



Peer-Review-Paper

Multikriterielle Bewertung energiewirtschaftlicher Handlungsoptionen



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Publikationen bei WindNODE Die Publikation von Ergebnissen der WindNODE-Projektarbeit durch Verbundpartner, assoziierte Partner und Unterauftragnehmer erfolgt in drei Kategorien, die sich insbesondere in der Abstimmung unter den Partnern, dem Layout und der begleitenden Kommunikation über WindNODE-Kanäle unterscheiden.

Partner-Papers werden innerhalb einer Institution geschrieben, das heißt unilateral erarbeitet. Die entsprechenden Texte sind vor einer Veröffentlichung nicht notwendigerweise mit weiteren WindNODE-Partnern abgestimmt worden. Die Qualitätssicherung erfolgt durch die Autoren/Institution bzw. gegebenenfalls durch ein externes Lektorat. *Partner-Papers* werden im Layout der jeweiligen Institution veröffentlicht.

Peer-Review-Papers sind unilateral erarbeitete Dokumente, die einen WindNODE-internen Qualitätssicherungsprozess in Form eines „Peer Review“ durch andere WindNODE-Partner durchlaufen haben. Die Partner haben fachliches Feedback zum Dokument gegeben, das berücksichtigt wurde. *Peer-Review-Papers* werden im ursprünglichen Layout der Institution veröffentlicht und mit einem einheitlichen (türkisen) WindNODE-Schutzumschlag versehen, veröffentlicht.

Signature-Papers werden im Rahmen der WindNODE-Koordinierungskomitees erarbeitet und dienen der übergeordneten Ergebniszusammenführung des Verbundprojekts. In den Koordinierungskomitees findet eine fortlaufende Qualitätssicherung und Abstimmung der Dokumente statt. *Signature-Papers* werden in einem einheitlichen (weißen) WindNODE-Schutzumschlag veröffentlicht.

Vorgelegt von Fachgebiet Energiesysteme, Institut für Energietechnik, Technische Universität Berlin, Einsteinufer 25, 10587 Berlin

Autoren Christopher Koch, Simon Letzgus, David Schröder (alle TU Berlin)

Dieses Dokument beruht auf Arbeiten, die mit Unterstützung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des SINTEG-Programms „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ im Schaufenster WindNODE erstellt wurden. Es wurde vor seiner Veröffentlichung den WindNODE-Partnern zur Durchsicht und Kommentierung zur Verfügung gestellt. Die hier enthaltenen Ansichten der Verfasser spiegeln nicht notwendigerweise die Ansichten des BMWi oder der übrigen WindNODE-Partner wieder.

Multikriterielle Bewertung energiewirtschaftlicher Handlungsoptionen

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energiesysteme

Erstellt im Rahmen des SINTEG-Projekts WindNODE



Institut

Fachgebiet Energiesysteme
Institut für Energietechnik
Technische Universität Berlin
Einsteinufer 25
10587 Berlin

Autoren

Christopher Koch
Simon Letzgus
David Schröder

Stand: 08/2020

Danksagung

Die Autoren bedanken sich bei der Siemens AG für die Bereitstellung der Ergebnisse des Energiesystemmodells und der Ökobilanz. Gemeinsam mit den Siemens-Kollegen Jörn Hartung und Dieter Most haben wir mit der Verknüpfung von Energiesystemmodellen und Lebenszyklusanalysen methodisches Neuland betreten und uns neue Erkenntnisse bzgl. der multikriteriellen Bewertung von Energiesystemszenarien erarbeitet. Dem „Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior“ der RWTH Aachen danken wir für die produktive Zusammenarbeit bei der Berechnung der Indikatoren der Infrastruktursicherheit. Darüber hinaus bedanken wir uns bei den Kollegen des WindNODE-Arbeitspaketes 5 für das wertvolle Feedback, das wir im Rahmen zahlreicher Präsentationen von Zwischenergebnissen erhalten haben. Außerdem danken wir den Teilnehmern unseres Workshops zum Thema Gesamtsystembewertung und den Kollegen Felix Vorwerk, Benedikt Kokert und Stephan Erxleben für ihre Recherchearbeit. Nicht zuletzt gilt unser Dank dem Projektmanagement-Team von WindNODE für die Organisation des WindNODE-Peer-Reviews und den WindNODE-Partnern für das zur Verfügung stehen für weitere Hinweise im Rahmen dieses Prozesses.

Acknowledgement

Dieses Dokument beruht auf Arbeiten, die mit Unterstützung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des SINTEG-Programms „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ im Schaufenster WindNODE erstellt wurden. Die hier enthaltenen Ansichten der Verfasser spiegeln nicht notwendigerweise die Ansichten des BMWi oder der übrigen WindNODE-Partner wider.

Zusammenfassung

Die Politik und die Energiewirtschaft stehen weltweit vor der Herausforderung, das bestehende Energiesystem so umzubauen, dass die Treibhausgasemissionen im Energiesektor massiv gesenkt werden. Eine Vielzahl von Studien beschäftigt sich mit der Fragestellung, wie geeignete Energiewendepfade aussehen könnten. Dabei werden die zahlreichen Handlungsalternativen jedoch häufig nur anhand ihrer Kosten verglichen. Eine ausgewogene Bewertung sollte aber die Zieldimensionen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit möglichst ganzheitlich berücksichtigen.

In dieser Studie wird ein Indikatorenmodell vorgestellt, mit dessen Hilfe eine multikriterielle Bewertung modellgestützter Szenarien eines Energiesystems möglich ist. Dabei werden neben den volkswirtschaftlichen Kosten die Bereiche Infrastruktursicherheit, Ressourcensicherheit, die Emissionen und der Ressourcenbedarf des Energiesystems und die Akzeptanz der Umsetzung der Szenarien betrachtet. Dieses Indikatorenmodell wird auf die Ergebnisse eines Energiesystemmodells angewendet, die zusätzlich mit einer Lebenszyklusanalyse und einem Modell zur Bewertung der bilanziellen Versorgungssicherheit ausgewertet werden. Hierbei werden drei Szenarien für den Umbau des deutschen Energiesystems bis zum Jahr 2030 näher analysiert: Ein Basisszenario, ein Effizienzzenario, bei dem Technologien zur Reduzierung des Strom- und Wärmebedarfs zum Einsatz kommen und ein Szenario, bei dem ein beschleunigter Ausbau der Elektromobilität betrachtet wird.

Es zeigt sich, dass jedes Szenario in einer der drei Zieldimensionen am besten zu bewerten ist. Die niedrigsten Gesamtkosten weist das Basisszenario auf. Das Effizienzzenario schneidet bei den Aspekten der Versorgungssicherheit und das Mobilitätsszenario bei der Umweltverträglichkeit am besten ab. Dies illustriert den Vorteil der multikriteriellen Bewertung. Durch die umfassende Betrachtung werden die unterschiedlichen Stärken und Schwächen der Szenarien im Vergleich sichtbar. So können Handlungsoptionen in den Fokus rücken, die nicht dem kostenminimalen Pfad entsprechen, wenn die damit einhergehenden Verbesserungen in anderen Bereichen als signifikant und wertvoll erachtet werden.

Aus den Modellergebnissen lassen sich einige Handlungsempfehlungen ableiten. So wird ersichtlich, dass für eine ambitionierte Reduzierung der Treibhausgasemissionen der Ausbau erneuerbarer Energien schneller als in den letzten Jahren voranschreiten muss. Dies ist insbesondere mit Blick auf die steigende Nutzung von Sektorkopplungstechnologien wie Wärmepumpen und Elektromobilität nötig, die zentrale Bausteine zur Dekarbonisierung des Wärme- und Verkehrssektors sind und gleichzeitig den Strombedarf erhöhen werden. Damit trotzdem ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann, muss die Flexibilisierung des Stromverbrauchs angereizt werden. Andernfalls müssten mehr Erzeugungs- und Speichertechnologien zugebaut werden, was mehr Kosten und größere Umweltbelastungen zur Folge hätte. Effizienzmaßnahmen liefern ebenfalls einen Beitrag zur Verbesserung der Versorgungssicherheit und zur Verringerung der Umweltwirkung. Diese können, wie all die anderen genannten Technologien, können durch einen ambitionierten CO₂-Preispfad gefördert werden.

Inhalt

Zusammenfassung.....	III
Abbildungsverzeichnis.....	VI
Tabellenverzeichnis.....	VIII
Abkürzungsverzeichnis.....	IX
1. Einleitung.....	1
2. Indikatorenmodell zur Wirkungsmessung.....	3
2.1. Anforderungen an Indikatoren und Kennzahlen.....	4
2.2. Wirtschaftlichkeit.....	5
2.2.1. Bestehende Indikatoren zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit.....	5
2.2.2. Volkswirtschaftliche Kosten.....	7
2.3. Versorgungssicherheit.....	7
2.3.1. Bestehende Indikatoren zur Bewertung der Versorgungssicherheit.....	7
2.3.2. Infrastruktursicherheit.....	8
2.3.3. Ressourcensicherheit.....	13
2.4. Umweltverträglichkeit.....	20
2.4.1. Bestehende Indikatoren zur Bewertung der Umweltverträglichkeit.....	20
2.4.2. Emissionen.....	22
2.4.3. Ressourcenbedarf.....	24
2.5. Sozialverträglichkeit.....	26
2.5.1. Bestehende Indikatoren zur Bewertung der Sozialverträglichkeit.....	26
2.5.2. Akzeptanz.....	27
2.6. Indikatorenmodell.....	28
3. Ergänzende Indikatoren.....	31
3.1. Charakterisierung des Szenarios.....	31
3.2. Energiepolitische Zielerreichung.....	33
4. Modellierung.....	36
4.1. Energiesystemmodell.....	36
4.2. Ökobilanz.....	38
4.3. Modell zur Bewertung der bilanziellen Versorgungssicherheit.....	40
5. Annahmen.....	42

6.	Analyse der Szenarien	44
6.1.	Beschreibung und Charakterisierung der Szenarien	44
6.2.	Wirkungsmessung	49
6.2.1.	Wirtschaftlichkeit	49
6.2.2.	Versorgungssicherheit.....	50
6.2.3.	Umweltverträglichkeit.....	57
7.	Multikriterieller Vergleich	62
7.1.	Methodischer Hintergrund.....	62
7.2.	Gewichtung der Zieldimensionen.....	63
7.3.	Vergleich der Szenarien	65
8.	Handlungsempfehlungen	68
8.1.	Energiepolitische Zielerreichung	68
8.2.	Allgemeine Erkenntnisse	70
	Literaturverzeichnis.....	75
A.	Anhang.....	86
A.1.	Übersicht Indikatoren Literaturrecherche.....	86
A.2.	Bewertung der Anforderungen an zukünftige Übertragungsnetze	98
A.3.	Mengen und Preise der im Energiesystem gebundene Mineralien.....	104
A.4.	Übertragbarkeit auf andere Energiesysteme	106
A.5.	JERICO-Modell.....	108
A.6.	Ergebnisse der Energiesystemmodellierung	115

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Übersicht der Indikatoren nach Zieldimension. Eine detaillierte Übersicht aller Indikatoren findet sich im Anhang A.1.....	3
Abbildung 2-2: Überblick der Zieldimension Wirtschaftlichkeit.....	6
Abbildung 2-3: Überblick der Zieldimension Versorgungssicherheit.....	8
Abbildung 2-4: Berechnung der verbleibenden gesicherten Leistung unter Einbeziehung der Last, der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, der steuerbaren Kraftwerksleistung und internationaler Kuppelkapazitäten.....	9
Abbildung 2-5: Schematische Darstellung der Jahresdauerlinie der verbleibenden gesicherten Leistung und der Indikatoren LoLE und EEnS.....	10
Abbildung 2-6: Überblick der Zieldimension Umweltverträglichkeit.....	21
Abbildung 2-7: Überblick der Zieldimension Sozialverträglichkeit.....	27
Abbildung 2-8: Übersicht Indikatorenmodell zur Wirkungsmessung des Energiesystems.	29
Abbildung 3-1: Strukturierung der Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung.	34
Abbildung 6-1: Technologiezubau bis zum Jahr 2030 in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr.....	46
Abbildung 6-2: Nutzung des Stroms nach Sektoren.....	47
Abbildung 6-3: Endenergie und Nutzenergie im Verkehrssektor.....	48
Abbildung 6-4: Vergleich der Gesamtkosten des Umbaus des Energiesystems der Jahre 2020 bis 2030 für die Szenarien B, E und M.....	50
Abbildung 6-5: Anteil der Zeit, in der eine Lastverschiebung stattfindet für Szenario B, höchste Flexibilitätsstufe (Flex3).	52
Abbildung 6-6: Veränderung der Wärme- und Mobilitätslast für Szenario B, höchste Flexibilitätsstufe (Flex3).	52
Abbildung 6-7: Mittelwert der LoLE und EEnS in den Wetterjahren der Szenarien C, CE und M ohne und mit Lastflexibilisierung.....	53
Abbildung 6-8: Entwicklung der Spitzenlasten für die Szenarien B, E und M im Vergleich zum Basisjahr 2018.	54
Abbildung 6-9: Entwicklung des Indikators zur Messung der Ressourcenabhängigkeit der Energieträger für die Szenarien B, E und M im Vergleich zum Basisjahr 2018.....	55
Abbildung 6-10: Entwicklung des Indikators zur Messung der Ressourcenabhängigkeit der Mineralien für die Szenarien B, E und M im Vergleich zum Basisjahr 2018.	56
Abbildung 6-11: Entwicklung des Indikators zur Messung der Ressourcenknappheit für die Szenarien B, E und M im Vergleich zum Basisjahr 2018.	57

