

David Müller

Ein spieltheoretischer Ansatz zur Lösung von NIMBY-Problemen beim Ausbau des deutschen Elektroenergiennetzes

kooperative Spieltheorie; Kompenationszahlungen; Kostenreduktionsspiel; Netzausbau; NIMBY; Verteilungsgerechtigkeit

Der umfangreiche Ausbau des Elektroenergiennetzes in Deutschland in den nächsten Jahren zur Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien wurde vom Grundsatz her beschlossen. Aus dieser Entscheidung resultieren eine Menge Detailfragen in Bezug auf die technische, geografische und ökonomische Ausgestaltung. In diesem Zusammenhang tritt häufig das Problem auf, dass Grundstückseigentümer und Anrainer, die unmittelbar von den Ausbaumassnahmen betroffen sind, gegen diese Maßnahmen auf ihrem Territorium opponieren, was als NIMBY-Problem (Not-in-my-backyard) in der Literatur bekannt ist. Zur Lösung dieses Problems wird im folgenden Beitrag erstmals ein Ansatz entwickelt, der auf der kooperativen Spieltheorie basiert. Es wird gezeigt, wie eine Lösung identifiziert werden kann, welche das Problem deshalb lösen kann, weil eine faire Lastenteilung zwischen den Eigentümern erreicht wird.

I. Einleitung

Als eine Maßnahme zur Reduktion der Umweltbelastung strebt Deutschland seit mehreren Jahren eine signifikante Erhöhung des Anteils der Elektroenergie aus regenerativen Quellen an. Die Entwicklung der technologischen Grundlagen und deren Anwendungsmöglichkeiten wurden in diesem Zeitraum durch eine Reihe rechtlicher Grundlagen und/oder finanzieller Anreize unterstützt (Dehmer 2013; Ketterer 2014). Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten führten diese Maßnahmen zur Erzielung von Skalen- und Verbundeffekten, welche eine massive Reduktion der Stromgestehungskosten bewirkten. Dadurch wurden der Markteintritt und die Verbreitung der Technologien enorm gefördert (Bode 2013).

Um zusätzliche regenerative Erzeugungskapazitäten zu nutzen, ist eine Erweiterung und Verstärkung des bestehenden Stromnetzes unumgänglich. Dies liegt im Wesentlichen in der Tatsache begründet, dass die Erzeugung von Windenergie primär im Norden des Landes stattfindet, wo diese jedoch nicht in vollem Umfang verbraucht werden kann und deshalb zu den Zentren des Elektroenergieverbrauches transportiert werden muss, die sich im Süden befinden. Neben dem ausschließlichen Nord-Süd-Transport ist eine umfangreiche Vernetzung bestehender Verbindungen erforderlich, um die Energie effizienter und schneller zu transportieren und den Bedarf an Speicherkapazitäten zu minimieren (Fürsch et al. 2013; Schaber et al. 2012; Nagl et al. 2011).

Über das konkrete Ausmaß und die genaue Gestaltung der Erweiterung bzw. der Verbesserung des Netzes besteht noch keine Einigkeit, da Kritiker eines großflächigen und großzügigen Ausbaus eine Reihe von Gründen anführen, welche diesen Ausbau als ökologisch nicht zielführend und/oder wirtschaftlich ineffizient klassifizieren (Schwippe et al. 2011). Gleichzeitig bestehen durch die kommunikative Vernetzung von Erzeugung, Speicherung, Übertragung und Verbrauch sowie die daraus resultierende Etablierung von sog. smart grids umfangreiche Möglichkeiten zur Leistungssteigerung bestehender Netzstrukturen. Diese erfordern jedoch ebenfalls Investitionen und Eingriffe in das bestehende System und sehen sich einer Reihe von Vorbehalten gegenüber (Muench et al. 2014). Diese Diskussionen werden hier jedoch nicht aufgenommen und es wird stattdessen auf die Literatur verwiesen (Bosch 2013, S. 416 f.). Für das weitere Vorgehen wird der Fakt des Netzausbau als gegeben angenommen.

In den Prozess des Netzausbau sind viele Protagonisten eingebunden. Zu den wesentlichen Akteuren zählen neben den Energieverbrauchern die Bundesregierung (vertreten durch die Bundesnetzagentur), die vier Übertragungsnetzbetreiber (Amprion, 50 Hertz, Transnet BW, Tennet TSO), die unterschiedlichen Energieerzeuger sowie die Grundstückseigentümer, die von den Erweiterungsmaßnahmen betroffen sind bzw. sein könnten (z. B. Privatpersonen, Gemeinden, Kommunen, Unternehmen, etc.).

Die Übertragungsnetzbetreiber sind Eigentümer der Netze, welche die Elektroenergie über lange Strecken transportieren. Dazu werden sowohl Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ-Leitungen) als auch Hochspannungs-Drehstrom-Übertragungsleitungen (HDÜ-Leitungen) verwendet, welche mit Spannungen von 220 kV oder 380 kV betrieben werden. Eine wesentliche Eigenschaft der HGÜ-Technik besteht in der Beschränkung auf sog. Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. Im Gegensatz zur HDÜ-Verbindung ist es technisch – derzeit noch – nicht möglich, mehrere Einspeisungs- und Verbrauchspunkte miteinander zu vermaischen. Aus diesem Grund werden HGÜ-Leitungen zur Überbrückung langer Strecken verwendet und in den Verbraucherregionen – nach Durchführung der erforderlichen Transformation – mit regionalen bzw. lokalen HDÜ-Netzen verbunden (Niederhausen/Burkert 2014, S. 38 ff.).

Um das Netz an die steigenden Anforderungen anzupassen, erstellte die Bundesnetzagentur in der jüngeren Vergangenheit eine Reihe von möglichen Entwicklungsszenarien und forderte die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) auf, Pläne für einen adäquaten Netzausbau zu erarbeiten (Schroeder et al. 2013, S. 141). Unter dem Begriff Netzausbau werden im Folgenden sowohl der Trassenneubau als auch Maßnahmen zur Verstärkung bestehender Trassen subsummiert. Als Zwischenschritt wurden die Erfordernisse für den Netzausbau innerhalb der nächsten Jahre zusammengefasst (Bundesnetzagentur 2013) und der erforderliche rechtliche Rahmen wurde im Juli 2013 mit dem Bundesbedarfsplangesetz geschaffen. In diesem Gesetz sind 43 Höchstspannungs-Verbindungen definiert (vgl. Abbildung 1), welche eine wesentliche Rolle in der zukünftigen Struktur spielen sollen (Anhang zum Bundesbedarfsplangesetz 2015). Zwischenzeitlich wurden diese Planungen konkretisiert und aktualisiert, ohne jedoch schon bestätigt worden zu sein (ÜNB 2015).

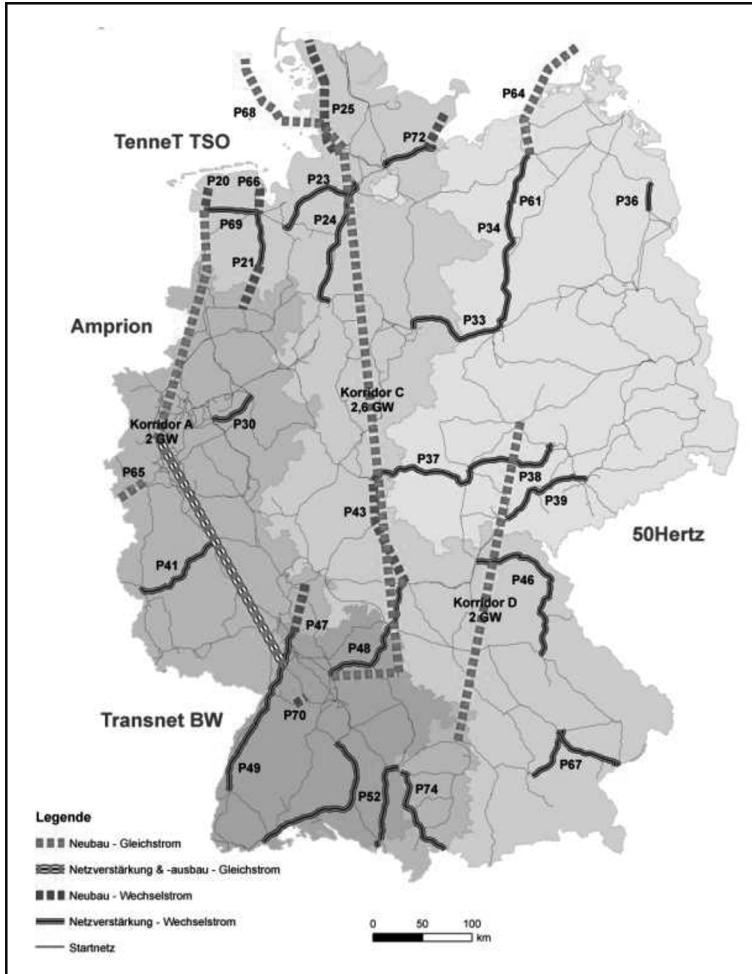


Abbildung 1: Geplante Korridore der Elektroenergietrassen

Quelle: Bundesnetzagentur 2013, S. 416

Neben der Erweiterung bestehender Leitungen müssen mehrere hundert Kilometer neue Höchstspannungs-Verbindungswege geschaffen werden. Die Höchstspannungstrassen erreichen eine Höhe von bis zu 60 Meter und sind bis zu 80 Meter breit. Der Abstand zwischen den Masten beträgt ca. 400 Meter (Niederhausen/Burkert 2014, S. 25 f.). Diese technisch-physischen Dimensionen erzeugen in den betroffenen Regionen neben allgemeinen Vorbehalten und Ressentiments auch aktiven Widerstand bzw. Widerspruch (Menges/Beyer 2013). Die Trassen sind jedoch nur in allgemeiner Form festgelegt und sollen in der nächsten Zeit detailliert werden. Dies erfolgt durch die Bundesnetzagentur in Zusammenarbeit mit den ÜNB und den betroffenen Eigentümern.

