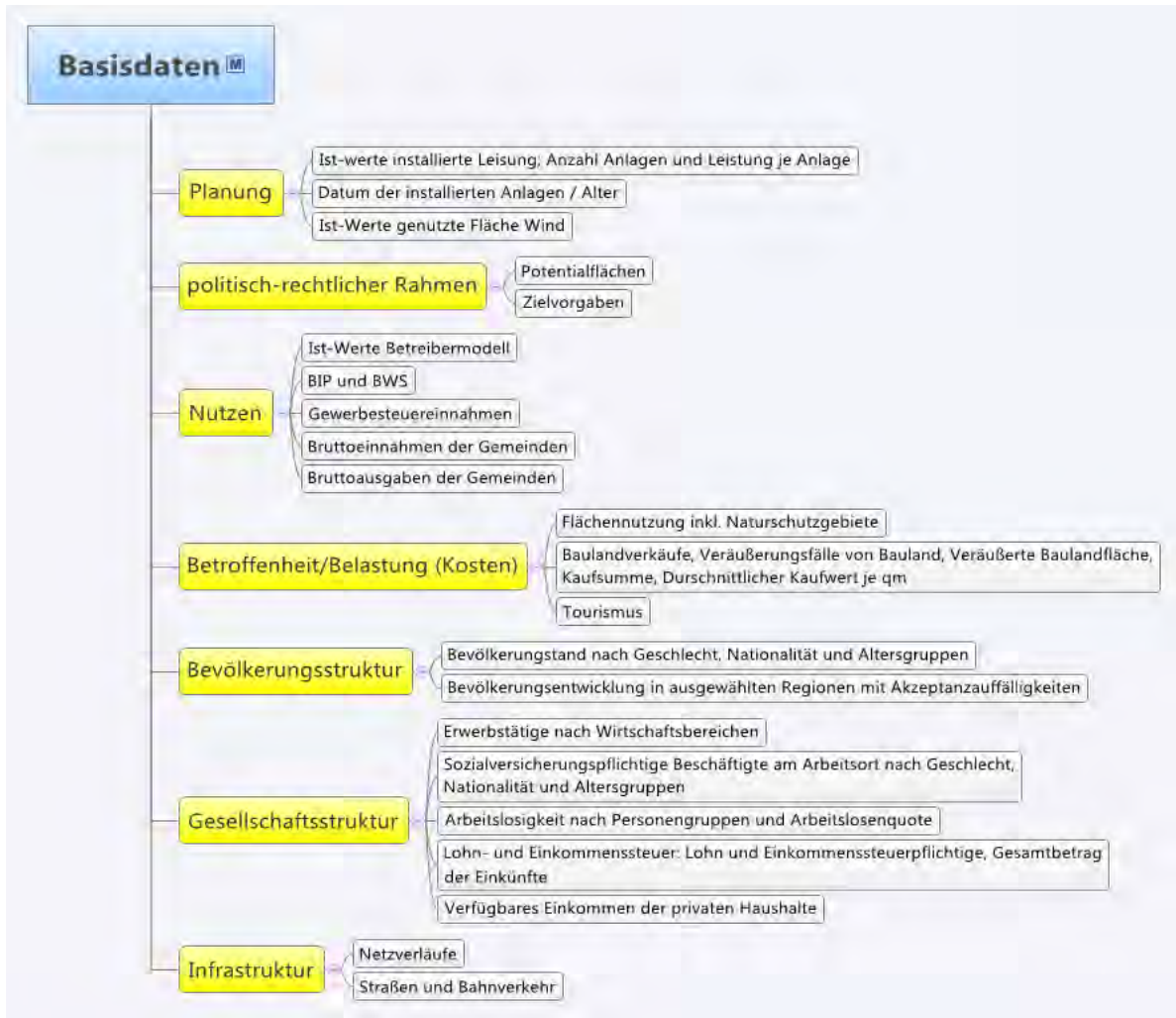


Abbildung 1. Ausgewählte Basisdaten zur Untersuchung der Akzeptanz beim Ausbau von Windenergie und dem Netzausbau (Quelle: eigene Darstellung, Walter 2012)

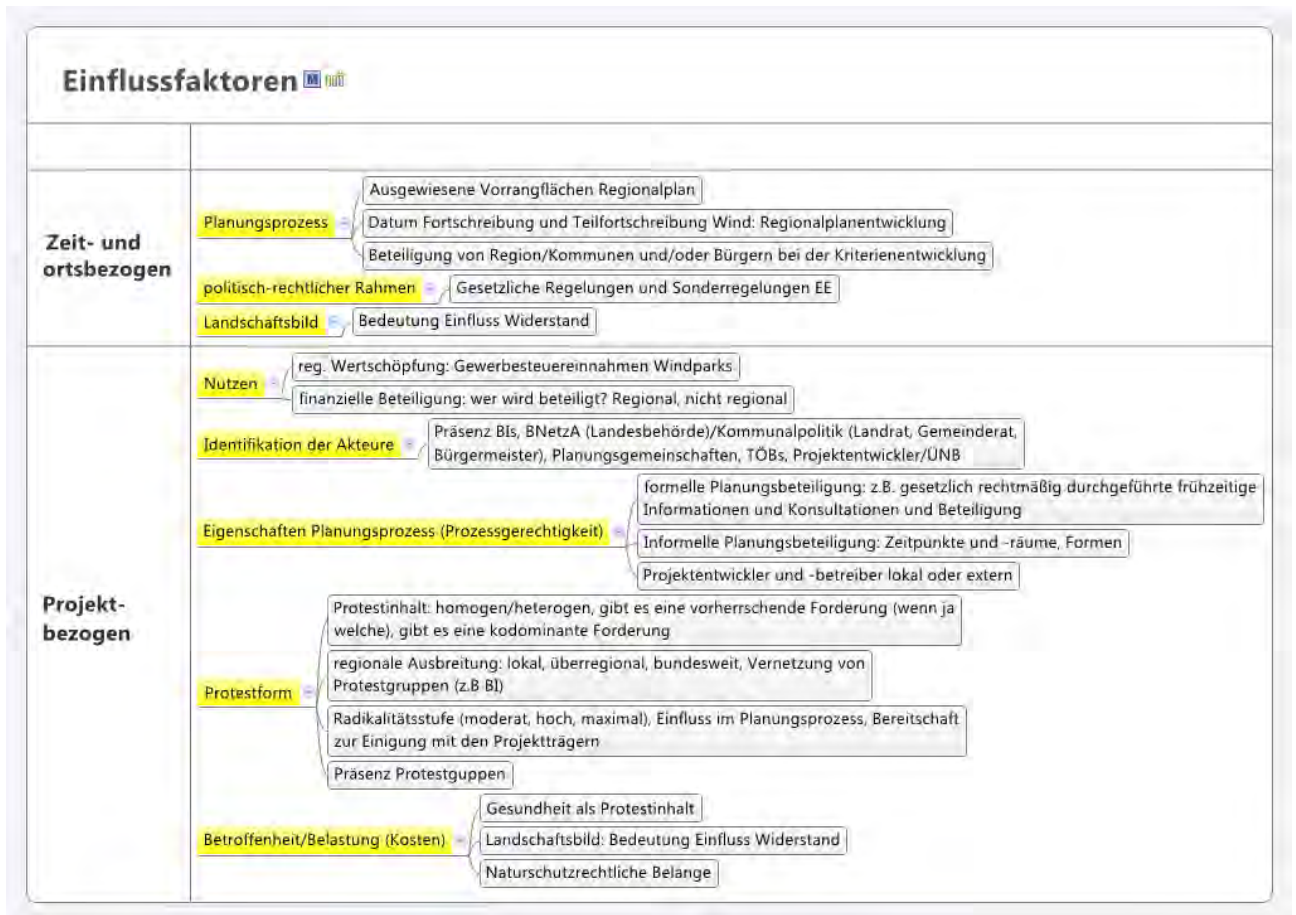


Abbildung 2. Auswahl der Einflussfaktoren (Quelle: eigene Darstellung, Walter 2012)

2. Ergebnisse der Fokusgruppe Netz

In der Fokusgruppe Netz wurden mit insgesamt sieben Teilnehmern, darunter Vertreter aller vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Vertreter der Bundesnetzagentur, der Landesregierung Schleswig-Holstein und der NGO Germanwatch, vor allem Erfahrungen mit informellen Beteiligungsmaßnahmen bei konkreten Ausbauprojekten diskutiert. Im Rahmen der Veranstaltung wurden von den Teilnehmern folgende Indikatoren zur Erhebung der Akzeptanz beim Netzausbau vorgeschlagen:

- Vorbelastung durch weitere Infrastrukturmaßnahmen
- Besiedlungsdichte der Region
- Anteil von Erneuerbaren Energien, wie z.B. Bürgerwindparks im Einzugsgebiet des Korridors

Die hier vorgeschlagenen Indikatoren wurden, wenn noch nicht vorhanden, in die Liste der Einflussfaktoren ergänzt oder finden, wenn sie bereits vorhanden sind, verstärkte Berücksichtigung.

Anschließend diskutierten die Teilnehmer der Fokusgruppe über zukünftige Entwicklungen zur Akzeptanz beim Netzausbau. Hier wurden vor allem die unsicheren politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen genannt. Weiterhin vertraten vor allem die ÜNB die Einschätzung, dass zukünftig die Kluft zwischen der Planung und praktischer Umsetzung von Ausbau- und Neubau zunehmen wird. Diese erarbeiteten Ergebnisse aus der Praxis flossen in die Auswahl der Einflussfaktoren der Akzeptanz mit ein.

3. Auswahl von Regionen und Einzelprojekten

Um geeignete Regionen zur Datenerhebung und Einzelprojekte für die Experteninterviews zur Datenerhebung zu bestimmen, erfolgt die Auswahl mit dem Fokus auf Akzeptanz beim Ausbau der Windenergie. Hierfür werden zunächst alle Bundesländer betrachtet, die Auswahl der Regionen soll dann unter Einbezug unterschiedlicher geografischer Voraussetzungen, wie Stark- oder Schwachwindregionen und unterschiedliche Bebauungszustände, wie Neubau- oder Repowering-Regionen erfolgen. In den so ausgewählten Regionen erfolgen genaue Betrachtungen zur Situation der Windenergie und der gesellschaftlichen Akzeptanz zusätzlich werden Experteninterviews in Einzelprojekten, aber auch mit regionalen Akteuren, z.B. regionalen Planungsstellen, geführt.

Die Datenerhebung zur Akzeptanz beim Netzausbau erfolgt entlang aller Energieleitungsausbaugesetz- (EnLAG) und Bundesbedarfsplangesetz- (BBPlG) Vorhaben. Schwerpunkte liegen auf den Vorhaben Walle-Mecklar und Westküstentrasse, da hier vom Projektpartner DUH (Deutsche Umwelthilfe e.V.) umfangreiche Informationen bereitgestellt werden können. Darüber hinaus sollen weitere spezifische Trassenabschnitte weiterer EnLAG-Vorhaben ausgewählt werden. Diese sollen bspw. verschiedene technische Optionen wie Erdkabel oder informelle Beteiligungsmaßnahmen widerspiegeln.

4. Thesen zur Akzeptanz von Erneuerbaren Energien

Nach eingehender Untersuchung von 44 Studien zum Thema Akzeptanz von erneuerbaren Energien (inkl. Netzausbau) wurden aus 15 Studien insgesamt 39 Thesen entnommen. Aus den untersuchten Forschungsarbeiten wurden 12 Thesen dem Thema Ausbau der Stromnetze und 24 Thesen dem Ausbau der Windenergie zugeordnet, drei weitere Thesen beziehen sich auf erneuerbare Energien insgesamt. Mithilfe der im Projekt erhobenen Daten aus den Regionalstatistiken und den geführten Experteninterviews soll überprüft werden, ob diese Thesen belastbar sind und diese gegebenenfalls im Rahmen der Analyse weiterverwendet werden können.

B Aufbau einer GIS Datenbank

Die Ergebnisse der Experteninterviews werden in eine georeferenzierte Datenbank (GIS) eingetragen. Die qualitativ erhobenen Angaben werden so quantifizierbar und vergleichbar hinterlegt. Ein Beispiel: Die Durchführung „informeller Maßnahmen beim Netzausbau“ wird in der Datenbank durch Benennung der Maßnahme, z.B. „Information durch Antragskonferenz“ und Zuordnung zu einer Planungsphase hinterlegt. Mit den in der Datenbank verfügbaren ausgewählten Basisdaten (siehe Abbildung 1) sollen verschiedene Zusammenhänge geprüft werden. Denkbar sind beispielsweise die Abfrage von Bevölkerungsstrukturen und durchgeführten informellen Maßnahmen in einer Region.

Abbildung 3 illustriert die Darstellung der Ergebnisse in visueller Form, hier mit allen bestehenden EnLAG- und BBPlG-Vorhaben, die zukünftig die Darstellung projektspezifischer Informationen enthalten soll.

