WORKING PAPER

Die Relevanz von Klimawandelfolgen für Kritische Infrastrukturen am Beispiel des deutschen Energiesektors

von

Markus Groth und Jörg Cortekar

University of Lüneburg
Working Paper Series in Economics

No. 335

Januar 2015

www.leuphana.de/institute/ivwl/publikationen/working-papers.html

ISSN 1860 - 5508

Die Relevanz von Klimawandelfolgen für Kritische Infrastrukturen am Beispiel des deutschen Energiesektors

von

Markus Groth[1,2] und **Jörg Cortekar**[2]

Zusammenfassung

Von den möglichen Auswirkungen des Klimawandels wird eine Vielzahl gesellschaftlicher Bereiche betroffen sein, wobei dem Energiesektor dabei gesamtgesellschaftlich eine große Bedeutung zukommt. Zum einen ist die Energieinfrastruktur eine sogenannte Kritische Infrastruktur, denn ihr Ausfall oder ihre Beeinträchtigung kann zu nachhaltig wirkenden Versorgungsengpässen, erheblichen Störungen der öffentlichen Sicherheit oder anderen dramatischen Folgen führen. Zum anderen befindet sich der deutsche Energiesektor durch die Energiewende in einem umfassenden Transformationsprozess. Vor diesem Hintergrund werden im Rahmen der vorliegenden Untersuchung die bisherigen Aktivitäten und Publikationen zu möglichen Klimawandelfolgen für den deutschen Energiesektor ausgewertet. Hierbei werden sowohl die physischen Auswirkungen entlang der Wertschöpfungskette für die unterschiedlichen Energieträger diskutiert als auch die zentralen Studien zu den ökonomischen Konsequenzen dieser Betroffenheiten ausgewertet. Dabei zeigt sich, dass alle hier betrachteten Bereiche der Wertschöpfungskette zumeist negativ betroffen sein werden. Die wesentlichen Einflussfaktoren werden dabei das Wasserangebot, Extremwetterereignisse und steigende Durchschnittstemperaturen sein. Es wird auch deutlich, dass die zu erwartenden Auswirkungen des Klimawandels schon jetzt bei den anstehenden Infrastrukturmaßnahmen im Zuge der Energiewende Berücksichtigung finden sollten, so dass die Transformation der Energiesysteme auch zum Beseitigen entsprechender Schwachstellen genutzt werden kann.

Keywords: Anpassung, Energiepolitik, Energiewende, Energiesektor, Klimawandelfolgen, Kritische Infrastrukturen, Ökonomische Bewertungen.

JEL-Klassifikation: L94, Q40, Q42, Q48, Q50, Q51, Q54, Q58.

[1] Leuphana Universität Lüneburg, Fakultät Nachhaltigkeit, Institut für Nachhaltigkeitssteuerung (INSUGO), Lehrstuhl Nachhaltigkeitsökonomie, Scharnhorststr. 1, 21335 Lüneburg.
[2] Climate Service Center 2.0, Abteilung Klimafolgen und Ökonomie, Fischertwiete 1 (Chilehaus), 20095 Hamburg.
Kontaktautor: Dr. Markus Groth, groth@leuphana.de, +49-(0)40-226338-409.

1. Einleitung

Der Klimawandel stellt Gesellschaft, Politik und Unternehmen vor neue Herausforderungen, die es zu bewältigen gilt.[2] Dieser gesellschaftlichen Herausforderung begegnet die Politik bereits mit einer ganzen Reihe von Maßnahmen, wobei der Fokus in Deutschland noch weitestgehend auf der Reduktion des Ausstoßes klimarelevanter Gase liegt.[3] Doch auch wenn diese Vermeidungsaktivitäten zu einem Erreichen des 2-Grad-Ziels führen würden, hat bereits ein dadurch verstärkter Klimawandel Folgen für alle Bereiche der Gesellschaft.[4] Daher gewinnt die Anpassung an die Folgen des Klimawandels an Bedeutung. Es stellt sich die Frage, wie die verschiedenen gesellschaftlichen Bereiche auf die anstehenden Veränderungen vorbereitet werden können. Mit dem Klimawandel sind aber nicht nur Herausforderungen verbunden, er birgt auch Chancen.[5]

Einer der betroffenen gesellschaftlichen Bereiche ist die Energieversorgung. Dem Energiesektor kommt gesamtgesellschaftlich eine große Bedeutung zu. Zum einen ist die Energieinfrastruktur eine sogenannte Kritische Infrastruktur[6], denn ihr Ausfall oder ihre Beeinträchtigung kann zu nachhaltig wirkenden Versorgungsengpässen, erheblichen Störungen der öffentlichen Sicherheit oder anderen dramatischen Problemen führen.[7] Zum anderen befindet sich der deutsche Energiesektor im Rahmen der Energiewende in einem umfassenden Transformationsprozess, der für die Anpassung an den Klimawandel genutzt werden kann. Bei den anstehenden Investitionen sollten künftige Klimaszenarien berücksichtigt werden, da Investition in Infrastrukturen wie Anlagen zur Energieerzeugung oder Netze in der Regel sehr langfristige Entscheidungen sind. Sie haben meist Nutzungsdauern von 40 Jahren oder mehr. Selbst durchschnittliche Technologieerneuerungszyklen bei kostenintensiven Bauteilen liegen noch bei rund 30 Jahren.[8] Einmal getätigte (Fehl-)Investitionen können also nur in langen Zeiträumen oder zu hohen Kosten korrigiert werden.

Die möglichen Folgen des Klimawandels für die Energieversorgung mögen in Deutschland derzeit noch etwas abstrakt und unkonkret erscheinen. Doch es ist zu erwarten, dass ihre Auswirkungen auf die Energieversorgung zunehmen werden und der Anpassungsbedarf sehr wahr-

---

[2] Vgl. Mahammadzadeh et al. (2013).

[3] Vgl. Groth / Wacker-Theodorakopoulos (2012), S. 2-4. Für eine umfassende Darstellung und Diskussion dazu siehe auch das gesamte Sonderheft 2012 der Zeitschrift „Wirtschaftsdienst – Zeitschrift für Wirtschaftspolitik".

[4] Vgl. beispielsweise IPCC (2013) oder Carbon Disclosure Project (2012).

[5] Vgl. CDP / Climate Service Center (2013).

[6] Vgl. Bundesministerium des Innern (2009).

[7] Vgl. Deutscher Bundestag (2011).

[8] Vgl. Pechan et al. (2011).

scheinlich deutlich steigt.[9] Welche Konsequenzen beispielsweise ein umfassender Blackout in einem Industrieland haben kann, hat sich vor gut 10 Jahren gezeigt, als es am 14. August 2003 in großen Teilen des Mittleren Westens und Nordostens der USA sowie in der kanadischen Provinz Ontario zu einem Stromausfall kam.[10] Die Auswirkungen betreffen dabei in der Regel eine Vielzahl anderer volkswirtschaftlicher Sektoren.[11]

Zudem reagiert das Energiesystem besonders sensibel auf klimatische Veränderungen, da beispielsweise das physische und technische Management sowie die wirtschaftliche Optimierung in regionalen und nationalen (künftig auch europäischen) Märkten in vielfältiger Weise von Wetterbedingungen abhängig ist.[12] Zu nennen ist etwa die vorrangige Einspeisung regenerativer Energien in das Stromnetz, die wetterbedingt starken Schwankungen unterliegt. Hinzu kommt die erwähnte Langlebigkeit von Infrastrukturen – heutige Investitionsentscheidungen haben Konsequenzen für die kommenden 40 bis 50 Jahre. Insgesamt ist zu berücksichtigen, dass Anpassungsmaßnahmen ökonomisch betrachtet in stärkerem Maße private Güter sind. Sie unterscheiden sich von Vermeidungsmaßnahmen in erster Linie dadurch, dass die Reduktion klimaschädlicher Gase nur im globalen Maßstab erfolgversprechend ist, während Maßnahmen zur Anpassung jeweils den regionalen oder lokalen Gegebenheiten angepasst werden müssen. Dies führt dazu, dass sie deutlich komplexer sind als Aktivitäten zur Treibhausgasvermeidung, was ihre passgenaue Ausgestaltung und Umsetzung ebenfalls erschwert.

Dies verdeutlicht die Notwendigkeit, heutige Anpassungsentscheidungen auf eine breite und fundierte Wissensbasis zu stellen, wobei eine zusammenführende Bestandsaufnahme des Wissensstandes zu klimabedingten Verletzlichkeiten und damit verbundenen ökonomischen Konsequenzen des deutschen Energiesektors bisher nicht vorliegt. Hier setzt die vorliegende Untersuchung an, indem in Kapitel 2 zunächst ein Überblick zu den bisher durchgeführten Stakeholder-Konsultationen und veröffentlichten Studien gegeben wird, die sich mit möglichen Klimawandelfolgen für den deutschen Energiesektor befasst haben. Darauf basierend werden im dritten Kapi-

---

[9] Vgl. Gößling-Reisemann at al. (2012).

[10] Auch wenn dieser Blackout natürlich nicht auf den Klimawandel zurückzuführen war, so verdeutlicht er doch, wie dramatisch die Auswirkungen eines Blackouts sein können. Es waren ca. 50 Mio. Menschen betroffen, die teilweise bis zu vier Tage von der Stromversorgung abgeschnitten waren. Der Blackout hatte zum Ausfall von ca. 100 Kraftwerken mit einer Gesamtleistung von ca. 62.000 Megawatt geführt. Die volkswirtschaftlichen Kosten des Stromausfalls betrugen dabei rund 6 Mrd. US-Dollar; vgl. U.S.-Canada Power System Outage Task Force (2004).

[11] Vgl. Scheele / Oberdörffer (2011). Dabei sind die unmittelbaren Schäden an der Infrastruktur selbst häufig deutlich geringer als die Folgeschäden. Frontier Economics (2008) hat in einer Studie die volkswirtschaftlichen Kosten einer einstündigen Versorgungsunterbrechung im Winter auf 0,6 bis 1,3 Mrd. Euro geschätzt. Wenngleich die Schätzung eine relativ große Spannbreite hat, so wird doch deutlich, welchen Wert eine sichere und unterbrechungsfreie Energieversorgung hat.

[12] Vgl. Dubus / Parey (2012).

tel diese zu erwartenden physikalischen Betroffenheiten entlang der Wertschöpfungskette und für die unterschiedlichen Energieträger dargelegt. Eine Auswertung der zentralen Studien zu den ökonomischen Konsequenzen dieser Betroffenheiten erfolgt in Kapitel 4. Der Beitrag schließt mit einem zusammenfassenden Fazit und dem Aufzeigen von Handlungsempfehlungen.