Abbildung 6-12: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Szenarien B, E und M im Vergleich zum Basisjahr 2018.....	58
Abbildung 6-13: Entwicklung des Indikators für die lokalen Luftschadstoffe für die Szenarien B, E und M im Vergleich zum Basisjahr 2018.	60
Abbildung 6-14: Entwicklung des Indikators für die Boden- und Wasserschadstoffe für die Szenarien B, E und M im Vergleich zum Basisjahr 2018.	61
Abbildung 7-1: Relativer Vergleich der Szenarien B, E und M für die erhobenen Indikatoren.	66
Abbildung 8-1: Anteil erneuerbarer Energien nach Sektoren im Vergleich zum Basisjahr 2018.	69
Abbildung 8-2: Veränderung des Energiebedarfs im Jahr 2030 für die analysierten Szenarien gegenüber 2008.	70
Abbildung A-1: Schematische Darstellung des Indikators zur Bewertung der Anforderungen an das Übertragungsnetz.	99
Abbildung A-2: Prozessschritte der Indikatorentwicklung.....	100
Abbildung A-3: Einteilung der Netzknoten im reduzierten Modell.	101
Abbildung A-4: Beispiel für eine Verteilungsfunktion der verfügbaren Kraftwerksleistung.	109
Abbildung A-5: Beispielberechnung der Wahrscheinlichkeit der Deckung der Residuallast.	110
Abbildung A-6: Histogramm der Residuallast für alle Wetterjahre für Szenario C.....	111
Abbildung A-7: Residuallast ohne Lastverschiebung (links) und mit Lastverschiebung anhand des 90 %-Perzentils für Szenario C.	111
Abbildung A-8: Potenziale für Stromimporte für alle dreißig Wetterjahre.	112
Abbildung A-9: Reduzierung der Residuallast durch Lastflexibilität und Stromimporte.	113
Abbildung A-10: Berechnung des LoLP als Wahrscheinlichkeit, mit der die Last nicht vollständig gedeckt werden kann und des EEnS mithilfe der schraffierten Fläche A_{EEnS}	114

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Übersicht über Kennzahlen zur Charakterisierung der Handlungsoptionen.	33
Tabelle 3-2: Quantitative Ziele der Energiewende und Status quo 2017 nach (BMWi 2019). 35	
Tabelle 5-1: Annahmen für CO ₂ - und Brennstoffpreise	42
Tabelle 6-1: Energetische Effizienz der Szenarien B, E und M im Vergleich zum Basisjahr 2018.	49
Tabelle 7-1: Ergebnisse der Befragung zur Energieproduktion in Deutschland. Quelle: Steentjes et al. (2017)	64
Tabelle 7-2: Normierte Gewichtung der Präferenzen des energiepolitischen Zieldreiecks. Eigene Berechnung auf Basis der Befragungsergebnisse von Steentjes et al. (2017).	64
Tabelle 7-3: Durchschnittlicher Rang der Szenarien B, E und M pro Zieldimension und Gesamtbewertung.....	67
Tabelle A-1: Übersicht der analysierten Studien	86
Tabelle A-2: Übersicht Indikatoren Literaturrecherche	87
Tabelle A-3: Mengen und Preise der im Energiesystem gebundenen Mineralien.	104
Tabelle A-4: Ergebnisse der Energiesystemmodellierung für das Zieljahr 2030.....	115

Abkürzungsverzeichnis

AGWP	Absolute Global Warming Potential
ASOP	Absolute Surplus Ore Potential
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CAPEX	Capital expenditure (Investitionskosten)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EE	Erneuerbare Energien
EEnS	Expected Energy not Served
EnEEB	Anteil eines Energieträgers am Endenergiebedarf
ExpA	Abhängigkeit eines Exporteurs von den Einnahmen eines Rohstoffs
GWP	Global Warming Potential (Treibhauspotenzial)
i	Zinssatz
Io	Investitionen
ImpA	Importanteil eines Energieträgers an seinem Gesamtbedarf
LCA	Life Cycle Assessment (Ökobilanz)
LoLE	Loss of Load Expectation
MADM	Multi-Attribute-Decision Making
MCDA	Multi Criteria Decision Analysis
MinB	Kennzahl zur Messung der Bedeutung eines Minerals für das Energiesystem
NEP	Netzentwicklungsplan
OPEX	Operational expenditure (Betriebskosten)
P	Preis
PM	Particulate Matter (Feinstaub)
Q	Menge
S	Szenario
S _{ij}	Anteil der Energieimporte des Energieträgers i aus dem Land j
S _{rel}	Relativer Artenverlust durch die anthropogene Nutzung einer Fläche
SOP	Surplus Ore Potential
WGI	Worldwide Governance Index

1. Einleitung

Mit dem Pariser Klimaabkommen haben sich die 197 Vertragsparteien darauf verständigt, die globale Erwärmung auf deutlich unter 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Um dieses Ziel zu erreichen, braucht es einen radikalen Umbau des Energiesystems, da ein Großteil der anthropogenen Treibhausgasemissionen dem Energiesektor zuzuordnen ist. Es gibt eine Vielzahl von Studien, die versuchen, die Frage nach geeigneten Energiewendepfaden mithilfe passender Modelle zu beantworten (z. B. Gerbert et al. 2018; Bründlinger et al. 2018; IRENA 2018; Europäische Kommission 2019). Dabei wird diese komplexe Fragestellung häufig darauf reduziert, die unter den getroffenen Annahmen kosteneffizientesten Alternativen zu ermitteln. Energiepolitische Entscheidungen sollten aber die Ziele Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit möglichst ganzheitlich berücksichtigen. Außerdem können geplante Veränderungen soziale Auswirkungen haben, die ebenfalls in den Entscheidungsprozess mit einfließen sollten.

Ziel dieser Studie ist es, ein Kennzahlensystem zur multikriteriellen Bewertung energiewirtschaftlicher Handlungsoptionen zu entwickeln, anhand dessen modellgestützte Szenarien miteinander verglichen werden können. Dabei werden neben den Gesamtkosten die Bereiche Infrastruktursicherheit, Ressourcensicherheit, die Emissionen und der Ressourcenbedarf des Energiesystems und die Akzeptanz der Umsetzung der Szenarien betrachtet. Das entwickelte Indikatorenmodell wird auf drei Szenarien eines Energiesystemmodells des Projektpartners Siemens angewendet, wobei für eine umfangreiche Betrachtung von ökologischen Auswirkungen und Aspekten der Versorgungssicherheit jeweils gesonderte Modelle hinzugezogen werden. Durch diesen Ansatz sollen ausgewogenere Entscheidungen getroffen und konkrete Handlungsempfehlungen für die weitere Gestaltung der Energiewende abgeleitet werden können. Hierbei geht es weniger darum, einzelne Szenarien auszuwählen und diese als Blaupause für die künftigen Veränderungen im Energiesektor zu sehen. Vielmehr sollen die Stärken und Schwächen der Handlungsoptionen bestimmt werden und die Ergebnisse dahingehend geprüft werden, ob konsistente Entwicklungen herauszulesen sind und sich dadurch spezifische Schlussfolgerungen ergeben.

Mit diesem Ansatz wird eine bestehende Forschungslücke geschlossen. Indikatorensysteme, die mehrere Zieldimensionen abbilden, wurden bislang häufig so entwickelt, dass die Kennzahlen auf reale Energiesysteme anwendbar sind. Beispiele hierfür sind die Arbeiten von Flues et al. (2012) oder BDI (2014). Andere Studien vergleichen lediglich einzelne Technologien miteinander (Stamford und Azapagic 2012; Maxim 2014). Multikriterielle Analysen zukünftiger Szenarien bedienen sich in der Regel stark eingegrenzter Indikatoren, um spezifische Fragestellung zu beantworten (Gujba et al. 2011; Santoyo-Castelazo und Azapagic 2014). Einen ersten Ansatz zu einer ganzheitlicheren Bewertung von Energiesystemszenarien liefert die Verknüpfung von Energiesystemmodellen und Lebenszyklusanalysen, um ökologische Auswirkungen möglichst umfangreich abzubilden (Berrill et al. 2016; Volkart et al. 2017). Diese Methodik wird auch in dieser Arbeit verwendet. Zusätzlich wurden Indikatoren entwickelt und

angewendet, die die Szenarien anhand verschiedener Aspekte der Versorgungssicherheit vergleichen, um so eine umfangreiche Bewertung in allen Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks zu ermöglichen. Damit orientiert sich die vorliegende Studie an der Vorgehensweise der DIN SPEC 91432 „Multikriterielle Bewertung von Energiesystemen“. Diese wurde gemeinsam mit weiteren wissenschaftlichen Institutionen und Wirtschaftspartnern im Rahmen von WindNODE erarbeitet. Sie soll einen Leitfaden für eine umfassende Bewertung künftiger Projekte auf nationaler, regionaler oder lokaler Ebene bieten.¹

Diese ganzheitliche Perspektive liefert auch einen essenziellen Mehrwert für das Projekt WindNODE, da hier die prototypische Realisierung von neuen Geschäftsmodellen getestet und Technologien für die Umsetzung der Energiewende entwickelt werden sollen. Durch die Analyse der Szenarien können Anhaltspunkte geliefert werden, wie diese sich in das Energiesystem einfügen und welche Auswirkungen auf Ökonomie, Ökologie und Versorgungssicherheit damit einhergehen. Aus der Einbindung in das Projekt und das übergeordnete SINTEG-Programm leitet sich auch der Betrachtungshorizont der Studie ab. Im Rahmen des Förderprogramms werden technische, wirtschaftliche und regulatorische Herausforderungen adressiert, die es mittelfristig im Rahmen der Energiewende zu lösen gilt. Insofern ist es das Ziel der Studie, konkrete Handlungsempfehlungen in Bezug auf das wichtige Stützjahr 2030 nennen zu können. Dafür werden die Modellergebnisse des Jahres 2030, bzw. kumulierte Werte bis zu diesem Jahr, ausgewertet. Die Maßnahmen müssen dabei jedoch im Einklang mit einem Energiesystem stehen, das die langfristigen Ziele der Energiewende ermöglicht. Dies wird dadurch gewährleistet, dass das Energiesystemmodell in seiner Optimierung einen Zeitraum bis zum Jahr 2050 berücksichtigt.

Der weitere Aufbau der Studie gliedert sich wie folgt: In den Kapiteln 2 und 3 werden die Indikatoren vorgestellt, anhand derer die unterschiedlichen Handlungsoptionen verglichen werden. Die Modelle, deren Ergebnisse mithilfe der Indikatoren verarbeitet werden, werden in Kapitel 4 beschrieben und die zugrundeliegenden Annahmen in Kapitel 5 präsentiert. In den Kapiteln 6 und 7 folgt der Vergleich der Szenarien. Abschließend werden aus den Ergebnissen Handlungsempfehlungen abgeleitet, die in Kapitel 8 vorgestellt werden.

¹ Der Geschäftsplan der DIN SPEC wurde im Januar 2020 beschlossen und ist abrufbar unter: <https://www.din.de/de/forschung-und-innovation/din-spec/alle-geschaeftsplaene/wdc-beuth:din21:318811483>. Die DIN SPEC wird bis zum Ende des Jahres 2020 veröffentlicht werden.

2. Indikatorenmodell zur Wirkungsmessung

Bei der Auswahl geeigneter Indikatoren für die Bewertung des Gesamtsystems der Energieversorgungsstruktur sollte das Ziel sein, eine möglichst ganzheitliche Betrachtung der Auswirkungen zu ermöglichen. Die Kennzahlen müssen jedoch einige Anforderungen erfüllen. Diese werden in Abschnitt 2.1 näher erläutert.

In den Abschnitten 2.2 bis 2.5 werden für die vier Zieldimensionen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Umwelt- und Sozialverträglichkeit die Ergebnisse der Literaturrecherche präsentiert. Dafür wurden insgesamt 22 relevante deutsch- und englischsprachige Publikationen aus dem Bereich der indikatorgestützten Gesamt- oder Teilsystembewertung. Diese stammen aus unterschiedlichen Ländern und der Veröffentlichungszeitraum umfasst die Jahre 2006 bis 2017. Insgesamt wurden dabei 314 unterschiedliche Indikatoren identifiziert (vgl. Abbildung 2-1)², die im Anhang detaillierter vorgestellt werden (vgl. Anhang A.1). Anschließend werden die Indikatoren anhand der in Abschnitt 2.1 genannten Anforderungen ausgewählt. Dazu werden sie in geeignete Unterkategorien aufgeteilt und ihre Berechnungsmethodik näher erläutert.