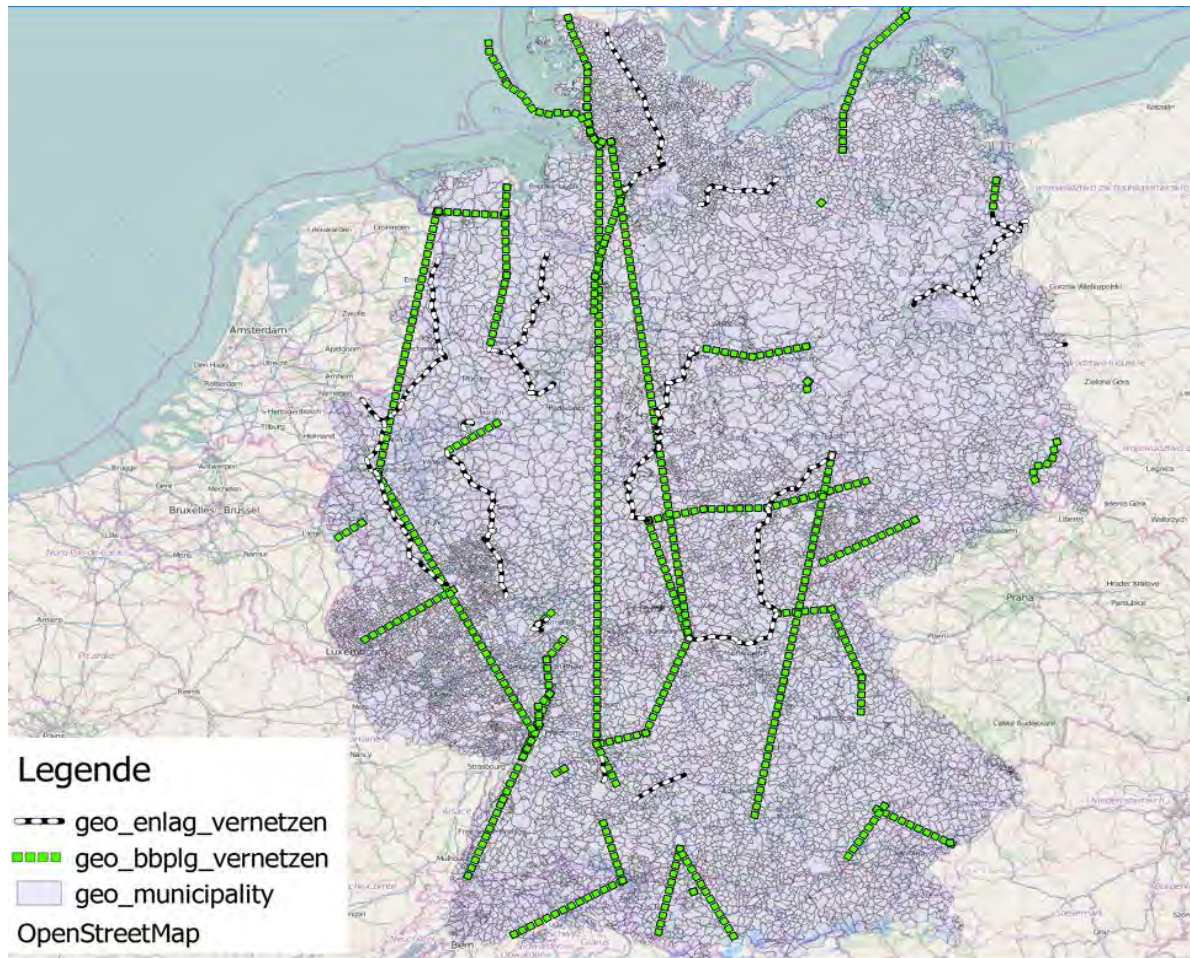


Abbildung 3. Eigene Darstellung der Ergebnisse aus der Datenbank

Die Nutzung einer GIS-Datenbank ermöglicht es also, regionsvariabel Daten zu erheben und auszuwerten. Dadurch können sowohl bundesweit verfügbare Daten, also auch projektspezifisch und dadurch regional verankerte Parameter dargestellt werden. Neben der visuellen Darstellbarkeit dient diese Datenbank der Auswertung und genauen Analyse von großen Datenmengen. Die GIS-Datenbank dient dementsprechend dazu sowohl quantitative als auch qualitative Gegebenheiten koordinatenscharf zuzuordnen und in einer gemeinsamen Datenbank zu speichern. Die Tatsache, dass mit der freien Software *QGIS* und mit Open-Data gearbeitet wird, ermöglicht einen offenen und transparenten Austausch mit anderen Forschungsgruppen sowie die auch in Zukunft weitere Nutzung der Daten und Ergebnisse.

1. Entwicklung eines externen Szenario-Moduls

Die Integration der sozial-ökologischen Szenarien in das Strommarktmodell *renpass* ist mithilfe eines externen Szenario-Moduls vorgesehen. Anhand der durchgeführten empirischen Analysen werden Szenarien zur gesellschaftlichen Akzeptanz generiert, die so aufgebaut sein müssen, dass ihr Output den Input für die nachfolgende Simulation mit *renpass* liefert.

Das Szenario-Modul arbeitet mit der GIS-Datenbank, den Einflussfaktoren und Analyseergebnissen zur gesellschaftlichen Akzeptanz sowie den hinterlegten Geo-Daten. Aufbauend darauf soll so z.B. die Verteilung von Windenergieanlagen und der entsprechende Netzausbau über einen Zeitraum bis 2050

generiert werden. Damit basieren entwickelte Zukunftsszenarien nicht mehr allein auf den technisch-ökonomischen Ausbaupotentialen, sondern zusätzlich auf sozial-ökologischen Parametern. Hierfür wird angenommen, dass die Akzeptanz einer Region von ihrer Belastung mit erneuerbaren Energien sowie vom Grad der Aktivitäten verschiedener Akteure abhängig ist.

2. Belastungsgrad und Aktivitätsrate

Zur Bestimmung des Belastungsgrades und der Aktivitätsrate sollen aussagekräftige Einflussfaktoren und Basisdaten zusammengefasst werden.

Um die Methodik innerhalb des Szenarien-Moduls ein wenig genauer zu erläutern, wird im Folgenden beispielhaft veranschaulicht, wie das Ausbauszenario von Windenergie im Zeitraum bis 2050 abhängig von regionalen Belastungsgraden und/oder Aktivitätsraten erstellt werden kann.

Die Bestimmung des Belastungsgrades basiert auf der Auswahl folgender projektbezogener Einflussfaktoren, erhoben in Experteninterviews:

- Kategorie Eigenschaften Planungsprozess/Prozessgerechtigkeit mit den Indikatoren,
 - Projektentwickler und -betreiber lokal oder extern,
 - Formelle Planungsbeteiligung,
 - Informelle Planungsbeteiligung,
- Kategorie Betroffenheit (Kosten) mit den Indikatoren,
 - Landschaftsbild,
 - Gesundheit,
 - Naturschutzrechtliche Belange,
 - Wirtschaftliche Interessen,
- Kategorie Nutzen mit den Indikatoren,
 - Reg. Wertschöpfung, Gewerbesteuereinnahmen aus Windparks,
 - Finanzielle Beteiligung,
 - Beteiligungsanteil einer Gemeinde,
 - Höhe der finanziellen Anteile pro Beteiligung,

Die Analyse der erhobenen Ergebnisse aus den Experteninterviews erfolgt anhand dieser Auswahl aus den Basisdaten:

- Kategorie Nutzen mit den Indikatoren,
 - Betreibermodell,
 - Bruttoeinnahmen der Gemeinden,
 - Bruttoausgaben der Gemeinden,
 - Gewerbesteuereinnahmen,
 - BIP und BWS,
- Kategorie Betroffenheit (Kosten) mit den Indikatoren,
 - Flächennutzung inkl. Naturschutzgebiete,
 - Tourismus,
 - Baulandverkäufe: Veräußerungsfälle von Bauland, Veräußerte Baulandfläche, Kaufsumme, Durchschnittlicher Kaufwert je qm installierte Leistung pro Kopf und m²,

- Kategorie Infrastrukturdaten mit den Indikatoren,
 - Netzverläufe,
 - Straßen, Bahnverkehr,
- Kategorie Bevölkerungsstruktur mit den Indikatoren,
 - Bevölkerungsstand,
 - Bevölkerungsentwicklung in ausgewählten Regionen,
- Kategorie Gesellschaftsstruktur mit den Indikatoren,
 - Erwerbstätige nach Wirtschaftsbereichen,
 - Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte am Arbeitsort nach Geschlecht, Nationalität und Altersgruppen,
 - Arbeitslosigkeit nach Personengruppen und Arbeitslosenquote,
 - Lohn- und Einkommenssteuer: Lohn- und Einkommensteuerpflichtige, Gesamtbetrag der Einkünfte, Lohn- und Einkommensteuer,
 - Verfügbares Einkommen der privaten Haushalte,
- Kategorie Planung mit den Indikatoren,
 - IST-Werte installierte Leistung gesamt und pro Kopf und Quadratmeter,
 - Anzahl Anlagen gesamt und pro Kopf und Quadratmeter,
 - Leistung je Anlage,
- Kategorie Planungsprozess mit den Indikatoren,
 - IST-Werte genutzte Fläche Wind (Flächenbesitzer pro Gemeinde, Anlagenanzahl pro Gemeinde),
- Kategorie politisch-rechtlicher Rahmen mit den Indikatoren,
 - Potentialflächen,
 - Zielvorgaben.

Anhand dieser Daten und den vorliegenden georeferenzierten Regionsdaten können so regionsspezifische Belastungsgrade, die auf den genannten Faktoren basieren, entwickelt werden. Die Aktivitätsrate aggregiert dementsprechend ausgewählte Einflussfaktoren, die die Aktivität unterschiedlicher Akteure, wie z.B. Bürgerproteste, Kommunalpolitik oder Projektentwicklung, wiedergeben. Dementsprechend kann mit einer solchen Aktivitätsrate vereinfacht ausgedrückt werden, ob in einer Region mit großem politischem Rückhalt für erneuerbare Energien Windkraftanlagen oder auch Netztrassen schneller oder auch häufiger installiert werden können. Ein solches Ausbauszenario unterscheidet sich dementsprechend von einem rein technisch-ökonomisch getriebenen Szenario.

3. Simulation mit dem Open Source Strommarktmodell *renpass*

Renpass ist ein open source Strommarkt-Simulationsmodell, das an der Europa Universität Flensburg entwickelt wurde. Abbildung 4 zeigt vereinfacht den Aufbau des Modells.

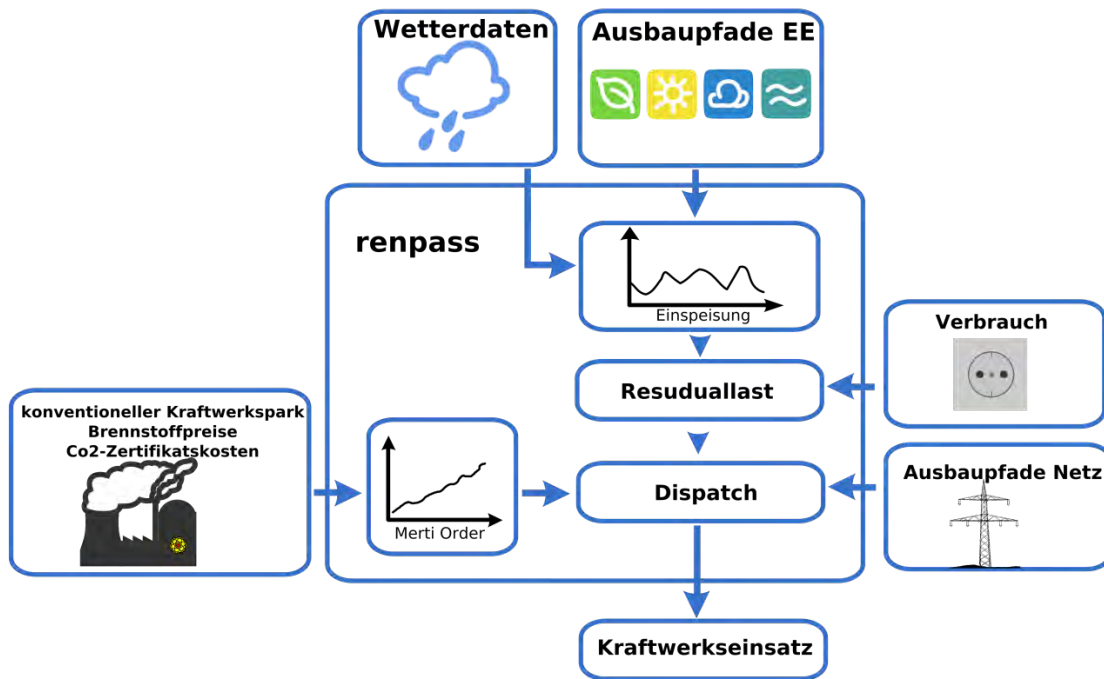


Abbildung 4. Vereinfachter renpass Modellüberblick (Quelle: eigene Darstellung)

Die Ausbauszenarien werden in diesem Modell extern vorgegeben. Als Szenario-Inputparameter werden unter anderem folgende Parameter definiert:

- die installierte fossile Kraftwerksleistung,
- Brennstoffpreise,
- CO₂-Zertifikatspreise,
- die Netzkapazitäten,
- Wetterdaten,
- Stromverbrauch,
- Ausbaupfade der erneuerbaren Energien,
- der Simulationszeitraum.

Das Modell berechnet stündlich die Residuallast, indem die Produktion aus erneuerbaren Energien (Wind, PV, Laufwasserkraft) von der Stromnachfrage subtrahiert wird. Die so resultierende Residuallast wird entsprechend der Merit Order mit flexiblen fossilen Erzeugungseinheiten, Speichereinheiten und Netzauslastung gedeckt. *Renpass* arbeitet mit einem regionalen Ausgleich in festgelegten Netzregionen (regionaler Dispatch) als Basis für den optimalen Einsatz der genannten flexiblen Einheiten (vgl. Wiese 2014: 1). Ergebnis dieser Simulation ist ein stündlich genauer Kraftwerkseinsatz für den gesamten gewählten Betrachtungszeitraum (bspw. bis 2050). Basierend auf dem Dispatch zwischen allen Netzregionen und darüber hinaus mit den angrenzenden Nachbarländern wird ein resultierender Strompreis berechnet und ausgegeben. Das in Kapitel 1 beschriebene Szenario-Modul generiert nun weitere externe Parameter zur Simulation, die auf sozial-ökologischen Einflussfaktoren zur Akzeptanz von Erneuerbaren Energien beruhen. Auf diese Weise muss der Kern der Simulation im Modell nicht verändert werden, und es können verschiedene Entwicklungsszenarien mit Akzeptanzannahmen generiert werden. Weiterhin kann das externe Szenario-Modul Inputparameter für jedes Strommarktmodell liefern, das mit diesen extern vorgegeben Inputparametern arbeitet (vgl. renpass 2014:1).