In diesem Zusammenhang tritt das Problem auf, dass bestimmte Regionen als Transitregionen fungieren. Deren Territorien tragen die Last des Netzausbau, während andere Regionen davon partizipieren, ohne jedoch entsprechende Lasten zu tragen. Dieses Problem wird im weiteren Verlauf detailliert betrachtet.

II. Dilemma der Trassenplanung

1. NIMBY-Problem und allgemeine Anforderungen an dessen Lösung

Im Rahmen der detaillierten Festlegung des Trassenverlaufs tritt häufig das Problem auf, dass Eigentümer von Grundstücken, auf denen die neuen bzw. verstärkten Trassen verlaufen sollen und/oder Anrainer dieser Grundstücke, diesem Verlauf nicht zustimmen.

Zwar wird eine Trasse bzw. ein Trassenkorridor unter den Aspekten Raum- und Umweltverträglichkeit festgelegt (Netzausbaubeschleunigungsgesetz 2015), jedoch ist damit keineswegs die Zustimmung aller betroffenen Akteure sichergestellt. Der Widerstand ist unterschiedlich motiviert. Neben landschaftsästhetischen Argumenten werden psychisch-physiologische Gründe, wie die Angst vor Elektrosmog, ebenso angeführt, wie wirtschaftliche Argumente, z. B. der Wertverlust der Grundstücke (Bosch 2013, S. 404 ff.; Schomerus et al. 2014, S. 148 f.; Marquardt 2014, S. 82 f.). Diese Vorbehalte sind besonders in Regionen vorzufinden, die als ausschließliche Transitgebiete für die HGÜ-Verbindungen vorgesehen sind.

Eine derartige Konstellation ist in der Literatur als NIMBY-Problem bekannt. Mit dem Begriff „NIMBY“ wird die individuelle Ablehnung von technischen Großanlagen, Infrastrukturstandteilen oder anderen Einrichtungen bezeichnet, welche aus der kollektiven Sichtweise durchaus erforderlich sind. Die Individuen wissen um die kollektive Notwendigkeit derartiger Projekte, opponieren jedoch gegen eine Durchführung in deren unmittelbarer Nachbarschaft. Das Phänomen wird schon seit Langem beobachtet und beschrieben und wurde im Zusammenhang mit den unterschiedlichsten Projekten dokumentiert, sowohl im Bereich der technischen Infrastruktur (z. B. Abfallentsorgungsanlagen, konventionelle Kraftwerke, Kernkraftwerke, Flughäfen) (Jordan/Kirkpatrick 1985; Furuseth/O’Callaghan 1991; Lober/Green 1994) als auch der sozialen Infrastruktur (z. B. psychiatrische Anstalten, Asylbewerberheime, Obdachlosengebäude) (Joseph/Kearns 1996; Takahashi 1997). Derartige Diskussionen und Probleme sind auch seit dem Beginn der neuzeitlichen Windenergienutzung beobachtet worden (Wolsink 2000, S. 51; Jegen/Audet 2011). Der Begriff „NIMBY“ wird in der Literatur teilweise kontrovers diskutiert. Einerseits wird darauf hingewiesen, dass die Bezeichnung ungeeignet, kontraproduktiv und in Teilen auch beleidigend ist, da damit unterstellt würde, dass die opponierenden Individuen aus rein egoistischen und irrationalen Gründen handeln würden (van der Horst 2007). Die gegenteilige Auffassung konzentriert sich auf den Umstand, dass die opponierenden Individuen nicht ausschließlich aus egoistischen Gründen handeln, sondern aufgrund von detailliertem Fachwissen und durch Entwicklung von begründeten Gegenpositionen zu einem verbesserten Entscheidungsprozess führen (Gestring/Ruhne/Wehrheim 2014, S. 10; Menzl 2014; Haucap/Heimeshoff 2012, S. 163 ff.; Feldman/Turner 2014). Der Begriff „NIMBY“ wird deshalb im

Folgenden ohne negative Konnotation verwendet und bezeichnet die Opposition von Individuen oder sozialen bzw. rechtlichen Einheiten gegen Maßnahmen, welche aus kollektiver Sicht erforderlich sind. Die zugrundeliegende Motivation ist für die weitere Betrachtung nicht relevant.

Um NIMBY-Probleme zu überwinden, die im Zusammenhang mit Erzeugung, Transport und Nutzung erneuerbarer Energien stehen, wurde frühzeitig auf die Gerechtigkeit als zu erfüllende Grundanforderung hingewiesen. Diese Basisforderung wurde durch folgende Anforderungen detailliert (Frey/Schaltegger 2000, S. 6; Vittes et al. 1993; Poppenborg 1996, S. 27 f.; Grunwald/Schippel 2013, S. 33 f.; Minehart/Neeman 2002; Jami/Walsh 2014, S. 196; Jobert et al. 2007, S. 2752; Wolsink 2007, S. 1203; Haggett 2011, S. 504 ff.):

- *Prozedurale Gerechtigkeit*: Der gesamte Entscheidungsprozess muss von allen Beteiligten als fair eingestuft werden. Dies wird ermöglicht durch einen glaubwürdigen Gesetzgebungsprozess, durch eine transparente Kommunikation, durch die Einbindung aller Anspruchsgruppen sowie durch die klare Adressierung des öffentlichen Interesses. Je höher der Grad der Einbindung der Öffentlichkeit ist, desto größer ist die Erfolgswahrscheinlichkeit der Maßnahmen (Battaglini et al. 2012; Steinbach 2013; Ciupuliga/Cuppen 2013).
- *Verteilungsgerechtigkeit*: Dieser Bereich betrifft die wirtschaftlichen und finanziellen Bedenken der Opponenten. Ein Projekt wird nur dann langfristig akzeptiert, wenn Kosten und Nutzen gerecht verteilt werden. Dies kann durch finanzielle Kompensationen im Sinne einer Entschädigung erfolgen, aber auch durch Seitenzahlungen und/oder durch lokales, geteiltes Eigentum an den kritisierten Infrastrukturprojekten. Die zentrale Frage in diesem Zusammenhang ist die Definition von „gerechter Verteilung“.

Die folgende Diskussion ist auf den Aspekt der Verteilungsgerechtigkeit beschränkt und wird mit der Betrachtung finanzieller Anreize fortgeführt, welche in Deutschland zur Schaffung bzw. Erhöhung der Akzeptanz erneuerbarer Energien eingesetzt wurden.

2. Existierende finanzielle Anreize zur Überwindung des NIMBY-Problems

Finanzielle Anreize zur Förderung regenerativer Energien und gleichzeitig zur Überwindung des NIMBY-Problems wurden in Deutschland durch unterschiedliche Gesetze und Verordnungen geschaffen. Dazu zählen das Erneuerbare-Energien Gesetz (EEG) (Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014), das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) (Energiewirtschaftsgesetz 2015), die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) (Stromnetzentgeltverordnung 2015) sowie die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) (Anreizregulierungsverordnung 2015).

Grundpfeiler der finanziellen Förderung ist zweifellos das EEG, welches die Preise für die Einspeisung von regenerativer Energie auf lange Sicht garantiert und gleichzeitig die Einspeisung dieser Energieform im Vergleich zu anderen Energieformen privilegiert (Möst et al. 2013, S. 205). Diese Förderung hat in großem Maße die Erzeugung und Akzeptanz regenerativer Energien in den letzten Jahren unterstützt und hat zur Entstehung von sog. „Bürgerenergie“ in vielfältigen Formen beigetragen (Radtke 2013). So erzielen z. B. die Eigentümer von Grundstücken, auf denen diese Energien erzeugt werden, mit der Nutzung Einkünfte. Der dabei wirkende Zusammenhang ist ein direkter: Die Grundstücksnutzung führt beim Eigentümer zu direkt

messbaren, positiven Effekten. Dies erhöht die Akzeptanz ganz erheblich. Auf dieser Basis wurden die sog. Windparkanleihen konzipiert, mittels derer Windparks finanziert wurden. In Norddeutschland beispielsweise ist ein Großteil dieser Parks im Besitz von Anwohnern, welche dadurch Steuer- und Pachteinnahmen erzielen.

Ein Anreiz, welcher ausschließlich für die Übertragung von regenerativen Energien geschaffen wurde, ist im § 5 Abs. 4 StromNEV festgehalten. Gemäß dieser Vorschrift kann der ÜNB – im Zusammenwirken mit der ARegV – Städten oder Gemeinden oder Interessenverbänden der Städte und Gemeinden, über welche die Leitungen geführt werden, einmalig für Höchstspannungsfreileitungen ab 380 Kilovolt und für Gleichstrom-Hochspannungsfreileitungen ab 300 Kilovolt bis zu 40.000 € pro Kilometer Leitungstrasse zahlen, die bei der Kalkulation der Netzentgelte ansetzbar sind. Damit werden diese Eigentümer quasi für die Nutzung des Grundstücks entschädigt. Laut Gesetzestext ist diese Regelung jedoch auf Städte und Gemeinden beschränkt. Private Grundstückseigentümer von land- und forstwirtschaftlichen Flächen erhalten auf der Grundlage des § 45 EnWG im Zusammenhang mit den jeweiligen Landesenteignungs- und Entschädigungsgesetzen eine andere Kompensation. Diese wird häufig als sog. Dienstbarkeitsentschädigung in Form einer Einmalzahlung in Höhe von 10 bis 20 Prozent des Grundstückswertes bei Inanspruchnahme der Flächen für Energieleitungstrassen gewährt (AGDW 2014). Diese Entschädigung wird für den Einzelfall festgelegt und ist deshalb abhängig von den konkreten Gegebenheiten.

An dieser Stelle muss auf die Besonderheit der Finanzierung des Netzausbau in Deutschland hingewiesen werden. Die Kosten des Ausbaus werden – unter Beachtung der entsprechenden Vorschriften – über das Netzentgelt von den Endverbrauchern getragen. Das heißt, die Entschädigungszahlungen für den Trassenneubau werden von den ÜNB durchgeführt, im Anschluss jedoch an die Endverbraucher überwälzt.