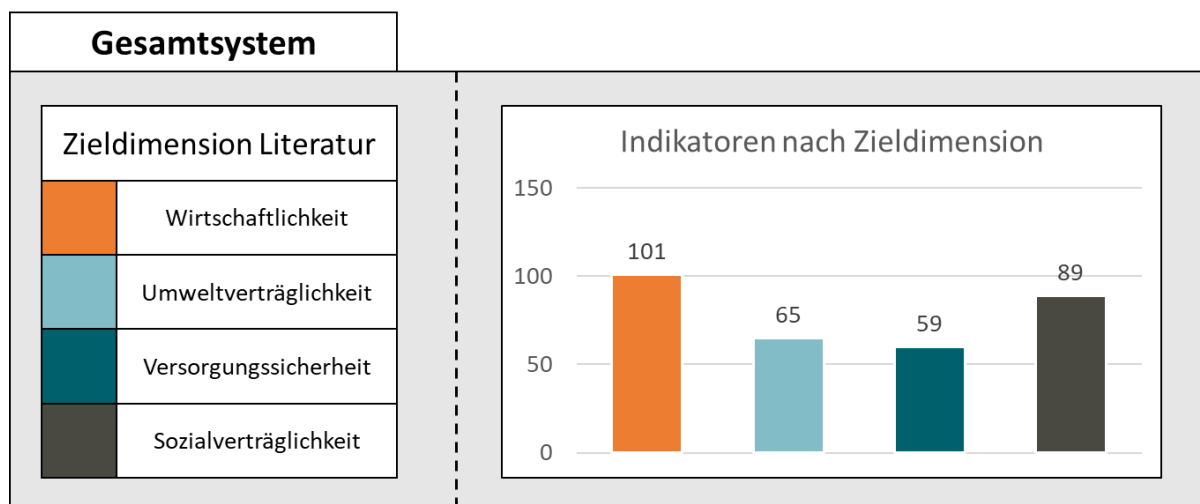


Abbildung 2-1: Übersicht der Indikatoren nach Zieldimension. Eine detaillierte Übersicht aller Indikatoren findet sich im Anhang A.1.

² Die Einteilung der Indikatoren erfolgt nicht immer analog zum Verfahren der entsprechenden Studien. Dies soll weder als Widerspruch noch als Kritik an den entsprechenden Veröffentlichungen gelten, sondern dient der einheitlichen Einteilung der Indikatoren zu den Zieldimensionen.

2.1. Anforderungen an Indikatoren und Kennzahlen

Die Grundlage für die Eignung eines Indikators ist allem voran seine singuläre Aussagekraft. Darüber hinaus müssen sie aber auch weitere Anforderungen erfüllen. Basierend auf wissenschaftlichen Standards ebenso wie Publikationen zu Indikator- und Monitoringberichten können Indikatoren hinsichtlich vier grundlegender Eigenschaften bewertet werden: Zielbezug, Verfügbarkeit, Transparenz und Verständlichkeit (Flues et al. 2012). Zusätzlich ergibt sich aus der Anwendung des Kennzahlenmodells auf die Ergebnisse einer Energiesystemmodellierung die Anforderung der Modellierbarkeit.

Zielbezug

Für eine ganzheitliche Bewertung des Energieversorgungssystems werden die vier oben genannten Kategorien (Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit, Sozialverträglichkeit) betrachtet. Ein geeigneter Indikator muss mindestens einem dieser Zieldimensionen zugeordnet werden können und einen Rückschluss auf einen relevanten Aspekt dieses Bereiches zulassen. Die vier Zielbereiche sollten in ihrer Gesamtheit durch die Auswahl der Kennzahlen möglichst weitgehend abgedeckt werden, wofür jeder ausgewählte Indikator einen eindeutigen und eigenständigen Beitrag erbringen muss. Für eine Bewertung der Maßnahmen ist darüber hinaus ein monotoner Zielbezug erforderlich. Das bedeutet, dass eine Steigerung des Indikators stetig eine Verbesserung oder Verschlechterung des Zustands bezüglich der Zielerreichung anzeigt. Eine anderweitige Interpretation gleichgerichteter Änderungen darf nicht möglich sein.

Verfügbarkeit

Für die Verwendbarkeit eines geeigneten Indikators ist die Verfügbarkeit einer ausreichenden Datengrundlage von entscheidender Bedeutung. Bestenfalls sind die Daten frei verfügbar, um die Ergebnisse nachprüfbar und so verifizierbar angeben zu können. Darüber hinaus ist eine möglichst umfassende Datenmenge hinsichtlich der Länge der Zeitreihe sowie der Frequenz der Aufnahme von Vorteil, um statistische Unsicherheiten auszugleichen. Dies setzt inhärent eine Quantifizierbarkeit des Indikators voraus. Im Verlauf der Recherche ergibt sich aus diesem Aspekt eine der maßgeblichen Herausforderungen vor allem für Indikatoren mit Bezug zu sozialen Aspekten der Energieversorgung.

Transparenz

Neben der generellen Verfügbarkeit der Daten zur Ermittlung des Indikators ist auch die Transparenz der Datenerhebung sowie der Berechnung der Kennzahl von zentraler Bedeutung. Dafür sollten die Quellen, aus denen die Daten für die Bestimmung der Kenngröße stammen, klar ersichtlich und nach Möglichkeit öffentlich frei zugänglich sein.

Verständlichkeit

Letztendlich muss ein Indikator sowohl in seiner Berechnung, seiner Aussage als auch in seiner Auswahl als Teil des Indikatorenmodells klar verständlich und nachvollziehbar sein. In aufbereiteter Form sollte der Zielbezug, die Verfügbarkeit und die Transparenz der Kennzahl ersichtlich und seine Funktion offenkundig sein. Nach Möglichkeit sollte dies auch für Leser aus der interessierten Öffentlichkeit gelten. Dafür bedarf der Indikator in seiner Auswahl und Ermittlung einer entsprechenden Erläuterung.

Modellierbarkeit

Wie erläutert, ergibt sich aus der spezifischen Aufgabenstellung des Projektes eine zusätzliche Anforderung bei der Auswahl geeigneter Indikatoren. Diese resultiert aus der konkreten Bewertung klar definierter Handlungsoptionen sowie deren Abbildung in einer modellierten zukünftigen Versorgungsstruktur. Für einen aussagekräftigen Vergleich verschiedener Szenarien mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen müssen die ausgewählten Indikatoren nicht nur auf der Grundlage der aktuellen Situation als Basiswert messbar, sondern auch mithilfe einer Modellierung und anschließenden Simulation bestimmbar sein. Diese Modellierbarkeit stellt eine wesentliche Hürde bei der Auswahl geeigneter Kennzahlen dar.

2.2. Wirtschaftlichkeit

2.2.1. Bestehende Indikatoren zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Zur Bewertung der wirtschaftlichen Aspekte eines Energieversorgungssystems wurden in den betrachteten Quellen insgesamt 101 verschiedene Indikatoren verwendet. Dabei lieferten 21 der ausgewerteten 22 Quellen relevante Beiträge im ökonomischen Kontext. Diese teilen sich in die Kategorien Kosten, Effizienz, Innovation, makroökonomische Effekte und preisbezogene Kennzahlen auf (vgl. Abbildung 2-2).

Die am häufigsten genannten Indikatoren im Zielbereich Wirtschaftlichkeit beziehen sich auf Kostenaspekte bei Energieumwandlung, -transport, -verteilung und -handel. Aufgrund der gewählten Struktur der Kategorien im Bereich der Wirtschaftlichkeit werden diese Kostenaspekte jedoch – abhängig von der makroökonomischen oder betriebswirtschaftlichen Reichweite – unterschiedlichen Bereichen zugeordnet. Allgemeine Stromerzeugungskosten werden in den verschiedenen Studien am häufigsten genannt, gefolgt von externen Kosten der Energieversorgung und der Volatilität der Energieträgerkosten.

Ein großer Teil der Indikatoren der Unterkategorie Effizienz zielt nicht auf einzelne Technologien ab, sondern nimmt vielmehr das gesamte System in den Blick. Daher sind in diesem Bereich weniger Indikatoren notwendig als in Kategorien, in denen technologie- bzw. sektorenspezifische Indikatoren erhoben werden. Bei den makroökonomischen Kennzahlen werden ebenfalls maßgeblich systembezogene Aspekte abgebildet. In diesem Bereich werden Kennzahlen oft auf die Einwohnerzahl oder das Bruttoinlandsprodukt bezogen, womit sich

Charakteristika und nationale Unterschiede bewerten und miteinander vergleichen lassen. Daneben werden vermehrt Indikatoren mit Basisreferenzjahr verwendet, um eine Entwicklung bzw. die Auswirkungen bestimmter Reformen zu beschreiben.

Darüber hinaus umfasst der ökonomische Bereich auch Kennzahlen, die Innovationstätigkeit und -fähigkeit abbilden sollen. Aufgrund der Verschiedenartigkeit von Innovationsvorgängen werden bei diesem Aspekt komparative Verfahren oder qualitative Bewertungen von Experten auf dem jeweiligen Gebiet verwendet. Lediglich über den Bereich der Forschungsausgaben lässt sich in diesem Bereich eine numerische Zuordnung erreichen.

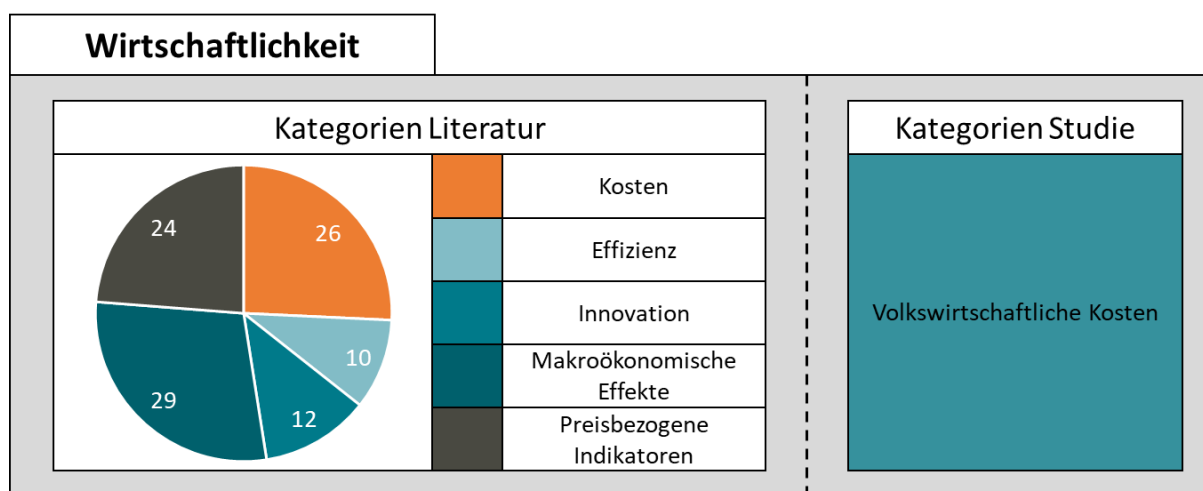


Abbildung 2-2: Überblick der Zieldimension Wirtschaftlichkeit.

Eine Vielzahl der erwähnten Indikatoren lässt sich nur auf reale Energiesysteme und Volkswirtschaften anwenden und kann aufgrund der fehlenden Modellierbarkeit nicht genutzt werden. Dazu zählen u. a. Indikatoren zur Abbildung der getätigten Innovationen. Preisbezogene Kennzahlen zielen in der Regel auf Endkundenpreise ab, die aufgrund der in einem Modell fehlenden Berücksichtigung eines Steuern-, Abgaben- und Umlagen-Systems nicht vollständig abgebildet werden. Auch makroökonomische Effekte müssen ausgeschlossen werden, weil sie sich z. B. auf Außenhandelsgeschäfte beziehen oder den Einfluss auf das Bruttoinlandsprodukt abbilden sollen. Diese Effekte sind im Rahmen dieser Studie nicht bestimmbar, weil nur die Ergebnisse von technischen Modellen zur Kapazitätsoptimierung und Ökobilanzierung und keine ökonomischen Modelle analysiert werden. Effizienzparameter werden als Quotient aus Aufwendungen bzw. Kosten und einer ökologischen Auswirkung oder erzeugten Energie gebildet. Im Rahmen dieser Studie wird auf solche relativen Indikatoren verzichtet. Ökologische Auswirkungen werden in einer getrennten Zieldimension erfasst. Für einen Vergleich zwischen Energiesystemen verschiedener Länder wäre aus Gründen der Vergleichbarkeit die Berücksichtigung der erzeugten Energie sinnvoll. Im Rahmen dieser Studie werden jedoch ausschließlich Szenarien für Deutschland mit demselben Zieljahr miteinander verglichen, bei denen der zu deckende Bedarf an Strom, Wärme und Mobilität konstant ist. Damit verbleiben Kostenaspekte als einzige Unterkategorie, die im Rahmen der weiteren Analyse berücksichtigt wird.