IV Entwicklung akzeptanzbedingter Netzausbauszenarien

In diesem Kapitel wird konkret die Methodenentwicklung zur Erstellung von Netzausbauszenarien in Abhängigkeit von Annahmen zur Akzeptanz innerhalb des Projektes *VerNetzen* erläutert. Das zu entwickelnde akzeptanzorientierte Netzausbauszenario in einem externen Szenario-Modul (siehe Kapitel 3.2.1) beruht auf den momentan im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) geplanten Vorhaben und einer Simulation entsprechend der Ausbauziele und Vorgaben des Netzentwicklungsplans 2014 (NEP) bis zum Jahr 2034 und weitergehend bis 2050 mit dem Simulationsmodell *renpass* (siehe Kapitel IIIB3). Hierbei sollen aufbauend auf den empirischen Analysen im Projekt (siehe Kapitel IIIA) die Risiken für Verzögerungen für unterschiedliche Netzausbauvorhaben bestimmt werden, die dann als Input-Parameter in das Simulationsmodell einfließen. Zusammen mit den empirischen Untersuchungen einzelner Einflussfaktoren in Beispielvorbau und die Bestimmung des Risikos von Verzögerungen ergibt sich ein Belastungsgrad für Netzausbauvorhaben. Zusätzlich wird auch die Aktivitätsrate (siehe Kapitel IIIB1) für Netzausbauvorhaben untersucht, diese ist allerdings nicht Bestandteil der Erläuterungen in diesem Teilprojekt. Die Auswirkungen von gesellschaftlicher Akzeptanz können dann als akzeptanzbedingte Verzögerungen im Netzausbau in den Simulationen abgebildet werden.

A Akzeptanzbedingte Verzögerungen im Netzausbau

Zur Untersuchung und quantitativen Integration der gesellschaftlichen Akzeptanz bei Netzausbauvorhaben in *renpass* liegt der Fokus der Untersuchung vor allem auf der Identifikation und Kategorisierung von Ursachen der Zeitverzögerung in einzelnen Vorhaben, im Netzausbau und ihrer Teilabschnitte. Zu diesem Zweck werden die aktuellen EnLAG- und BBPlG-Vorhaben hinsichtlich ihrer Ursachen von Zeitverzögerungen untersucht. Den Schwerpunkt bilden hierbei die EnLAG-Vorhaben, da diese in Planung und Bau bereits weit fortgeschritten und teilweise erhebliche Verzögerungen eingetreten sind.

Ein Vergleich der in der dena-Untersuchung 2012 (vgl. Deutsche Energie Agentur 2012:1) angegebenen Zeitpunkte der Inbetriebnahme aller EnLAG-Vorhaben (angegeben für die Gesamtvorhaben ohne Teilabschnitte) mit den Zeitpunkten der Inbetriebnahme pro Teilabschnitt jedes EnLAG-Vorhabens im Monitoring Bericht der Bundesnetzagentur aus dem zweiten Quartal 2014 (vgl. Bundesnetzagentur 2014:1) zeigt zum Teil erhebliche Differenzen. Das Ergebnis dieses Vergleichs zeigt Abbildung 5. Die Grafik verdeutlicht, dass in 57 von insgesamt 66 Teilabschnitten in 23 EnLAG-Vorhaben im Monitoring Bericht der Bundesnetzagentur keine Verzögerung angezeigt wird. Verglichen mit den Angaben der *dena* von 2012 trifft dies nur für 29 Teilabschnitte zu. Demzufolge unterscheiden sich bei 37 Teilabschnitten die Zeitpunkte der Inbetriebnahme im Monitoring Bericht mit den Angaben des entsprechenden

Gesamtvorhabens der *dena*, bei 26 Teilabschnitten davon mehr als drei Jahre. Die angegebenen Inbetriebnahmezeitpunkte der beiden Teilabschnitte im EnLAG-Vorhaben Nr. 11 Neuenhagen – Wustermark liegen sogar jeweils acht Jahre hinter dem Zeitpunkt der Gesamtinbetriebnahme, der für das EnLAG-Vorhaben in der *dena* Untersuchung angegeben wurde.

Für die Verzögerungen werden zahlreiche Gründe angegeben. So hat sich der Planungszeitraum vom Planungsbeginn bis zur Inbetriebnahme in den letzten Jahren stark verlängert. Anfang der 90er Jahre bspw. dauerte der Trassenausbau Redwitz – Remptendorf (ca. 50 km) für die „elektrische Wiedervereinigung“ Deutschlands von der Planung bis zur Fertigstellung anderthalb Jahre (vgl. Schossig 2005:1, IZES 2012:1). Im Vergleich dazu ergibt sich beim EnLAG-Vorhaben Nr. 2 Wehrendorf - Ganderkesee vom Beginn des Raumordnungsverfahren (ROV) im Jahr 2004 (Deutsche Energie Agentur 2012:1) bis zur momentan geplanten Inbetriebnahme im Jahr 2016 bzw. 2017 (Bundesnetzagentur 2014:2) eine Dauer von 12 bzw. 13 Jahren. Weitere Verzögerungsgründe sind Änderungen in den Planungsabläufen und der Planungsgesetzgebung aber auch der Transformationsprozess des Energiesystems und der Übertragungsnetzbetreiber.

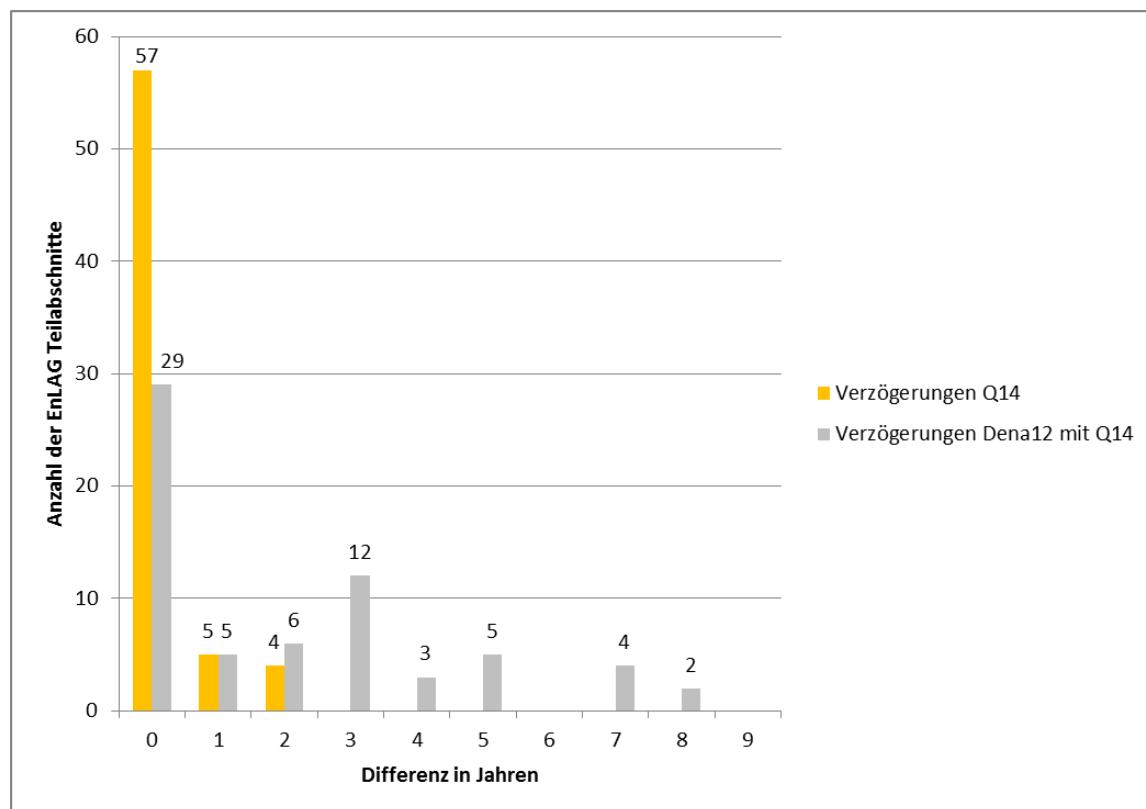


Abbildung 5. Vergleich der Inbetriebnahmezeitpunkte der EnLAG-Vorhaben der *dena*-Untersuchung 2012 mit den Zeitpunkten der Inbetriebnahme der EnLAG-Vorhaben-Teilabschnitte im Monitoring-Bericht der Bundesnetzagentur 2014 (Quelle: eigene Darstellung).

Die *dena* (Deutsche Energie Agentur 2012:1) hat alle vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und ca. 20 zuständige Behörden nach Hindernissen im Netzausbau befragt. Von den genannten Hindernissen beim Netzausbau wurden neun Hindernisse in vier Kategorien bewertet (siehe Abbildung 6).

	Hindernis	ÜNB-Bewertung	Behörden-Bewertung
Bürgerbeteiligung	Bürgerinitiativen	-	-
	Grundstückseigentümer	--	
Verantwortliche Bau/Genhmigung	Erörterungstermin	--	--
	ÜBN		++
	Behörde	+	
länderübergreifend	Länderübergreifende Zusammenarbeit zwischen Behörden / ÜNBs	+	++
	Uneinheitliche Genehmigungsverfahren	-	-
Gesetzesgrundlage	Keine klaren Gesetzesvorgaben	-	-
	Änderung der Genehmigungsverfahren	-	-

-- wesentliches Hindernis - Hindernis
 ++ Keine Probleme + unwesentliche Probleme

Quelle: Dena 2012, Ergebnisse aus Telefoninterviews mit ÜNBs und Behörden, Stand April 2012.

Abbildung 6. Dena Befragung zu Hindernissen beim Netzausbau aus Sicht der ÜNB und der zuständigen Behörden.

Die Ergebnisse der Befragung zeigen die Hindernisse, aus Sicht der ÜNB und der Behörden, vor allem im Bereich der Gesetzesgrundlagen und Genehmigungsverfahren sowie bei der Bürgerbeteiligung. Besonders hervorzuheben ist der Mehraufwand für beide Seiten bei den Erörterungsterminen.

Matthias Kurth, Präsident der Bundesnetzagentur, hat in seinem Thesenpapier von 2011 als Hauptprobleme mangelnde Akzeptanz und schleppende Genehmigungsverfahren beim Ausbau der Stromnetze benannt (vgl. Kurth 2011:1).

Die Herausforderung im Rahmen des Projektes *VerNetzen* besteht darin, die Ursachen der Verzögerungen innerhalb der EnLAG-Vorhaben zuzuordnen, um so die akzeptanzbedingten Ursachen zu identifizieren. Eine Schwierigkeit dabei besteht darin die unterschiedlichen Planungsprozesse von EnLAG- und BBPlG-Vorhaben vergleichbar zu machen. In einem ersten Schritt werden deshalb die verschiedenen Verzögerungsgründe einzelner Teilabschnitte zusammengetragen und ihren jeweiligen Phasen der Planung zugeordnet. Anhand dieser Daten sollen folgende Fragen beantwortet werden:

- Welche Rolle spielt die gesellschaftliche Akzeptanz und welche Auswirkungen hat sie bei Verzögerungen im Netzausbau? Welche zukünftige Rolle wird sie einnehmen?
- Welche akzeptanzbedingten Ursachen führen zu einer Verzögerung und welchen Anteil haben diese an der Gesamtverzögerung eines Vorhabens?

B Ursachen akzeptanzbedingter Verzögerungen beim Netzausbau

Dem EnLAG-Monitoring-Bericht vom zweiten Quartal 2014 sind in 66 Teilabschnitten von aktuell insgesamt 23² EnLAG-Vorhaben 13 Formulierungen zu entnehmen, die auf akzeptanzbedingte Verzögerungen hinweisen. Abbildung 7 zeigt die Gesamtanzahl der EnLAG-Teilabschnitte in den einzelnen Planungsphasen (grau). Gelb angezeigt ist die Anzahl derer mit Meldungen³ die auf akzeptanzbedingte Verzögerungen hinweisen.

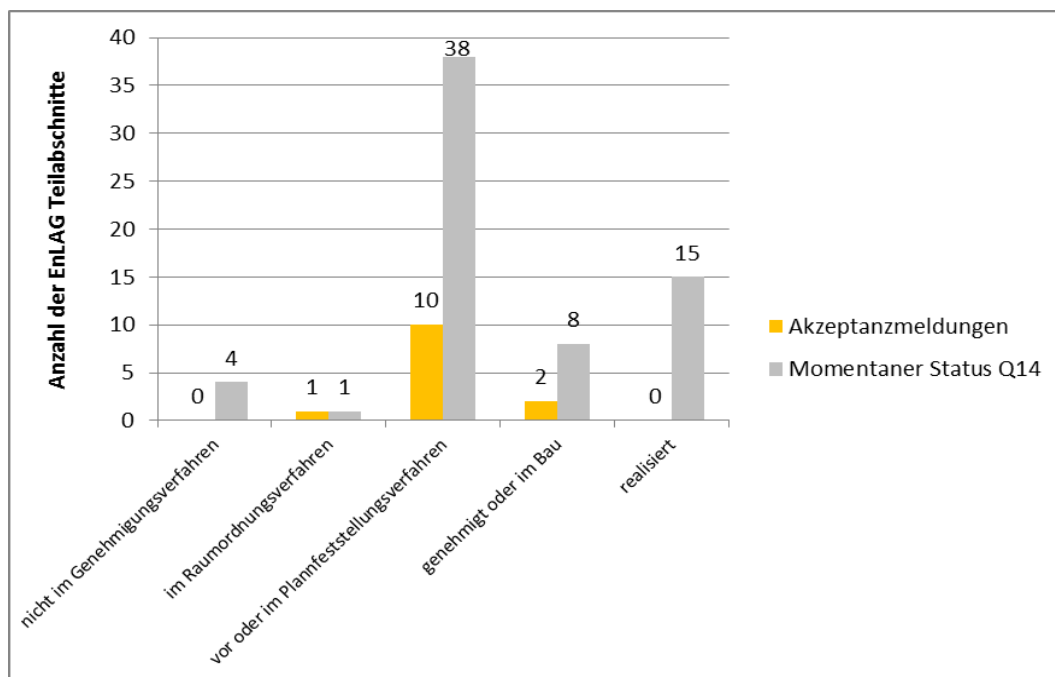


Abbildung 7. Verzögerung durch Akzeptanzaspekte. Quelle: EnLAG-Monitoring 2. Quartal 2014

Folgende Formulierungen in Meldungen wurden als akzeptanzbedingte Verzögerungen gedeutet:

- „Akzeptanzprobleme“,
- „Bürgerinitiativen beauftragten einen Gutachter“,
- „Einwendungen zu bearbeiten“,
- „zusätzliche Varianten geprüft, die von Gemeinden und Bürgerinitiativen vorgeschlagen wurden“,
- „neues akzeptanzförderndes Mastdesign entwickelt“ (Bundesnetzagentur 2014:1)

² Ende Juli 2013 wurde das Vorhaben Nr. 22 im Rahmen der Gesetzgebungsprozesse zum Bundesbedarfsplangesetz aus dem EnLAG gestrichen.