2. Bisherige Aktivitäten und Publikationen

In den vergangen Jahren wurden bereits verschiedene Aktivitäten unternommen, die sich mit der Frage der Betroffenheit und den Anpassungserfordernissen des Energiesektors befassten. Die bisherigen Aktivitäten bilden die Grundlage für die vorliegende Untersuchung. Um die verwendeten Quellen einordnen zu können, werden die zentralen bisherigen Aktivitäten nachfolgend kurz vorgestellt und die jeweils aus ihnen entstammenden Quellen genannt.

Im August 2008 fand am heutigen Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ in Leipzig das **DAS Symposium** statt. Im Rahmen der 2-tägigen Veranstaltung wurde der in der nationalen Klimaanpassungsstrategie anzusprechende Forschungsbedarf für die Klimafolgen- und Klimaanpassungsforschung aus der Sicht der Teilnehmer identifiziert und priorisiert. An dem Symposium haben mehr als 230 geladene Teilnehmer aus Wissenschaft, Verwaltung (Bundes- und Landesministerien sowie den Fachbehörden), Wirtschaft und Verbänden teilgenommen. Auf diese Weise konnten verschiedene Perspektiven und Expertisen berücksichtigt werden. Die Ergebnisse des Symposiums sind maßgeblich in die Ausarbeitung der Deutschen Anpassungsstrategie (2008) und später in den Aktionsplan Anpassung (2011) eingeflossen.

(1) Bericht zum Nationalen Symposium zur Identifizierung des Forschungsbedarfs von Kuckshinrichs et al. als Annex 2 der Deutsche Anpassungsstrategie (DAS)[13]

2009 hat auf internationaler Ebene das im Jahr 2000 gegründete **Carbon Disclosure Project** (CDP)[14] eine Umfrage unter 207 Unternehmen der Energiebranche zu den Risiken und Chancen des Klimawandels durchgeführt. 82 % der Unternehmen gaben darin an, dass durch den Klimawandel physische Beeinträchtigungen für den operativen Teil zu erwarten seien, 56 % gaben aber auch an, dass mit dem Klimawandel auch Chancen verbunden seien.

(2) Studie von Finley und Schuchard[15]

[13] Vgl. Kuckshinrichs et al. (2008).

[14] Das Carbon Disclosure Project ist eine internationale Non-Profit-Organisation, die im Jahr 2000 in London gegründet wurde. Seitdem stellte sie in einer Vielzahl von Studien Ergebnisse standardisierter Umfragen unter Unternehmen und Städten zu Klimarisiken, Reduktionszielen etc. zur Verfügung. Vgl. Carbon Disclosure Project (2012).

[15] Vgl. Finley / Schuchard (2009).

Im Sommer 2009 hat das **Institut für ökologische Wirtschaftsforschung** die Veranstaltungsreihe Stakeholder-Dialog zur Klimaanpassung mit verschiedenen Schwerpunkten initiiert. Einer dieser Dialoge wurde mit dem Schwerpunkt Energiewirtschaft durchgeführt. An dem Dialog waren insgesamt 25 Vertreter aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft sowie von Umweltorganisationen beteiligt. Im Rahmen der eintägigen Veranstaltung wurden aus dem kompletten Spektrum der Energiewirtschaft zuvor als besonders relevant identifizierte Themen im Expertenkreis besprochen. Daher standen Fragen der Elektrizitätserzeugung aus fossilen Energieträgern und Wind sowie die Elektrizitätsverteilung im Mittelpunkt.

(3) Ergebnisdarstellung zum Dialog von Dunkelberg, Hirschl und Hoffmann[16]

(4) Vortrag von Hirschl und Dunkelberg zum Problemaufriss[17]

(5) Vortrag zu Chancen und Risiken des Klimawandels von Lauwe [18]

Von 2009 bis 2013 hat die interdisziplinäre **Forschungsgruppe Chamäleon** die Anpassungserfordernisse an die Folgen des Klimawandels für Unternehmen der öffentlichen Versorgung analysiert; im Mittelpunkt des Projektes standen Unternehmen aus den Bereichen Energie und Verkehr. Zur Bearbeitung der aufgeworfenen Fragestellungen wurde ein Dialog mit den beteiligten Praxispartnern initiiert und zunächst der Frage nachgegangen, inwieweit bei den Unternehmen bereits ein Problembewusstsein vorliegt bzw. vorgelegen hat und ob bereits erste Maßnahmen zur Anpassung an die Auswirkungen des Klimawandels ergriffen wurden.

(6) Vortrag von Engelhardt zu den Erwartungen an die Anpassungspolitik[19]

(7) Ergebnisse einer Unternehmensbefragung von Pechan, Rotter und Eisenack[20]

(8) Vortrag von Pechan zu Klimawandelfolgen und Anpassung[21]

Im Jahr 2008 wurde vom Bundesministerium für Bildung und Forschung das Projekt **KLIMZUG** initiiert (gefördert bis 2014). In sieben Modellregionen wurden dabei Möglichkeiten zur

[16] Vgl. Dunkelberg / Hirschl / Hoffmann (2009).

[17] Vgl. Hirschl / Dunkelberg (2009).

[18] Vgl. Lauwe (2009).

[19] Vgl. Engelhardt (2011).

[20] Vgl. Pechan / Rotter / Eisenack (2011).

[21] Vgl. Pechan (2011).

Steigerung der regionalen Anpassungskompetenzen und zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit unter Klimawandelaspekten entwickelt. In einigen dieser Modellregionen spielt die Energiewirtschaft mit unterschiedlichen Schwerpunkten eine prominente Rolle – insbesondere in den Teilprojekten nordwest2050, dynaklim, KLIMZUG-Nordhessen und RADOST. Zur Abstimmung der Aktivitäten fand Ende 2011 ein die Teilprojekte übergreifendes Arbeitstreffen zwischen Vertretern aus Wissenschaft und Praxis statt.

(9) Verwundbarkeitsanalyse Energiewirtschaft von Gößling-Reiseman[22]

(10) Beitrag von Scheele und Oberdörffer zur Transformation der Energiewirtschaft[23]

(11) Beitrag zur Energiewirtschaft von Wachsmuth im nordwest2050 Synthesebericht[24]

Vom **Institut der deutschen Wirtschaft** in Köln wurde im Jahr 2013 eine Untersuchung zur Betroffenheit des deutschen Energiesektors durch den Klimawandel durchgeführt. Im Rahmen von 14 Experteninterviews wurden die erwarteten Auswirkungen des Klimawandels auf die Prozessstufen Gewinnung und Verfügbarkeit, Umwandlung / Erzeugung sowie Verteilung ermittelt. Hier findet sich, das bis dato vorhandene Wissen ergänzend, eine zusätzliche Detaillierung hinsichtlich der Auswirkungen des Klimawandels auf einzelne Energieträger. So werden beispielsweise die verschiedenen konventionellen Energieträger Öl, Gas, Braun- und Steinkohle unterschieden.

(12) Studie von Barth et al.[25]

Die hier vorgestellten Initiativen überschneiden sich inhaltlich zum Teil, mitunter werden aber auch komplementäre Blickwinkel eingenommen. Daher ist es zur Erarbeitung einer breiteren Wissensbasis im Sinne der Deutschen Anpassungsstrategie zielführend, die Ergebnisse der bisherigen Aktivitäten systematisch aufzuarbeiten. Neben diesen aus Stakeholder Konsultationen stammenden Quellen finden sich weitere Quellen zum Thema:

[22] Vgl. Gößling-Reisemann (o. J.) und Gößling-Reisemann et al. (2012).

[23] Vgl. Scheele / Oberdörffer (2011).

[24] Vgl. Wachsmuth et al. (2012).

[25] Vgl. Barth et al. (2013).

(13) Grünbuch der Europäischen Kommission[26]

(14) Anpassungsstrategie der Bundesregierung[27]

(15) Gutachten des „Bundesverkehrsministeriums“[28]

[26] Vgl. Europäische Kommission (2007).

[27] Vgl. Bundesregierung (2008).

[28] Vgl. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2007).

3. Physikalische Betroffenheiten des Energiesektors durch den Klimawandel

Der Energiesektor ist hinsichtlich der Anpassung an den Klimawandel grundsätzlich in dreierlei Hinsicht betroffen.[29] Dies umfasst

- die Angebotsseite, also die Gewinnung bzw. Verfügbarkeit der Rohstoffe, die Energieerzeugung selbst sowie die Verteilung über die Netze,
- die Nachfrageseite, also sich möglicherweise ändernde Nachfragemuster der Abnehmer
- sowie sich ändernde politische Rahmenbedingungen, wie Energie- und Klimaschutzgesetze.

Im Mittelpunkt der hier betrachteten Aktivitäten stehen die physischen Auswirkungen des Klimawandels, daher wird nachfolgend für die Angebotsseite entsprechend Abb. 1 – Gewinnung / Verfügbarkeit / Transport, Erzeugung / Umwandlung sowie Verteilung / Netze – der Wissensstand hinsichtlich der Verletzbarkeit des Energiesystems durch den Klimawandel aufgearbeitet.[30]

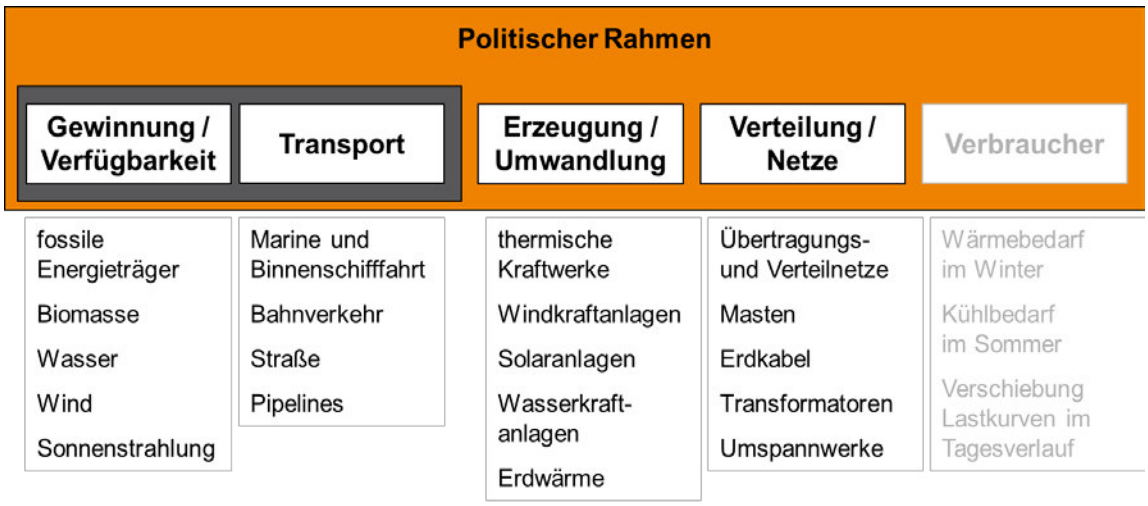

Abbildung 1: Wertschöpfungskette Energiesektor

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Dunkelberg et al. (2009), S. 2.