2.2.2. Volkswirtschaftliche Kosten

Bei einer klassischen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden Aufwand und Nutzen einer Entscheidung gegenübergestellt (Ney 2006). Eine „Nutzen“-Quantifizierung auf Systemebene ist jedoch mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden, weshalb eine wirtschaftliche Bewertung des Energiesystems meist anhand der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten vollzogen wird (Flues et al. 2012). Im Rahmen einer Energiesystemmodellierung werden für den Betrachtungszeitraum T die Kosten für Investitionen (I_0) und den operativen Betrieb ($OPEX$) aller berücksichtigten Technologien n erfasst und auf den Wert des Ausgangsjahres diskontiert. Somit ergibt sich als Formel für die Berechnung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten:

$$\text{Gesamtkosten} = \sum_{t=0}^T \sum_{n=1}^N \frac{I_{0,n,t} + OPEX_{n,t}}{(1+i)^t} \quad (1)$$

Dabei ist allerdings zu beachten, welche Kostenaspekte im jeweiligen Modell berücksichtigt werden. Es existieren viele Modelle, die auf das Stromsystem spezialisiert sind und dementsprechend nur die Kosten in diesem Bereich einbeziehen. Modelle, die eine Optimierung der Erzeugungskapazitäten zur Deckung des Energiebedarfs vornehmen, bilden häufig nicht die Transportinfrastruktur ab. Dementsprechend werden diese Kosten nur vereinfacht oder gar nicht erfasst. Eine Beschreibung der Kosten, die im Rahmen dieser Studie berücksichtigt werden, erfolgt in Abschnitt 4.1.

Bei der Verwendung der Kosten des Energiesystems als Indikator zur Bewertung der wirtschaftlichen Dimension muss beachtet werden, dass diese Kennzahl, wie alle Ergebnisse einer Systemmodellierung, stark von den jeweiligen Kostenannahmen abhängt und diesen damit bei der Bewertung des Indikators ein besonderes Augenmerk gelten sollte. Darüber hinaus handelt es sich bei den gesamten Systemkosten um eine hoch aggregierte Kennzahl. Für differenziertere Aussagen, gerade im Hinblick auf mögliche Handlungsempfehlungen, kann daher auf detailliertere Kostenbetrachtungen zurückgegriffen werden. Hierbei können die Gesamtkosten in Investitionskosten (engl. capital expenditure, CAPEX) und Betriebskosten (engl. operational expenditure, OPEX) oder nach Sektoren aufgeschlüsselt werden.

2.3. Versorgungssicherheit

2.3.1. Bestehende Indikatoren zur Bewertung der Versorgungssicherheit

Indikatoren zur Abbildung der Versorgungssicherheit sind in den analysierten Studien quantitativ am seltensten vertreten. Insgesamt 60 unterschiedliche Kennzahlen werden in lediglich neun der 22 ausgewerteten Quellen verwendet (vgl. Abbildung 2-3). Diese teilen sich in die Kategorien Diversität, Sicherheit der Energieversorgung, technologie- sowie netzspezifische Kennzahlen auf. Die meisten der verwendeten Indikatoren beziehen sich hierbei auf die Stromversorgung. Allerdings werden nur wenige Indikatoren in mehreren Studien genannt. Lediglich die Betrachtung der Verfügbarkeit der Energie im System sowie die Importabhängigkeit der Energieversorgung werden häufiger in die Kennzahlensysteme der betrachteten Quellen aufgenommen.

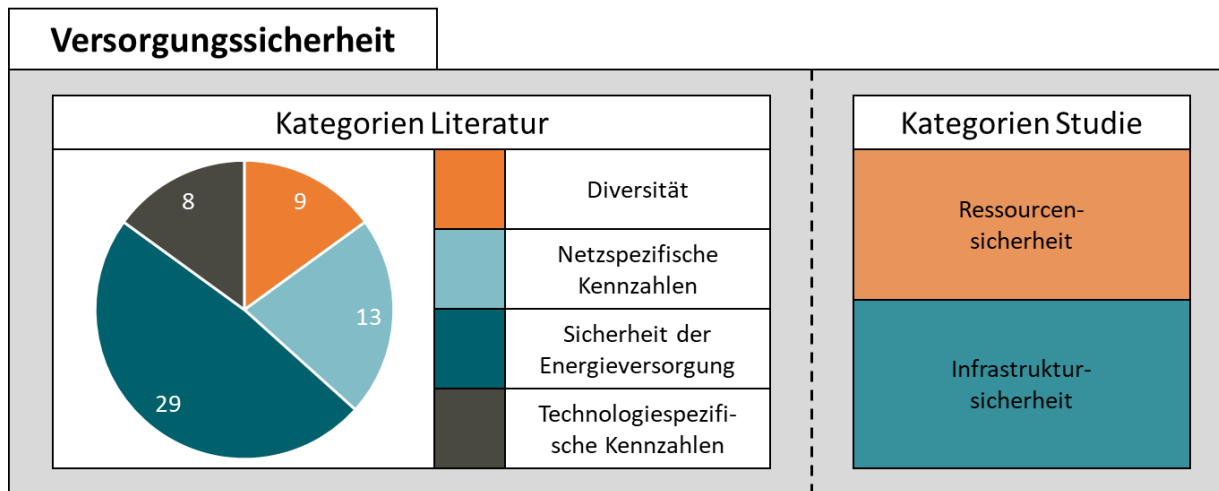


Abbildung 2-3: Überblick der Zieldimension Versorgungssicherheit.

Eine große Hürde bei der Auswahl der Indikatoren besteht in der geforderten Modellierbarkeit. Zum einen sind viele der Kennzahlen, wie beispielsweise tatsächliche Ausfallzeiten der Versorgung, mit Hilfe eines Modells nicht zu ermitteln. Zum anderen ergeben sich aus der Komplexität der netzseitigen Infrastruktur erhöhte Anforderungen bei der Ausgestaltung der Modellierung. So ist für einen Vergleich der Versorgungssicherheit in unterschiedlichen Szenarien mit dem Status Quo die Abbildung der Netzinfrastruktur mithilfe eines aufwendigen Netzmodell erforderlich. Bei der Auswahl der Kennzahlen muss folglich auch die Auswahl der Simulationsmethoden berücksichtigt werden.

Der Bereich der Versorgungssicherheit wird im Folgenden in die zwei Unterkategorien Infrastruktursicherheit und Ressourcensicherheit aufgeteilt. Die Unterkategorie Infrastruktursicherheit umfasst den Bereich der technologie- und netzspezifischen Kennzahlen. Hierbei geht es einerseits um die bilanzielle Versorgungssicherheit, welche die strukturelle Systemfähigkeit zur Deckung der Nachfrage zu jedem Zeitpunkt bewertet. Andererseits wird die Spitzenlast des Systems als Maß der Netzbelastung bewertet. Der Fokus liegt hierbei auf dem elektrischen Versorgungssystem, da dieses aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften besonders hohe Anforderungen an einen sicheren Betrieb stellt. Bei der Ressourcensicherheit wird die Versorgung des Energiesystems mit Energieträgern und Materialien analysiert. So lassen sich in Abhängigkeit der Szenarien mit unterschiedlichen Ausbaupfaden der einzelnen Technologien die Kritikalität von Ressourcen und die Auswirkungen der Handlungsoptionen auf diese bewerten. Im Folgenden werden die Indikatoren zur Bewertung der Infrastruktursicherheit und Ressourcensicherheit vorgestellt.

2.3.2. Infrastruktursicherheit

Diese Bewertungskategorie bezieht sich in erster Linie auf die Infrastruktur des elektrischen Energiesystems. Aufgrund des zu jedem Zeitpunkt notwendigen Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie der beschränkten Speicherbarkeit elektrischer Energie ist

dieser Bereich des Energiesystems vor dem Hintergrund von Versorgungssicherheitsaspekten als besonders kritisch zu beurteilen. Die Infrastruktursicherheit des elektrischen Energiesystems wird weiterhin in die Aspekte bilanzielle Versorgungssicherheit und Transportfähigkeit der Netze unterteilt. Erstere bewertet die strukturelle Fähigkeit des Systems die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt decken zu können. Die Bewertung der Transportfähigkeit der Netze erweitert diese zeitliche Betrachtung um eine geografische Komponente.

Bilanzielle Versorgungssicherheit

Mit der Bewertung der bilanziellen Versorgungssicherheit soll die strukturelle Fähigkeit des Systems zur Deckung der Nachfrage untersucht werden. In der Vergangenheit wurde hierfür die verbleibende gesicherte Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in den nationalen Systemen herangezogen (Prognos AG 2015). Dieser Leistungsbilanzansatz erscheint in einem europäischen Verbundnetz mit gekoppelten Märkten und einer immer stärker von erneuerbaren Energien geprägten Erzeugungsstruktur zunehmend unpassend. So greift eine rein nationale Betrachtung zu kurz, denn eine Unterdeckung der Leistungsbilanz im nationalen System kann bei ausreichend verfügbaren Kuppel- und Kraftwerkskapazitäten auch von Verbundpartnern kompensiert werden (Amprion et al. 2018). Des Weiteren erfordert die Einbeziehung volatiler Einspeiser eine probabilistische Betrachtungsweise und damit methodisch aufwändigere Bewertungsansätze, welche eine Wahrscheinlichkeit zur Deckung der Residuallast ermitteln (Maurer 2014). Somit sind bei der Berechnung der zu einem bestimmten Zeitpunkt verbleibende Leistung eine Vielzahl an Parametern zu beachten (vgl. Abbildung 2-4).

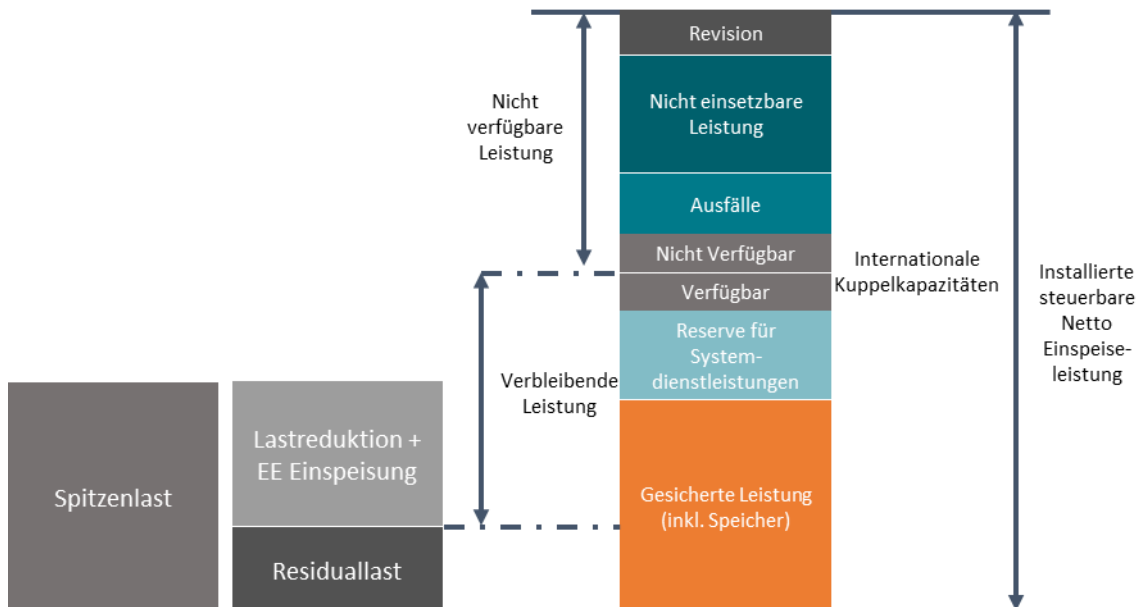


Abbildung 2-4: Berechnung der verbleibenden gesicherten Leistung unter Einbeziehung der Last, der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, der steuerbaren Kraftwerksleistung und internationaler Kuppelkapazitäten.

Da die verbleibende Leistung von vielen Einflussgrößen abhängt, kann eine Bewertung der bilanziellen Versorgungssicherheit nicht auf die Analyse einer einzelnen Stunde des Jahres reduziert werden. Vielmehr muss eine solche Bewertung für jede Stunde des Jahres unter Einbeziehung der unsicheren Größen vorgenommen werden. Mithilfe probabilistischer Methoden kann dann geschätzt werden, wie hoch die Wahrscheinlichkeit ist, mit der zumindest ein Teil der Last nicht gedeckt werden kann (Loss of Load Probability, LoLP). Eine Aggregation dieser Werte für das gesamte Jahr ergibt die erwartete Dauer, zu der die Last nicht vollständig gedeckt werden kann (Loss of Load Expectation, LoLE).

$$LoLE = \sum_{t=1}^{8760} LoLP_t \cdot 1h \quad (2)$$

Ein alternativer Indikator ist die erwartete Energie, die durch die zur Verfügung stehenden Kapazitäten nicht gedeckt werden kann (Expected Energy not Served, EEnS). Abbildung 2-5 zeigt eine schematische Darstellung der genannten Indikatoren.