Zusätzlich zu diesen staatlich initiierten Anreizen sind privatwirtschaftliche Anreizmethoden entwickelt worden. Als ein Beispiel dafür kann die „Bürgeranleihe“ des ÜNB TenneT TSO angeführt werden. Dabei erhielten die Bürger, die von einem Trassenabschnitt betroffen sind, die Möglichkeit, sich an der Finanzierung der Trasse zu beteiligen und mit dieser Beteiligung eine Verzinsung von 3 % bzw. 5 % jährlich zu erzielen. Der Mindestanlagebetrag wurde auf 1.000 € festgelegt (TenneT TSO 2013, S. 7). Auf diese Weise sollten zwei Ziele erreicht werden: Einerseits sollte die Finanzierung des Abschnitts erfolgen. Ziel war die Akquisition von insgesamt 5.987.000 €. Andererseits sollte die Akzeptanz der Anwohner für den neuen Abschnitt geschaffen bzw. erhöht werden. Letztendlich zeichneten jedoch nur 142 Anwohner die Anleihe, wodurch 833.000 € akquiriert werden konnten. Dieser geringe Erfolg ist auf die unattraktiven Konditionen der Anleihe zurückzuführen. So wurden den Anwohnern keine Eigentumsrechte an der Trasse gewährt und im Fall eines Zahlungsausfalls des Emittenten war ein kompletter Verlust der investierten Summe möglich (TenneT TSO 2013, S. 11).

Retrospektiv kann geurteilt werden, dass dieses Instrument nicht geeignet ist, um die NIMBY-Problematik des Netzausbau zu lösen, da die zuvor aufgeführten Anforderungen – insbesondere die faire Aufteilung von Kosten und Nutzen – nicht erfüllt wurden. Um einen derartigen Anreizmechanismus zu entwerfen, werden die in der Literatur verfügbaren Lösungsansätze wie folgt klassifiziert:

- Eine Gruppe von Ansätzen zur Lösung von NIMBY-Problemen basiert auf Auktionen. Die betroffenen Grundstückseigentümer werden als konkurrierende Akteure interpretiert, die gegeneinander um die für sie jeweils beste Lösung ringen (Frey/Schaltegger 2000, S. 71 ff.; Kunreuther et al. 1987; Laurent-Lucchetti/Leroux 2010; Laurent-Lucchetti/Leroux 2011). Auf diese Weise werden die realen Zahlungsbereitschaften der Akteure und die optimale Lösung ermittelt. Ein gemeinsamer Kerngedanke dieser Modelle besteht in dem Kompensationsmechanismus. Diejenigen Eigentümer, welche nicht von dem Infrastrukturprojekt betroffen sind, entschädigen die Standort-Eigentümer.
- Einen anderen Ansatz liefern Beiträge, welche primär nicht für die Lösung von NIMBY-Problemen, sondern für die Preiskalkulation in bestehenden Energieverteilungsnetzen entwickelt wurden. Diese Untersuchungen gehen von der Interpretation der Verbraucher als einer Kooperation aus. Zusätzlich wird das Konstrukt eines zentralen Planers verwendet, der den Gesamtprozess steuert und im Sinne des Gemeinwohles plant. Diese Instanz ermittelt die Kosten des Energiennetzes, kalkuliert auf dieser Basis einen fairen Preis und zieht diesen Preis von den Verbrauchern ein (Zelewski 1988; Barth et al. 2008; Contreras et al. 2009; Erli et al. 2005; Hasan et al. 2014).

Der Lösungsvorschlag, der im weiteren Verlauf entwickelt wird, verbindet Ideen beider Gruppen: Eine Säule bildet der Kompensationsgedanke. Orte, welche nicht vom Netzausbau betroffen sind, jedoch davon profitieren, entschädigen diejenigen Grundstückseigentümer, auf deren Grundstücken die Trassen errichtet werden (Laurent-Lucchetti/Leroux 2011, S. 298). Die andere Säule besteht in der Annahme der Verbrauchergemeinschaft und des zentralen Planers. Diese Säule ist durch die realen Gegebenheiten in Deutschland als gegeben einzuschätzen. Über den rechtlichen Rahmen der bereits zitierten Normen sind – von Sonderregelungen abgesehen – sämtliche Verbraucher über das Netzentgelt an der Finanzierung des Netzausbau beteiligt. Alle Grundstückseigentümer können deshalb als Teilnehmer einer großen Energieverbrauchskooperation interpretiert werden. Darüber hinaus existiert mit der Bundesnetzagentur und den angeschlossenen bzw. untergeordneten Behörden ein reales Pendant zum theoretischen Konstrukt des „Zentralplaners“. Die Kosten der Netznutzung und des Netzausbau werden ermittelt und die daraus resultierenden Netzentgelte werden von den Endkunden eingezogen. Zusätzlich kann festgestellt werden, dass die Planung der Trassen – unter Einbindung lokaler Akteure und unter Berücksichtigung derer Interessen – zentral koordiniert und abgestimmt wird.

III. Problemlösung durch die Interpretation als Kostenreduktionsspiel

1. Allgemeiner Interpretationsansatz

Vor dem in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen und diskutierten Hintergrund bietet sich eine Interpretation des Netzausbau in Deutschland als kooperatives Spiel an. Die Interpretation elektrischer Verteilernetze als kooperatives Spiel ist in der Literatur nicht neu (Zolezzi/Rudnick 2002; Jia/Yokoyama 2003; Stamtsis/Erlich 2004; Bhakar et al. 2010; Junqueira et

al. 2007; Lima et al. 2008; Hasan et al. 2014; Nikoukar/Haghifam 2012). Diese Modelle gehen von bestehenden Netzen aus und diskutieren die Ermittlung von gerechten Kostenanteilen. Der nun entwickelte Ansatz erweitert diese Beiträge und nutzt dazu das Instrument des kostenminimierenden Spannbaumes (minimum cost spanning tree). Dazu werden alle Grundstückseigentümer, welche über Trassen miteinander zu verbinden sind, als Spieler betrachtet. Ein kooperatives Spiel besteht aus einer Spielermenge. Diese Spieler können sich in unterschiedlicher Weise zusammenschließen, um ein gemeinsames Ergebnis – hier: die kostengünstige Verbindung der Grundstücke – zu erreichen. Die Menge aller Spieler wird als große Koalition bezeichnet, Teilmengen werden als Koalition bezeichnet (Müller 2014, S. 292). Zwischen diesen Spielern ist eine Gesamtverbindung dergestalt herzustellen, dass die Kosten für diese Verbindung minimal sind. Auf die Formulierung der mathematischen Details wird hier verzichtet und stattdessen auf die einschlägige Literatur verwiesen (Alidaee 1999, S. 109 f.; Rosenthal 2013, S. 133; Trudeau, 2014, S. 138 f.).

Bei der Modellierung eines kooperativen Spiels wird davon ausgegangen, dass feste, bindende Abmachungen zwischen den Spielern getroffen werden können und die Spieler ihre Aktionen aufeinander abstimmen können. Charakteristisch für die kooperative Spieltheorie ist die Tatsache, dass der erwirtschaftete Nutzen vollständig an die Mitglieder der Koalition aufgeteilt werden kann. Auf diese Weise werden Transferzahlungen zwischen den Koalitionären möglich, welche in der Spieltheorie als Seitenzahlungen bezeichnet werden. Derartige Seitenzahlungen wurden schon sehr frühzeitig in der Literatur als ein Lösungskonzept für NIMBY-Probleme vorgeschlagen (O'Hare 1977).

Für die Situation in Deutschland ist festzustellen, dass es für die Gesamtheit der Nutzer des Stromnetzes das Ziel ist, diejenige Trassenführung zu realisieren, welche die minimalen Kosten verursacht. Mit Blick auf den Begriff der minimalen Kosten ist eine detaillierte Erläuterung erforderlich, welche im weiteren Verlauf (Abschnitt III.3.) präsentiert wird. Von einer derartigen Lösung profitieren sämtliche Nutzer, da der Netzausbau von allen Teilnehmern über das Netzentgelt finanziert wird. Zwar sind nach aktuellen Regelungen eine Reihe von Ausnahmen definiert, bei denen bestimmte Nutzer eine Befreiung beantragen können (§ 19 Abs. 2 StromNEV). Jedoch handelt es sich dabei nicht um vollständige Befreiungen, sondern um eine Reduzierung des Netzentgeltes, so dass in jedem Fall ein Anteil am veröffentlichten Netzentgelt zu entrichten ist. Die durch diese Regelung entstandenen Mindereinnahmen werden auf die übrigen Netznutzer überwälzt (sog. § 19-Umlage), so dass schlussendlich die gesamten Kosten von allen Nutzern – entweder vollständig oder teilweise – getragen werden. Seitenzahlungen zwischen den Netznutzern sind in Deutschland demzufolge gesetzlich vorgeschrieben.

Um nun die Frage zu beantworten, welcher Spieler welchen Anteil an den Gesamtkosten zu tragen hat, können diejenigen Lösungskonzepte eingesetzt werden, die in der kooperativen Spieltheorie entwickelt wurden. Diese Konzepte sorgen durch die Erfüllung einer Reihe von Anforderungen für eine gerechte Kostenaufteilung und werden im folgenden Abschnitt vorgestellt.

2. Gerechtigkeitsdefinition der kooperativen Spieltheorie

Die kooperative Spieltheorie hat eine Reihe von allgemein akzeptierten Forderungen aufgestellt, welche prinzipiell an eine Lösung von Verteilungsproblemen zu stellen sind, damit diese als fair bezeichnet werden und von den teilnehmenden Spielern akzeptiert werden kann (Holler/ Illing, 2009, S. 265 f.). Generell wird davon ausgegangen, dass lediglich diejenige Lösung von den Spielern akzeptiert wird und demzufolge durchsetzbar ist, welche den sozialen Normen dieser Spieler entspricht. *“In this connection we emphasize again that any game is a model of a possible social or economic organization and any solution is a possible stable standard of behavior in it.”* (von Neumann/Morgenstern 1947, S. 436). Damit ist festgestellt worden, dass diskriminierende Verteilungen zu vermeiden sind, da diese keine Basis für langfristige Kooperationen bieten können. Aus dieser allgemeinen Anforderung wurden folgende Detailforderungen abgeleitet:

- Rationalität,
- Symmetrie,
- unwesentlicher Spieler,
- Monotonie und
- Additivität.