³ Keine Doppelzählung

Akzeptanzbedingte Verzögerungen in zwei Fallbeispielen

Bei der Untersuchung, hinsichtlich akzeptanzbasierter Verzögerungsgründe des Teilabschnittes Neuenhagen – Bertikow im EnLAG-Vorhaben Nr. 3 begründet die Stadt Eberswalde im Hauptbeschluss vom 23.09.2010 die Ablehnung der 380-kV-Freileitung (Uckermarkleitung) mit der nicht nachgewiesenen Planrechtfertigung. Darüber hinaus seien Gefährdungen des Menschen durch elektromagnetische Immissionen, aufgrund unterschrittener Mindestabstände, nicht auszuschließen. Die Beeinträchtigung des Stadt- und Landschaftsbildes sei unverhältnismäßig, und zusätzlich werde eine gehemmte Entwicklung der tangierten bzw. überspannten Gewerbe- und Industriestandorte erwartet. Auch die Notwendigkeit der Beeinträchtigung von sensiblen Schutzgebieten sei nicht hinreichend begründet. Alternativ fordert die Stadt Eberswalde deshalb die Realisierung des Teilabschnittes als Erdkabeltrasse im Trassenkorridor der bestehenden 220-kV-Leitung (vgl. Stadt Eberswalde 2010:1).

Nach Bekanntgabe der Freigabe der Uckermarkleitung, mit dem Planfeststellungsbeschluss im Juli 2014 vom Brandenburger Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe (LBGR) (LBGR 2014:1) wurde am 02.10.2014 der Baustopp für den Teilabschnitt Neuenhagen - Bertikow vom Antragssteller und Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz bekanntgegeben. Grund hierfür sind drei Klagen von Privatpersonen sowie dem NABU Landesverband Brandenburg in Abstimmung mit einer Bürgerinitiative (50Hertz Transmission GmbH 2014:1). Der ÜNB rechnet mit einer weiteren Verzögerung von mehreren Monaten für das Teilvorhaben.

In einem Interview des Rundfunks Berlin-Brandenburg mit den Klägern vom 08.09.2014 werden die Gründe ersichtlich:

- Ängste vor gesundheitlichen Risiken,
- Abstand der Trassen zu Wohngebäuden von unter 100 Metern,
- Eingriff in ein Biosphärenreservat und Naturschutzgebiet
- nicht übernommene alternative Bündelung der Trassenführung mit einer bestehenden Autobahn (vgl. Rundfunk Berlin-Brandenburg 2014:1).

Die Deutsche Umwelthilfe hat in den Handlungsempfehlungen Plan N und Plan N 2.0 im Rahmen des Forums Netzintegration Erneuerbare Energien folgende Gründe und Motive für sinkende Akzeptanz bzw. Konfliktfelder beim Netzausbau in Deutschland zusammengefasst (DUH 2010:1, S. 60, 2013:1, S. 50-58):

- Gesundheitsrisiken infolge erhöhter elektrischer und magnetischer Felder,
- Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch Freileitungen,
- Wertminderung von Immobilien und Grundstücken, die sich in unmittelbarer Nachbarschaft zur geplanten Freileitung befinden,
- Abnehmende touristische Attraktivität der Region und geringerer Erholungswert, insbesondere beim naturnahen Tourismus,
- Lärmbelästigung in direkter Umgebung bei bestimmten Wetterlagen (Surren, Koronaentladung),
- Witterungsbedingte Gefahren wie Eisbruch, Mastbruch, Blitzeinschlag,
- Beeinträchtigung des Landschaftsbildes,
- Gefährdung von Vögeln durch Leitungsanflug und Stromschlag,

- Eingriff in sensible Gebiete durch den Trassenbau (Kahlschlag), Zerschneidung von Lebensräumen durch neue Trassen; besonders gravierend in Vogelschutzgebieten, Nationalparks, Biosphärenreservaten, Naturparks und Naturschutzgebieten,
- Veränderung der Bodenqualität in Mooren und Feuchtgebieten bei Erdkabelverlegung.

Aus den oben genannten Beweggründen wurden folgende Indikatoren für akzeptanzbasierte Verzögerungsrisiken beim Netzausbau gebildet:

- Landschaftsbild,
- Grundstückswertverlust,
- Gesundheitliche Ängste durch elektrische u. magnetische Strahlung,
- Eingriff in Naturschutzgebiete (Vogelschutz, Biosphärenreservat, Naturschutzgebiete).

Zusätzlich fließen die von den ÜNB genannten Indikatoren

- Vorbelastung durch weitere Infrastrukturmaßnahmen,
- Besiedlungsdichte der Region,
- Anteil von Erneuerbaren Energien, wie z.B. Bürgerwindparks im Einzugsgebiet des Korridors,

im Rahmen der bereits durchgeführten Fokusgruppe (siehe IIIA) an dieser Stelle ein. Anhand der Untersuchung dieser Indikatoren wird dann eine Risikobewertung einzelner Vorhabenkorridore erstellt, die später in die Erstellung von Netzausbaupfaden und deren Verzögerungswahrscheinlichkeiten einfließen soll.

C Belastungsgrad im Netzausbau

Das Verzögerungsrisiko und die empirischen Analysen im Netzausbau ergeben den Belastungsgrad in einzelnen Ausbauregionen. Neben den zuvor beschriebenen Indikatoren soll die Risikobewertung auch einzelne Kriterien der Raumwiderstandsanalyse beinhalten, die bereits im Planungsprozess von Stromtrassen Anwendung finden (vgl. ÜBN 2013). Hierzu werden die Indikatoren in der GIS-Datenbank anhand von Flächen, Abständen bzw. Puffern gewichtet und ihnen Polygone in einem Rasterquadrat zugewiesen.

Ziel der Risikobewertung ist nicht die Ermittlung einer optimalen Trassenverlaufsführung, sondern die Bewertung der Vorhabenkorridore hinsichtlich ihrer akzeptanzbedingten Verzögerungswahrscheinlichkeit und die Integration dieser in der Szenario-Erstellung der Netzausbaupfade mit *renpass* anhand des externen Szenario-Moduls.

Ein erwartetes Ergebnis der Risikobewertung ist in Abbildung 8 dargestellt. Auf der linken Seite sind die gewählten Indikatoren als georeferenzierte Information in Form von Gebäuden, Natura2000 Flächen, des Vorhabenkorridors sowie der Verwaltungsgebiete der Gemeinden dargestellt. Die mit einer Gewichtung berechneten Risikoflächen zeigt die rechte Seite.

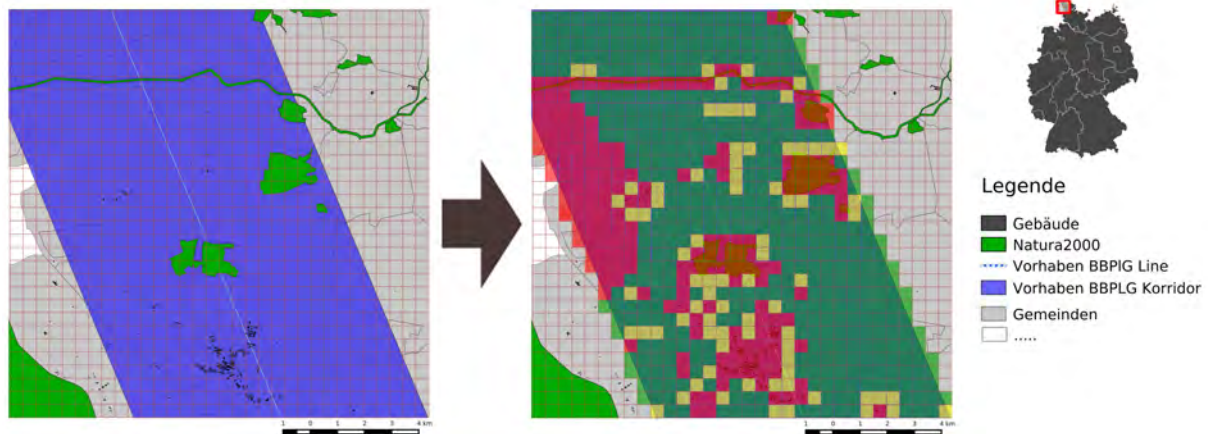


Abbildung 8. Beispiel einer akzeptanzbedingten Risikobewertung (Quelle: eigene Darstellung)

Die für dieses Beispiel gewählte Gewichtung der Polygone ist wie folgt:

- Gebäude (tabu, rot),
- 3 km Küstenstreifen (tabu, rot),
- Natura2000 (tabu, rot),
- Siedlungsflächen (Hohes Risiko, gelb),
- Gebäude Abstand \leq 100 Meter (Hohes Risiko, gelb),
- Natura2000 Abstand \leq 100 Meter (Hohes Risiko, gelb).

Zur Bewertung des Risikos muss eine sinnvolle Rastergröße und Gewichtung der Indikatoren gefunden werden. In diesem Beispiel wurde die Rastergröße mit 500 x 500 Metern relativ groß gewählt. Es ist zu klären, ob diese Rastergröße zur Ermittlung einer Risikobewertung genügt oder kleiner gewählt werden muss, um eine plausible Verzögerungswahrscheinlichkeit angeben zu können.

D Entwicklung von Netzausbaupfaden im externen Szenario-Modul

Die Ergebnisse der Risikobewertung von akzeptanzbedingten Verzögerungen bilden die Grundlage der Szenario-Entwicklung von Netzausbaupfaden. Die Ergebnisse können z.B. in Form verschiedener Fälle (Case) formuliert werden. Ausgehend von den aktuellen Zeitpunkten der Inbetriebnahme eines EnLAG- oder BBPIG-Vorhabens werden den Risikobewertungen entsprechend weitere mögliche Verzögerungen hinzu addiert.

Case A:

„Hohe Zustimmung“. Es besteht ein Risiko der Verzögerung. Durch die Prüfung von Alternativen, Bürgerbeteiligung, Teilverkabelung und der Darstellung der Notwendigkeit des Vorhabens wurde Vertrauen geschaffen. Dadurch wurde das Risiko einer Verzögerung durch geringe Akzeptanz verringert. Die Inbetriebnahme findet deshalb entsprechend der momentanen Planung statt.

Case B:

„Mittlere Zustimmung“. Es kommt zu Verzögerungen, die durch zu geringe Akzeptanz verursacht werden.

Case C:

„Hohe Ablehnung“. Der Ausbau stößt auf sehr große Kritik. Das heißt Proteste und Klagen führen zu einer maximalen Verzögerung und können sogar die Einstellung eines Vorhabens bedeuten.

Diese Netzausbaupfade werden dem Strommarktmodell *renpass* als Inputparameter übergeben, um eine Simulation durchzuführen (siehe Kapitel IIIB3).

V Diskussion und Ausblick

Die methodische Herangehensweise basiert auf der Auswertung historischer Daten. Im Netzausbau ist die Datenlage unter den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen allerdings noch gering. Ob eine Vergleichbarkeit der Erfahrungen zur gesellschaftlichen Akzeptanz im Rahmen vorhergehender gesetzlicher Rahmenbedingungen hergestellt werden kann, ist noch nicht absehbar. Die Übertragbarkeit von historischen Ereignissen und Zusammenhängen der gesellschaftlichen Akzeptanz auf zukünftige Ereignisse ist selbstverständlich nur sehr eingeschränkt möglich. Die Methodenentwicklung zur Integration von sozial-ökologischen Einflussfaktoren in die Energiesystemmodellierung steht noch am Anfang. Deshalb ist es Bestandteil des Projektes ebenfalls den Stand der Wissenschaft zur Verwendung qualitativer Daten in quantitativen Modellen aufzuarbeiten, konstruktiv zu diskutieren und weiter zu entwickeln. Ziel des Projektes ist es ein Verfahren zur Integration zu entwickeln und die Plausibilität der Ergebnisse zu diskutieren und Auswirkungen gesellschaftlicher Akzeptanz im Energiesystem sichtbar zu machen.

VI Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH (2014): *50Hertz lässt Bauarbeiten an der Uckermarkleitung vorerst ruhen*. Presseinformation vom 02. Oktober 2014, online verfügbar unter: <http://www.50hertz.com/de/Medien/News/Details/newsId/12778/title/50Hertz-laesst-Bauarbeiten-an-der-Uckermarkleitung-vorerst-ruhen>.

Bundesnetzagentur (2014:1): *EnLAG-Monitoring -Stand zum Ausbau von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum zweiten Quartal 2014*, S.5ff, online verfügbar unter: <http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/EnLAG/EnLAG-Gesamtuebersicht.pdf>.

Bundesnetzagentur (2014:2): *Balkendiagramm EnLAG-Monitoring*, S.1-2, online verfügbar unter: <http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/EnLAG/EnLAG-Balkendiagramm.pdf>.

Deutsche Energie Agentur (2012): *Stand der Genehmigungsverfahren der Netzausbauprojekte nach EnLAG*. Projektbericht, online verfügbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiedienstleistungen/Dokumente/Stand_EnLAG-Trassen.pdf.

Deutsche Umwelthilfe e.V. (2010): *Plan N – Handlungsempfehlung an die Politik*. Online verfügbar unter: http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/Plan_N_dt_02.pdf.