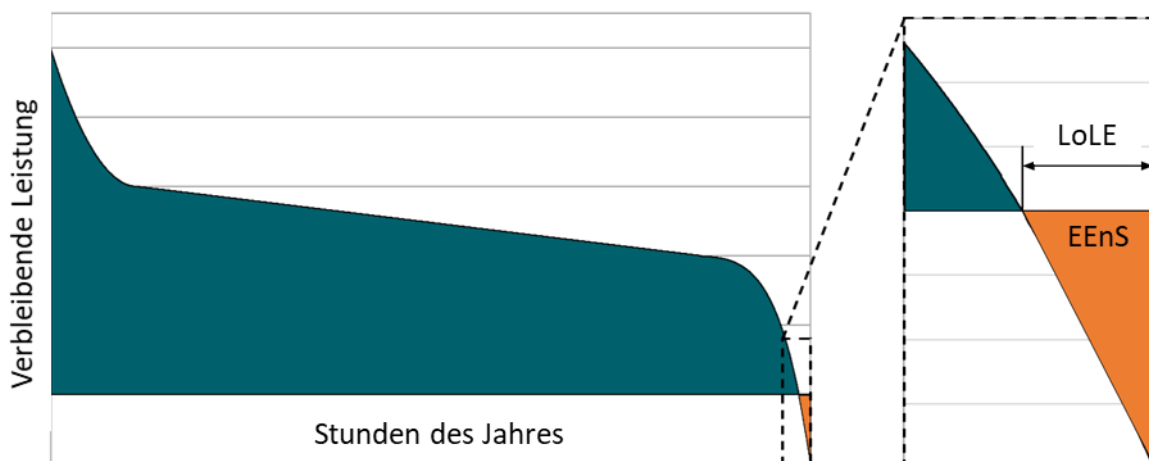


Abbildung 2-5: Schematische Darstellung der Jahresdauerlinie der verbleibenden gesicherten Leistung und der Indikatoren LoLE und EEnS.

Übertragungsnetzbetreiber wenden den LoLE und EEnS bereits zur Bewertung der künftigen Versorgungssicherheit an (Amprion et al. 2018). Diese Indikatoren sollen im Rahmen der vorliegenden Studie ebenfalls für die betrachteten Szenarien untersucht werden. Auch wenn die jederzeitige Lastdeckung in der Regel eine bindende Nebenbedingung in kapazitätsoptimierenden Modellen darstellt, hängt das Ergebnis der Modellierung stark von den zugrundeliegenden Annahmen ab. Mögliche Einflussfaktoren umfassen die Abbildung der Ausfallwahrscheinlichkeiten steuerbarer Kraftwerke und der zur Verfügung stehenden Import- und Exportkapazitäten sowie die Berücksichtigung verschiedener Wetterjahre und deren Einfluss auf die Einspeisung aus erneuerbaren Energien und die elektrische Last. Das Modell zur Kapazitätsoptimierung kann selbst nicht die Unsicherheiten der genannten Faktoren im vollen Umfang abbilden, weil die notwendigen probabilistischen Verfahren zu aufwendig wären, um die Optimierung in einer angemessenen Zeit lösen zu können. Deshalb werden die Ergebnisse der

Kapazitätsoptimierung in ein eigenständiges Versorgungssicherheitsmodell überführt, mit dem die LoLE- und EEnS-Werte für die Szenarien bestimmt werden können. Die einzelnen Bestandteile des Modells und die genaue Berechnungsmethodik der Kennzahlen werden in Abschnitt 4.3 näher erläutert.

Um die bilanziellen Versorgungssicherheit im Vergleich zu den anderen Kriterien der Gesamtbewertung nicht zu stark zu gewichten, wurde sich dafür entschieden, bei der Zusammenfassung der Ergebnisse nur einen der beiden Indikatoren für die betrachteten Szenarien auszuweisen. Aus Gründen der Verständlichkeit wurde hierfür der LoLE ausgewählt. Dennoch werden in Abschnitt 6.2.2 auch die berechneten EEnS dargestellt und interpretiert.

Ein weiterer Aspekt der Fähigkeit zur jederzeitigen Lastdeckung eines Energiesystems ist die Bewältigung von Gradienten der Residuallast durch den zur Verfügung stehenden Kraftwerkspark. Die Gradienten steigen in einem zunehmend von volatilen Einspeisern geprägten System in der Regel an. Eine Untersuchung dieses kurzfristigen Lastdeckungsvermögens bedarf jedoch zeitlich hochauflösender Modelle. Belastbare Aussagen können mithilfe von Kapazitätsmodellen mit stündlicher Auflösung nicht vorgenommen werden, weshalb die Thematik im Rahmen dieser Studie nicht weiter untersucht wird.

Transportbedarf der Netze

Neben einem bilanziellen Ausgleich von Erzeugung und Last muss ein elektrisches Energieversorgungssystem in der Lage sein, die Energie am Ort der Nachfrage bereitzustellen, um seiner Versorgungsaufgabe gerecht zu werden. Hierbei spielen die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Netzinfrastruktur eine entscheidende Rolle. Eine Bewertung der Transportfähigkeit realer Energiesysteme kann ex post anhand der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Jahr und Letztverbraucher (System Average Interruption Duration Index; SAIDI) vorgenommen werden. Hierbei werden ungeplante Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Umwelteinflüssen, Einwirkungen Dritter oder Netzstörungen berücksichtigt (BNetzA 2018).³

Um strukturelle Netzengpässe zu vermeiden, arbeiten Übertragungsnetzbetreiber national im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) und international im Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber (entso-e) im Zuge des Ten Year Network Development Plan zusammen. Die Planungsinstrumente sind gekennzeichnet durch langfristige Planungshorizonte, breite Konsultationsprozesse und den Einsatz großer, spezialisierter Netzmodelle (50Hertz et al. 2018). Eine Bewertung der Transportfähigkeit der Netze ist ohne ein solches Netzmodell, welches die Topologie der elektrischen Infrastruktur abbildet, nur bedingt möglich. Im Anhang

³ Der Indikator spiegelt momentan für Deutschland ausschließlich die Transportfähigkeit der Netze wider, da die zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten bislang immer ausreichend gewesen sind, um die Stromnachfrage zu decken. Die bilanzielle Versorgungssicherheit ist demnach für alle Zeitpunkte gewährleistet gewesen.

A.2 ab Seite 98 werden Konzepte erläutert, die eine Bewertung der Anforderungen an zukünftige Übertragungsnetze mit einer vereinfachten Darstellung des Netzes und Ergebnissen einer Energiesystemmodellierung ermöglichen. Um dennoch eine qualitative Aussage zur langfristigen Entwicklung der Transportfähigkeit vornehmen zu können, wird im Folgenden eine Basiszahl vorgestellt.

Soll die Transportfähigkeit des Netzes ohne Netzmodell bewertet werden, kann ein Vergleich der Anforderungen an das Netz zwischen verschiedenen Szenarien vorgenommen werden. Je höher die Anforderungen, desto näher wird das Netz an seinen Belastungsgrenzen betrieben, eine vergleichbare Netzinfrastruktur vorausgesetzt. Ein erster Aspekt, der hier berücksichtigt werden soll, ist daher die zu übertragende Spitzenleistung. Es kann intuitiv nachvollzogen werden, dass eine Erhöhung der Spitzenlast zunächst Kapazitätsreserven des Netzes verringert und ab einem gewissen Punkt Netzverstärkungen erfordert. Aus diesem Grund wird die relative Veränderung der Spitzenlast je Szenario S gegenüber dem Wert des Basiszenarios B für 2018 als Indikator für die Transportfähigkeit der Netze herangezogen.

$$\Delta \text{Spitzenlast} [\%] = \frac{\text{Spitzenlast}_{S,2030} - \text{Spitzenlast}_{B,2018}}{\text{Spitzenlast}_{B,2018}} \quad (3)$$

Im Rahmen dieser Studie wird als Basiswert die Spitzenlast der Modellierung des Energiesystems des Jahres 2018 verwendet. Die Spitzenlast wird aus methodischen Gründen über die gesamte Elektrizitätserzeugung in einer Stunde berechnet.⁴ Eine Erhöhung des Indikators führt zu einer Verschlechterung, eine Verringerung zu einem Anstieg der Transportfähigkeit. Der Indikator eignet sich insbesondere zum Vergleich verschiedener Szenarien, die sich auf den gleichen Zeithorizont beziehen, da hier von einer vergleichbaren Netzinfrastruktur im Zieljahr ausgegangen werden kann. Beim Vergleich unterschiedlicher Zeithorizonte müsste mindestens der Zeitraum, welcher zum Ausbau der Netzinfrastruktur zur Verfügung steht, einbezogen werden. Es bleibt festzuhalten, dass, obwohl sich mithilfe der Betrachtung der Spitzenlast die Thematik der Transportfähigkeit der Netze nicht in Gänze abbilden lässt, sich zumindest gravierende Veränderungen an die Netzanforderungen und damit einhergehende Risiken sichtbar machen lassen.

Des Weiteren kann eine Veränderung der regionalen Struktur von Erzeugung und Last im Vergleich zum Basisfall berücksichtigt werden. Denn auch in diesem Fall muss das bestehende Netz angepasst werden und kann, falls dies nicht rechtzeitig geschieht, auch bei gleichbleibender Spitzenlast seiner Transportaufgabe eventuell nur eingeschränkt nachkommen. Die Entwicklung einer Kennzahl gestaltet sich hier jedoch schwieriger, da jeder erzeugten und nachgefragten Energieeinheit eine geografische Information zugeordnet werden muss. Steht diese zur Verfügung, kann für die höchstbeanspruchten Netzsituation, welche in Deutschland bei

⁴ Dies inkludiert auch die Erzeugung, die als Eigenverbrauch direkt lokal genutzt wird.

einer Kombination extremer Wind- und PV-Einspeisung bzw. Last auftreten, die Veränderung des räumlichen Leistungsprofils Hinweise auf Netzanpassungsbedarfe und mögliche Netzengpässe geben. Eine detaillierte Beschreibung dieses Konzepts findet sich im Anhang (Abschnitt A.2). Da die geografische Verteilung der Residuallast im vorliegenden Fall jedoch nicht zur Verfügung steht, kann dieser Einfluss im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet werden.

2.3.3. Ressourcensicherheit

Bei der Untersuchung der Versorgungssicherheit ist neben infrastrukturellen Fragestellungen die Verfügbarkeit von Primärenergieträgern und mineralischen Rohstoffen (Metalle, Industriemineralien, Steine und Erden) (BGR 2018) relevant. Kritikalitätsbewertungen bemessen dabei ein Zusammenspiel aus Eintrittswahrscheinlichkeit einer Versorgungslücke und der systemischen Bedeutung des Rohstoffs (U.S. National Research Council 2008). Die Betrachtung der kurzfristigen Perspektive wird mit dem Begriff der Ressourcenabhängigkeit (Abhängigkeit von Rohstoffimporten) beschrieben, die langfristige Perspektive mit dem Begriff der Ressourcenknappheit (Verwendung langfristig knapper Ressourcen). Diese beiden Aspekte werden im Folgenden näher beschrieben.

Ressourcenabhängigkeit

Bewertung der Ressourcenabhängigkeit für Energieträger und Mineralien

Bei der kurzfristigen Ressourcenabhängigkeit wird eine mögliche Beschränkung des direkten Zugangs zu Rohstoffen analysiert. Um dieses Risiko für das gesamte Energiesystem zu bewerten, muss die Abhängigkeit für die einzelnen Rohstoffe bestimmt werden und anschließend eine Aggregation der Werte stattfinden. Dies geschieht für die Energieträger und mineralischen Rohstoffe getrennt, da für die Bestimmung der Abhängigkeit für beide Kategorien eine unterschiedliche Berechnungsweise zu Grunde gelegt wird (siehe Abschnitt „Bewertung der Abhängigkeit für einzelne Rohstoffe“).

Bei den Energieträgern werden Erdöl, Erdgas, Steinkohle, Braunkohle, Kernenergie und erneuerbare Energien berücksichtigt. Der Indikator ergibt sich aus der Summe der sechs einzelnen Kennzahlen:

$$\text{Ressourcenabhängigkeit Energieträger} = \sum_{i=1}^6 \text{Abhängigkeit Energieträger}_i \quad (4)$$

Aufgrund der Vielzahl mineralischer Rohstoffe ist bei deren Aggregation eine Beschränkung der einbezogenen Mineralien notwendig. Deshalb wurde eine Vorauswahl der Mineralien getroffen, die bei der Berechnung berücksichtigt werden. Laut der Studie von Achzet et al. (2012) werden 32 Mineralien Nutzungsanteile in energietechnischen Anwendungen zugewiesen. Aus diesen 32 Rohstoffen werden die fünf Mineralien mit den höchsten deutschen Importmengen

nach Angaben der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe ausgewählt (BGR 2020a). Dies sind Kupfer, Chrom, Silber, Lithium und Molybdän. Die weiteren Mineralien werden mit Hilfe der Metastudie „Kresse – Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems“ ausgesucht (Wuppertal Institut 2014). In der Metastudie wurden zwölf Rohstoffkritikalitätsstudien analysiert. In der vorliegenden Arbeit werden die fünf am häufigsten als kritisch genannten Mineralien verwendet, welche gleichzeitig in Energiesystemen genutzt werden und nicht in den ersten fünf ausgewählten Mineralien inbegriffen sind. Dies sind Indium, Gallium, Kobalt, Germanium und die Elementgruppe der Seltenen Erden. Damit werden 10 Rohstoffe zur Berechnung der mineralischen Ressourcenabhängigkeit berücksichtigt.

$$\text{Ressourcenabhängigkeit Mineralien} = \sum_{i=1}^{10} \text{Abhängigkeit Mineral}_i \quad (5)$$

Je größer der jeweilige Indikator ist, desto stärker ist die Ressourcenabhängigkeit in diesem Bereich. Ein Vorteil der Aufteilung der Ressourcenabhängigkeit in zwei separate Indikatoren für Energieträger und Mineralien besteht darin, dass Auswirkungen der Transformation des Energiesystems deutlicher sichtbar werden. Ein zunehmender Ausbau erneuerbarer Energien sollte zu einer Reduktion des Indikators für die Energieträger führen, da erneuerbare Energien als inländische Ressource gelten. Gleichzeitig führt es zu einer konzentrierteren Verwendung einiger Mineralien, weshalb mit einer Erhöhung des dazugehörigen Indikators zu rechnen ist.