Ein Verteilungsmechanismus muss sowohl individuell als auch kollektiv rational sein. Eine Lösung ist dann individuell rational, wenn mittels dieser nicht mehr verteilt wird, als gemeinsam erwirtschaftet wurde. Zusätzlich muss sichergestellt sein, dass jeder Spieler bei der Beteiligung an einer Koalition mindestens genau so viel erhält, wie er allein erwirtschaften würde. Neben der individuellen Rationalität ist kollektive Rationalität, welche durch die Pareto-Effizienz wiedergegeben wird, sicherzustellen. Diese ist erfüllt, wenn nicht mehr, aber auch nicht weniger verteilt wird, als gemeinsam erwirtschaftet wurde. Eine Lösung, welche sowohl individuell als auch kollektiv rational ist, wird als Zuteilung (synonym: Imputation) bezeichnet (Wiese 2005, S. 144 f.).

Aus Symmetriegründen wird gefordert, dass zwei Spieler, welche einen identischen Beitrag zu dem Gesamtgewinn leisten, gleich behandelt werden (Müller 2014, S. 296). Damit soll erreicht werden, dass die Auszahlungen an die Spieler ausschließlich von ihren Beiträgen zur Koalition und nicht von anderen Faktoren (wie z. B. Namen oder Herkunft) abhängen. Ziel ist es, ausschließlich die ökonomischen Beiträge zum Maßstab der Verteilung zu machen. Als weiteres Gerechtigkeitskriterium wird festgehalten, dass ein Spieler, der keinen Beitrag zu einer Koalition leistet, auch keinen Anteil am Koalitionsgewinn erhält (Wiese 2005, S. 201). Ein solcher Spieler wird als unwesentlicher Spieler bezeichnet.

Die Monotonie eines Zuteilungsmechanismus ist gewährleistet, wenn sich die Anteile der Spieler in derselben Art und Weise verändern, wie sich das Koalitionsergebnis verändert. Im Fall der Kostenverteilung zwischen mehreren Spielern bedeutet dies, dass die Verringerung der Kosten der gemeinsamen Lösung nicht zu einer Kostenerhöhung für einen der beteiligten Spieler führen darf (Young 1985, S. 66). Diese Forderung ist für die nachfolgende Untersuchung wesentlich, weil damit die Anreizwirkung des Verteilungsmechanismus determiniert wird.

Schlussendlich sei die Additivität der Lösung genannt. Wenn das betrachtete Spiel in zwei Teilspiele additiv zerlegt wird, an denen dieselben Spieler beteiligt sind, so müssen die Anteile der

Spieler am zerlegten Spiel dieselben sein, wie in dem ursprünglichen Spiel. Diese Forderung ist mathematisch gesehen unproblematisch, jedoch realwirtschaftlich schwer zu begründen (Frobenius 2004, S. 105 f.), weshalb diese Forderung hier lediglich aus Gründen der Vollständigkeit angeführt wird.

Mit diesen Anforderungen sind alle diejenigen möglichen Aufteilungen identifiziert, die von den Beteiligten als fair eingestuft werden. Auf diesen Anforderungen basiert eine ganze Reihe von Lösungskonzepten, die sich durch die Detailinterpretation und durch die Berechnungsweisen unterscheiden. Auf diese wird an dieser Stelle nicht eingegangen, sondern auf die weiterführende Literatur verwiesen (Müller 2014, S. 302 ff.). Die Darstellungen werden als ausreichend eingeschätzt, um das Vorgehen an einem Beispiel zu demonstrieren.

3. Beispielbetrachtung

Zur Demonstration des Modells wird das Vorhaben Nr. 6 des Energieleitungsausbaugetzes (EnLAG) ausgewählt, das die Strecke Wahle-Mecklar bezeichnet (§ 2 EnLAG 2013; § 2 EnLAG 2015) (vgl. Abbildung 2). Auf dieser Strecke kann keine HGÜ-Technik zum Einsatz kommen, da diese Verbindung nicht nur dem Energietransport von Nord nach Süd, sondern auch der Energieversorgung entlang der Trasse dient. Sie ist über Umspannwerke mit dem lokalen 110-kV-Netz verbunden, das die örtlichen Verbraucher versorgt. Mit der derzeit verfügbaren HGÜ-Technik sind nur Punkt-zu-Punkt-Verbindungen möglich, weshalb die Verbindung durch 380-kV-Drehstrom-Leitungen erfolgen muss (Tennet TSO 2012, S. 21). Wie aus der Darstellung ersichtlich wird, sind mehrere Trassenverläufe aus technisch-geografischer Sicht möglich.

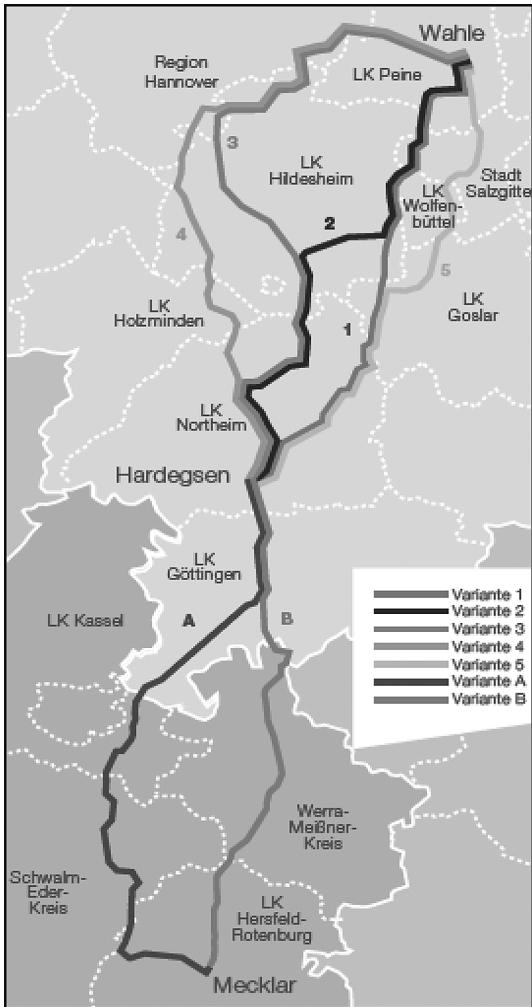


Abbildung 2: Darstellung des EnLAG-Vorhabens Nr. 6

Quelle: Tennet TSO 2012, S. 7; BNA 2015, S. 29

Zur weiteren Diskussion wird ein Abschnitt aus der Abbildung 2 herausgegriffen. Es handelt sich dabei um die Verbindung zwischen den Umspannwerken Wahle und Hardegsen. Für diesen Streckenabschnitt wurden mehrere Verlaufsvarianten diskutiert. Diese werden für die folgende Diskussion aggregiert und abstrahiert in der Abbildung 3 dargestellt. Die fünf Streckenvarianten werden komprimiert. Die Gemeinde Elze wird als Vertreter der westlichen Route ausgewählt und liegt an dem Punkt, an dem die Variante 3 und die Variante 4 getrennt verlaufen. Als Vertreter der zentralen Gemeinde wird Lamspringe gewählt, welches am Knotenpunkt der Varianten 2 und 3 liegt. Als Vertreter der östlichen Route wird Wolfenbüttel gewählt.

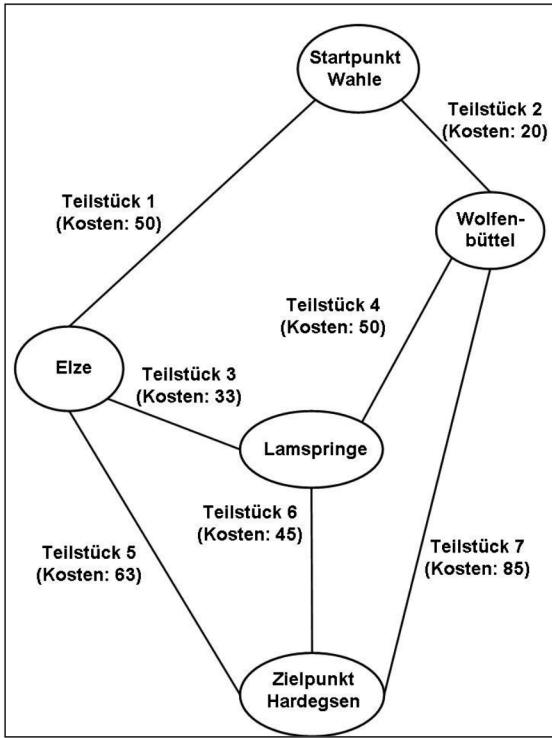


Abbildung 3: Abstrahierte Darstellung der möglichen Trassenverläufe

Quelle: Eigene, nicht maßstäbliche Darstellung

Es wird angenommen, dass sämtliche Gemeinden, durch welche die unterschiedlichen Varianten verlaufen, durch jeweils eine Gemeinde repräsentiert werden. Auf diese Weise kann die Situation als ein Spiel mit drei Gemeinden interpretiert werden, da die Start- und Zielgemeinden fix sind. Prinzipiell ist es auch möglich, mehrere Spieler entlang der Strecken zu berücksichtigen. Damit ist jedoch eine sinkende Übersichtlichkeit verbunden.

Mit dieser Struktur ist ein kostenminimierendes Spannbaum-Spiel definiert. Ziel eines solches Spieles ist die Identifikation desjenigen Verbindungsnetzwerkes, das sämtliche Orte versorgt und minimale Kosten generiert (Alidaee 1999, S. 109 f.; Rosenthal 2013, S. 133; Trudeau 2014, S. 138 f.). Die zu klärenden Fragen sind folgende:

1. Welche Strecke ist diejenige mit den geringsten Kosten?
2. Wie sind diese Minimalkosten gerecht aufzuteilen?

Die Vorgehensweise, die zur Beantwortung dieser Fragen führt, ist folgende:

1. Ermittlung der Kostenfunktion des Spieles,
2. Ableitung der Funktion der Kostenreduktion aus der Kostenfunktion,
3. Verteilung der Kostenreduktion mittels Lösungskonzept und
4. Ermittlung der Kostenanteile der Eigentümer.