Deutsche Umwelthilfe e.V. (2013): *Plan N 2.0 – Politikempfehlungen zum Umbau der Stromnetze für die Energiewende*. online verfügbar unter: http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/PLAN_N_2.0_Gesamtansicht_.pdf.

IZES (2012): *Elektrische Straße*, Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) gGmbH, Jörg Frantzen, Hermann Guss, Endbericht.

Kurth (2011): *Was verzögert den Bau von Stromleitungen?* Präsident der Bundesnetzagentur, Thesenpapier.

LBGR (2014): *Planfeststellungsbeschluss für die Errichtung und den Betrieb der 380-kV-Freileitung Bertikow – Neuenhagen 481/482 der 50Hertz Transmission GmbH - Uckermarkleitung - sowie der damit im Zusammenhang stehenden Leitungsabschnitte*. Az: 27.2 – 1 – 15, Juli 2014. Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe, Land Brandenburg.

Renpass (2014): *Renewable Energy Pathways Simulation System*. Online verfügbar unter: renpass.eu.

Rundfunk Berlin-Brandenburg (2014): *Uckermarkleitung setzt Bürger unter Strom*. online Beitrag von Thomas Rautenberg am 08.09.2014, online verfügbar unter: <http://www.rbb-online.de/wirtschaft/beitrag/2014/09/protest-stromtrasse-uckermark-klage-bundesverwaltungsgericht.html>.

Schossig (2005): *10 Jahre elektrische Wiedervereinigung Deutschlands*. Sonderdruck PDF 6090 aus ew Jg. 104 (2005), Heft 21-22, S. 80-83.

Stadt Eberswalde (2010): *Stellungnahme der Stadt Eberswalde als Träger öffentlicher Belange zum Planfeststellungsverfahren 380-kV-Leitung Bertikow-Neuenhagen 481/482 (Uckermarkleitung)*. Hauptausschuss, der öffentlichen Sitzung vom 23.09.2010, Beschluss-Nr. H 85/20/10.

ÜNB (2013): *Antrag auf Bundesfachplanung – Musterantrag nach § 6 NABEG, Teil 1: Grob- und Trassenkorridorfindung*. 50Hertz Transmission Berlin, Amprion Dortmund, Tennet TSO Bayreuth, TransnetBW Stuttgart. Vgl. Kap. 3.3.1 Raumwiderstandsanalyse, online verfügbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/pdf/NABEG_Musterantrag_Teil1.pdf

Walter (2012): *Sozialpsychologische Akzeptanz von Windkraftprojekten an potentiellen Standorten - Eine quasiexperimentelle Untersuchung*. Universität Zürich, Lehrstuhl Sozialpsychologie 2012.

Walter, Krauter, Schwenzer (2011): *Erfolgsfaktoren für die Akzeptanz von Erneuerbare-Energie-Anlagen*. Lehrstuhl Sozialpsychologie, Psychologisches Institut, Universität Zürich & The Advisory House GmbH. Erschienen in *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61, Heft 3.

Wiese (2014): *renpass Renewable Energy Pathways Simulation System – Open Source as an approach to meet challenges in energy modeling*. Doctoral Thesis, S. 26, Noch nicht veröffentlicht.

Optimierte Vermarktung von Energie aus stochastischen erneuerbaren Quellen mit Hilfe eines Energiespeichers – Eine Entlastung für das Netz

Michael Hassler, Jochen Gönsch und Stephan Krohns

Kurzfassung

Der Anteil erneuerbarer Energieträger an der deutschen Stromproduktion steigt stetig an. Der Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft schätzte ihn im Jahr 2013 bereits auf 23,4 Prozent. Damit ist ein erheblicher Anteil der durchschnittlichen Produktion stochastischen Schwankungen unterworfen. Um in diesem Umfeld die Netzstabilität auch in Zukunft zu gewährleisten, kommt neben dem Netzausbau auch dem Einsatz von Energiespeichern eine wichtige Rolle zu.

Vor diesem Hintergrund betrachten wir einen kleineren Anbieter erneuerbarer Energien mit beschränkter Anbindung an das Mittel- bzw. Hochspannungsnetz, etwa einen Windpark. Dieser vermarktet seine Energie am Day-Ahead- oder Intradaymarkt. Gebote erfolgen hier mit einem gewissen zeitlichen Vorlauf zur Lieferung, so dass eine erhebliche Unsicherheit über die eigene Produktion besteht. Durch einen Speicher kann diese jedoch teilweise ausgeglichen werden.

In diesem Kontext entwickeln wir ein Modell zur Optimierung von Speichermanagement und Gebotsstrategie, das explizit die Verzögerung zwischen der Abgabe eines Gebots und der späteren Lieferung berücksichtigt. Aufbauend auf einem eigens entwickelten Algorithmus zur Lösung des Modells, der auf State-of-the-Art-Ansätzen zur Lösung stochastischer, dynamischer Optimierungsprobleme beruht, analysieren wir in einer Simulationsstudie den Trade-off zwischen Netzausbau und verschiedenen Eigenschaften des Speichers wie beispielsweise Größe und Wirkungsgrad sowie die Auswirkungen der Vermarktung erneuerbarer Energien mit und ohne Energiespeicher auf das Stromnetz.

Dipl.-Math. oec. Dipl.-Kfm. Michael Hassler studierte an der Universität Augsburg Betriebswirtschaftslehre und Wirtschaftsmathematik mit den Schwerpunkten Planung und Entscheidung, Finanz- und Bankwirtschaft sowie Wirtschaftsinformatik. Seit Juli 2010 ist er wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Analytics & Optimization der Universität Augsburg. Im Rahmen seiner Dissertation bearbeitet Michael Hassler Themen aus den Bereichen Erneuerbare Energien und Berücksichtigung von Risikoaversion im Pricing und Revenue Management.

Dr. Jochen Gönsch studierte an der Technischen Universität Darmstadt Wirtschaftsinformatik mit den Schwerpunkten Operations Research und Data Mining. Seit November 2006 ist er wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Analytics & Optimization der Universität Augsburg. Im Juli 2010 promovierte er mit einer Arbeit zur Gestaltung von Absatzprozessen in der Dienstleistungsindustrie, dem sogenannten Revenue Management. Heute umfassen seine Forschungsfelder die Themenbereiche Erneuerbare Energien, Logistik, Remanufacturing und Pricing/Revenue Management sowie die Berücksichtigung von Risikoaversion. Er ist Gründer und stellvertretender Vorsitzender der Arbeitsgruppe Analytics (www.analytics-gor.de) der Gesellschaft für Operations Research (GOR).

Dr. Stephan Krohns studierte Materialwissenschaften an der Universität Augsburg. Als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Experimentalphysik V verantwortete er ein Teilprojekt eines europäischen Forschungsverbundprojekts „New Materials with ultra high-k dielectric constant for tomorrow wireless communication“ (NUOTO) in Zusammenarbeit mit Forschungseinrichtungen und der Halbleiterindustrie. Zum Thema „Grenzflächenpolarisationen in Übergangsmetalloxiden: Von der Grundlagenforschung zur Anwendung“ promovierte er im Februar 2010. Seit 2012 leitet er die BMBF geförderte Nachwuchsgruppe zum interdisziplinären Thema „Entwicklung ressourceneffizienter Kondensatoren zur Energiekurzzeitspeicherung (ENREKON)“.

I Flexibilität durch Verwendung von Energiespeichern im Verteilnetz

Die Volatilität der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (EE) sowie des Stromverbrauchs nimmt verschiedenen Studien zufolge im Verteilnetz zu; siehe z.B. (Agora Energiewende 2014) oder (Schill 2013). Dabei gilt es neben der Integration weiterer EE-Anlagen auch die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Speichertechnologien können hierbei verschiedenste Aufgaben von zeitlicher Energiespeicherung über Kappung der Einspeisespitzen bis hin zu Systemdienstleistungen wie Frequenz- und Spannungsstabilisierung übernehmen (Agora Energiewende 2014). Für diese Aufgaben stehen die unterschiedlichsten Technologien zur chemischen, mechanischen, thermischen und elektrischen Umwandlung und Speicherung von elektrischer Energie zur Verfügung (Sundararagavan und Baker 2012). Diese unterscheiden sich zum Teil erheblich in charakteristischen technischen Spezifikationen wie Leistung, Energiedichte, Zyklfestigkeit oder Wirkungsgrad, insbesondere aber auch im Preis. Abbildung 1 stellt für verschiedene Speichertechnologien die Kosten der Leistung in €/kW (a) bzw. die Kosten der Kapazität in €/kWh (b) gegen den Wirkungsgrad dar, um die technischen und wirtschaftlichen Vor- und Nachteile verschiedener Speicher einzuordnen; nach (Sundararagavan und Baker 2012) und (Schoenung 2011).

Im vorliegenden Artikel betrachten wir einen regionalen, wirtschaftlich agierenden Produzenten, der eine EE-Anlage mit stochastischer Produktion marktkonform, d. h. ohne Subventionen wie EEG-Förderung, mit einem Energiespeicher koppelt. Die gesamte Anlage verfügt über eine begrenzte Leistungsanbindung an das Verteilnetz (Mittelspannungsebene).

Ein zentrales Ergebnis ist, dass der Energiespeicher aus Sicht des Betreibers einen entscheidenden Beitrag zur wirtschaftlichen Marktintegration der EE-Produktion leistet. Dabei sind Parameter wie Anbindung, Wirkungsgrad oder Größe lediglich von erstaunlich geringer Bedeutung. In Bezug auf das Netz können wir zeigen, dass die rein erlösorientierte Nutzung des Speichers das Netz stabilisiert und somit zusätzlich Systemdienstleistungen erbracht werden, sofern der Strompreis die regionale Netzauslastung hinreichend abbildet.

Der weitere Artikel ist wie folgt gegliedert: In Abschnitt B erläutern wir das betrachtete Szenario und skizzieren die verwendeten Techniken zur Optimierung der Vermarktung unter Ausnutzung des Speichers. Aufbauend auf der so ermittelten gewinnmaximierenden Steuerung von Speicher und Vermarktungsprozess führen wir in den beiden folgenden Abschnitten eine Fallstudie durch. In Abschnitt C analysieren wir den ökonomischen Nutzen des Speichers aus Sicht des Betreibers. Analog dazu betrachten wir in Abschnitt D die Auswirkungen dieser Steuerung auf das Netz. Wir schließen mit einem Fazit in Abschnitt E.

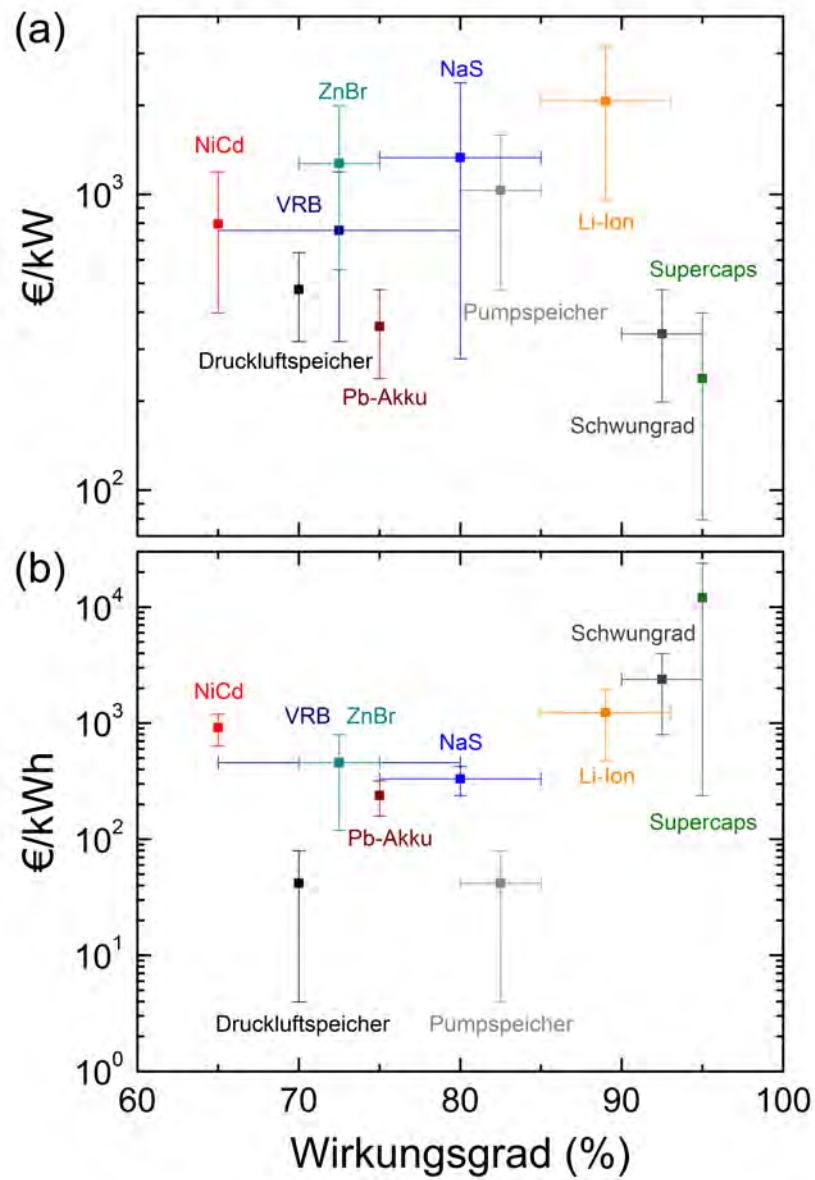


Abbildung 1. (a) Kosten pro kW installierter Leistung bzw. (b) Kosten pro kWh Kapazität für gängige Speichertechnologien (mechanische Speicher (■ ■ ■), Redox-Flow Batterien (■ ■ ■), Batterien (■ ■ ■) und Superkondensatoren (■))

II Kraftwerk mit stochastischen erneuerbaren Quellen und Speicher sowie direktem Marktzugang

A Überblick

Bereits heute ziehen Betreiber von EE-Anlagen die Erweiterung ihrer Kraftwerke durch Energiespeicher in Betracht. Diese ermöglichen durch zusätzliche Flexibilität die Direktvermarktung des Stromes zu Zeiten mit höheren Preisen und können mögliche netzseitige Restriktionen abfedern. So erweiterte beispielsweise im Sommer 2014 das Technologieunternehmen Robert Bosch einen Bürgerwindpark in Norddeutschland um einen Energiespeicher, um auch bei Netzüberlastung die Windräder nicht abschalten zu müssen (Robert Bosch GmbH 2014).