Bewertung der Abhängigkeit für einzelne Rohstoffe

Um das Risiko eines Versorgungsengpasses für einzelne Rohstoffe abschätzen zu können, müssen zwei Aspekte einbezogen werden. Zunächst ist das Importrisiko selbst zu bewerten. Dies geschieht durch eine Messung des Importanteils des Energieträgers am Gesamtverbrauch ($ImpA_i$) und der Konzentration der Länder, aus denen die Rohstoffe bezogen werden. Hierfür wird der Herfindahl-Hirschman-Index der Nicht-Binnenmarkt-Importe ($\sum_j (s_{ij}^2)$) erhoben, wobei s_{ij} der Anteil der Energieimporte des Energieträgers i aus dem Land j ist. Bei Ländern der Europäischen Union wird sinnvollerweise der europäische Markt (Europäische Union und Europäische Freihandelsassoziation) als Binnenmarkt betrachtet.⁵

Außerdem ist die Bedeutung des Rohstoffs für die Energiewirtschaft zu berücksichtigen. Nur ein Rohstoff der essenzieller Bestandteil des Energiesystems ist, wirkt sich bei einer zeitweiligen Lieferunterbrechung negativ auf die Versorgungssicherheit aus. Für Energieträger kann

⁵ Bei der Aussagekraft des Indikators ist zu beachten, dass in den Datenquellen Importe teilweise als innereuropäisch klassifiziert werden, obwohl sie ursprünglich aus anderen Ländern bezogen und anschließend im Binnenmarkt weitergehandelt werden. Eine detaillierte Diskussion der Datengrundlage für die Berechnung des Indikators zur Ressourcenabhängigkeit kann in Meinhardt (2019) nachgelesen werden.

dieser Aspekt durch den Anteil des Energieträgers am Endenergiebedarf⁶ ($EnEEB_i$) abgebildet werden. Mit dieser Kennzahl wird die Bedeutung des Rohstoff für den eigentlichen Nutzen des Energiesystems besser abgebildet als über den Anteil am Primärenergiebedarf, dessen Verwendung bspw. Flues et al. (2012) empfehlen. Dabei wird der Wert auf den Endenergiebedarf des Jahres 2018 bezogen, damit die veränderte Nutzung über die Zeit Berücksichtigung findet und somit ein Vergleich gegenüber der Rohstoffabhängigkeit im Basisjahr auf derselben Basis stattfinden kann. Somit ergibt sich die Kennzahl:

$$Abhängigkeit\ Energieträger_i = \sum_j (s_{ij}^2) \cdot ImpA_i \cdot EnEEB_i \quad (6)$$

Bei mineralischen Rohstoffen muss deren Bedeutung für das Energiesystem auf eine andere Weise berechnet werden, da ihnen ein Anteil am Endenergiebedarf nicht direkt zugewiesen werden kann. Die Autoren schlagen vor, eine Kennzahl auf Basis der im Energiesektor gebundenen Menge Q eines Minerals zu ermitteln. Dabei muss jedoch die unterschiedliche Wertigkeit der verschiedenen Rohstoffe berücksichtigt werden. Deshalb wird die verwendete Menge mit dem Preis des Minerals P multipliziert, der als ein transparenter Indikator für die Knappheit und Bedeutung eines Rohstoffs gedeutet werden kann. Um die Bedeutung eines einzelnen Minerals in Relation zu anderen Mineralien zu berechnen, wird das Produkt aus dem aktuellen Preis für das betreffende Mineral und der pro Szenario S im Zieljahr im Energiesystem gebundenen Menge durch die Summe für alle im Energiesystem genutzten Rohstoffe geteilt. Dabei werden im Nenner auch hier die Mengen des Jahres 2018 als Referenzwert verwendet, damit die veränderte Nutzung über die Zeit Berücksichtigung findet. Dementsprechend ergibt sich als Kennzahl für die Bedeutung eines Minerals für das Energiesystem:

$$MinB_i = \frac{P_{i,2018} \cdot Q_{i,S2030}}{\sum_{i=1}^I P_{i,2018} \cdot Q_{i,B2018}} \quad (7)$$

Die Mengen der im Energiesystem verwendeten Rohstoffe werden der Ökobilanz entnommen (vgl. Abschnitt 4.2). Insgesamt sind 39 Mineralien ausgewiesen, die im Energiesystem genutzt werden. Eine detaillierte Aufschlüsselung der Mengen und Preise findet sich in Anhang A.3.

Damit berechnet sich die Kennzahl für die Bewertung der Abhängigkeit eines einzelnen mineralischen Rohstoffs analog zu (6) als:

$$Abhängigkeit\ Mineral_i = \sum_j (s_{ij}^2) \cdot ImpA_i \cdot MinB_i \quad (8)$$

⁶ Zur Berechnung der Kennzahl werden im konkreten Anwendungsfall die folgenden Energiemengen berücksichtigt: Die erzeugte Strom- und Wärmemengen (abzüglich der Leitungsverluste) werden den Energieträgern Gas, Braunkohle, Steinkohle, Öl, Kernenergie und erneuerbare Energien zugeordnet. Der Endenergiebedarf für PKWs und LKWs mit Verbrennungsmotoren und für Flugzeuge und Schiffe mit Flüssigbrennstoffen wird dem Energieträger Öl zugeordnet.

Berücksichtigung des Exporteurs

Eine bloße Berücksichtigung der Importverteilung spiegelt das Importrisiko nur in Teilen wider. Ergänzend empfiehlt es sich, die einzelnen Exporteure genauer zu betrachten und deren Verlässlichkeit in die Bewertung miteinzubeziehen. Van Moerkerk und Crijns-Graus (2016) und Yang et al. (2014) nutzen hierfür kostenpflichtige Daten der Political Risk Service Group. Diese Berechnen einen Risikoindex, der insgesamt 22 politische und ökonomische Risikofaktoren abbildet (PRS Group 2012). Da diese Daten nicht frei zugänglich sind, konnten sie für dieses Projekt nicht genutzt werden. Stattdessen wird dem Vorgehen der Studie Europäische Kommission (2010) gefolgt und der Worldwide Governance Index (*WGI*) der Weltbank als Datengrundlage genutzt. Dieser berücksichtigt die sechs Komponenten Mitspracherecht und Verantwortlichkeit, politische Stabilität und das Ausbleiben von Gewalt/Terrorismus, staatliche Effektivität, regulatorische Qualität, Rechtsstaatlichkeit, Korruptionskontrolle (World Bank 2019). Im Rahmen dieser Arbeit wird der Mittelwert der Einzelbewertung gebildet und als WGI_j in die Berechnungen aufgenommen (vgl. Formeln (12) und (13)). Der ursprüngliche Wertebereich liegt zwischen -2,5 und +2,5, wobei ein höherer Wert für eine höhere Verlässlichkeit steht. Die Skala wird für diese Studie auf einen Wertebereich zwischen 0 und 1 angepasst und der Zusammenhang umgekehrt. Damit wird ein Importanteil von einem politisch stabileren Land weniger stark gewichtet als von einem instabileren Land.

Darüber hinaus birgt eine zeitweilige Unterbrechung der Lieferung eines Rohstoffes auch Risiken für den Exporteur. Viele rohstoffreiche Staaten sind stark von den Einnahmen abhängig, die sie durch den Verkauf des Rohstoffes erzielen. Entfallen diese Einkünfte, kann dies weitreichende wirtschaftliche Konsequenzen für das Exportland haben. Die finanzielle Abhängigkeit des Exporteurs j kann durch den Quotienten aus den Exporteinnahmen, die durch die Lieferung des Rohstoffs i an das Importland k erzielt werden, und dem Bruttoinlandsprodukt (*BIP*) gemessen werden:

$$Exportabhängigkeit_{ijk} = \frac{Exporteinnahmen_{ik}}{BIP_j} \quad (9)$$

Je größer dieser Quotient ist, desto höher ist die Exportabhängigkeit. In World Bank (2005) wird die Grenze, ab der ein Staat von den Exporteinnahmen eines bestimmten Rohstoffs abhängig ist, mit einem Anteil von 5 % am Bruttoinlandsprodukt (BIP) bestimmt. Dieser Wert dient als Referenz zur Normierung:

$$Normierte Exportabhängigkeit_{ijk} = \frac{Exportabhängigkeit_{ijk}}{0,05} \quad (10)$$

Ist die Exportabhängigkeit größer als 5 %, wird der normierte Wert auf 1 gesetzt. Darüber hinaus wird eine Untergrenze für die Berücksichtigung der Exportabhängigkeit festgelegt, da bei kleinen Werten von einer vernachlässigbaren wirtschaftlichen Abhängigkeit ausgegangen werden kann. Diese Grenze wird im Rahmen dieser Studie auf 0,2 % festgelegt. Liegt die Exportabhängigkeit unterhalb dieses Wertes, wird die normierte Exportabhängigkeit auf 0 gesetzt.

Somit liegt die normierte Exportabhängigkeit zwischen 0 und 1 und es gilt, dass eine größere Zahl mit einer höheren wirtschaftlichen Abhängigkeit des Exporteurs gleichzusetzen ist. Damit diese Kennzahl zur Relativierung der Abhängigkeit des Importeurs in den Formeln (6) und (8) dienen kann, braucht es einen umgekehrten Zusammenhang. Folglich wird die Relativierung des Importanteils definiert mit $ExpA_{ijk}$, was sich berechnet als:

$$ExpA_{ijk} = 1 - \text{Normierte Exportabhängigkeit}_{ijk} \quad (11)$$

Da lediglich Deutschland als Importeur betrachtet wird,⁷ wird im Folgenden zur Vereinfachung der Index k nicht weiter mitgeführt.

Aus den oberen beiden Ergänzungen ergeben sich als finale Kennzahlen zur Bewertung der Abhängigkeit von einem einzelnen Energieträger oder Mineral die folgenden Formeln:

$$\text{Abhängigkeit Energieträger}_i = \sum_j (s_{ij}^2 \cdot ExpA_{ij} \cdot WGI_j) \cdot ImpA_i \cdot EnEEB_i \quad (12)$$

$$\text{Abhängigkeit Mineral}_i = \sum_j (s_{ij}^2 \cdot ExpA_{ij} \cdot WGI_j) \cdot ImpA_i \cdot MinB_i \quad (13)$$

Modellierbarkeit und mögliche Erweiterungen

Damit diese Kennzahlen auch auf die Ergebnisse der Modellierung künftiger Energiesysteme angewendet werden können, bedarf es einer Annahme bezüglich der künftigen Importverteilung der Rohstoffe und der Exporteurs-Bewertungen. Da diese für das Zieljahr 2030 nicht bekannt sind, werden dieselben Importverteilungen wie im Basisjahr 2015 angenommen. Somit ergeben sich die Veränderungen der Kennzahlen lediglich aus der Entwicklung der Bedeutung des Rohstoffs für das Energiesystem. Eine auf diese Art identifizierte erhöhte Abhängigkeit von einzelnen Rohstoffen kann durch eine Diversifizierung der Exportländer reduziert werden, sofern die Verteilung der Rohstoffvorkommen dies ermöglicht. Eine weitere Möglichkeit ist die Substitution des Rohstoffs durch einen anderen, wodurch die Bedeutung des Rohstoffs für die Energiewirtschaft sinkt. Für mineralische Rohstoffe ergeben sich noch weitere Strategien, um eine Importabhängigkeit zu verringern, indem insbesondere die Recyclingquote erhöht wird. Dazu zählen u. a. die Entwicklung von effizienten technischen Recyclingstandards und von Produktstandards für ein recyclingfähiges Produktdesign (Byfield 2017).

⁷ Bei der Exportabhängigkeit wurde sich dafür entschieden, nur Importe nach Deutschland und nicht in die gesamte EU zu betrachten. Die Vergangenheit hat zwar einerseits gezeigt, dass der EU-Binnenmarkt unter Normalbedingungen intakt ist, aber auch dass die Einigkeit unter äußerem politischen Druck andererseits noch nicht ausreichend erprobt ist, wie das Beispiel des Ukraine Konflikts zeigt. Im Sinne eines Indikators, der ein potenzielles Risiko aufzeigen soll, ist daher eine konservative Herangehensweise zu bevorzugen. Bei einem Bezug der Exporte nach Deutschland sinkt im Vergleich zu einer EU-weiten Betrachtung die Abhängigkeit des Exporteurs von den damit verbundenen Einnahmen. Somit ist die Rohstoffabhängigkeit des Importeurs in diesem Fall höher.