Im **ersten Schritt** werden die Kosten der unterschiedlichen Varianten ermittelt. Der Ausgangspunkt des Netzes ist das Umspannwerk Wahle. In einem ersten Schritt werden aus dieser Darstellung die Verbindungen von Wahle nach Hardegsen für alle Variantenformen herausgefiltert, welche die kostenminimalen Alternativen darstellen. Prinzipiell ist es möglich, jede Gemeinde separat mit einer eigenen Verbindung anzuschließen. Da dies jedoch in der Regel unwirtschaftlich ist, wird versucht durch die Nutzung einzelner Gemeinden als „Durchgangskorridor“ die Gesamtkosten zu senken. Die Kosten für den Bau eines Kilometers 380-kV-Drehstrom-Leitung betragen im Durchschnitt 1 Mio. € (Oswald/Hofmann 2010, S. 15). Aus den durchschnittlichen Entfernungen der Gemeinden können deshalb die Kosten der unterschiedlichen Verbindungen näherungsweise abgeleitet werden.

Zur Verdeutlichung der Identifikation der Minimalkostenvariante wird die Verbindung der Gemeinden Elze und Lamspringe analysiert. Die Anbindung von Elze ist mit den Teilstücken 1 und 5 möglich, wodurch Kosten von 113 Mio. Euro entstehen. Die Anbindung von Lamspringe ist möglich durch die Teilstücke 1-3-6 (Kosten: 128 Mio. Euro) oder durch die Verbindung 1-3-5 (Kosten: 146 Mio. Euro). Diejenige Variante mit den geringsten Kosten ist die Verbindung 1-3-6, weshalb diese für die weitere Betrachtung verwendet wird. Die Ergebnisse dieser Analyse – die Kostenfunktion – sind in der Tabelle 1 dargestellt.

Bei der Ermittlung der Kosten der unterschiedlichen Streckenführungen sind die folgenden drei Komponenten zu betrachten: Investitionskosten, Umweltkosten sowie „subjektive Entschädigungskosten“. Investitionskosten im klassischen Sinn sind direkte, zahlungswirksame Kosten. Umweltkosten, wie z. B. Schadens-, Vermeidungs-, und Überwachungskosten können mit den etablierten Verfahren (Letmathe 1998, S. 47 ff.; Seidel 2003; Prammer 2009, S. 233 ff.; Schmidpeter/Günther 2013) in die Analyse integriert werden.

Mit dem Begriff „subjektive Entschädigungskosten“ wird derjenige Geldbetrag bezeichnet, welcher dem Eigentümer für die Überlassung bzw. Bereitstellung der Grundstücke geboten werden muss, damit er der Nutzung seines Grundstückes zustimmt. Diese Größe, auch als willingness-to-accept (WTA) bezeichnet (Tabi/Saz-Salazar 2015, S. 280 ff.; Vedel/Jacobson/Thorson 2015, S. 20 ff.) beschreibt den Wert, welche eine Gemeinde als Entschädigung für die Nutzung des Grundstücks fordert. Damit soll die subjektive Nutzenreduktion mindestens kompensiert werden.

Hierbei muss auf die Subjektivität dieser Größe, wie z. B. Entschädigungszahlungen für landschaftsästhetische Beeinträchtigungen (Bosch 2013, S. 406), hingewiesen werden. Der dahinterstehende Gedanke ist folgender: Die drei Gemeinden zeichnen sich – höchstwahrscheinlich – durch unterschiedliche Nutzenfunktionen aus. Die Umwelt- und Investitionskosten kompensieren lediglich einen – finanziellen oder ökologischen – Ressourcenverbrauch. Mit den subjektiven Entschädigungskosten wird die Nutzenreduktion monetär abgebildet, die jede Gemeinde durch die Trassenführung auf ihrem Gebiet subjektiv erfährt.

In diesem Zusammenhang scheinen sich Ansätze zu strategischem Verhalten der Gemeinden zu eröffnen. Die Gemeinden könnten eine WTA angeben, die sehr viel höher liegt als die tatsächliche WTA. Auf diese Weise hätten sich die Gemeinden durch Abgabe einer nicht wahrheitsgemäßen WTA vor der Trassenführung durch ihr Gebiet geschützt, da eine hohe WTA als Kostenkomponente die Gesamtkosten der Strecke erhöht. Von zentraler Bedeutung bei der Abfrage der WTA ist folgender Mechanismus: Die Höhe der WTA muss von den Gemeinden blind ab-

gefragt werden, d.h. die WTA sind den Gemeinden untereinander nicht bekannt. Eine hohe WTA führt zu hohen Gesamtkosten einer Streckenvariante. Die Wahrscheinlichkeit sinkt deshalb, dass diese Strecke als kostenminimale Variante ausgewählt wird. Jedoch müssen diejenigen Gemeinden, durch welche die Trasse nicht führt, die eine Gemeinde finanziell entschädigen, durch welche die Trasse führt (im Folgenden als Trassengemeinde bezeichnet). D. h. je höher die abgegebene WTA, desto größer ist auch die Entschädigung, welche die übrigen Gemeinden an die „Trassengemeinde“ zahlen müssen. Durch die Gestaltung der Situation als kooperatives Spiel mit Ausgleichszahlungen wird also verhindert, dass sich Gemeinden mit der Angabe einer sehr hohen WTA vor einer Trassenführung durch ihr Gebiet schützen. Damit wird deutlich, dass die angegebene WTA nie größer sein sollte, als die eigene Zahlungsbereitschaft, denn im Zweifel muss die Gemeinde einen Betrag als Entschädigung an die Trassengemeinde zahlen, welcher knapp unter ihrer WTA liegt. Es besteht deshalb für alle Gemeinden ein Anreiz, eine WTA anzugeben, welche ihrer tatsächlichen Nutzenfunktion entspricht.

Eingebundene Gemeinden	Notwendige Teilstücke	Geschätzte Kosten der minimalen Verbindung in Mio. €
Elze (E)	1,5	113
Lamspringe (L)	2,4,6	115
Wolfenbüttel (W)	2,7	105
E,L	1,3,6	128
E,W	1,2,5	133
W,L	2,4,6	115
E,W,L	2,3,4,6	148

Tabelle 1: Kostenminimale Verbindungsvarianten

Im Folgenden sind lediglich direkte Investitionskosten berücksichtigt, da für die übrigen Kostenkomponenten keine Informationen vorliegen. Für die Einbindung aller drei Gemeinden sind in der Minimalkostenvariante 148 Mio. Euro erforderlich.

Dabei werden die Gemeinden Wolfenbüttel und Lamspringe als zentrales Durchgangsterritorium genutzt (vgl. Abbildung 4),

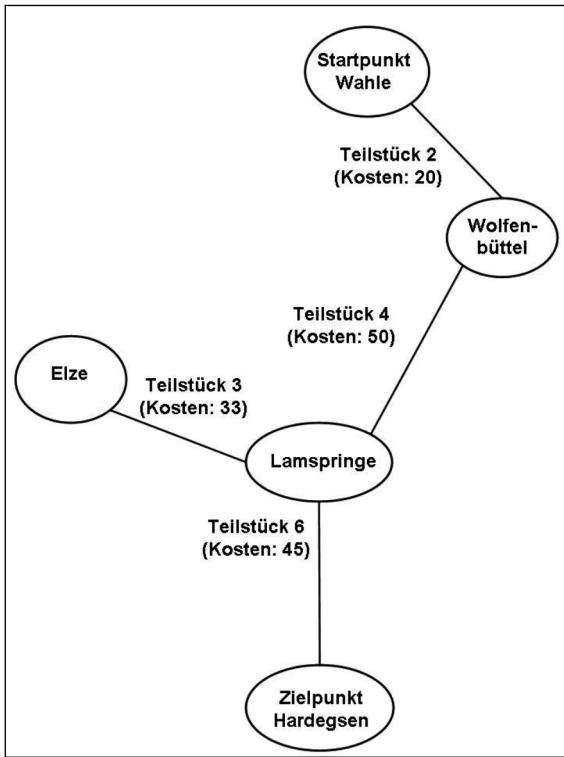


Abbildung 4: Abstrahierte Darstellung des kostenminimalen Spannbaumes

Quelle: Eigene, nicht maßstäbliche Darstellung

Im **zweiten Schritt** müssen die Beträge der Kostenreduktionen der unterschiedlichen Streckenkombinationen ermittelt werden. Diese sind in der Tabelle 2 aufgelistet und ergeben sich durch den Vergleich der Kosten der Einzellösungen mit den Kosten der Kooperationslösung (Müller, 2014, S. 313-315).

Eingebundene Gemeinden	Kostenreduktion durch gemeinsame Netzbildung in Mio. €	Eingebundene Gemeinden	Kostenreduktion durch gemeinsame Netzbildung in Mio. €
Elze (E)	0	E,W	85
Lamspringe (L)	0	L,W	105
Wolfenbüttel (W)	0	E,L,W	185
E,L	100		

Tabelle 2: Beträge der Kostenreduktion durch Kooperation

Der Kostenbetrag, der durch das gemeinsame Stromnetz im Vergleich zu den Einzelverbindungen reduziert wird, beträgt 185 Mio. Euro. Diese ergeben sich aus der Summe der kostenmini-

Ein spieltheoretischer Ansatz zur Lösung von NIMBY-Problemen

malen Einzelverbindungen in Höhe von 333 Mio. Euro (Elze: 113 Mio. Euro, Lamspringe: 115 Mio. Euro und Wolfenbüttel: 105 Mio. Euro) abzüglich der kostenminimalen Gesamtlösung in Höhe von 148 Mio. Euro.