[29] Vgl. Bundesregierung (2008).

[30] Vgl. Kuckhinrichs et al. (2008).

3.1 Energiegewinnung und -verfügbarkeit

Auf der ersten Wertschöpfungsstufe wird die Verletzlichkeit des Energiesektors hinsichtlich der Gewinnung und Verfügbarkeit der „Rohstoffe“ betrachtet. Dies schließt einerseits die Gewinnung konventioneller Energieträger wie Kohle, Gas oder Uran und andererseits die Verfügbarkeit der regenerativen Energieträger Sonne, Wind, Wasser oder Biomasse ein. Ebenfalls unter dem Terminus Verfügbarkeit wird hier das Verfügbarmachen der Energieträger in den Kraftwerken verstanden, also beispielsweise der Transport von Kohle zu einem Kraftwerk via Schiff, Bahn oder auf der Straße.

3.1.1 Konventionelle Energieträger

Hinsichtlich der Betroffenheit der **Gewinnung** konventioneller Energieträger finden sich unterschiedliche Einschätzungen, wobei die potenziellen Chancen die zu erwartenden Risiken übersteigen können.[31] Eine größere Betroffenheit wird für den Transport der Rohstoffe erwartet.

Bei der Gewinnung von **Öl** und **Gas** muss zunächst grundsätzlich zwischen der on- und off-shore-Förderung unterschieden werden. Während für die on-shore-Förderung keine nennenswerten Beeinträchtigungen identifiziert werden können, wird hinsichtlich der off-shore-Förderung der Meeresspiegelanstieg als mögliche Gefahr erwähnt,[32] dem aber technisch durch eine Anhebung der Plattformen begegnet werden könne. Neben Beeinträchtigungen durch den Meeresspiegelanstieg können Schwierigkeiten bei der off-shore-Förderung von Öl und Gas durch die Zunahme von Extremwetterereignissen entstehen.[33] Neben diesen durchgehend als gering eingeschätzten Bedrohungen wurde die bessere Zugänglichkeit durch das Abtauen der Polkappen zu bisher nicht zu erschließenden Quellen – wie beispielsweise Methanhydraten – als eine Chance wahrgenommen.[34]

Der Abbau von **Braunkohle** (ausschließlich) und **Uran** (überwiegend) erfolgt in Tagebauen. In der einer Studie von Bardt et al.[35] wird erstmals eine potenzielle Beeinträchtigung der Anwohner

---

[31] Vgl. Bardt et al. (2013); ähnlich auch Engelhardt (2011).

[32] Vgl. Lauwe (2009), Scheele / Oberdörffer (2011) und Bardt et al. (2013). Diese Gefährdung bezieht sich dabei auf die Förder- und Raffinerieanlagen und betrifft damit sowohl die Rohstoffverwendung als Brennstoff in Kraftwerken als auch die Verwendung von Kraftstoff im Verkehrssektor.

[33] Vgl. Hirschl / Dunkelberg (2009) und Kuckshinrichs et al. (2008).

[34] Vgl. Bardt et al. (2013).

[35] Vgl. zum folgenden – soweit nicht anders angegeben – Bardt et al. (2013).

von Braunkohletagebauen aufgrund verstärkter Staubentwicklung nach langer Trockenheit erwähnt. Um der Staubentwicklung entgegenzuwirken, muss die Braunkohle befeuchtet werden. Wie allerdings die Wasserverfügbarkeit bei längerer Trockenheit eingestuft wird, wird in der Studie nicht erwähnt. Eine Beeinträchtigung des Abbaus der Braunkohle selbst wird ebenfalls nicht erwähnt. Frühere Quellen verweisen allerdings auf mögliche Auswirkungen auf die Wasserhaltung bei Braunkohletagebauen aufgrund von Wetterextremen.[36] Dies ist eine wichtige Frage, da die Braunkohlkraftwerke zumeist über das abgepumpte und sonst in den Tagebau nachsickernde Grundwasser gekühlt werden. Hier könnte folglich eine Nutzungskonkurrenz bei ohnehin reduziertem Wasserdargebot entstehen. Führt eine lange Trockenheit zu keiner Beeinträchtigung der Förderung, so können Starkregenereignisse zu Abrutschungen im Tagebau führen. In jedem Fall können die Förderengpässe aufgrund klimabedingter Ertragsschwankungen durch die bestehenden Lagerkapazitäten ausgeglichen werden. Die Beeinträchtigung des Abbaus von Uran – wenngleich dieser nicht in Deutschland erfolgt – wird ebenfalls als gering eingestuft. Hinzu kommt, dass Kernkraft als Energieträger in Deutschland mit vollzogenem Atomausstieg ab dem Jahr 2022 keinen Beitrag mehr zur Energieerzeugung leisten wird.

Der Abbau von **Steinkohle** erfolgt unter Tage, daher werden keine klimabedingten Beeinträchtigungen der Gewinnung in Deutschland erwartet. Deutschland ist aber auf Steinkohleimporte angewiesen und es werden durchaus negative Auswirkungen auf die Förderung von Steinkohle in anderen Regionen der Welt erwartet.[37]

Neben der als eher gering eingeschätzten Betroffenheit bei der Gewinnung der Rohstoffe werden klimabedingte Beeinträchtigungen des **Transportes** der Energieträger zu den Kraftwerken am ehesten dort erwartet, wo die zugrundeliegende Infrastruktur sensibel auf klimatische Veränderungen reagiert. Dies betrifft in erster Linie den Transport mit Schiffen; so kann die Schiffbarkeit auf Binnenwasserstraßen durch zu hohe Pegelstände aufgrund zunehmender Niederschläge im Frühjahr und zu niedriger Pegelstände aufgrund abnehmender Niederschläge im Sommer beeinträchtigt werden.[38] Bei Fluten kann der Transport mit der Bahn als Ausweichtransportmittel empfindlich gestört sein. In den meisten Quellen wird hinsichtlich dieser Beeinträchtigung kein Un-

[36] Vgl. Hirschl / Dunkelberg (2009); ob sich dies allerdings auf zu viel Wasser (bei Starkregen oder Fluten), zu wenig Wasser (bei Dürren) oder auf beides bezieht, geht aus der Quelle nicht hervor. Kuckshinrichs et al. (2008) sehen sowohl bei zunehmenden als auch abnehmenden Wassermengen (Grundwasser, Niederschläge) Auswirkungen auf die Tagebaulogistik.

[37] So führen Bardt et al. (2013) die Überflutung mehrerer Steinkohleminen in Australien an, die eine Verknappung des Angebotes auf dem Weltmarkt und damit Lieferengpässe und Preissteigerungen zur Folge hatte.

[38] Vgl. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2007), Bundesregierung (2008), Hirschl / Dunkelberg (2009), Lauwe (2009) sowie ähnlich auch Scheele / Oberdörffer (2011) und Bardt et al. (2013).

terschied zwischen verschiedenen Energieträgern gemacht. Lediglich Kuckshinrichs et al. sehen diesen Effekt in erster Linie bei der Versorgung von Steinkohlekraftwerken.[39] Alleinig Hirschl und Dunkelberg erwähnen die mögliche Gefährdung der Pipelines durch Wetterextreme als Gefährdungspotenzial für die Rohstoffversorgung.[40]

3.1.2 Regenerative Energieträger

Klimawandelbedingte Veränderungen wirken sich verschiedentlich auch auf die Gewinnung bzw. die Verfügbarkeit regenerativer Energieträger aus.

Für die Nutzung von **Biomasse** zur Energieerzeugung zeichnen sich zwei durch klimatische Einflüsse bedingte Betroffenheiten ab: aufgrund der trockener werdenden Sommer verkürzen sich die Anbauperioden und damit potenziell die Verfügbarkeit von z. B. Mais als Energiepflanze.[41] Hinzu kommt, dass die Energie gegenwärtig noch zu einem überwiegenden Anteil aus den Pflanzen selbst und nicht aus deren Abfallstoffen gewonnen wird; hier könnte sich eine zunehmende Nutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelnutzung abzeichnen,[42] die in Lieferengpässen resultieren kann. Zudem können Extremwetterereignisse das Angebot an Biomasse beeinträchtigen.[43] Diese Effekte sind sowohl in einem globalen, als auch einem regionalen Maßstab zu betrachten und wirken sich tendenziell negativ aus.

Die verfügbare Wassermenge beeinträchtigt nicht nur die Schiffbarkeit, sondern auch die Energieerzeugung in **Wasserkraftanlagen** sowohl durch zu viel als auch zu wenig Wasser. Unterschieden werden muss hier zwischen Laufwasserkraftwerken und Speicherkraftwerken, wobei Laufwasserkraftwerke sensibler auf niedrige oder zu hohe Pegelstände reagieren. Dies führt günstigstenfalls nur zu einer reduzierten Auslastung, schlimmstenfalls müssen die Anlagen ganz abgeschaltet werden.[44]

---

[39] Vgl. Kuckshinrichs et al. (2008).

[40] Vgl. Hirschl / Dunkelberg (2009).

[41] Vgl. Scheele / Oberdörffer (2011) sowie Kuckshinrichs et al. (2008).

[42] Vgl. Bardt et al. (2013) und Gößling-Reisemann (o. J.). Im Zusammenwirken mit weiteren Faktoren, wie der nur schwierig zu prognostizierenden Entwicklung des politisch-gesellschaftlichen Handlungsrahmens, sieht Gößling-Reisemann hier eine hohe Betroffenheit für die Region Bremen-Oldenburg. Inwieweit sich diese Aussagen verallgemeinern lassen, bleibt offen.

[43] Vgl. Bundesregierung (2008) und Scheele / Oberdörffer (2011).

[44] Vgl. Kuckshinrichs et al. (2008), Scheele / Oberdörffer (2011) sowie Bardt et al. (2013), Lauwe (2009) und Finley / Schuchard (2009).