Um die Verständlichkeit und Transparenz des Indikators zu erhalten, wurden keine zusätzlichen Erweiterungen berücksichtigt. Diese sollen dennoch an dieser Stelle kurz diskutiert werden. Bei der Analyse des Lieferrisikos für leitungsgebundene Rohstoffe können zusätzlich die Transitländer in die Bewertung einbezogen werden (Löschel et al. 2019). Beispielsweise führte der russisch-ukrainische Gasstreit in den Jahren 2006 und 2009 zu kurzzeitigen Unterbrechungen der Erdgaslieferungen in die Staaten der Europäischen Union (Westphal 2009). Darüber hinaus kann bei der Bewertung der Verlässlichkeit der Energielieferung die Eigentümerstruktur der Exportunternehmen analysiert werden. Hierbei kann eine Unterscheidung in staatliche und privatwirtschaftliche Unternehmen sinnvoll sein. Letztere handeln aus eigenem wirtschaftlichem Interesse, weshalb eine Lieferunterbrechung aufgrund politischer Auseinandersetzungen als unwahrscheinlicher einzustufen ist. Frondel und Schmidt (2009) berücksichtigen bei der Betrachtung der Ressourcenabhängigkeit auch doppelte Abhängigkeiten vom selben Exportland (bspw. beim Öl- und Gasimport) und den Zusammenschluss mehrerer Exportländer in Kartellen.

Ressourcenknappheit

Bei der langfristigen Perspektive der Ressourcenverfügbarkeit wird die absolute Knappheit, also eine mögliche Erschöpfung des Rohstoffvorkommens, betrachtet. Dabei wird häufig die statische Reichweite eines Rohstoffs als Indikator verwendet. Diese berechnet sich als Quotient der Reserven und der jährlichen Förderrate eines Rohstoffes. Oftmals wird diese Kennzahl fälschlicherweise als das endgültige Erschöpfungsdatum eines Rohstoffes interpretiert. Aufgrund der Definition von Reserven als zum Zeitpunkt der Datenerhebung wirtschaftlich förderbare Menge eines Rohstoffes kann sich aber der Wert über die Zeit ändern. Zum einen kann die Menge der Reserven durch eine Erhöhung des Rohstoffpreises ansteigen, zum anderen wachsen die Reserven in Folge des technischen Fortschrittes und einer damit einhergehenden optimierten Förderung (Frondelet al. 2006). Deshalb kann die statische Reichweite lediglich als ein Frühwarnindikator dienen (Scholz und Wellmer 2013). Vorlaufzeiten zur Erschließung neuer Abbaustätten betragen in der Regel etwa 10 Jahre. Unterschreitet die statische Reichweite diese Zahl, sollte nach Möglichkeit die Explorationstätigkeit intensiviert werden (Angerer et al. 2016).

Die Cumulative Availability Curve berücksichtigt die Möglichkeit der Zunahme der Reserven bei steigenden Rohstoffpreisen, indem die heute bekannten Reserven gemäß ihrer Förderkosten abgebildet werden. Allerdings wird auch bei dieser Indexierung die Dynamik bei Exploration, Technik und Verbrauch nicht berücksichtigt (Flues et al. 2012). Selbes gilt für die Ressourcenreichweite (dem Quotienten aus den Ressourcen und der jährlichen Förderrate eines Rohstoffes), die zum Beispiel Frondelet al. (2006) in ihrer Analyse anwenden. Aufgrund der genannten Schwächen wurde sich gegen eine Verwendung der oben genannten Indikatoren entschieden. Vielmehr wurden für eine weitergehende Analyse Studien ausgewertet und für eine finale Einschätzung energetische und mineralische Ressourcen getrennt betrachtet.

Bei den fossilen Energieträgern ist eine alleinige Berücksichtigung der physischen Endlichkeit zur Bewertung der Versorgungssicherheit unzureichend. Die globalen Vorräte an fossilem Kohlenstoff, der noch in der Erdkruste lagert, übersteigen die bisher geförderten und verbrannten Mengen bei weitem. Mit Blick auf die klimapolitischen Ziele scheint die „Endlichkeit der Atmosphäre“ größer als die Endlichkeit globaler fossiler Kohlenstoffvorräte (Edenhofer 2010). Da der Ausstoß von Kohlenstoffdioxid im Rahmen des Modells über Nebenbedingungen limitiert wird und eine gesonderte Messung in der ökologischen Kategorie „Treibhauseffekt“ erfolgt, wird von einer erneuten Berücksichtigung in der Zieldimension Versorgungssicherheit abgesehen.

Bei der Bewertung der Ressourcenknappheit mineralischer Rohstoffe bietet die Anwendung einer Ökobilanz einen erheblichen Mehrwert, da somit der Materialbedarf des Energiesystems in Gänze berücksichtigt wird. Die Verknappung von Ressourcen wird in diesem Zusammenhang mit unterschiedlichen Methoden abgebildet. Sie basieren u. a. auf der Berücksichtigung von Ressourcen und Reserven, des Exergiebedarfs oder der Abbildung der marginalen Kosten des Ressourcenabbaus (Klingmair et al. 2014).

Im Rahmen dieser Studie wird die Methode „ReCiPe 2016“ angewendet (Huijbregts et al. 2017). Dabei wird die Ressourcenknappheit durch das so genannte „absolute surplus ore potential“ (ASOP) berechnet. Dieses bildet die durchschnittliche zusätzliche Menge an Erzabbau ab, die zur Gewinnung von einem Kilogramm eines Minerals benötigt wird (Vieira et al. 2017). Die dahinterliegende Grundannahme ist, dass zunächst Lagerstätten genutzt werden, in denen der Mineralgehalt des Erzes höher ist. Durch die weitere Produktion und Verwendung eines Minerals würden demnach Lagerstätten mit niedrigerem Mineralgehalt erschlossen werden müssen. Der ASOP drückt also die Erhöhung des durchschnittlichen Erzabbaus pro Kilogramm eines Minerals durch dessen gestiegene Verwendung aus. Die Berechnungsmethodik kann der Quelle (Vieira et al. 2017) entnommen werden.

Um aus dieser Kennzahl einen Charakterisierungsfaktor zu entwickeln, der eine Summierung verschiedener Mineralien ermöglicht, wird der ASOP normiert. Dies geschieht, indem für jedes Mineral der ASOP durch den ASOP für Kupfer geteilt wird. Dieser normierte Faktor wird als „surplus ore potential“ (SOP) bezeichnet. Damit berechnet sich der finale Indikator zur Bewertung der Ressourcenknappheit aus der Produktsumme aus SOP und der genutzten Menge (Q) über alle Mineralien x .

$$\text{Ressourcenknappheit} = \sum_{i=1}^I \text{SOP}_i \cdot Q_i \quad (14)$$

Bei der Anwendung des Indikators ist zu beachten, dass die Methodik nicht alle mineralischen Rohstoffe erfasst. Sie wird auf insgesamt 70 Mineralien und die Elementgruppen der Platinmetalle, Granate, Edelmetalle und Metalle der Seltenen Erden angewendet. Außerdem ist zu beachten, dass die ASOPs nur für 18 Mineralien anhand von beobachtbaren Daten aus Lagerstätten bestimmt wurden. Für die übrigen Mineralien wurden sie anhand von Preisdaten

geschätzt. Eine Übersicht der SOP für alle berücksichtigten Mineralien ist der Quelle (Huijbregts et al. 2017) zu entnehmen.

Trotz der methodischen Einschränkungen wurde sich dazu entschieden, diesen Indikator zur Abbildung der Ressourcenknappheit zu berücksichtigen, weil er insbesondere beim Vergleich unterschiedlicher Szenarien eine wertvolle Indikation über die kumulierte Verwendung mineralischer Rohstoffe unter Berücksichtigung eines Knappheitssignals (in diesem Falle der reduzierte Mineralgehalt) gibt. Dies kann insofern eine Limitierung des Zugangs zu Ressourcen bedeuten, da bei der Produktion erneuerbarer Energien-Anlagen durch einen niedrigen Mineralgehalt negative Umweltauswirkungen (insbesondere der erhöhte Wasser- und Energieeinsatz) die positiven Effekte zunichtemachen können (Angerer et al. 2016). Dies kann dazu führen, dass solche Lagerstätten nicht für den Erzabbau genutzt werden und somit eine Verknappung des Rohstoffs entsteht.

2.4. Umweltverträglichkeit

2.4.1. Bestehende Indikatoren zur Bewertung der Umweltverträglichkeit

Im Bereich der ökologischen Indikatoren zur Beschreibung von Energiesystemen erweisen sich 20 der 22 betrachteten Publikationen als relevante Quellen für geeignete Indikatoren. Dabei wurden 65 verschiedene Indikatoren ermittelt, die sich in fünf Unterkategorien aufteilen lassen (vgl. Abbildung 2-6). Die Indikatoren beziehen sich auf die Bereiche Biodiversität, Emissionen, Ressourcennutzung, Abfall und Umweltwirtschaft. Zur Bewertung ökologischer Auswirkungen in den vier erstgenannten Unterkategorien ist die Ökobilanz (engl. Life Cycle Assessment, LCA) das etablierteste Verfahren. Mithilfe dieser systematischen Betrachtung kann die Umweltbelastung inklusive aller Vorketten beispielsweise bei der Rohstoffgewinnung berücksichtigt werden. Aufgrund der standardisierten Vorgänge der LCA werden in vielen der analysierten Studien ähnliche Indikatoren berücksichtigt. So wurde beispielsweise der Ausstoß von Kohlenstoffdioxid (CO₂) bzw. eine Berechnung von CO₂-Äquivalenten in 19 Studien und die Flächennutzung in 12 Studien als Indikator berücksichtigt. Zu den Indikatoren im Bereich der Umweltwirtschaft zählen insbesondere die Anteile der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch oder dem Energiebedarf in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr und die Erfassung des Energiebedarfs, kumuliert oder einzeln nach Sektoren.

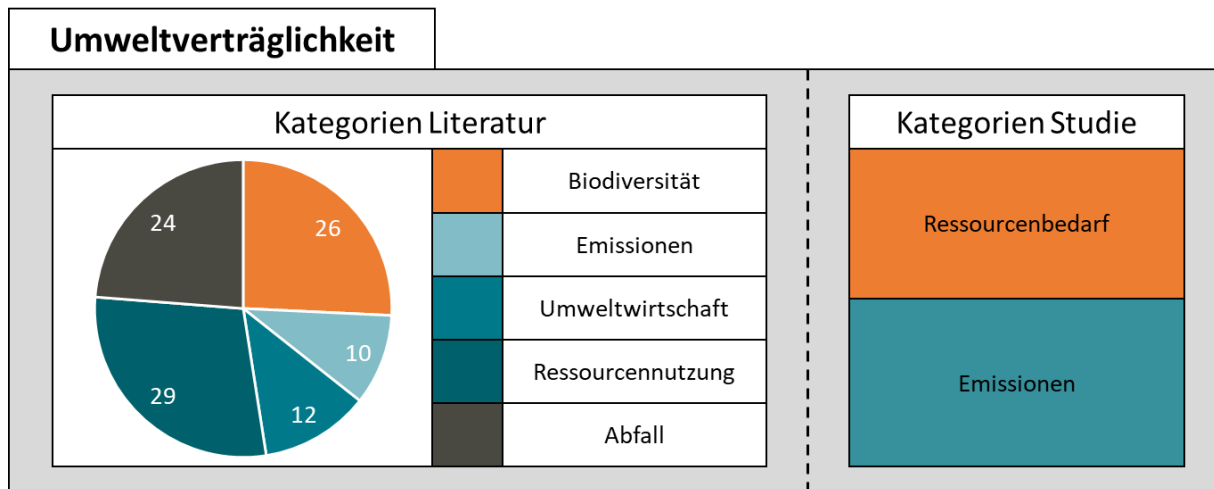


Abbildung 2-6: Überblick der Zieldimension Umweltverträglichkeit.

Im Rahmen dieser Studie wird die Umweltverträglichkeit des Energiesystems für die verschiedenen Handlungsoptionen anhand eines LCA-Modells verglichen (vgl. Abschnitt 4.2). Für alle Indikatoren wurden sogenannte Midpoint-Kategorien verwendet. Diese beziehen sich auf die Ursache-Wirkungskette eines Umweltmechanismus (z. B. Treibhauseffekt oder Versauerung), ohne eine Umrechnung in konkrete Schäden für das Ökosystem und den Menschen vorzunehmen (Bare et al. 2000), da diese mit großen Unsicherheiten behaftet sind. Dabei findet eine Unterteilung in die Bewertungskategorien Emissionen⁸ und Ressourcenbedarf statt.⁹ Damit werden drei Bereiche, die als Ergebnis der Literaturrecherche ermittelt wurden, nicht einzeln ausgewiesen. Da die Indikatoren aus der Kategorie Abfall jedoch als Teil der Emissionen in einer LCA Berücksichtigung finden, bleiben lediglich die Aspekte Biodiversität und Umweltökonomie unberücksichtigt. Bei der Biodiversität ist dies damit begründet, dass sich für eine Verwendung von Midpoint-Kategorien entschieden wurde. Dadurch wird sich auf die Bewertung der Emissionen und des Ressourcenbedarfs beschränkt, was letztlich einen Rückgang der Artenvielfalt verursachen kann. Letzteres wird nicht einzeln aufgeführt, da der Zusammenhang nur mit großer Unsicherheit zu quantifizieren ist. Die Indikatoren der Umweltökonomie beziehen sich auf den Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch und die Erfassung des Energiebedarfs. Diese Bereiche sind nicht Teil der Wirkungsmessung, da ihre ökologische

⁸ Radioaktive Strahlung wird bei den Emissionen nicht mit ausgewiesen. Der beschlossene deutsche Kernenergieausstieg bis 2022 führt ohnehin dazu, dass sich die Emissionen in dieser Kategorie stark reduzieren. Für alle analysierten Szenarien sinkt die radioaktive Strahlung im Vergleich zum Jahr 2018 um mehr als 90 %.