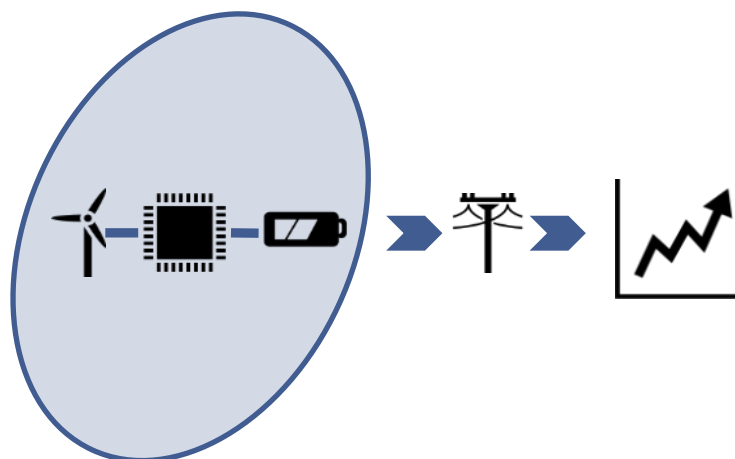


Abbildung 2. EE-Kraftwerk bestehend aus Windrad und Speicher mit Marktzugang¹

Im Folgenden betrachten wir einen privatwirtschaftlich agierenden, also gewinnmaximierenden Produzenten elektrischer Energie. Dieser verfügt über stochastische, erneuerbare Quellen sowie einen Energiespeicher und verkauft die Energie an einem Strommarkt (Abbildung 2). Wesentliches Kennzeichen dieser Märkte ist, dass die Energie nur bis zu einem festgelegten Zeitpunkt vor der tatsächlichen Lieferung gehandelt werden kann. Am EPEX SPOT Intraday-Markt beispielsweise endet der Handel 45 Minuten vor dem 15-minütigen Intervall, in dem die Lieferung erfolgt. Die Lieferzusage muss also zu einem Zeitpunkt gemacht werden, in dem die spätere stochastische Produktion noch nicht genau bekannt ist. Damit steht der Produzent laufend dem Entscheidungsproblem, die optimale Liefermenge zu bestimmen, gegenüber.

¹ CPU entworfen von Michael Anthony von The Noun Project

Dieses entsteht durch das folgende Spannungsverhältnis: Ist die verkaufte Liefermenge zu hoch und kann er später nicht in vollem Umfang liefern, da die Produktion zu gering ausfällt und auch ein eventueller Speicher nicht ausreicht, so wird dies automatisch durch den Zukauf von (möglicherweise sehr teurer) Regelernergie ausgeglichen. Ist dagegen die Liefermenge zu niedrig, so entgehen ihm Erlöse durch Effizienzverluste bei der Speicherung oder weil bei vollem Speicher keine weitere Einspeicherung möglich ist.

B Mathematische Modellierung und Lösungsansatz

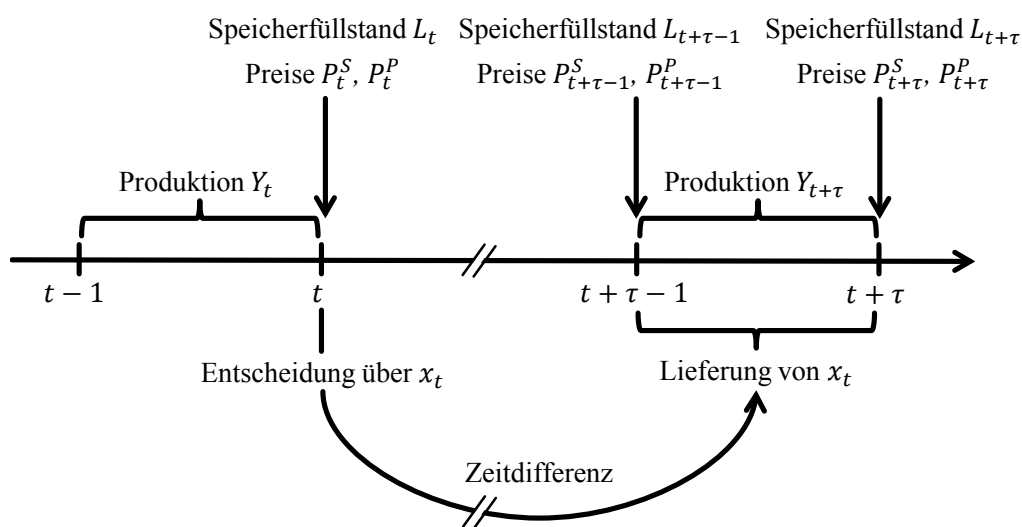


Abbildung 3. Markt- und Entscheidungsstruktur mit Festlegung der zukünftigen Menge der Stromlieferung

Abbildung 3 illustriert das vorliegende Entscheidungsproblem. Der Struktur der Strommärkte folgend, diskretisieren wir die Zeit in fortlaufend nummerierte Perioden. Im Zeitpunkt t muss der Produzent die Entscheidung über die Liefermenge x_t treffen. Diese verkauft er zum aktuellen Preis P_t^S und muss sie τ Perioden später im Zeitraum $t+\tau-1$ bis $t+\tau$ liefern. Er trifft diese Entscheidung auf Basis seiner aktuellen Informationen (Zustand), d. h. des aktuellen Speicherfüllstandes L_t , des Verkaufspreises P_t^S , des Preises für Regelernergie P_t^P und der Produktion Y_t im vorhergehenden Zeitraum von $t-1$ bis t . Wenn die Menge x_t dann τ Perioden später tatsächlich geliefert werden muss, hat sich der Speicherfüllstand durch die zwischenzeitlich angefallenen Produktionsmengen $Y_{t+1}, \dots, Y_{t+\tau-1}$ und die zu liefernden Mengen $x_{t-\tau+1}, \dots, x_{t-1}$ auf $L_{t+\tau-1}$ verändert. Ist die Produktion $Y_{t+\tau}$ kleiner als die zu liefernde Menge x_t , greift der Produzent zunächst auf Energie aus dem Speicher zurück. Reicht diese nicht aus, so muss er Strafzahlungen in Höhe von $P_{t+\tau}^P$ pro Einheit der verbleibenden Menge leisten, da automatisch Regelernergie zugekauft wird. Wenn andererseits die Produktion die verkaufte Liefermenge übersteigt, wird die überschüssige Energie gespeichert.

Im Folgenden skizzieren wir die Modellierung dieses Entscheidungsproblems als sogenanntes Dynamisches Programm; siehe z. B. (Bellman 1957). Hierbei lässt sich die optimale Liefermenge mit Hilfe der sogenannten Bellman'schen Funktionalgleichung bestimmen. Zum Zeitpunkt t wählt der Produzent die Liefermenge x_t so, dass sein Gesamtgewinn ab Periode t (bezeichnet mit $V_t(L_{t-1}, P_t^S, P_t^P, x_{t-1}, \dots, x_{t-\tau})$) maximal wird. Dieser setzt sich aus dem Gewinnbeitrag C der aktuellen Periode t sowie den erwarteten zukünftigen Gewinnen $\mathbb{E}[V_{t+1}]$ ab Periode $t + 1$ zusammen:

$$V_t(L_{t-1}, P_t^S, P_t^P, x_{t-1}, \dots, x_{t-\tau}) = \max_{x_t \in [0, x_{max}]} \{C(L_{t-1}, P_t^S, P_t^P, x_t, x_{t-\tau}) + \mathbb{E}[V_{t+1}(L_t(L_{t-1}, Y_t, x_{t-\tau}), P_{t+1}^S, P_{t+1}^P, x_t, \dots, x_{t-\tau+1})]\}$$

Der Gewinnbeitrag der aktuellen Periode wird hier mit $C(L_{t-1}, P_t^S, P_t^P, x_t, x_{t-\tau})$ bezeichnet. Er beinhaltet den durch den aktuellen Verkauf der Menge x_t zum Preis P_t^S erzielten Erlös sowie eventuell anfallende und mit P_t^P bewertete Strafzahlungen, falls die in der aktuellen Periode zu liefernde Menge $x_{t-\tau}$ nicht durch die Produktion Y_t und den gespeicherten Strom L_{t-1} aufgebracht werden kann. Hinzu kommt noch der erwartete zukünftige Gewinn $\mathbb{E}[V_{t+1}(L_t(L_{t-1}, Y_t, x_{t-\tau}), P_{t+1}^S, P_{t+1}^P, x_t, \dots, x_{t-\tau+1})]$ ab Periode $t + 1$, der rekursiv berechnet werden kann. Hierbei bezeichnet $L_t(L_{t-1}, Y_t, x_{t-\tau})$ den Speicherfüllstand zum Zeitpunkt t , der sich aus dem vorherigen Speicherfüllstand L_{t-1} , der Produktion Y_t sowie der zu liefernden Menge $x_{t-\tau}$ ergibt. Damit spiegeln die beiden Summanden genau den zuvor angesprochenen Trade-off wider. Während der Gewinnbeitrag der aktuellen Periode die Erlöse aus dem Verkauf von Energie enthält und mit einer steigenden Verkaufsmenge wächst, berücksichtigt der zweite Summand mit den zukünftigen Gewinnen u. a. auch die durch die aktuelle Entscheidung ggf. entstehenden Fehlmengen und Strafkosten.

Aufgrund der großen Anzahl zu berücksichtigender Zustände (Kombinationen aus Speicherfüllstand L_t , Preisen P_t^S , P_t^P sowie in der Vergangenheit zugesicherten, noch zu erbringenden Liefermengen $x_{t-1}, \dots, x_{t-\tau}$) ist eine exakte rekursive Berechnung nicht möglich. Jedoch können durch geeignete Techniken der Approximativen Dynamischen Programmierung (ADP; siehe z. B. (Powell 2011)) qualitativ hochwertige Näherungslösungen bestimmt werden. Für eine detaillierte Darstellung der Modellierung sowie des entwickelten Lösungsverfahrens verweisen wir auf den Artikel (Gönsch und Hassler 2014).

III Speicher ist von hohem ökonomischem Nutzen für den Betreiber

In diesem Abschnitt zeigen wir anhand einer Fallstudie – angelehnt an das oben erwähnte Projekt der Firma Robert Bosch in Norddeutschland (Robert Bosch GmbH 2014) – auf, wie hoch der ökonomische Nutzen eines Energiespeichers für den Betreiber eines Windparks sein kann.

A Datengrundlage der Fallstudie

Wir betrachten einen Windpark mit 20 MW Nominalleistung, der mit einem Energiespeicher mit 2,5 MWh Kapazität gekoppelt ist. Der Energiespeicher besitzt einen Wirkungsgrad von 90 %, wie er mit modernen Speichertechnologien erreicht werden kann (siehe Abbildung). Die verwendeten Winddaten stammen von einer meteorologischen Station der Universität Augsburg. In Anlehnung an gängige Windkraftanlagen (bspw. Siemens SWT-3-0-113) liefert die unterstellte Turbine bei Windgeschwindigkeiten zwischen 3 m/s und 25 m/s Strom (sogenannte cut-in- bzw. cut-out-Windgeschwindigkeit). Die Nominalleistung wird zwischen 12 m/s und 25 m/s erzielt. Zwischen 3 m/s und 12 m/s steigt die Leistung kubisch mit der Windgeschwindigkeit. Der produzierte Strom wird vom Betreiber am Intraday-Markt verkauft. Dort wird Strom zur Lieferung in 15-minütigen Intervallen gehandelt. Der Markt schließt 45 Minuten vor der Lieferung. Wir verwenden Preisdaten vom Intraday-Markt der EPEX Spot SE für die deutschen Regelzonen. Wind- und Preisdaten lagen für die Monate Januar bis August 2013 vor. Da die aus unseren Simulationen erhaltenen qualitativen Aussagen in allen Monaten ähnlich waren, basiert diese Fallstudie beispielhaft auf Daten von Januar 2013. Die benötigten stochastischen Prozesse wurden anhand dieser Daten geschätzt, wobei wir eine zeithomogene Verteilung der Windgeschwindigkeit unterstellen. Anschließend wurde der Betrieb der Windpark/Speicher-Kombination auf Grundlage der in Abschnitt B skizzierten Steuerung über einen Zeitraum von 5 Stunden (20 Zeitperioden à 15 Minuten) simuliert und der Erlös berechnet. Im Folgenden geben wir stets den durchschnittlichen Erlös über 10.000 derartige Simulationsläufe an.

B Ergebnisse aus Betreibersicht

Zunächst wird der Einfluss von Speicherkapazität und Wirkungsgrad auf den Erlös betrachtet. Zu diesem Zweck variieren wir die Speicherkapazität von 0 MWh bis 7,5 MWh in 1,25 MWh-Schritten und den Wirkungsgrad von 50 % bis 100 % in 10%-Schritten.