Hinsichtlich der Verfügbarkeit bzw. Nutzung der **Sonnenenergie** muss zwischen Photovoltaikanlagen und solarthermischen Anlagen unterschieden werden. Während für Photovoltaikanlagen die „Verfügbarkeit" der Sonne nur bedingt notwendig ist (PV-Anlagen erzeugen beispielsweise auch bei bewölktem Himmel), liefern solarthermische Kraftwerke nur bei direkter Sonneneinstrahlung Energie. Aufgrund der Klimaänderungen wird für Solaranlagen insgesamt mit einer zunehmenden Leistung im Sommer gerechnet.[45] Für die Wintermonate zeigen sich unterschiedliche Einschätzungen. Bardt et al. kommen in ihrer Studie zu dem Ergebnis, dass im Winter mit einer Abnahme der Kapazitäten zu rechnen sei,[46] während Scheele und Oberdörffer zu der Einschätzung gelangen, dass sich die Voraussetzungen für solarthermische Anlagen aufgrund einer Abnahme der Schneemenge, der Schneebedeckung und der Schneetage insbesondere in den Wintermonaten verbessern.[47]

3.2. Energieerzeugung und -umwandlung

3.2.1 Konventionelle Energieträger

Die Energieerzeugung aus konventionellen Energieträgern wird künftig wesentlich durch zwei Faktoren beeinträchtigt: zum einen die bereits erwähnte Verfügbarkeit und Temperatur von **Wasser** zur Kühlung der Kraftwerke und zum anderen durch insbesondere in den Sommermonaten steigenden **Durchschnittstemperaturen** (sowohl der Luft, als auch des Wassers). Beide Faktoren beeinträchtigen allerdings nicht die Energieerzeugung aus einem bestimmten Energieträger, als vielmehr die Erzeugung in einem bestimmten Kraftwerkstyp.

Von den beiden genannten Einflussgrößen sind **Braunkohlekraftwerke** am geringsten betroffen. Zwar handelt es sich hierbei – wie bei Steinkohle, Erdöl, Erdgas und Kernenergie auch – um Dampfkraftwerke, die auf die Verfügbarkeit von Kühlwasser angewiesen sind, es zeigen sich jedoch unterschiedliche Einschätzungen bezüglich der Betroffenheit. Während Hirschl und Dunkelberg die Leistungsfähigkeit aller thermischen Kraftwerke grundsätzlich durch ein im Sommer geringeres Wasserdargebot (sowohl Grund- als auch Flusswasser) zur Kühlung betroffen sehen,[48]

---

[45] Vgl. Scheele / Oberdörffer (2011) und Bardt et al. (2013).

[46] Vgl. Bardt et al. (2013). Ob sich die Effekte aus Ertragssteigerung im Sommer und Ertragsminderung im Winter über das Jahr ausgleichen, oder eine Zu- bzw. Abnahme der durchschnittlichen Erträge je Anlage zu erwarten ist, ist den Quellen nicht zu entnehmen.

[47] Vgl. Scheele / Oberdörffer (2011).

[48] Vgl. Hirschl / Dunkelberg (2009).

kommen Bardt et al. in ihrer Studie zu dem Ergebnis, dass Braunkohlekraftwerke zur Kühlung in erster Linie das aus dem meist nahe gelegenen Tagebau abgepumpte Wasser verwenden und damit weniger von der Kühlwasserproblematik betroffen seien. Sie sehen die Leistungsfähigkeit eher durch hohe Temperaturen beeinträchtigt, die physikalisch gering, aber wirtschaftlich spürbar seien. Die Wirkungsgradverluste aufgrund hoher Außentemperaturen sind bei allen thermischen Kraftwerkstypen gleichermaßen feststellbar, bei Gaskraftwerken aber besonders deutlich.[49] Bardt et al. gelangen darüber hinaus zu dem Ergebnis, dass Gaskraftwerke die am stärksten vom Klimawandel betroffenen Kraftwerkstypen sein werden.[50]

Anders als Braunkohlekraftwerke, die sich meist in der Nähe der Rohstoffquellen – also in der Nähe der Tagebaue – befinden, stehen andere **thermische Kraftwerke (Steinkohle, Gas, Öl, Kernkraft)** häufig an Flüssen. Dies sichert zum einen die gute logistische Versorgung mit den Rohstoffen via Schiff, zum anderen ist die Verfügbarkeit von Kühlwasser aus dem Fluss gegeben. In Hitzeperioden können die Wasserentnahmemengen aufgrund sinkender Flusspegel allerdings eingeschränkt sein bzw. werden,[51] zudem darf das wieder eingeleitete Wasser aus wasserrechtlichen Gründen eine bestimmte Temperatur nicht überschreiten (die im Sommer aber ohnehin schon erhöht ist). Beides kann dazu führen, dass die betroffenen Kraftwerke gedrosselt werden müssen oder weniger effizient arbeiten,[52] da mehr der erzeugten Energie für das Pumpen eingesetzt werden muss.[53] Aufgrund beider Tatsachen sieht Engelhardt die Kraftwerke an Oberläufen weniger stark betroffen als Kraftwerke an Flussunterläufen.[54] Von zu hohen Pegelständen werden thermische Kraftwerke, anders als Laufwasserkraftwerke, nicht beeinträchtigt.

In beiden Studien finden sich unterschiedliche Einschätzungen zur Kühlwasserproblematik. Sowohl Bardt et al. als auch Engelhardt gelangen zu dem Ergebnis, dass die Kühlung künftig von der Verfügbarkeit von Flusswasser unabhängiger werde, da die Kraftwerke zunehmend über

[49] Vgl. Wachsmuth et al. (2012), Bardt et al. (2013) und Engelhardt (2009).

[50] Vgl. Bardt et al. (2013). Diese Einschätzung findet sich auch in anderen Quellen, vgl. hierzu ebenfalls Kuckshinrichs et al. (2008), Hirschl / Dunkelberg (2009) und Lauwe (2009).

[51] Hier entsteht eine dreifache Nutzungskonkurrenz um die in Hitzeperioden eingeschränkte Wasserverfügbarkeit – Trinkwassergewinnung, Beregnungswasser für die Landwirtschaft und Kühlwasser für die Kraftwerke; vgl. Finley / Schuchard (2009).

[52] Vgl. Europäische Kommission (2007), Bundesregierung (2008), Kuckshinrichs et al. (2008), Hirschl / Dunkelberg (2009), Lauwe (2009), Finley / Schuchard (2009), Engelhardt (2011), Wachsmuth et al. (2012) und Bardt et al. (2013).

[53] Vgl. Eskeland et al. (2008).

[54] Vgl. Engelhardt (2011).

Kühltürme verfügen. Hirschl und Dunkelberg sehen die Effizienz der Kühltürme insbesondere bei hohen Temperaturen allerdings ebenfalls beeinträchtigt.[55]

3.2.2 Regenerative Energieträger

Bei der **Windkraftnutzung** muss, wie bei der Förderung von Gas und Öl auch, zwischen on- und off-shore unterschieden werden. So sind die on-shore-Anlagen wesentlich durch eine mögliche Zunahme von Starkwinden in zweierlei Hinsichten beeinträchtigt – einerseits steigen die Anforderungen an die Standfestigkeit von Windkraftanlagen, andererseits könnten Zwangsabschaltungen häufiger notwendig werden.[56] Allerdings sind diese Zeiten auf die Laufzeit je Anlage und Jahr betrachtet zu vernachlässigen. Zudem können moderne Anlagen auch bei hohen Windgeschwindigkeiten mit eingeschränkter Kapazität operieren.[57] An off-shore-Anlagen werden zusätzliche Anforderungen hinsichtlich der Standfestigkeit aufgrund des steigenden Meeresspiegels und einer möglichen Zunahme von Sturmfluten gestellt.[58]

Die Erzeugungsanlagen zur Nutzung der **Sonnenenergie** werden allgemein als robust gegen klimatische Veränderungen eingeschätzt. Weder Photovoltaik- noch Solarthermie-Anlagen werden in ihrem Betrieb durch höhere Temperaturen beeinträchtigt. Eine geringe Anfälligkeit zeigt sich lediglich bei Wetterextremen wie Starkwinden, Hagel und Blitzschlag, wodurch Anforderungen an die Sicherheit der Befestigung beispielsweise auf Hausdächern steigen könnten.[59] Eskeland et al. weisen darauf hin, dass die Effizienz von Photovoltaik-Anlagen bei hohen Temperaturen und insbesondere bei länger anhaltenden Hitzewellen geringfügig reduziert sein kann.[60] Kuckshinrichs et al. weisen auf diesen Aspekt ebenfalls hin, sehen ihn aber noch nicht ausreichend geklärt.[61]

Die Kraftwerke zur Erzeugung von Energie aus **Biomasse**[62] sind hinsichtlich Beeinträchtigungen im operativen Betrieb ähnlich einzuschätzen wie Braunkohlekraftwerke. Höhere Außentempera-

---

[55] Vgl. Bardt et al. (2013), Engelhardt (2011) und Hirschl / Dunkelberg (2009) und Kuckshinrichs et al. (2008).

[56] Vgl. Hirschl / Dunkelberg (2009), Lauwe (2009), Scheele / Oberdörffer (2011) und Bardt et al. (2013).

[57] Vgl. Bardt et al. (2013).

[58] Vgl. Hirschl / Dunkelberg (2009) und Scheele / Oberdörffer (2011).

[59] Vgl. Bundesregierung (2008), Scheele / Oberdörffer (2011) und Bardt et al. (2013).

[60] Vgl. Eskeland et al. (2008).

[61] Vgl. Kuckshinrichs et al. (2008). In späteren Dokumenten wird auf diesen Aspekt nicht mehr eingegangen.

[62] Vgl. Bardt et al. (2013). Diese Studie ist die einzige der hier ausgewerteten Studien, die diesen Aspekt der Energieerzeugung berücksichtigt. Selbiges trifft auf die Ausführungen zur Erdwärmenutzung zu.

turen – das zeigt der Betrieb vergleichbarer Anlagen an unterschiedlichen Standorten – beeinträchtigen die Wirkungsgrade nur geringfügig, die Kühlwasserproblematik entsteht nur bei größeren und komplexeren Anlagen und selbst dort ist der Kühlwasserbedarf deutlich geringer als bei anderen thermischen Kraftwerken. Demgegenüber ist zu erwarten, dass vor allem der Ertrag aus Biomasse von den Folgen des Klimawandels beeinflusst wird, da die Bodenbeschaffenheit kaum geschützt werden kann.

Auf die Gewinnung von Energie aus **Erdwärme (Geothermie)** werden für Deutschland keine spürbaren Auswirkungen durch den Klimawandel erwartet – diese Einschätzung bezieht sich einerseits auf den Betrieb der Anlagen, andererseits aber auch auf Ertragsschwankungen, wie sie für die anderen Kraftwerke zum Teil zu erwarten sind.