Diese Kostenreduktion wird durch die Zusammenarbeit aller drei Gemeinden erzielt und muss nun im **dritten Schritt** gerecht aufgeteilt werden. Gerecht bedeutet in diesem Zusammenhang, entsprechend des Beitrags der Gemeinden zur Kostenreduktion. Zur Ermittlung dieser Aufteilung wird der Shapley-Wert herangezogen. Der Shapley-Wert erfüllt die Anforderungen aus dem Abschnitt II.4., ist leicht verständlich und ebenso leicht zu berechnen (Shapley 1953, S. 311; Müller 2014, S. 302 ff.). Er stellt das bekannteste Lösungskonzept der kooperativen Spieltheorie dar und wurde deshalb schon oft zur Lösung von Verteilungsproblemen bestehender Netze in der Energiewirtschaft eingesetzt (Bhakar et al. 2010, S. 52; Contreras et al. 2009, S. 26; Hasan et al. 2014, S. 840 f.; Kattuman et al. 2004, S. 118 f.; Lima et al. 2008, S. 273; Ruiz/Contreras 2007, S. 139; Stamtsis/Erlich 2004, S. 402).

Der Shapley-Wert basiert auf dem Konzept des marginalen Beitrags. Der marginale Beitrag eines Spielers besteht in der Wertsteigerung, die er durch die Teilnahme an der Koalition bewirkt. Zur Ermittlung des Shapley-Werts werden die möglichen Reihenfolgen, mittels derer die Koalitionen unter Teilnahme des Spielers gebildet werden, festgestellt. Dann wird für jede dieser Reihenfolgen der marginale Beitrag des Spielers ermittelt und aufsummiert. Der so gebildete, gewichtete marginale Beitrag des Spielers wird als Shapley-Wert bezeichnet. Für das betrachtete Beispiel ergeben sich die Shapley-Werte für die Gemeinden, welche in der Tabelle 3 zu sehen sind. Es handelt sich um die Anteile an der Kostenreduktion, die in der Summe 185 Mio. Euro ergeben. Es wird deutlich, dass die Gemeinde Elze den geringsten Beitrag leistet, wohingegen der größte Beitrag von der Gemeinde Lamspringe erbracht wird.

Reihenfolge der Koalitionsbildung	Marginalbeitrag der Gemeinde Elze in Mio. €	Marginalbeitrag der Gemeinde Lamspringe in Mio. €	Marginalbeitrag der Gemeinde Wolfenbüttel in Mio. €
E,L,W	0	100	85
E,W,L	0	100	85
L,E,W	100	0	85
L,W,E	80	0	105
W,E,L	85	100	0
W,L,E	80	105	0
Summe	345	405	360
Shapley-Wert	57,5	67,5	60

Tabelle 3: Shapley-Werte der Gemeinden für die Kostenreduktion

Im **vierten Schritt** müssen die Anteile der Gemeinden an den Gesamtkosten ermittelt werden. Dazu werden die ermittelten Anteile an der Kostenreduktion von den Kosten der Einzel-Varianten aus Tabelle 1 abgezogen, woraus die Anteile in Tabelle 4 resultieren.

Gemeinde	Anteil in Mio. €
Elze	55,50
Lamspringe	47,50
Wolfenbüttel	45,00
Summe	148,00

Tabelle 4: Anteile der Gemeinden an den Gesamtkosten

Diese Ergebnisse können mit der einfachen – aber ungerechten – Lösung der Gleichverteilung verglichen werden. Die Gesamtsumme würde auf alle drei Gemeinden zu gleichen Teilen umgelegt, so dass jede Gemeinde $49 \frac{1}{3}$ Mio. € zu zahlen hätte. Im Vergleich mit diesen Werten verbessern sich die Gemeinden Lamspringe und Wolfenbüttel bei Anwendung der spieltheoretischen Vorgehensweise, wohingegen sich die Gemeinde Elze deutlich verschlechtert. Dies ist insofern gerecht, als dass die neue Trasse nicht über das Gebiet der Gemeinde Elze geführt wird.

Die Ergebnisse können so interpretiert werden, dass die Gemeinden Lamspringe und Wolfenbüttel den größten Anteil zu der Realisierung der kostengünstigsten Netzausbauvariante beitragen. Für die Überlassung ihres Territoriums und die damit verbundene Beeinträchtigung der Lebensqualität sollten diese Gemeinden aus Gerechtigkeitsgründen die geringste finanzielle Last aus dem Netzausbau tragen. Da die Gemeinde Elze mit dieser Lösung ihr Grundstück verschont, muss sie die anderen Gemeinden entschädigen. Dies erfolgt über eine Erhöhung des Netzentgelts für diese Gemeinde, womit die Reduktion des Netzentgelts der Gemeinden Lamspringe und Wolfenbüttel finanziert wird.

4. Diskussion

Ziel des präsentierten Verrechnungsmodells ist es, die Lasten des Netzausbaus gerecht zu verteilen. Der Begriff der Gerechtigkeit wird durch eine Reihe von Detailforderungen präzisiert. Mit dem vorstehend geschilderten Ansatz wird für Verteilungsgerechtigkeit gesorgt, da das Modell diese Gerechtigkeitspostulate erfüllt. Grundstückseigentümer, die die Hauptlast des Netzausbaus tragen, werden von anderen Eigentümern dafür entschädigt. Die Höhe der Entschädigung hängt ausschließlich von der Höhe der Kostenreduktion ab, welche die Kooperation erwirtschaftet. Damit wird ein finanzieller Anreiz für die Grundstückseigentümer geschaffen, die Trasse auf ihrem Gebiet zu akzeptieren. Der finanzielle Anreiz ist jedoch genau so hoch, wie der Gesamtnutzen, der mit der Streckenführung – im Vergleich zu anderen, alternativen Streckenführungen – für alle Netznutzer erwirtschaftet wird.

Im EnLAG ist die Möglichkeit festgehalten, auf unterschiedlichen Strecken auch Erdkabel zu verlegen (§ 2 EnLAG 2013; § 2 EnLAG 2015). In § 2 Abs. 5 EnLAG wird festgeschrieben, dass die Mehrkosten von Erdkabeltrassen im Vergleich zu Freileitungstrassen auf alle ÜNB verteilt werden, welche diese dann auf die Endkunden übertragen. Auf diese Weise wird nicht eine kostenminimale Streckenführung gewählt.

Auch für die Strecke Wahle-Mecklar wurde die Möglichkeit von Erdkabeltrassen vorgesehen. Würde der hier vorgestellte kooperative Verteilungsmechanismus zur Entscheidungsfindung eingesetzt werden, so würden die wesentlich höheren Kosten für die Erdkabeltrasse bei der Erhebung der Kostenfunktion mit berücksichtigt (s. Abschnitt III.3.). Dies hätte zur Folge, dass die kostenminimale Trasse nicht die Erdkabeltrasse ist, sondern eine andere Route mit Freileitungstrasse ist. Durch die Kompensationszahlungen, welche in dem Mechanismus vorgesehen sind, müssten jedoch die Gemeinden, welche gern Erdkabeltrassen verlegt hätten, die Gemeinden entschädigen, durch welche die Freileitungstrasse führt.

Um das Modell einsetzen zu können, wird der Netzausbau in Deutschland als kooperatives Spiel im Sinne der Spieltheorie interpretiert. Diese Interpretation erfordert die Erfüllung der Annahmen, auf denen die kooperative Spieltheorie fußt. Eine wesentliche Voraussetzung besteht in der Annahme von Akteuren, die gemeinsam ein Ergebnis erzielen, das zwischen den Akteuren aufgeteilt wird. Diese Annahmen können vor dem Hintergrund der Gesetzeslage und bei Betrachtung der Entscheidungsprozesse über den Trassenverlauf als gegeben eingestuft werden.

Von dem Ergebnis des Trassenausbaus – angefallene bzw. entschädigte Kosten und geschaffene Verbindungswege – sind sämtliche Akteure betroffen. Deshalb besteht auch ein allgemeines Interesse an der Findung der Trassenvariante mit den geringsten Gesamtkosten. Diese Gesamtkosten können durch das Netzentgelt auf alle Beteiligten überwälzt werden. Damit ist eine zweite wesentliche Voraussetzung der kooperativen Spieltheorie – die Möglichkeit von Seitenzahlungen – erfüllt. Mittels einer differenzierten Festsetzung des Netzentgeltes für verschiedene Eigentümer kann der gemeinsam erzielte Nutzen so aufgeteilt werden, wie es in dem Modell beschrieben wurde.

Mit Blick auf die Praktikabilität des Ansatzes ist zu hinterfragen, ob sämtliche Grundstückseigentümer auf einer Trassenvariante zu einem Spieler „aggregiert“ werden können. Das dürfte in der Praxis unter Umständen Schwierigkeiten bereiten. In diesem Zusammenhang herrscht ein Widerspruch zwischen Präzision und Abstraktion: Bei einer möglichst präzisen Abbildung müsste jeder einzelne Grundstückseigentümer als Spieler interpretiert werden, was zu einer steigenden Spielermenge und gleichzeitig zu einer abnehmenden Übersichtlichkeit führen würde. Gleichzeitig muss festgehalten werden, dass die Trassenalternativen durch technisch-geografische Restriktionen nicht beliebig gewählt werden können, was zu einer Begrenzung der potenziellen Spieler führt.

Gleichzeitig wird vorausgesetzt, dass sämtliche derart aggregierte Spieler-Grundstückseigentümer die Konzepte der Spieltheorie verstehen und sich deshalb einem derartigen Mechanismus unterwerfen.

Es muss jedoch in Erinnerung gerufen werden, dass neben der Verteilungsgerechtigkeit auch die Berücksichtigung der prozeduralen Fairness erforderlich ist (vgl. S. 252), um das NIMBY-Problem erfolgreich lösen zu können. Zu dieser Gerechtigkeitsforderung kann der vorgestellte Ansatz keinen Beitrag liefern.

Weiterhin wird in dem Beitrag davon ausgegangen, dass die beteiligten Eigentümer finanzielle Zahlungen als Kompensation bzw. Entschädigung akzeptieren. Ist diese Akzeptanz nicht gegeben, entfällt jedwede Form der finanziellen Entschädigung, womit sämtliche Ansätze zur finanziellen Kompensation fruchtlos sind.