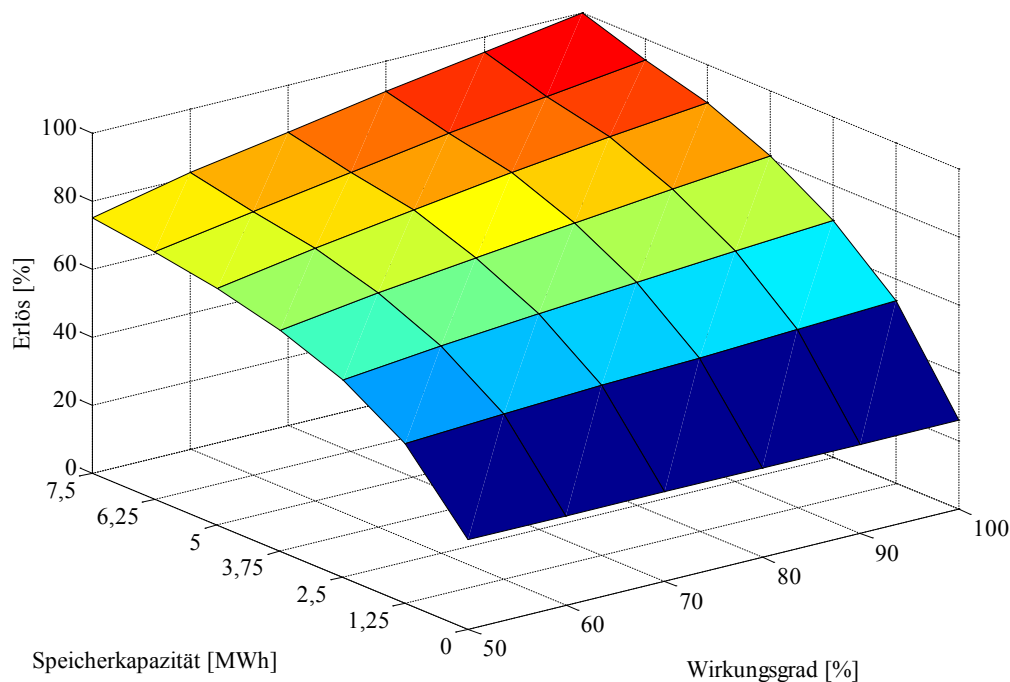


Abbildung 4. Prozentualer Erlös in Abhängigkeit von Speicherkapazität und Wirkungsgrad über einen Zeitraum von 5 Stunden

Abbildung 4 zeigt den mit unterschiedlichen Kombinationen aus Speicherkapazität und Wirkungsgrad erzielten Erlös (100% $\hat{=}$ Erlös bei Speicher mit 7,5 MWh Kapazität und 100% Wirkungsgrad). Aus dieser Analyse ist ersichtlich, dass der Grenzerlös in der Speicherkapazität bei einem geringen Wirkungsgrad schneller abfällt als bei einem hohen Wirkungsgrad. Überraschend ist, dass ein ineffizienter Speicher mit einem niedrigen Wirkungsgrad von nur 50% bereits deutliche Erlössteigerungen bringen kann. So erhöht ein Speicher mit einer Kapazität von 2,5 MWh und einem Wirkungsgrad von 50% den relativen Erlös bereits von ca. 26% auf ca. 58%, was einer Verdoppelung des Erlöses entspricht. Dieser Speicher ermöglicht sogar höhere Erlöse als ein Speicher mit halber Kapazität (1,25 MWh) und perfektem (100%) Wirkungsgrad. Somit sollte bei einer Investitionsentscheidung differenziert der Trade-Off zwischen Speicherkapazität und Wirkungsgrad berücksichtigt werden, da eventuell ein großer ineffizienter Speicher einem kleinen aber effizienten Speicher vorzuziehen ist.

Zum Abschluss der Untersuchungen aus Betreibersicht betrachten wir den Einfluss der Speicherkapazität im Vergleich zur Netzanbindung der Anlage. Da der Betreiber die Kosten der Netzanbindung bei Anlagen im Mittelspannungsnetz mittragen muss, sind diese für ihn ebenfalls entscheidungsrelevant.

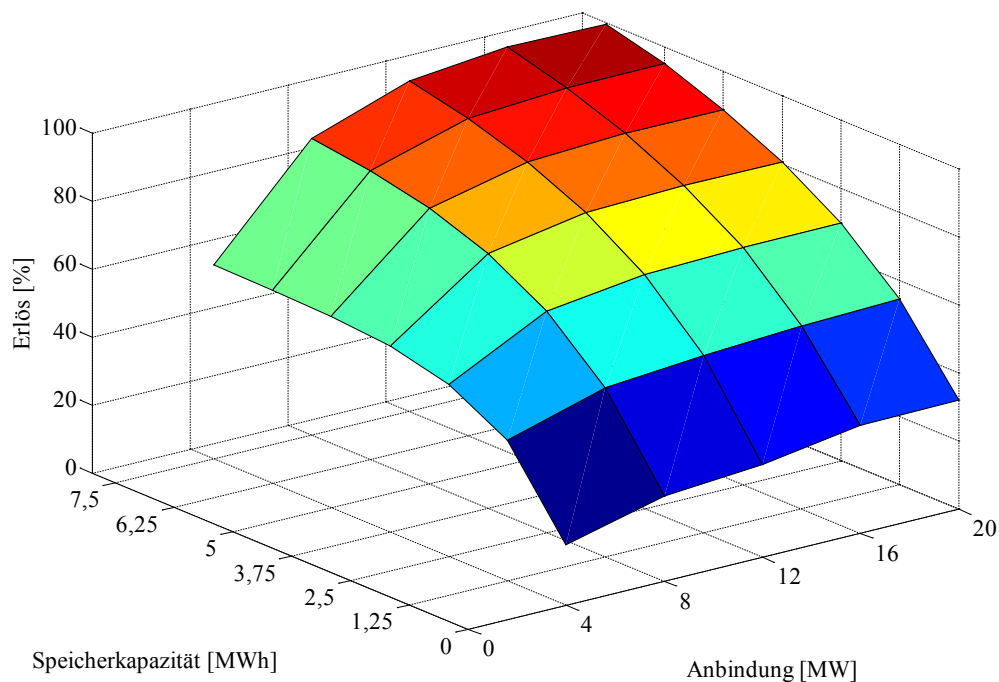


Abbildung 5 Prozentualer Erlös in Abhängigkeit von Speicherkapazität und Netzanbindung über einen Zeitraum von 5 Stunden

In Abbildung 5 ist der relative Erlös in Abhängigkeit von der Speicherkapazität sowie der Netzanbindung aufgetragen (100 % $\hat{=}$ Erlös bei Speicher mit 7,5 MWh Kapazität und Anbindung von 20 MW). Der Wirkungsgrad beträgt im Folgenden stets 90 %. Ohne Energiespeicher führt ein Ausbau der Anbindung über 12 MW (etwa die halbe Nominalleistung) hinaus kaum noch zu Zugewinnen im Erlös. Dies hat im Wesentlichen zwei Gründe. Zum einen kommt eine Erzeugung nahe der Nominalleistung aufgrund der Verteilung der Windgeschwindigkeiten nur selten vor. Die Wahrscheinlichkeit einer maximalen Erzeugung (20 MW) liegt in unserer Fallstudie lediglich bei ca. 16 %. Zum anderen ist der Verkauf der vollen Leistung eine sehr riskante Strategie, da bei Nichterfüllung teure Regelleistung eingekauft werden muss.

Ist ein Speicher verfügbar, so führt dies zu einem starken Anstieg der Erlöse, der nahezu unabhängig von der Dimensionierung der Anbindung ist. Ursache ist, dass der Betreiber nun einerseits besser von Preisfluktuationen profitieren kann und andererseits weniger Regelleistung zukaufen muss, falls die verkaufte Strommenge nicht durch die Produktion gedeckt ist. Der Speicher dient also sowohl der zeitlichen Entkoppelung von Produktion und Lieferung wie auch als eine Art Versicherung gegen schwachen Wind. Lediglich bei einer extrem schwachen Anbindung (4 MW) fällt der Erlös stark ab.

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass ein Energiespeicher im betrachteten Szenario zu deutlichen Erlössteigerungen führt. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht kann eine Netzanbindung deutlich unter der Nominalleistung des Windparks bereits ausreichend sein.

IV Erlösoptimierte Speichernutzung hat positive Auswirkungen auf das Gesamtnetz

In diesem Abschnitt gehen wir von der Betrachtung der zu erwartenden Erlöse über zur Untersuchung der Auswirkungen der Erlösmaximierung auf das Stromnetz. Wir analysieren, welche Auswirkungen das Vorhandensein eines Energiespeichers auf die vereinbarten Liefermengen, die tatsächlich gelieferte Strommenge und den Regelenergiebedarf hat. Da die Verteilung der Windgeschwindigkeit als zeithomogen angenommen wurde, stellt sich nach einigen Zeitperioden eine stationäre Politik ein. Daher führen wir im Folgenden alle Analysen beispielhaft in der Mitte des betrachteten 5-stündigen Zeitraumes (für die zehnte der 20 15-minütigen Zeitperioden) durch. Die Ergebnisse basieren auf jeweils 10.000 Simulationsläufen ohne bzw. mit Energiespeicher (Kapazität 2,5 MWh, Wirkungsgrad 90%).

A Überblick

Abbildung 6 zeigt Boxplots der in einem 15-minütigen Intervall tatsächlich gelieferten Strommenge. Der Median ist durch die rote Linie gekennzeichnet (-), der Mittelwert durch ein rotes Plus (+). Die untere Begrenzung der blauen Box (□) kennzeichnet das 0,25-Quantil, ihre obere Begrenzung das 0,75-Quantil. Somit liegen 50 % der Werte innerhalb der Box. Die untere schwarze Linie symbolisiert das 0,1-Quantil, die obere entsprechend das 0,9-Quantil und 80 % der Werte liegen zwischen beiden schwarzen Linien. Man erkennt deutlich, dass mit Energiespeicher im Mittel erheblich größere Lieferungen erfolgen und der erzeugte Strom somit besser vermarktet wird. Ohne Energiespeicher erfolgt dagegen in über der Hälfte der Fälle keine Lieferung (Median bei 0 MWh). Der Grund hierfür kann eine Windflaute sein oder eine 45 Minuten zuvor vereinbarte Liefermenge von 0 MWh. Letzteres tritt insbesondere ohne Energiespeicher recht häufig auf, da der Betreiber vorsichtiger auf dem Markt agieren muss, um Strafzahlungen bei Nichterfüllung des Vertrags zu vermeiden.

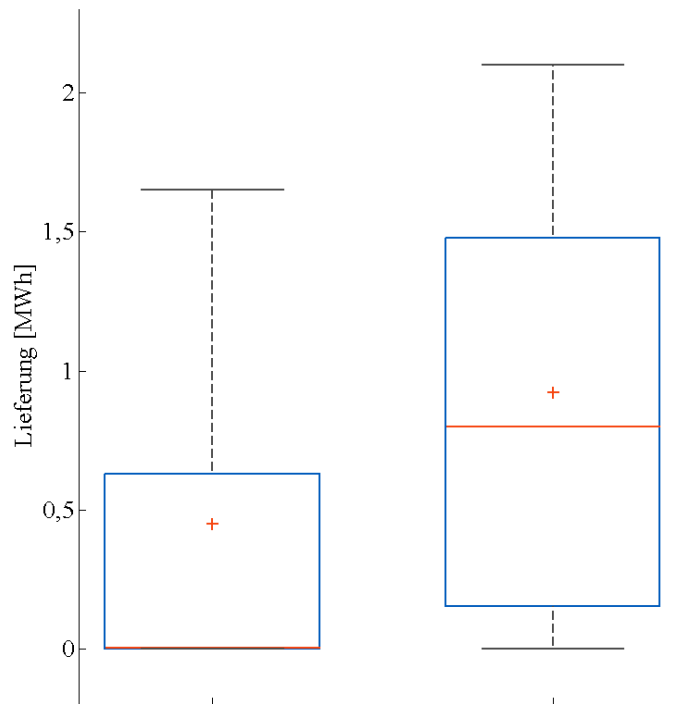


Abbildung 6 Boxplot der tatsächlich gelieferten Strommenge ohne (links) und mit (rechts) Energiespeicher (- Median, + Mittelwert, □ 0,25- bzw. 0,75-Quantil, - 0,1- bzw. 0,9-Quantil)

Abbildung 7 stellt den Regelenenergiebedarf dar, d. h. die Differenz zwischen der 45 Minuten zuvor vereinbarten Liefermenge und der nun tatsächlich erfolgten Lieferung, die nur kleiner oder gleich der zu liefernden Menge sein kann. Wie zu erwarten, ist der Bedarf an Regelenenergie ohne Energiespeicher deutlich höher. Zwar wird sowohl mit als auch ohne Energiespeicher in über der Hälfte aller Fälle die zuvor vereinbarte Strommenge geliefert, was einem Regelenenergiebedarf von 0 MWh entspricht (Median ebenfalls 0 MWh). Ohne Energiespeicher sind aber sowohl der Mittelwert als auch die Spannweite der angeforderten Regelenenergie höher. Die zuvor vereinbarten Liefermengen werden somit ohne Energiespeicher seltener eingehalten und auch die Abweichungen der tatsächlichen Lieferungen fallen höher aus, was sich negativ auf die Netzstabilität auswirken kann.

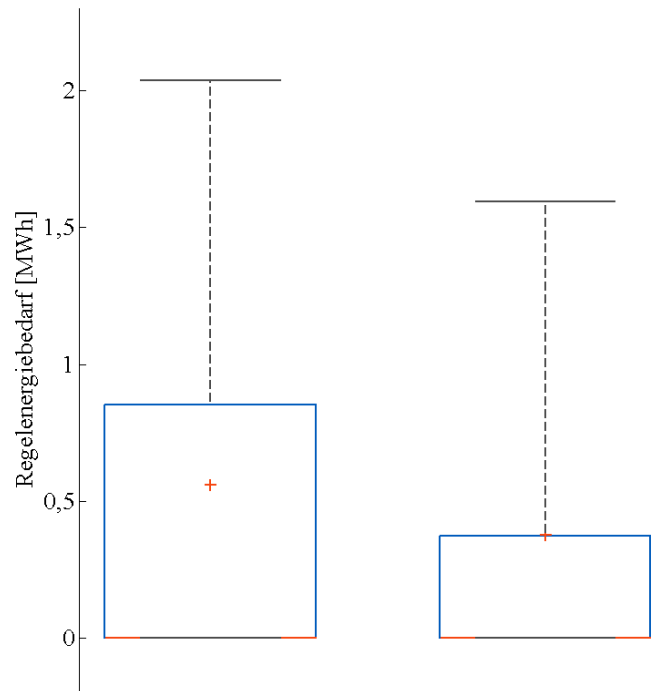


Abbildung 7. Boxplot des Regelenergiebedarfes (Fehlmenge) ohne (links) und mit (rechts) Energiespeicher (- Median, + Mittelwert, □ 0,25- bzw. 0,75-Quantil, - 0,1- bzw. 0,9-Quantil)

B Detaillierte Analyse

Die Auswirkungen der oben diskutierten Liefermengen und Regelenergiebedarfe hängen entscheidend davon ab, in welchen Marktphasen diese auftreten. So führt eine höhere (niedrigere) Verkaufsmenge in Phasen mit hohem (niedrigem) Preis zur Abschwächung von Preisspitzen. Zusätzlich können hohe Liefermengen in Hochpreisphasen – und, nicht minder wichtig, geringe Liefermengen in Niedrigpreisphasen – positiv auf die Netzstabilität wirken, sofern der Preis den aktuellen Zustand des lokalen Netzes angemessen widerspiegelt. Im Folgenden untersuchen wir daher, wie sich der Marktpreis auf den Verkauf und die Lieferung auswirkt.