Insgesamt werden die Erzeugungsanlagen in allen Studien als äußerst robust gegen klimatische Veränderungen eingeschätzt. Als anfällig gelten die Anlagen im Hinblick auf Wetterextreme. Die Erzeugung selbst ist durch den Klimawandel nicht nennenswert beeinträchtigt.

3.3 Verteilung

Der Wertschöpfungsstufe Verteilung wird in den Studien übereinstimmend die größte Anfälligkeit attestiert. Davon ist zum einen die physikalische Leitungsfähigkeit bei hohen Temperaturen im Sommer und niedrigen Temperaturen im Winter betroffen,[63] zum anderen kann die Übertragungsinfrastruktur (Masten, Kabel, Transformatoren) selbst durch Wetterextreme beeinträchtigt beziehungsweise beschädigt werden.

Dabei zeigen sich deutliche Unterschiede hinsichtlich der Betroffenheit in den unterschiedlichen Netzen. Während die Verteilnetze bereits heute zu einem beträchtlichen Teil unterirdisch verlaufen und somit nur eine geringe Klimaexposition gegeben ist,[64] verlaufen die Übertragungsnetze größtenteils überirdisch und sind den Wetter- und Klimaeinflüssen direkt ausgesetzt. Problematisch ist dies aus zwei Gründen: zum einen spielen die Übertragungsnetze eine wichtige Rolle nicht nur im nationalen Netzverbund. Als Transitland in einem integrierten europäischen Strommarkt müssen über diese Netze große Mengen insbesondere erneuerbarer Energien aus Skandinavien und den deutschen off-shore-Windparks transportiert werden. Zum anderen kann dieser

[63] Vgl. Eskeland et al. (2008), Hirschl / Dunkelberg (2009), Finley / Schuchard (2009), Dunkelberg et al. (2009) und Bardt (2013).

[64] Vgl. Engelhardt (2011).

Teil der Netze aufgrund der hohen Kosten für die unterirdische Verlegung schlecht umgebaut werden.[65]

Die Auswirkungen auf den oberirdischen Teil der Netze können dabei vielfältig sein. Wenngleich die Masten und Leitungen grundsätzlich auf Wetterextreme ausgelegt sind, so können sie beispielsweise durch hohe Eis- bzw. Schneelasten oder Blitzschläge beschädigt werden.[66]

Ein weiteres Gefährdungspotenzial geht von Hochwasserereignissen aus. Einerseits könnten Mastfundamente unterspült werden, was veränderte Anforderungen an die Standfestigkeit mit sich bringen würde, andererseits könnten Umspannungsanlagen von Hochwasser zunehmend durch Überflutung betroffen sein.[67]

Wenngleich die Überlandverkabelung besonders exponiert gegenüber klimatischen Einflüssen ist, so finden sich vereinzelt auch Gefährdungspotenziale für Erdkabel. So könnten durch Hochwasser unter anderem Kabeltrassen freigespült werden[68] oder in langen Hitzeperioden Schäden an Erdkabeln entstehen.[69] Wachsmuth et al. weisen allerdings darauf hin, dass noch keine Wirkmodelle vorlägen, „(…) die ein verändertes Ausfallverhalten im Zusammenhang mit einer Veränderung von Klima- oder Wetterparametern (Bodentemperatur und Bodenfeuchte) erklären könnten."[70]

Neben diesen externen physischen Beeinträchtigungen der Netzinfrastruktur können die Netze durch weitere „interne" Gegebenheiten belastet werden.[71] So kann es zu einer Überlastung der Netze kommen, wenn zu viel Windenergie eingespeist wird; der Anteil windbedingter Versorgungsstörungen ist seit den 1970-er Jahren kontinuierlich angestiegen.[72] Zudem kann sich die Lebensdauer von Transformatoren reduzieren, sofern diese häufig im Spitzenlastbereich arbeiten

---

[65] Vgl. Bardt et al. (2013).

[66] Vgl. Bundesregierung (2008), Hirschl / Dunkelberg (2009) und Scheele / Oberdörffer (2011). Es ist allerdings wahrscheinlich, dass der Zusammenbruch der Masten nicht monokausal auf die Eis- und Schneelast zurückzuführen ist. Es gab Hinweise, dass erst das Zusammenwirken der Eis- und Schneemassen zusammen mit Wind, der die Leitungen in Schwingung versetzte, zur Beschädigung führte. Vgl. hierzu z. B. Lauwe (2009) und Schmitt (2012.), Kap. 2.

[67] Vgl. z. B. Europäische Kommission (2007) und ähnlich auch Bundesregierung (2008).

[68] Vgl. Hirschl / Dunkelberg (2009). Zu dem letztgenannten Aspekt siehe ebenfalls Dunkelberg et al. (2009).

[69] Vgl. Hirschl / Dunkelberg (2009) und Kuckshinrichs (2008).

[70] Wachsmuth et al. (2012). Expertenkonsultationen im Rahmen des Projektes nordwest2050 haben ebenfalls zu keinen belastbaren Erkenntnissen geführt.

[71] Vgl. Kuckshinrichs et al. (2009) und Hirschl / Dunkelberg (2009).

[72] Vgl. Dunkelberg et al. (2009).

müssten. Insofern werden aus der zunehmenden Einspeisung von Windenergie verschiedene Betroffenheiten resultieren.

In den ausgewerteten Quellen finden sich keinerlei Ausführungen zu möglichen klimabedingten Beeinträchtigungen anderer Verteilinfrastrukturen wie beispielsweise Pipelines.

3.4 Zusammenfassende Übersicht

Das Kapitel abschließend werden die physikalischen Betroffenheiten für die konventionellen und regenerativen Energien entlang der Wertschöpfungsstufen zusammenfassend in der folgenden Tabelle 1 dargestellt. Die in Klammern stehenden Zahlen beziehen sich auf die in Kapitel 2 genannten Quellen. Es muss darauf hingewiesen werden, dass eine häufige Nennung nicht notwendigerweise eine erhöhte Eintrittswahrscheinlichkeit bedeutet oder hohe Chancen oder Risiken damit verbunden sind. In der Tabelle leere Felder bedeuten, dass weder positive noch negative Auswirkungen erwartet werden, der Eintrag „---„ in einem Feld bedeutet, dass hierzu in den ausgewerteten Quellen keine Aussagen gemacht wurden.[73]

[73] Detaillierte Ausführungen zu den physikalischen Betroffenheiten finden sich in den angegebenen Quellen oder in Cortekar / Groth (2013). Dort finden sich auch weitere Quellen zur physikalischen Betroffenheit.

<table>
<tr><th rowspan="2">Energie-träger</th><th colspan="4">Wertschöpfungsstufe</th></tr>
<tr><th>Gewinnung / Verfügbarkeit</th><th>Ressourcentransport</th><th>Energieerzeugung</th><th>Verteilung</th></tr>
<tr><td>Braunkohle</td><td>ggf. Auswirkungen bei Wetterextremen (Wasserhaltung, Abrutschungen, Staubentwicklung bei Trockenheit) (1), (4), (12)</td><td rowspan="2"></td><td rowspan="3">Kühlproblematik thermischer Kraftwerke (1), (2), (4), (5), (6), (11), (12), (13), (14)
Wirkungsgradverluste thermischer Kraftwerke bei hohen Außentemperaturen (Gaskraftwerke am stärksten betroffen) (1), (2), (4), (5), (11), (12)</td><td rowspan="6">übereinstimmend größte Anfälligkeit
physikalische Leitungsfähigkeit bei hohen und niedrigen Temperaturen beeinträchtigt (2), (3), (4), (12)
Übertragungsinfrastruktur (Transformatoren, Kabel, Masten) kann durch Wetterextreme beschädigt werden (1), (3), (4), (10), (13), (14)</td></tr>
<tr><td>Steinkohle</td><td>keine direkten Auswirkungen im Inland; ggf. in anderen Regionen (12)</td><td rowspan="4">Auswirkungen durch extreme Wetterereignisse, z. B. Hoch- oder Niedrigwasser auf Binnenschifffahrtsstraßen (1), (4), (5), (10), (12), (14), (15)
ggf. Gefährdung von Pipelines durch extreme Wetterereignisse (4)</td></tr>
<tr><td>Uran</td><td>siehe Braunkohle</td></tr>
<tr><td>Erdgas</td><td rowspan="2">bei off-shore Förderung ggf. Beeinträchtigung durch Zunahme von Wetterextremen (1), (4)</td><td rowspan="2">---</td></tr>
<tr><td>Erdöl</td></tr>
<tr><td>Biomasse</td><td>kürzere Anbauperioden und geringere Verfügbarkeit (1), (10)
Nutzungskonkurrenz zu Nahrungsmitteln (9), (12)
Wetterextreme (10), (14)</td><td>Energiegehalt der Pflanzen durch verkürzte Anbauperiode ggf. geringer (10)</td></tr>
<tr><td>Wasser</td><td>Wasserkraftnutzung wird bei Hoch- und Niedrigwasser beeinträchtigt (1), (2), (5), (10), (12)</td><td></td><td></td></tr>
</table>

Sonne	bessere Erzeugungsbedingungen im Sommer (insb. für solarthermische Anlagen) (10), (12) im Winter unterschiedliche Einschätzungen; Abnahme (12), Zunahme (10)		geringe Anfälligkeit der Anlagen gegen Wetterextreme (Starkwinde, Hagel, Blitzschlag) (1), (10), (12), (14)	
Wind	---		höhere Anforderungen an Standfestigkeit der Anlagen und ggf. häufigere Abschaltung bei hohen Windgeschwindigkeiten (on- und off-shore) (4), (5), (10), (12)	

Tabelle 1: Potenzielle Betroffenheiten nach Energieträger und Wertschöpfungsstufe

4. Ökonomische Konsequenzen der klimawandelbedingten Betroffenheiten

Die im vorherigen Kapitel skizzierten Betroffenheiten können zu einer Einschränkung in der Bereitstellung oder Verteilung des Stromes führen. Wie eingangs erwähnt, haben diese Einschränkungen Auswirkungen auf weitere gesellschaftliche und wirtschaftliche Sektoren und können so sehr hohe volkswirtschaftliche Kosten verursachen. Wenngleich die meisten Betroffenheiten technisch gut handhabbar sind, so stellt sich aus einer ökonomischen Perspektive stets die Frage, ob sich die Investitionen in Anpassungsmaßnahmen zur Reduzierung der Betroffenheit und damit einer Reduzierung von Einschränkungen in der Erzeugung und/oder Verteilung lohnen. Dies ist dann der Fall, wenn die Nutzen einer solchen Maßnahme die Kosten dafür übersteigen. Derlei Studien gibt es national wie international kaum, zumal bei internationalen Studien stets die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf den deutschen Energiesektor zu prüfen ist.