IV. Zusammenfassung

Um den Anteil der erneuerbaren Energien in Deutschland signifikant zu erhöhen, ist der Ausbau des bestehenden Stromnetzes erforderlich. Unter der Berücksichtigung technisch-ökonomischer Restriktionen wurden deshalb in den letzten Monaten für eine Reihe von Verbindungen Grobplanungen angefertigt und einzelne Korridore festgelegt. Diese nationalen Grobplanungen sind auf lokaler und regionaler Ebene in der Zukunft zu konkretisieren. Aus kollektiver Sicht sind diejenigen Verbindungen am effizientesten, welche die geringsten Gesamtkosten verursachen. Dabei treten jedoch regelmäßig NIMBY-Probleme auf, da viele Grundstückseigentümer die neuen Stromtrassen nicht auf ihrem Territorium akzeptieren wollen. Deshalb müssen Möglichkeiten identifiziert werden, die dieses Problem einer Lösung zuführen. Damit diese Lösung von allen Beteiligten akzeptiert wird, muss sie fair sein, woraus die Notwendigkeit folgt, den Begriff der Fairness zu operationalisieren.

Bei der Lösungssuche muss die Tatsache berücksichtigt werden, dass – bis auf einige Ausnahmen – vom Grundsatz her die Endverbraucher die Kosten des Netzausbau über das Netzentgelt finanzieren. Von einer kostenminimalen Lösung profitieren demzufolge auch alle Nutzer. Dieser Zusammenhang ermöglicht die Interpretation des Netzausbau in Deutschland als kooperatives Spiel mit transferierbarem Nutzen. Bei Akzeptanz dieser Analogie können die Lösungskonzepte der kooperativen Spieltheorie zur Identifikation einer fairen und gerechten Lösung herangezogen werden. Diese Lösungskonzepte führen zu einer Verteilung, die gerecht in dem Sinne ist, dass sämtliche Fairnessanforderungen der kooperativen Spieltheorie erfüllt werden.

Mit diesem Vorgehen wird das Problem der gerechten Kostenverteilung in einer Weise gelöst, wie es in der bisherigen Diskussion noch nicht vorgeschlagen wurde. Damit steht ein Instrumentarium zur Verfügung, welches zur Lösung aktueller umweltpolitischer Probleme herangezogen werden kann.

Abstract

David Müller; Game-theoretical Solution for NIMBY-problems of the German Electricity Grid Extension

cooperative game theory; compensation payments; cost reduction game; distributional justice; grid extension; NIMBY problem

A substantial extension of the electricity grid is necessary in Germany in the next decades for technical, economic and ecological reasons. The increased usage of electricity from environmentally conscious sources is welcomed by a majority of Germans. But the question of where and how to extend the grid is at the centre of a controversial public discussion. One crucial point in this discussion concerns the fair sharing of the costs and benefits of such an extension. Choosing the most cost-efficient routes leads to maximum national utility but causes negative effects at the local level and therefore produces strong opposition. To solve this problem, it is necessary to create a fair compensation mechanism, as proposed in this paper. How to solve

the fairness problem is demonstrated by interpreting the German grid extension as a cooperative cost reduction game.

Literaturverzeichnis

- AGDW (Arbeitsgemeinschaft Deutscher Waldbesitzerverbände e.V.) (2014): Pressemitteilung Nr. 13 vom 12.6.2014.
- Alidaee, B. (1999): Three-person spanning tree games. Mathematical and Computer Modelling, 29(1), S. 107-123.
- Barth, R./Weber, C./Swider, D. (2008): Distribution of costs induced by the integration of RES-E power. Energy Policy, 36(8), S. 3107-3115.
- Battaglini, A./Komendantova, N./Brtnik, P./Patt, A. (2012): Perception of barriers for expansion of electricity grids in the European Union. Energy Policy, 47(8), S. 254-259.
- Bhakar, R./Sriram, V. S./Padhy, N. P./Gupta, H. O. (2010): Probabilistic game approaches for network cost allocation. IEEE Transaction on Power Systems, 25(1), S. 51-58.
- Bode, S. (2013): Grenzkosten der Energiewende: eine Neubewertung der Stromgestehungskosten von Windkraft- und Photovoltaikanlagen im Kontext der Energiewende. Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht, 36(3), S. 317-338.
- Bosch, S. (2013): Geographie der erneuerbaren Energien – Räumliche Grenzen eines nachhaltigen Energiesystems. In: Radtke, J./Hennig, B. (Hrsg.): Die deutsche „Energiewende“ nach Fukushima – Der wissenschaftliche Diskurs zwischen Atomausstieg und Wachstumsdebatte. Marburg: Metropolis, S. 397-422.
- Ciupuliga, A. R./Cuppen, E. (2013): The role of dialogue in fostering acceptance of transmission lines: the case of a France-Spain interconnection project. Energy Policy, 60(9), S. 224-233.
- Conterras, J./Gross, G./Arroyo, J. M./Muñoz, J. I. (2009): An incentive-based mechanism for transmission asset investment. Decision Support Systems, 47(1), S. 22-31.
- Dehmer, D. (2013): The German Energiewende: the first year. The Electricity Journal, 26(1), S. 71-78.
- Erli, G./Takahasi, K./Chen, L./Kurihara, I. (2005): Transmission expansion cost allocation based on cooperative game theory for congestion relief. Electrical Power & Energy Systems, 27(1), S. 61-67.
- Feldman, S./Turner, D. (2014): Why not NIMBY? Ethics, Policy & Environment, 17(1), S. 105-115.
- Frey, R. L./Schaltegger, C. A. (2000): Abgeltung bei Infrastrukturanlagen? Großprojekte zwischen Widerstand und Akzeptanz. Basel.
- Fromen, B. (2004): Faire Aufteilung in Unternehmensnetzwerken: Lösungsvorschläge auf der Basis der kooperativen Spieltheorie. Wiesbaden: DUV.
- Furusho, O. J./O'Callaghan, J. (1991): Community response to a municipal waste incinerator: NIMBY or neighbour? Landscape and Urban Planning, 21(3), S. 163-171.
- Fürsch, M./Hagspiel, S./Jägermann, C./Nagl, S./Lindenberger, D./Tröster, E. (2013): The role of grid extensions in a cost-efficient transformation of the European electricity system until 2050. Applied Energy, 104(4), S. 642-652.
- Gestring, N./Ruhne, R./Wehrheim, J. (2014): Einleitung. In: Gestring, N./Ruhne, R./Wehrheim, J. (Hrsg.): Stadt und soziale Bewegungen. Wiesbaden: Springer, S. 1-21.
- Grunwald, A./Schippl, J. (2013): Die Transformation des Energiesystems als gesellschaftliche und technische Herausforderung. In: Radtke, J./Hennig, B. (Hrsg.): Die deutsche „Energiewende“ nach Fukushima – Der wissenschaftliche Diskurs zwischen Atomausstieg und Wachstumsdebatte. Marburg: Metropolis, S. 21-35.
- Hasan, K. N./Saha, T. K./Chattopadhyay, D./Eghbal, M. (2014): Benefit-based expansion cost allocation for large scale remote renewable power integration into Australian grid. Applied Energy, 113(1), S. 836-847.
- Haggett, C. (2011): Understanding public responses to offshore wind power. Energy Policy, 39(2), S. 503-510.
- Hauicap, J./Heimeshoff, U. (2012): Sind Moscheen in Deutschland NIMBY-Güter? In: Schomaker, R./Müller, C./Knorr, A. (Hrsg.): Migration und Integration als wirtschaftliche und gesellschaftliche Ordnungsprobleme. Stuttgart: Lucius & Lucius, S. 163-185.
- Holler, M. J./Illing, G. (2009): Einführung in die Spieltheorie, 7. Aufl., Berlin.
- Jami, A./Walsh, P. R. (2014): The role of public participation in identifying stakeholder synergies in wind power project development: the case study of Ontario, Canada. Renewable Energy, 68(8), S. 194-202.
- Jegen, M./Audet, G. (2011): Advocacy coalitions and wind power development: Insights from Quebec. Energy Policy, 39(11), S. 7439-7447.
- Jia, N. X./Yokoyama, R. (2003): Profit Allocation Of Independent Power Producers Based On Cooperative Game Theory. Electrical Power & Energy Systems, 25(8), S. 633-642.
- Jobert, A./Laborgne, P./Mimler, S. (2007): Local Acceptance Of Wind Energy: Factors Of Success Identified In French And German Case Studies. Energy Policy, 35(5), S. 2751-2760.
- Jordan, B. H./Kirkpatrick, G. (1985): Florida Amnesty Days: A Hazardous Waste Success Story. Waste Management & Research, 3(4), S. 319-323.