Abbildung 8 visualisiert in vier sogenannten Heatmaps, wie oft eine bestimmte Verkaufsmenge (obere Zeile) bzw. tatsächliche Liefermenge (untere Zeile) bei Preisen pro MWh zwischen -35 € und 110 € auftritt. Die Häufigkeit der Kombinationen ist hierbei über eine Farbskala codiert, die von dunkelrot (sehr häufig) über grün (durchschnittlich) bis dunkelblau (sehr selten) reicht. Erneut stehen die linken Grafiken für das Experiment ohne Speicher, die rechten für die Einbeziehung eines Energiespeichers mit einer Kapazität von 2,5 MWh bei einem Wirkungsgrad von 90%.

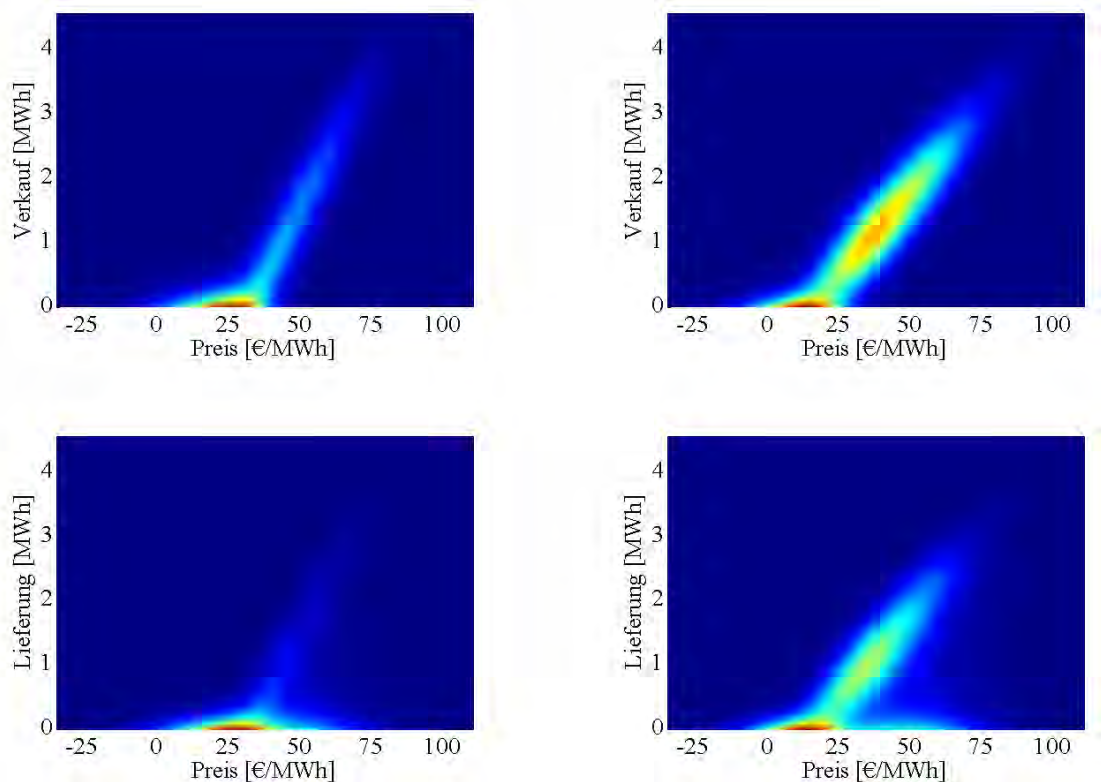


Abbildung 8. Heatmaps zum Zusammenhang zwischen Preis und verkaufter Strommenge (oben) sowie Preis und tatsächlicher Lieferung (unten), jeweils ohne (links) und mit (rechts) Energiespeicher (dunkelrot: sehr häufig bis dunkelblau: sehr selten)

Wir betrachten zunächst die verkaufte Strommenge (obere Zeile). Ohne Energiespeicher (linkes Bild) ist diese sehr oft null (dunkelroter Fleck), insbesondere im Bereich der häufig auftretenden Preise zwischen 20 €/MWh und 35 €/MWh. Erst ab etwa 35 €/MWh beginnen vereinzelte Verkäufe, wobei die Verkaufsmenge linear im Preis steigt, bis sie etwa 3 MWh bei 70 € erreicht (grünlich-hellblauer Bereich). Die Häufigkeit dieser Verkäufe nimmt jedoch mit steigendem Preis und Menge sehr schnell ab. Mit Energiespeicher (rechtes Bild) findet ebenfalls bei niedrigen Preisen kein Verkauf statt (dunkelroter Fleck). Verkäufe beginnen jedoch bereits bei etwa 20 €/MWh und steigen von dort ebenfalls linear bis sie wiederum 3 MWh bei 70 €/MWh erreichen. Verkäufe finden häufig statt und die Verkaufsmenge beträgt oft um 1,25 MWh bei etwa 40 €/MWh (orange-gelber Fleck).

Der Vergleich der Verkaufsmenge ohne und mit Energiespeicher zeigt somit in beiden Fällen einen deutlichen linearen Zusammenhang, d. h. der Betreiber reagiert auf die Marktsituation. Ohne Speicher agiert er jedoch sehr defensiv und beginnt erst bei vergleichsweise hohen Preisen vorsichtig mit dem Verkauf, da er nur bei diesen Preisen das erhebliche Risiko einer Fehlmenge aufgrund schwachen Windes eingehen kann. Mit Energiespeicher lohnt sich ein Verkauf bereits bei kleineren Preisen, da die Möglichkeit zum Ausgleich einer geringen Erzeugung mit Hilfe des Speichers besteht. Deshalb ist es in diesem Fall auch sinnvoll, bei gleichen Preisen höhere Verkaufsmengen zu vereinbaren.

Die beiden unteren Heatmaps stellen den Zusammenhang des Preises mit der tatsächlich erfolgten Lieferung dar. Ohne Energiespeicher (linkes Bild) ist der oben diskutierte lineare Zusammenhang nur noch zu erahnen. Auch bei Preisen zwischen 35 €/MWh und 70 €/MWh ist die Liefermenge fast immer nahe null

(grüner und hellblauer Bereich). Mit Energiespeicher (rechtes Bild) ist der lineare Zusammenhang von Preis und Menge auch bei der tatsächlichen Lieferung noch gut sichtbar. Auch hier kann jedoch in einigen Fällen nicht die zugesicherte Verkaufsmenge geliefert werden. Während diese bei Preisen um 40 €/MWh sehr häufig um 1,25 MWh beträgt (orange-gelber Fleck im oberen rechten Bild), so werden bei diesen Preisen häufig auch entsprechende Liefermengen erreicht (grüner Fleck). Selten treten hier bei hohen Preisen Liefermengen von oder nahe null auf (hellblauer Fleck zwischen 40 €/MWh und 60 €/MWh).

Indirekt zeigen die vier Heatmaps den bereits anhand der Boxplots in der Abbildung 8 diskutierten Bedarf an Regelleistung. Mit Energiespeicher liegen die tatsächlich gelieferten Mengen näher an den Verkaufsmengen, somit ist die durch Regelleistung auszugleichende Differenz kleiner.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Einsatz eines Energiespeichers zur gewinnmaximierenden Vermarktung erneuerbarer Energie wichtige Auswirkungen auf das Netz hat:

- Es wird mehr Strom vermarktet und die in einer Periode verkaufte Strommenge steigt linear im Marktpreis.
- Die vereinbarten Liefermengen werden öfter eingehalten und Regelleistung muss seltener genutzt werden. Auch ist die benötigte Regelleistung insgesamt deutlich kleiner.

Dies zeigt, dass auch die rein erlösorientierte Steuerung einer Kombination aus Windpark und Energiespeicher zur Sicherung der Netzstabilität beitragen kann. Dazu muss jedoch der Marktpreis den Zustand des Netzes ausreichend widerspiegeln. Nur dann führt ein Nachfrageüberhang über höhere Preise zum Verkauf größerer Strommengen und somit einem Ausgleich durch die Erhöhung des Angebots. Durch den Energiespeicher werden die vereinbarten Mengen auch mit großer Wahrscheinlichkeit geliefert und das Netz wird in einer Situation mit zu geringem Angebot nicht noch durch zusätzlich erforderliche Regelleistung stärker belastet. Umgekehrt muss bei einem Angebotsüberhang, also niedrigen Preisen, weniger Windenergie vom Netz aufgenommen werden. Statt den Angebotsüberhang weiter zu verstärken, wird die erzeugte Energie für spätere Hochpreisphasen gespeichert.

V Fazit

Gegenstand der Studie ist ein regionaler, wirtschaftlich agierender Betreiber, der eine EE-Anlage mit einem Energiespeicher koppelt. Die gesamte Anlage verfügt über eine begrenzte Anbindung an das Verteilnetz (Mittelspannungsebene) und die stochastische Produktion wird marktkonform, d.h. ohne Subventionen wie EEG-Förderung, am Intraday-Markt verkauft. Dabei muss der Betreiber fortwährend entscheiden, welche Strommenge er zur späteren Lieferung am Markt verkauft.

Wir modellieren dieses Entscheidungsproblem des Betreibers als Dynamisches Programm. Unter Berücksichtigung von Parametern wie aktuellem Preis und Speicherfüllstand erfolgt die Optimierung der Verkaufsmengen mit Hilfe von Techniken des Operations Research.

Zentrales Ergebnis einer Fallstudie für einen Windpark ist, dass der Energiespeicher einen entscheidenden Beitrag zur wirtschaftlichen Marktintegration der EE-Produktion leistet. Speicher erhöhen die Flexibilität

von EE-Kraftwerken und ermöglichen so dem Betreiber erst ein wirklich marktkonformes Auftreten. Dabei sind Parameter wie Anbindung, Wirkungsgrad oder Größe lediglich von erstaunlich geringer Bedeutung.

In Bezug auf das Netz können wir zeigen, dass die rein erlösorientierte Nutzung des Speichers stabilisierend auf die Marktpreise und das Netz wirkt. Somit lassen sich gewissermaßen als „Nebenprodukt“ Systemdienstleistungen generieren, sofern der Strompreis die regionale Netzauslastung hinreichend abbildet. Zusammen mit der explizit untersuchten Beschränkung der Netzanbindung der Anlage hilft dies, die Notwendigkeit eines Netzausbaus zu verringern.

Weiterer Forschungsbedarf ergibt sich unter anderem in zwei Richtungen:

- Das Modell kann von der abstrakten Beschreibung des Speichers durch Kapazität und Wirkungsgrad zu einer genaueren Berücksichtigung verschiedener Speichertypen verfeinert werden. Die gewonnenen Daten können dazu genutzt werden die ökonomische Eignung verschiedener Speichertypen und die geeignete Dimensionierung über den gesamten Lebenszyklus hinweg zu untersuchen, etwa auch im Hinblick auf die auftretenden Lade- und Entladezyklen. So können Investitionsentscheidungen unterstützt werden, indem die operativen Erlössteigerungen den einmaligen Mehrkosten gegenüber gestellt werden.
- Das Modell kann genutzt werden, um Anforderungen an die Speichertechnologie für die spezifische Anwendung zu ermitteln. Daraus ergeben sich Impulse für die Materialforschung, um – im Idealfall – Stromspeicher mit maßgeschneiderten Eigenschaften zu designen.

VI Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz.

Bellman, Richard (1957): Dynamic Programming. 3. Aufl., Princeton Univ. Press, Princeton.

Gönsch, Jochen; Hassler, Michael (2014): Sell or Store? – An ADP Approach to Marketing Renewable Energy. Arbeitspapier. Universität Augsburg.

Powell, Warren B. (2011): Approximate Dynamic Programming. Solving the Curses of Dimensionality. 2. Aufl., Wiley-Blackwell, Hoboken, New Jersey.

Robert Bosch GmbH (11.07.2014): Megawatt-Projekt nahe der Nordsee. Pressemitteilung.

Schill, Wolf-Peter (2013): Systemintegration erneuerbarer Energien: die Rolle von Speichern für die Energiewende. In: DIW (Hg.): Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, 03/2013, Berlin, S. 61–88.

Schoenung, Susan (2011): Energy Storage Systems Cost Update. A Study for the DOE Energy Storage Systems Program. Sandia National Laboratories (SANDIA REPORT, SAND2011-2730).

Sundararagavan, Sandhya; Baker, Erin (2012): Evaluating Energy Storage Technologies for Wind Power Integration. In: Solar Energy 86 (9), S. 2707-2717.

Danksagung

Wir danken Dr. Joachim Rathmann (Lehrstuhl für Physische Geographie und Quantitative Methoden an der Universität Augsburg) für die Bereitstellung der Wetterdaten. Stephan Krohns und Michael Hassler erhielten finanzielle Unterstützung durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung im Rahmen des Projektes 03EK3015 (ENREKON) der Förderinitiative Speichertechnologien.

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

E-Mail: info@netzausbau.de

www.netzausbau.de

Folgen Sie uns auf twitter.com/netzausbau

Besuchen Sie uns auf youtube.com/netzausbau

Mai 2015