Es finden sich aber zahlreiche Studien, die entweder die Kosten einer Versorgungsunterbrechung ermitteln oder die Kosten für mögliche Anpassungsmaßnahmen an klimatische Veränderungen betrachten. Ohne gleichzeitig die Nutzen von diesen Anpassungsmaßnahmen zu berücksichtigen, ist aber keine Aussage darüber möglich, ob eine Maßnahme ergriffen werden sollte oder nicht.

Nur Kosten (ohne Anpassung)

Bothe und Riechmann[74] ermitteln die volkswirtschaftlichen Kosten für Versorgungsunterbrechungen vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit als Standortfaktor für Deutschland und somit unabhängig von klimatischen Veränderungen. Für ihre Berechnungen analysieren sie 25 internationale Studien, adjustieren diese auf Deutschland und ermitteln, dass der Wert einer nicht-gelieferten kWh Strom den einer gelieferten, je nach Sektor, Tageszeit und Ort, um den Faktor 10 bis 100 übersteigt. Mit diesem Grundwert ermitteln sie, dass eine deutschlandweite einstündige Versorgungsunterbrechung an einem Werktag im Winter volkswirtschaftliche Kosten zwischen 0,6 und 1,3 Mrd. Euro verursachen würden; ceteris paribus würde ein ganztägiger Ausfall volkswirtschaftliche Kosten zwischen 14 und 30 Mrd. Euro verursachen. Es sind aber nicht nur Versorgungsunterbrechungen von langer Dauer, die hohe Schäden verursachen. Bereits sehr kurze Versorgungsunterbrechungen von wenigen Sekunden bis Minuten können auf das Jahr hochgerechnet beträchtliche Schäden verursachen. Diese treten insbesondere dort ein, wo hochsynchronisierte Produktionsketten wie beispielsweise in der Papierindustrie betroffen sind. Ein

[74] Vgl. Bothe / Riechmann (2008).

Absinken der Versorgungsqualität auf das Niveau Spaniens mit durchschnittlich 215 Ausfallminuten pro Jahr führt demnach bereits zu volkswirtschaftlichen Kosten von bis zu 3,2 Mrd. Euro.

In einer Studie aus dem Jahr 2013 kalkulieren Piaszeck, Wenzel und Wolf[75] die direkten Kosten für einen einstündigen Stromausfall differenziert nach Landkreisen, Städten, Tageszeiten, verschiedenen Wirtschaftszweigen und private Haushalten. Die höchsten durchschnittlichen Kosten für einen einstündigen Stromausfall sind demnach in Berlin (ca. 15 Mio. Euro), Hamburg (12,5 Mio. Euro) und München (10,5 Mio. Euro) zu erwarten.

Weitere ausgewählte Studien, allerdings nicht mit Bezug zu Deutschland, die die Kosten für Versorgungsunterbrechungen betrachten, sind in Tabelle 2 zusammengestellt.

Autoren	Beschreibung	Kosten
Anderson und Geckil (2003)	Auf Basis einer Blackout-Studie ermitteln die Autoren Schadenskosten für den Stromausfall im Sommer des Jahres 2003, der ca. 50 Mio. Menschen in acht Bundesstaaten der USA und einigen Regionen Kanadas bis zu drei Tage betraf.	4,5 bis 8,2 Mrd. US-Dollar (für das gesamte Ereignis)
ICF Consulting (2003)	Betrachtung des gleichen Stromausfalls und Abschätzung der Schadenskosten auf Basis einer Zahlungsbereitschaftsanalyse, wobei sie zu vergleichbaren Ergebnissen kommen.	6,8 bis 10,3 Mrd. US-Dollar (für das gesamte Ereignis)
Bliem (2005)	Schätzung der Kosten für einen einstündigen Stromausfall in Österreich auf Basis eines makroökonomischen Ansatzes, ohne konkretes Ereignis. In verschiedenen Szenarien (je nach Wochentag und Uhrzeit) ergibt sich eine Bandbreite.	40,6 bis 60,1 Mio. Euro (für eine Stunde)
Eskeland et al. (2008)	2005 mussten nach einem Extremwetterereignis (Wintersturm) in Norddeutschland ca. 28.000 Strommasten erneuert werden.	500 Mio. Euro

Tabelle 2: Ausgewählte Studien zu ermittelten Schadenskosten nach Blackouts.

Diese Studien betrachten allerdings nur die Kosten von Versorgungsunterbrechungen. Sie untersuchen nicht, welcher Anteil dieser Kosten durch entsprechende Anpassungsmaßnahmen hätte vermieden werden können. Diese Schadenskosten können somit bestenfalls als die Kosten des Nicht-Handels betrachtet werden.

[75] Vgl. Piaszeck et al. (2013).

Kosten für Anpassungsmaßnahmen

Wenngleich sich zahlreiche Studien mit der Ermittlung von Schadenskosten durch Stromausfälle befasst haben, so lassen sich vergleichsweise wenige Studien finden, die die Kosten für konkrete Anpassungsmaßnahmen an die zu erwartenden Auswirkungen des Klimawandels auf die Energieversorgungsinfrastruktur abschätzen. Altvater et al.[76] analysieren die Kosten für Anpassungsmaßnahmen auf europäischer Ebene, ohne jedoch die potenziellen Nutzen der Maßnahmen zu ermitteln. Ob einzelnen Maßnahmen ökonomisch vorteilhaft sind lässt sich damit nicht beantworten.

Die im Mittelpunkt stehenden Maßnahmen, für die die Kostenschätzungen vorgenommen wurden, sind die Anpassung der Kraftwerkskühlung bei thermischen Kraftwerken sowie die Anpassung der Netzinfrastruktur gegen zunehmende Wetterextreme und damit genau die Verletzlichkeiten, die im vorherigen Kapitel als besonders relevant identifiziert wurden.

Für Anpassungsmaßnahmen in der Netzinfrastruktur (ohne Neubau) fallen auf europäischer Ebene, je nach Szenario, jährlich Kosten zwischen ca. 637 und 654 Mio. Euro an. Der Studie folgend entfielen auf Deutschland Kosten in Höhe von jährlich ca. 86,3 Mio. Euro.

Deutlich geringe Kosten sind im Bereich der Anpassung der Kühlung thermischer Kraftwerke zu erwarten. Dort zeichnet sich lediglich ein jährlicher Investitionsbedarf bei Gaskraftwerken in Höhe von ca. 9 Mio. Euro ab. Für andere thermische Kraftwerkstypen sind den Annahmen der Studie folgend keine Anpassungsmaßnahmen erforderlich.

Kosten und Nutzen für Anpassungsmaßnahmen

Die momentan einzige verfügbare Studie, die Kosten und Nutzen von Anpassungsmaßnahmen für den Energiesektor (und weitere Sektoren) in Deutschland gleichermaßen erfasst, ist eine Studie von Tröltzsch et al.[77] im Auftrag des Umweltbundesamtes. In der Studie werden für den Energiesektor zwei Maßnahmen beurteilt: Anpassung des Stromleitungsnetzes sowie die Anpassung der Kühlung in thermischen Kraftwerken. Für die Anpassung des Stromleitungsnetzes ermitteln sie Kosten in Höhe von 0,9 bis 1 Mrd. Euro jährlich bei gleichzeitigem Nutzen von jährlich 10 bis 200 Mio. Euro. Wenngleich die Ergebnisse auf der Nutzenseite eine enorme Spannbreite haben (diese sind durch die zugrundeliegenden Annahmen begründet), überwiegen die

[76] Vgl. Altvater et al. (2013).

[77] Vgl. Tröltzsch et al. (2012).

Kosten die Nutzen um mindestens den Faktor 5. Unter diesen Annahmen ist eine Anpassung der Netzinfrastruktur weder aus privat- noch aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive sinnvoll.

Für die Anpassung der Kraftwerkskühlung ergibt sich ein positives Nutzen-Kosten-Verhältnis; Kosten in Höhe von jährlich 4 bis 8 Mio. Euro stehen jährliche Nutzen von 10 bis 20 Mio. Euro gegenüber. Die Investition in Anpassungsmaßnahmen im Bereich der Kraftwerke ist also durchaus lohnend und liegt im Eigeninteresse der Kraftwerksbetreiber, da diese durch den Klimawandel bedingte drohende Effizienzverluste vermeiden können. Zusätzliche regulatorische Anreize sind nicht notwendig.

Beide Maßnahmen werden im Rahmen der Studie jedoch nur als „Nice-to-have-Maßnahmen" eingestuft, die sich zudem auch nur „lohnen", wenn der Klimawandel tatsächlich so eintritt, wie es nach dem aktuellen Stand des Wissens aus Klimamodellrechnungen zu erwarten ist; es handelt sich daher um sogenannte „Regret-Maßnahmen". Sogenannte „No-regret-Maßnahmen" sind demgegenüber Ansätze, bei denen die Klimaanpassung mit anderen Nutzen kombiniert werden kann und die somit auch dann sinnvoll sind – beispielsweise durch die Vermeidung von CO_2-Emissionen – wenn der Klimawandel nicht in der erwarteten Ausprägung eintreten sollte.

5. Fazit und Handlungsempfehlungen

Die zu erwartenden Auswirkungen des Klimawandels sollten nach Möglichkeit schon jetzt bei den anstehenden Infrastrukturmaßnahmen im Zuge der Energiewende Berücksichtigung finden. Dadurch könnte die Transformation der Energiesysteme auch zum Beseitigen entsprechender Schwachstellen genutzt werden. Dafür ist aber eine möglichst umfassende Informationsgrundlage notwendig. Die Zusammenführung des vorhandenen Wissens hinsichtlich der Betroffenheit des Energiesektors in Bezug auf zu erwartende klimatische Veränderungen hat gezeigt, dass die betrachteten Bereiche der Wertschöpfungskette zumeist negativ betroffen sein werden. Die wesentlichen Einflussfaktoren werden dabei das Wasserdargebot (sowohl zu viel als auch zu wenig Wasser kann problematisch sein), Extremwetterereignisse und steigende Durchschnittstemperaturen sein. Auch wenn sich bei einzelnen Aspekten unterschiedliche Einschätzungen gezeigt haben, so können drei zentrale Punkte als Ergebnis festgehalten werden:

- die Betroffenheit wird insgesamt als relativ gering und gut handhabbar eingeschätzt
- unbestritten ist das Übertragungsnetz die am stärksten betroffene Wertschöpfungsstufe
- die Ermittlung von Kosten und Nutzen im Rahmen der ökonomischen Studien ist methodisch mit gewissen Problemen behaftet; die Maßnahmen scheinen prima facie nicht lohnenswert.