- Joseph, A. E./Kearns, R. A. (1996): Deinstitutionalization Meets Restructuring: The Closure Of A Psychiatric Hospital In New Zealand. *Health & Place*, 2(3), S. 179-189.
- Junqueira, M./da Costa, L./Barroso, L./Oliviera, G./Thomé, L./Pereira, M. (2007): An Aumann-Shapley approach to allocate transmission service cost among network users in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4), S. 1532-1546.
- Ketterer, J. (2014): The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. *Energy Economics*, 44(7), S. 270-280.
- Kattuman, P./Green, R./Bialek, J. (2004): Allocating electricity transmission costs through tracing: a game theoretic rationale. *Operations Research Letters*, 32(2), S. 114-120.
- Kunreuther, H./Kleinendorfer, P./Knez, P. J./Yaksick, R. (1987): A compensation mechanism for siting noxious facilities: theory and experimental design. *Journal of Environmental Economics and Management*, 14(4), S. 371-383.
- Laurent-Lucchetti, J./Leroux, J. (2010): Lindahl prices solve the NIMBY problem. *Economics Bulletin*, 30(3), S. 2457-2463.
- Laurent-Lucchetti, J./Leroux, J. (2011): Choosing and sharing. *Games and Economic Behavior*, 73(1), S. 296-300.
- Letmathe, P. (1998): Umweltbezogene Kostenrechnung. München: Vahlen.
- Lima, D. A./Contreras, J./Padilha-Feltrin, A. (2008): A cooperative game theory analysis for transmission loss allocation. *Electric Power Systems Research*, 78(2), S. 264-275.
- Lober, D. J./Green, D. P. (1994): NIMBY or NIABY: a logit model for opposition to solid-waste-disposal facility siting. *Journal of Environmental Management*, 40(1), S. 33-50.
- Marquardt, J. (2014): Energiewende Made in Germany? Konstruktion und Bedeutung eines energiepolitischen Nationenimages. *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht*, 37(1), S. 78-95.
- Menges, R./Beyer, G. (2013): Energiewende und Übertragungsnetzausbau: Sind Erdkabel ein Instrument zur Steigerung der gesellschaftlichen Akzeptanz des Leitungsbaus? Eine empirische Untersuchung auf Basis der Kontingenten Bewertungsmethode. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 37(4), S. 277-295.
- Menzl, M. (2014): Nimby-Proteste – Ausdruck neu erwachten Partizipationsinteresses oder eines zerfallenden Gemeinwesens. In: Gestrin, N./Ruhne, R./Wehrheim, J. (Hrsg.): Stadt und soziale Bewegungen. Wiesbaden: Springer, S. 65-81.
- Minehart, D./Neeman, Z. (2002): Effective siting of waste treatment facilities. *Journal of Environmental Economics and Management*, 43(2), S. 303-324.
- Möst, D./Müller, T./Schubert, D. (2013): Herausforderungen und Entwicklungen in der deutschen Energiewirtschaft – Auswirkungen des steigenden Anteils erneuerbarer Energien auf die EEG-Umlagekosten und die Versorgungssicherheit. In: Radtke, J./Hennig, B. (Hrsg.): Die deutsche „Energiewende“ nach Fukushima – Der wissenschaftliche Diskurs zwischen Atomausstieg und Wachstumsdebatte. Marburg: Metropolis, S. 201-229.
- Müller, D. (2014): Investitionscontrolling. Berlin: Springer.
- Muench, S./Thuss, S./Guenther, E. (2014): What hampers energy system transformation? The case of smart grids. *Energy Policy*, 73(10), S. 80-92.
- Nagl, S./Fürsch, M./Paulus, M./Richter, J./Trüby, J./Lindenberger, D. (2011): Energy policy scenarios to reach challenging climate protection targets in the German electricity sector until 2050. *Utilities Policy*, 19(3), S. 185-192.
- Niederhausen, H./Burkert, A. (2014): Elektrischer Strom – Gestehung, Übertragung, Verteilung, Speicherung und Nutzung elektrischer Energie im Kontext der Energiewende. Wiesbaden, Springer Vieweg.
- Nikoukar, J./Haghifam, M. R. (2012): Transmission cost allocation based on the use of system and considering the congestion cost. *Electrical Power & Energy Systems*, 43(1), S. 961-968.
- O’Hare, M. (1977): “Not on my block you don’t”: facility siting and the strategic importance of compensation. *Public Policy*, 25(4), S. 407-458.
- Oswald, B. R./Hofmann, L. (2010): Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der 380-kV-Leitung Wahle-Mecklar. <http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Netz-Projekte/Onshore/wirtschaftlichkeitsvergleich-wahle-mecklar.pdf> (9.6.2016).
- Poppenborg, C. (1996): Standortplanung für Locally Unwanted Land Uses. Wiesbaden: DUV.
- Prammer, H. K. (2009): Integriertes Umweltkostenmanagement: Bezugsrahmen und Konzeption für eine ökologisch nachhaltige Unternehmensführung. Wiesbaden: Gabler.
- Radtke, J. (2013): Bürgerenergie in Deutschland – ein Modell für Partizipation? In: Radtke, J./Hennig, B. (Hrsg.): Die deutsche „Energiewende“ nach Fukushima – Der wissenschaftliche Diskurs zwischen Atomausstieg und Wachstumsdebatte. Marburg: Metropolis, S. 139-182.
- Rosenthal, E. C. (2013): Shortest path games. *European Journal of Operational Research*, 224(1), S. 132-140.
- Ruiz, P. A./Contreras, J. (2007): An effective transmission network expansion cost allocation based on game theory. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(1), S. 136-144.
- Schaber, K./Steinke, F./Mühllich, P./Hamacher, T. (2012): Parametric study of variable renewable energy integration in Europe: Advantages and costs of transmission grid extensions. *Energy Policy*, 42(3), S. 498-508.
- Schmidpeter, R./Günther, E. (2013): CSR – Innovationen im Rechnungswesen. *Controlling & Management Review*, 57(4), S. 26-35.

Ein spieltheoretischer Ansatz zur Lösung von NIMBY-Problemen

- Schomerus, T./Meister, M./Maly, C. (2014): EEG 2014 – Das Ende der Bürgerenergie? In: Zeitschrift für die gesamte Energierechtspraxis, 3(4), S. 147-154.
- Schroeder, A./Oei, P.-Y./Sander, A./Hankel, L./Laurisch, L. C. (2013): The integration of renewable energies to German transmission grid – a scenario comparison. Energy Policy, 61(10), S. 140-150.
- Schwippe, J./Nüssler, A./Rehtanz, C./Bettzüge, M. O. (2011): Netzausbauplanung unter Berücksichtigung probabilistischer Einflussgrößen. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 35(2), S. 125-138.
- Seidel, E. (2003): Umweltkostenrechnung. In: Kramer, M./Strebel, H./Kayser, G. (Hrsg.): Internationales Umweltmanagement, Bd. III: Operatives Umweltmanagement im internationalen und interdisziplinären Kontext. Wiesbaden: Gabler, S. 373-434.
- Shapley, L. S. (1953): A value for n-person games. In: Kuhn, H. W./Tucker, A. W. (Hrsg.): Contributions to the theory of games – Vol. II, Princeton Univ. Press, Princeton, S. 307-317.
- Stamtsis, G. C./Erlich, I. (2004): Use of cooperative game theory in power system fixed-cost allocation. Institution of Electrical Engineers, 151(3), S. 401-406.
- Steinbach, A. (2013): Barriers and solutions for expansion of electricity grids – the German experience. Energy Policy, 63(12), S. 224-229.
- Tabi, A./Saz-Salazar, S. del. (2015): Environmental damage evaluation in a willingness-to-accept scenario. A latent-class approach based on familiarity. Ecological Economics, 116(8), S. 280-288.
- Takahashi, L. M. (1997): The socio-spatial stigmatization of homelessness and HIV/AIDS: towards an explanation of the NIMBY syndrome. Social Science & Medicine, 45(6), S. 903-914.
- TenneT TSO (2012): Netzausbau für die Zukunft: 380-kV-Leitung von Wahle nach Mecklar. <http://www.tennet.eu/de/9.6.2016>.
- TenneT TSO (2013): Pilotprojekt Bürgeranleihe Westküstenleitung: Ergebnisse der Evaluation. <http://www.tennet.eu/de/9.6.2016>.
- Trudeau, C. (2014): Minimum cost spanning tree problems with indifferent agents. Games and Economic Behavior, 84(3), S. 137-151.
- Van der Horst, D. (2007): NIMBY or not? Exploring the relevance of location and the politics of voiced opinions in renewable energy siting controversies. Energy Policy, 35(5), S. 2705-2714.
- Vedel, S. E./Jacobson, J. B./Thorson, B. J. (2015): Forest owners' willingness to accept for ecosystem service provision is sensitive to addititonality. Ecological Economics, 113(5), S. 15-24.
- von Neumann, J. M./Morgenstern, O. (1947): Theory of games and economic behavior, 2. Aufl., Princeton.
- Vittes, M. E./Pollock, III., P. H./Lilie, S. A. (1993): Factors contributing to NIMBY attitudes. Waste Management, 13(2), S. 125-129.
- Wiese, H. (2005): Kooperative Spieltheorie. Oldenbourg, München.
- Wolsink, M. (2000): Wind power and the NIMBY-myth: institutional capacity and the limited significance of public support. Renewable Energy, 21(1), S. 49-64.
- Wolsink, M. (2007): Wind power implementation: the nature of public attitudes: equity and fairness instead of 'backyard' motives. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 11(6), S. 1188-1207.
- Young, H. P. (1985): Monotonic solutions of cooperative games. International Journal of Game Theory, 14(2), S. 65-72.
- Zelewski, S. (1988): Ein spieltheoretischer Ansatz zur »fairen«, kostenorientierten Preisbildung bei Energieversorgungsunternehmen. Zeitschrift für öffentliche und gemeinwirtschaftliche Unternehmen, 11(2), S. 155-164.
- Zolezzi, J. M./Rudnick, H. (2002): Transmission cost allocation by cooperative games and coalition formation. IEEE Transactions on Power Systems, 17(4), S. 1008-1015.

Quellen

- Anreizregulierungsverordnung (2015): In der Fassung vom 21.12.2015.
- Bundesbedarfsplangesetz (2015): In der Fassung vom 21.12.2015.
- Bundesnetzagentur (2013): Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2013.
- Bundesnetzagentur (2015): EnLAG-Monitoring. Stand des Ausbaus nach dem Energieleitungsausbaugetz (EnLAG) zum dritten Quartal 2015.
- Energieleitungsausbaugetz (2013): Energieleitungsausbaugetz in der Fassung vom 23.7.2013
- Energieleitungsausbaugetz (2015): Energieleitungsausbaugetz in der Fassung vom 21.12.2015
- Energiewirtschaftsgesetz (2015): Energiewirtschaftsgesetz in der Fassung vom 21.12.2015.
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (2014): Erneuerbare-Energien-Gesetz in der Fassung vom 21.7.2014.
- Netzausbaubeschleunigungsgesetz (2015): Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz in der Fassung vom 21.12.2015.
- Stromnetzentgeltverordnung (2015): Stromnetzentgeltverordnung in der Fassung vom 21.12.2015.
- ÜNB (2015): Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.