Daneben wird allerdings auch die Energienachfrage unmittelbar durch den Klimawandel beeinflusst. Vor dem Hintergrund der grundsätzlich als gering eingestuften Betroffenheit der Angebotsseite dürfte die größte Anpassungsherausforderung in der zu gewährleistenden Versorgungssicherheit bestehen. Als Folge der klimatischen Veränderungen kann es beispielsweise zu einer Verknappung des Energieangebots, Preissteigerungen und Versorgungsstörungen kommen. Ebenfalls sind für Kraftwerke, die von Wetterextremen bedroht sind, steigende Versicherungskosten zu erwarten. Auf der hier nicht betrachteten marktlichen Ebene der Betroffenheit wiederum ist zu erwarten, dass es in Folge eines allgemeinen Anstiegs der Lufttemperatur zu einem Rückgang der Nachfrage nach Heizenergie kommen wird, während der Bedarf nach Kühlenergie beispielsweise in Form von Klimaanlagen steigen wird. Außerdem wird sich die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien sehr wahrscheinlich erhöhen. Veränderte Klimabedingungen eröffnen damit neue Perspektiven für den Energiemix der Zukunft und die Erfordernis, Angebot und Nachfrage besser zu verwalten und ein Versorgungsnetz zu sichern, das der zunehmend

schwankenden Balance aus Stromnachfrage und Stromerzeugung gerecht wird.[78] In diesem Zusammenhang werden beispielsweise „Smart Grids“ und der Weiterentwicklung der Speichertechnologie[79] eine hohe Bedeutung zukommen. Neben die physikalischen Herausforderungen tritt die zweifelsfrei nicht triviale Frage der Einbindung der Speicher in die bestehende und zukünftig notwendige Infrastruktur (gerade in einem integrierten europäischen Strommarkt).

Zudem wäre es denkbar, auch in Deutschland unternehmerische Berichtspflichten zum Stand der Anpassungsplanungen für kritische Infrastrukturen[80] einzuführen. In Großbritannien wurde dies im Rahmen des Climate Change Act 2008 bereits festgeschrieben, wobei entsprechende Berichte im Abstand von 5 Jahren zu erstellen sind.[81]

Insgesamt geht es also auch bei der Energiewende um weit mehr als den stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien. Es muss vor allem der konzeptionell abgestimmte Infrastrukturausbau – insbesondere der Speicher und Netze – deutlich vorangetrieben werden. Zudem sollten zeitnah auch Aspekte der Resilienz der energieintelligenten Systeme gegenüber dem Klimawandel berücksichtigt werden, denn der fortschreitende Klimawandel könnte hier in den kommenden Jahrzehnten neue Anforderungen mit sich bringen.

Weiterer Forschungsbedarf ist in diesem Zusammenhang weniger im Hinblick auf die grundsätzlich zu erwartenden physikalischen Betroffenheiten sondern insbesondere im Bereich der ökonomischen Bewertung – beispielsweise durch detaillierte Kosten-Nutzen-Betrachtungen – von Auswirkungen des Klimawandels auf den Energiesektor deutlich geworden. Dies gilt ebenfalls für die Analyse des politischen Rahmens der Energiewende hinsichtlich der Berücksichtigung von Klimawandelfolgen und der Erarbeitung von Handlungsempfehlungen insbesondere im Hinblick auf die Anpassung von Infrastrukturen der Energieversorgung.

[78] Vgl. Europäische Kommission (2007).

[79] Vgl. u. a. Groth (2012a) und (2012b), Fuchs et al. (2012).

[80] Vgl. Europäische Kommission (2008).

[81] Vgl. Leidreiter et al. (2013).

Literatur

Altvater, S. et al. (2012): Adaptation Measures in the EU – Policies, Costs, and Economics Assessment, http://www.ecologic.eu/de/4827 (05. Dezember 2014).

Bardt, H., Biebeler, H. und Haas, H. (2013): Einfluss des Klimawandels auf die deutsche Energieversorgung, in: Wirtschaftsdienst, 93 Jg., Nr. 5, S. 307-315.

Bothe, D. und Riechmann, C. (2008): Hohe Versorgungszuverlässigkeit bei Strom wertvoller Standortfaktor für Deutschland, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 58. Jahrgang, Nr. 10, S. 31-36.

Bundesministerium des Innern (2009): Nationale Strategie zum Schutz Kritischer Infrastrukturen (KRITIS-Strategie), Berlin.

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2007): Schifffahrt und Wasserstraßen in Deutschland – Zukunft gestalten im Zeichen des Klimawandels: Bestandsaufnahme, Bonn.

Bundesregierung (2008): Deutsche Anpassungsstrategie an den Klimawandel, www.bmub.bund.de/N42783 (8. Dezember 2014).

Carbon Disclosure Project (Hrsg.) (2012): CDP Europe Adaptation Report 2012, Berlin.

CDP / Climate Service Center (2013): Klimawandelvermeidung und Anpassung im Energiesektor Deutschland, Österreich und Schweiz. CDP & Climate Service Center Klimawandel Branchenfokus 2013. Berlin, Geesthacht.

Cortekar, J. und Groth, M. (2013): Der deutsche Energiesektor und seine mögliche Betroffenheit durch den Klimawandel – Synthese der bisherigen Aktivitäten und Erkenntnisse, Climate Service Center Report 14, Geesthacht.

Deutscher Bundestag (2011): Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung; Bericht des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung, http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/056/1705672.pdf (8. Dezember 2014).

Dubus, L. und Parey, S. (2012): Developing climate services – the role of the energy sector, in: World Meterological Organization (Hrsg.): Climate ExChange, Genf, S. 160 ff.

Dunkelberg, E., Hirschl, B. und Hoffman, E. (2009): Ergebnisse des Stakeholderdialogs zu Chancen und Risiken des Klimawandels – Energiewirtschaft.

Engelhard, P. (2011): Erwartungen an die Anpassungspolitik, Vortrag auf dem Workshop der Forschungsgruppe Chamäleon und dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 05. April 2011, Berlin, http://www.climate-chameleon.de/ (8. Dezember 2014).

Eskeland, G. et al. (2008): The Future of European Electricity – Choices before 2020, CEPS Policy Briefs, http://www.ceps.eu/node/1512 (8. Dezember 2014).

Europäische Kommission (2007): Grünbuch der Kommission an den Rat, das Europäische Parlament, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen – Anpassung an den Klimawandel in Europa – Optionen und Maßnahmen der EU, Brüssel.

Europäische Kommission (2008): Council Directive 2008/114/EC of 8 December 2008 on the Identification and Designation of European Critical Infrastructures and the Assessment of the Need to Improve their Protection, Brüssel.

Finley, T. und Schuchard, R. (2009): Adapting to Climate Change – A Guide for the Energy and Utility Industry, http://www.bsr.org/adaptation (8. Dezember 2014).

Frontier Economics (2008): Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen. Studie im Auftrag der RWE AG, http://www.frontier-economics.com (8. Dezember 2014).

Fuchs, G. et al. (2012): Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien, Stuttgart.

Gößling-Reisemann, S. (o. J.): Verwundbarkeitsanalyse Energiewirtschaft – Wie verwundbar ist die Energiewirtschaft in der Metropolregion Bremen-Oldenburg? http://www.nordwest2050.de (8. Dezember 2014).

Gößling-Reisemann, S. at al. (2012): Klimawandel – Regionale Verwundbarkeit der Energieversorgung in Deutschland, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 62. Jg., Nr. 4, S. 60-63.

Groth, M. und Wacker-Theodorakopoulos, C. (2012): Klimapolitik – Instrumentenmix und Machbarkeit, in: Wirtschaftsdienst – Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, Sonderheft 2012, S. 2-4.

Groth, M. (2012a): Speichertechnologie und weitere Ausblicke auf die Zukunft des EEG – Kommentar zum Beitrag von Thomas Schomerus, in: Ekardt, F., Hennig, B. und Unnerstall, H. (Hrsg.): Erneuerbare Energien – Ambivalenzen, Governance, Rechtsfragen, Marburg, S. 253-256.

Groth, M. (2012b): Stromspeicherung – gesetzliche Regelungen notwendig, in: Wirtschaftsdienst –Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 92. Jg., Nr. 4, S. 216-217.

Hirschl, B. und Dunkelberg, E. (2009): Problemaufriss – Auswirkungen des Klimawandels auf die Energiewirtschaft, Vortrag bei dem Stakeholderdialog zu Chancen und Risiken des Klimawandels – Energiewirtschaft, 30. Juni 2009, Dessau, http://www.anpassung.net (8. Dezember 2014).

IPCC (2013): Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

Kuckshinrichs, W. et al. (2008): Annex 2, in: Deutsche Anpassungsstrategie (DAS) an den Klimawandel – Bericht zum Nationalen Symposium zur Identifizierung des Forschungsbedarfs, http://www.ufz.de/das/index.php?de=16998 (8. Dezember 2014).

Lauwe, P. (2009): Die kritische Infrastruktur Energieversorgung, Vortrag bei dem Stakeholderdialog zu Chancen und Risiken des Klimawandels – Energiewirtschaft, 30. Juni 2009, Dessau, http://www.anpassung.net (8. Dezember 2014).

Leidreiter, A., Moss, D. und Groth, M. (2013): From Vision to Action – A Workshop Report on 100% Renewable Energies in European Regions, http://www.climate-service-center.de/imperia/md/content/Climate Service Center/workshopdokumente/Climate Service Center_workshop-report_from-vision-to-action_a-workshop-report-on-100_-renewable-energies-in-european-regions.pdf (8. Dezember 2014).

Mahammadzadeh, M., Chrischilles, E. und Biebeler, H. (2013): Klimaanpassung in Unternehmen und Kommunen – Betroffenheiten, Verletzlichkeiten und Anpassungsbedarf, in: Forschungsberichte aus dem Institut der deutschen Wirtschaft Köln, Nr. 83, Köln.

Pechan, A., Rotter, M. und Eisenack, K. (2011): Eingestellt auf Klimafolgen? Ergebnisse einer Unternehmensbefragung zur Anpassung in der Energie- und Verkehrswirtschaft, Berlin.

Pechan, A. (2011a): Klimawandelfolgen, Betroffenheit und Anpassung in der deutschen Energiewirtschaft – Ergebnisse eines Surveys, Vortrag auf dem Workshop der Forschungsgruppe Chamäleon und dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 05. April 2011, Berlin, http://www.climate-chameleon.de/ (8. Dezember 2014).

Piaszeck, S., Wenzel, L. und Wolf, A. (2013): Regional Diversity in the Costs of Electricity Outages – Results for German Counties, in: HWWI Research Paper 142.

Scheele, U. und Oberdörffer, J. (2011): Transformation der Energiewirtschaft – Zur Raumrelevanz von Klimaschutz und Klimaanpassung, www.nordwest2050.de (8. Dezember 2014).

Schmitt, R. (2012): Schneelast an Stromleitungen – Heute und in Zukunft, http://www.climate-service-center.de/imperia/md/content/Climate Service Center/projekte/Climate Service Center-report5.pdf (8. Dezember 2014).

Tröltzsch, J. et al. (2012): Kosten und Nutzen von Anpassungsmaßnahmen an den Klimawandel – Analyse von 28 Anpassungsmaßnahmen in Deutschland, herausgegeben vom Umweltbundesamt, Dessau.

U.S.-Canada Power System Outage Task Force (Hrsg.) (2004): Final Report on the August 14 2003 Blackout in the United States and Canada – Causes and Recommendations, Washington, Ottawa.

Wachsmuth, J. et al. (2012): Kapitel 4.8 – Energiewirtschaft, in: Schuchardt, B. / Wittig, S. (Hrsg.) (2012). Vulnerabilität der Metropolregion Bremen-Oldenburg gegenüber dem Klimawandel (Synthesebericht), nordwest2050-Berichte, Heft 2, Bremen und Oldenburg, S. 94-111.

Working Paper Series in Economics

(recent issues)

No.334: *Institut für Volkswirtschaftslehre:* Forschungsbericht 2014, Januar 2015

No.333: *Annette Brunsmeier and Markus Groth:* Hidden climate change related risks for the private sector, January 2015

No.332: *Tim W. Dornis and Thomas Wein:* Trademark Rights, Comparative Advertising, and "Perfume Comparison Lists" – An Untold Story of Law and Economics, December 2014

No.331: *Julia Jauer, Thomas Liebig, John P. Martin and Patrick Puhani:* Migration as an Adjustment Mechanism in the Crisis? A Comparison of Europe and the United States, October 2014

No.330: *T. Addison, McKinley L. Blackburn and Chad D. Cotti:* On the Robustness of Minimum Wage Effects: Geographically-Disparate Trends and Job Growth Equations, September 2014

No.329: *Joachim Möller and Marcus Zierer:* The Impact of the German Autobahn Net on Regional Labor Market Performance: A Study using Historical Instrument Variables, November 2014

No.328: *Ahmed Fayez Abdelgouad, Christian Pfeifer and John P. Weche Gelübcke:* Ownership Structure and Firm Performance in the Egyptian Manufacturing Sector, September 2014

No.327: *Stephan Humpert:* Working time, satisfaction and work life balance: A European perspective. September 2014

No.326: *Arnd Kölling:* Labor Demand and Unequal Payment: Does Wage Inequality matter? Analyzing the Influence of Intra-firm Wage Dispersion on Labor Demand with German Employer-Employee Data, November 2014

No.325: *Horst Raff and Natalia Trofimenko:* World Market Access of Emerging-Market Firms: The Role of Foreign Ownership and Access to External Finance, November 2014

No.324: *Boris Hirsch, Michael Oberfichtner and Claus Schnabel:* The levelling effect of product market competition on gender wage discrimination, September 2014

No.323: *Jürgen Bitzer, Erkan Gören and Sanne Hiller:* International Knowledge Spillovers: The Benefits from Employing Immigrants, November 2014

No.322: *Michael Gold:* Kosten eines Tarifabschlusses: Verschiedene Perspektiven der Bewertung, November 2014

No.321: *Gesine Stephan und Sven Uthmann:* Wann wird negative Reziprozität am Arbeitsplatz akzeptiert? Eine quasi-experimentelle Untersuchung, November 2014

No.320: *Lutz Bellmann, Hans-Dieter Gerner and Christian Hohendanner:* Fixed-term contracts and dismissal protection. Evidence from a policy reform in Germany, November 2014

No.319: *Knut Gerlach, Olaf Hübler und Wolfgang Meyer:* Betriebliche Suche und Besetzung von Arbeitsplätzen für qualifizierte Tätigkeiten in Niedersachsen - Gibt es Defizite an geeigneten Bewerbern?, Oktober 2014

No.318: *Sebastian Fischer, Inna Petrunyk, Christian Pfeifer and Anita Wiemer:* Before-after differences in labor market outcomes for participants in medical rehabilitation in Germany, December 2014

No.317: *Annika Pape und Thomas Wein:* Der deutsche Taximarkt - das letzte (Kollektiv-) Monopol im Sturm der „neuen Zeit“, November 2014

No.316: *Nils Braakmann and John Wildman:* Reconsidering the impact of family size on labour supply: The twin-problems of the twin-birth instrument, November 2014

No.315: *Markus Groth and Jörg Cortekar:* Climate change adaptation strategies within the framework of the German “Energiewende” – Is there a need for government interventions and legal obligations?, November 2014

No.314: *Ahmed Fayez Abdelgouad:* Labor Law Reforms and Labor Market Performance in Egypt, October 2014

No.313: *Joachim Wagner:* Still different after all these years. Extensive and intensive margins of exports in East and West German manufacturing enterprises, October 2014

No.312: *Joachim Wagner:* A note on the granular nature of imports in German manufacturing industries, October 2014

No.311: *Nikolai Hoberg and Stefan Baumgärtner:* Value pluralism, trade-offs and efficiencies, October 2014

No.310: *Joachim Wagner:* Exports, R&D and Productivity: A test of the Bustos-model with enterprise data from France, Italy and Spain, October 2014

No.309: *Thomas Wein:* Preventing Margin Squeeze: An Unsolvable Puzzle for Competition Policy? The Case of the German Gasoline Market, September 2014

No.308: *Joachim Wagner:* Firm age and the margins of international trade: Comparable evidence from five European countries, September 2014

No.307: *John P. Weche Gelübcke:* Auslandskontrollierte Industrie- und Dienstleistungs-unternehmen in Niedersachsen: Performancedifferentiale und Dynamik in Krisenzeiten, August 2014

No.306: *Joachim Wagner:* New Data from Official Statistics for Imports and Exports of Goods by German Enterprises, August 2014

No.305: *Joachim Wagner:* A note on firm age and the margins of imports: First evidence from Germany, August 2014

No.304: *Jessica Ingenillem, Joachim Merz and Stefan Baumgärtner:* Determinants and interactions of sustainability and risk management of commercial cattle farmers in Namibia, July 2014

No.303: *Joachim Wagner:* A note on firm age and the margins of exports: First evidence from Germany, July 2014

No.302: *Joachim Wagner:* A note on quality of a firm’s exports and distance to destination countries: First evidence from Germany, July 2014

No.301: *Ahmed Fayez Abdelgouad:* Determinants of Using Fixed-term Contracts in the Egyptian Labor Market: Empirical Evidence from Manufacturing Firms Using World Bank Firm-Level Data for Egypt, July 2014

No.300: *Annika Pape:* Liability Rule Failures? Evidence from German Court Decisions, May 2014

No.299: *Annika Pape:* Law versus Economics? How should insurance intermediaries influence the insurance demand decision, June 2013

No.298: *Joachim Wagner:* Extensive Margins of Imports and Profitability: First Evidence for Manufacturing Enterprises in Germany, May 2014 [published in: Economics Bulletin 34 (2014), 3, 1669-1678]

No.297: *Joachim Wagner:* Is Export Diversification good for Profitability? First Evidence for Manufacturing Enterprises in Germany, March 2014 [published in: Applied Economics 46 (2014), 33, 4083-4090]

No.296: *Joachim Wagner:* Exports and Firm Profitability: Quality matters!, March 2014 [published in: Economics Bulletin 34 (2014), 3, 1644-1652]

No.295: *Joachim Wagner:* What makes a high-quality exporter? Evidence from Germany, March 2014 [published in: Economics Bulletin 34 (2014), 2, 865-874]

No.294: *Joachim Wagner:* Credit constraints and margins of import: First evidence for German manufacturing enterprises, February 2014 [published in: Applied Economics 47 (2015), 5, 415-430]

No.293: *Dirk Oberschachtsiek*: Waiting to start a business venture. Empirical evidence on the determinants., February 2014

No.292: *Joachim Wagner*: Low-productive exporters are high-quality exporters. Evidence from Germany, February 2014 [published in: Economics Bulletin 34 (2014), 2, 745-756]

No.291: *Institut für Volkswirtschaftslehre:* Forschungsbericht 2013, Januar 2014

No.290: *Stefan Baumgärtner, Moritz A. Drupp und Martin F. Quaas*: Subsistence and substitutability in consumer preferences, December 2013

No.289: *Dirk Oberschachtsiek*: Human Capital Diversity and Entrepreneurship. Results from the regional individual skill dispersion nexus on self-employment activity., December 2013

No.288: *Joachim Wagner and John P. Weche Gelübcke*: Risk or Resilience? The Role of Trade Integration and Foreign Ownership for the Survival of German Enterprises during the Crisis 2008-2010, December 2013 published in: [Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik 234 (2014), 6, 758-774]

No.287: *Joachim Wagner*: Credit constraints and exports: A survey of empirical studies using firm level data, December 2013

No.286: *Toufic M. El Masri*: Competition through Cooperation? The Case of the German Postal Market, October 2013

No.285: *Toufic M. El Masri*: Are New German Postal Providers Successful? Empirical Evidence Based on Unique Survey Data, October 2013

No.284: *Andree Ehlert, Dirk Oberschachtsiek,* and *Stefan Prawda*: Cost Containment and Managed Care: Evidence from German Macro Data, October 2013

No.283: *Joachim Wagner* and *John P. Weche Gelübcke*: Credit Constraints, Foreign Ownership, and Foreign Takeovers in Germany, September 2013

No.282: *Joachim Wagner*: Extensive margins of imports in The Great Import Recovery in Germany, 2009/2010, September 2013 [published in: Economics Bulletin 33 (2013), 4, 2732-2743]

(see www.leuphana.de/institute/ivwl/publikationen/working-papers.html for a complete list)

Leuphana Universität Lüneburg
Institut für Volkswirtschaftslehre
Postfach 2440
D-21314 Lüneburg
Tel.: ++49 4131 677 2321
email: brodt@leuphana.de

www.leuphana.de/institute/ivwl/publikationen/working-papers.html