⁹ Auf eine Berücksichtigung von Toxizitätsindikatoren wird im Rahmen der Untersuchung verzichtet, weil die Toxizitätswirkung von Schadstoffen sehr unterschiedlich und u. a. abhängig von Parametern wie Konzentration, Art der Verteilung und Verfügbarkeit für Organismen ist. Dementsprechend muss die Bilanzierung sehr individuell vorgenommen und auf einen konkreten Fall angewendet werden (BMU und UBA 2019). Solche Indikatoren sind demnach für eine Messung der Auswirkungen eines gesamten Energiesystems ungeeignet.

Auswirkung implizit bei der Berechnung der Emissionen und des Ressourcenbedarfs erfasst wird. Sie werden jedoch bei den ergänzenden Indikatoren zur Charakterisierung der Handlungsoptionen inkludiert, um Richtwerte für die Festlegung energiepolitischer Ziele auf der Strategie- und Steuerungsebene zu geben (vgl. Kapitel 3.2).

2.4.2. Emissionen

Die Modellierung künftiger Energiesysteme basiert in der Regel auf einer Kostenminimierung als Zielfunktion, wobei als Nebenbedingung häufig ein Grenzwert für den Ausstoß an CO₂ vorgegeben wird. Dies begrenzt die Betrachtung von Schadstoffemissionen insofern, als dass die CO₂-Emissionen nur während des Anlagenbetriebs berücksichtigt werden und der Ausstoß weiterer Treibhausgase wie Methan oder Lachgas nicht in die Berechnung aufgenommen wird. Außerdem wird der Effekt vernachlässigt, den Schadstoffemissionen auf andere Umweltbereiche und die menschliche Gesundheit haben. In diesem Abschnitt werden die Indikatoren zur Abbildung des Treibhauseffektes und weiterer Folgen von Schadstoffemissionen vorgestellt.

Treibhauseffekt

Die Modellierung des Schadens, der durch die Emission von Treibhausgasen entsteht, folgt aufeinander aufbauenden Schritten. Zunächst muss die Menge an Treibhausgasemissionen bestimmt werden. Dies führt zu einem Anstieg der Konzentration an Treibhausgasen in der Erdatmosphäre und damit zu einer höheren Durchschnittstemperatur der Erde. Der Temperaturanstieg verursacht letztlich Schädigungen des Ökosystems und der menschlichen Gesundheit (Huijbregts et al. 2017).

Zur Berechnung des Treibhauseffektes wird die kumulierte Summe des Produktes aus der emittierten Menge (Q) des Treibhausgases (x) und seinem individuellen Treibhauspotential (GWP) berechnet.

$$\text{Treibhauseffekt} = \sum_{x=1}^X \text{GWP}_x \cdot Q_x \quad (15)$$

GWP ist dabei das Verhältnis des absoluten Treibhauspotentials (AGWP) eines Treibhausgases zum AGWP von CO₂.

$$\text{GWP}_{x,100a} = \frac{\text{AGWP}_{x,100a}}{\text{AGWP}_{\text{CO}_2,100a}} \quad (16)$$

Das AGWP beschreibt den zusätzlichen Strahlungsantrieb über einen Zeithorizont von 100 Jahren, den die Emission von einem Kilogramm des Treibhausgases verursacht. Die Berechnungen der AGWP basieren auf dem fünften Bericht des Intergovernmental Panels on Climate Change (IPCC 2014). Insgesamt werden 207 Treibhausgase in die Berechnung aufgenommen.

Neben der Berücksichtigung weiterer Treibhausgase erweitert die Verwendung des LCA-Modells im Vergleich zum Energiesystemmodell den Betrachtungsrahmen, indem auch die Emissionen der Vorketten inkludiert werden.

Lokale Luftschadstoffe

Neben den global wirkenden Treibhausgasen können auch lokal wirkende Luftschadstoffe negative Folgen für das Ökosystem und die menschliche Gesundheit haben. Dazu zählen insbesondere Feinstaub-, Stickoxid- und Kohlenmonoxid-Emissionen, die z. B. Atemwegserkrankungen auslösen und das zentrale Nervensystem von Menschen und Tieren schädigen können (WHO 2006; Burnett et al. 2014; Lelieveld et al. 2015). Die drei benannten Luftschadstoffe werden in einem Indikator zusammengefasst. Dafür wird für jedes Szenario S der Mittelwert der Veränderung im Vergleich zum Wert des Basisszenarios B für 2018 berechnet. Bei den Feinstaubemissionen werden sowohl die PM10- als auch die PM2,5-Äquivalente einbezogen.

$$\begin{aligned}
 \text{Lokale Luftschadstoffe}_S &= \frac{1}{4} \\
 &\cdot \left(\frac{PM10_{S,2030} - PM10_{B,2018}}{PM10_{B,2018}} + \frac{PM2,5_{S,2030} - PM2,5_{B,2018}}{PM10_{B,2018}} \right. \\
 &+ \frac{Stickstoffoxide_{S,2030} - Stickstoffoxide_{B,2018}}{Stickstoffoxide_{B,2018}} \\
 &\left. + \frac{Kohlenmonoxid_{S,2030} - Kohlenmonoxid_{B,2018}}{Kohlenmonoxid_{B,2018}} \right) \quad (17)
 \end{aligned}$$

Boden- und Wasserschadstoffe

Die Emissionen im Energiesektor können ebenfalls die Biodiversität im Boden und Wasser beeinflussen. Die Schadstoffe, die bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe entstehen, können zu einer Versauerung der Böden und zu einem starken Anstieg des Nährstoffgehalts in Gewässern beitragen. Dementsprechend bezieht sich der dritte Indikator zur Abbildung von Emissionwirkungen auf Boden- und Wasserschadstoffe. Eine Versauerung des Bodens (angegeben in SO₂-Äquivalenten) verändert die Zusammensetzung der angesiedelten Pflanzenarten (Hayashi et al. 2004). Die Eutrophierung von Süßwasser (P-Äquivalente) und Meerwasser (N-Äquivalente) führt zu einem unerwünschten Anstieg der Nährstoffe in den Gewässern. Dadurch kommt es zu Massenvermehrungen von wenigen begünstigten Arten und zum Aussterben anderer Arten, wodurch die Artenvielfalt sinkt (Huijbregts et al. 2017). Auch diese Faktoren werden analog zu den lokalen Luftschadstoffen in einem Indikator zusammengefasst.

$$\begin{aligned}
 \text{Boden – und Wasserschadstoffe}_S &= \frac{1}{3} \\
 &\cdot \left(\frac{\text{Versauerung}_{S,2030} - \text{Versauerung}_{B,2018}}{\text{Versauerung}_{B,2018}} \right. \\
 &+ \frac{\text{Eutrophierung}_{S,2030}^{\text{Süßwasser}} - \text{Eutrophierung}_{B,2018}^{\text{Süßwasser}}}{\text{Eutrophierung}_{B,2018}^{\text{Süßwasser}}} \\
 &\left. + \frac{\text{Eutrophierung}_{S,2030}^{\text{Meere}} - \text{Eutrophierung}_{B,2018}^{\text{Meere}}}{\text{Eutrophierung}_{B,2018}^{\text{Meere}}} \right) \quad (18)
 \end{aligned}$$

2.4.3. Ressourcenbedarf

Der Ressourcenbedarf eines Energiesystems umfasst das im Energiesystem gebundene Material und die in Anspruch genommene Fläche. Im folgenden Abschnitt werden diese beiden Aspekte näher beleuchtet und diskutiert, inwiefern eine Berücksichtigung unter ökologischen Gesichtspunkten sinnvoll erscheint.

Materialbedarf

Für den Aufbau und Betrieb eines Energiesystems werden Primärenergieträger und mineralische Rohstoffe (Metalle, Industriemineralien, Steine und Erden) benötigt. Bei der Anwendung einer erweiterten Umweltbetrachtung im Rahmen einer LCA liegt es nahe, die damit einhergehenden ökologischen Auswirkungen in die multikriterielle Bewertung mit aufzunehmen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass der Energiebedarf und die Schadstoffemissionen, die mit der Rohstoffgewinnung und -verarbeitung verbunden sind, automatisch in einer LCA erfasst und im Rahmen dieser Studie durch eigenständige Indikatoren abgebildet werden. Auch die ökologischen Folgen der Naturraumnutzung werden gesondert aufgeführt (vgl. Abschnitt Flächenbedarf). Demnach ist die Frage, inwiefern der Materialbedarf selbst einen Umweltschaden verursacht. Dies ist nach Ansicht der Autoren zu verneinen. Im Sinne des Nachhaltigkeitsgedankens ist eine Berücksichtigung des Materialbedarfs dennoch sinnvoll. Eine endliche Ressource ist unter dem Gesichtspunkt der Generationengerechtigkeit ein Schutzgut, weil eine Limitierung der Ressourcenversorgung oder eine Verminderung der Qualität eines Minerals den Handlungsspielraum zukünftiger Generationen einschränkt (Schmidt 2019). Dies ist insbesondere unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit relevant, weshalb eine Bewertung des Materialbedarfs im Rahmen dieser Studie durch den Indikator „Ressourcenknappheit“ (vgl. Abschnitt 2.3.3) vorgenommen wird.

Flächenbedarf

Durch die anthropogene Nutzung von Flächen geht Lebensraum für Tiere und Pflanzen verloren, wodurch ein relativer Artenverlust (S_{rel}) entsteht. Dies gilt für die Phasen der Umwandlung

und Nutzung der Fläche ebenso wie für die Phase der Renaturierung. Der relative Artenverlust wird für verschiedene Nutzungszwecke x anhand von Felddaten bestimmt (Baan et al. 2013) und mit Bezug auf den relativen Artenverlust für einjährige Anbaukulturen normiert. Dadurch ergibt sich als Charakterisierungsfaktor für die Nutzungsphase:

$$CF_{Nutz} = \frac{S_{rel,x}}{S_{rel,einj.Kulturen}} \quad (19)$$

Der Charakterisierungsfaktor für die Renaturierungsphase bezieht sich auf den Zeitraum nach der Nutzung der Fläche und folgt der von Köllner und Scholz (2007) aufgestellten Gleichung:

$$CF_{Renat} = CF_{Nutz} \cdot 0,5 \cdot t_{Renat} \quad (20)$$

Dabei wird eine passive Renaturierung angenommen, deren Dauer t_{Renat} anhand von Durchschnittszeiten aus (Curran et al. 2014) berechnet werden. Der Faktor 0,5 wird inkludiert, weil ein linearer Verlauf bei der Rückkehr der Artenvielfalt angenommen wird und damit über die gesamte Dauer der durchschnittliche Artenverlust einem Faktor von 0,5 entspricht.

Für eine Berechnung des gesamten relativen Artenverlustes als Indikator für den Flächenbedarf muss schließlich die Summe des relativen Artenverlustes für alle Technologien t berechnet werden. Dabei muss für die Nutzungsphase die Dauer der Nutzung (inklusive der Umwandlungsphase) t_{Nutz} einbezogen werden.

$$Flächenbedarf = \sum_{t=1}^T (CF_{Nutzung} \cdot t_{Nutz} + CF_{Renat}) \cdot Q_T \quad (21)$$

Bei der Bestimmung des relativen Artenverlustes (S_{rel}) ist allerdings zu beachten, dass die Faktoren in der Regel auf der Annahme beruhen, dass das zu erschließende Land vorher nicht genutzt wurde und sich in einem natürlichen Zustand befand. Der Übergang von einer anthropogenen Nutzung zu einer anderen ist demnach nicht bedacht. Diese Annahme ist besonders kritisch bei PV-Dachanlagen, weil hier durch die Nutzung kein natürlicher Lebensraum verloren geht. Auch durch die Errichtung von Solarparks auf Freiflächen muss nicht zwangsläufig eine Reduzierung der Artenvielfalt nach sich ziehen. So zeigen Peschel et al. (2019), dass solche Solarparks, wenn sie bspw. auf ehemaligen landwirtschaftlichen Nutzflächen errichtet werden, sogar zu einer Flächenaufwertung im Sinne der Erhaltung der biologischen Vielfalt führen können. Eine wesentliche Ursache für die teilweise artenreiche Besiedlung von Solarparks ist die Nutzung oder Pflege des Grünlandes in den Reihenzwischenräumen. Dies unterscheidet diese Standorte deutlich von intensiv landwirtschaftlich genutzten Standorten oder Standorten zur Energiegewinnung aus Biomasse.

Gleichzeitig entfällt bei der Nutzung fossiler Rohstoffe ein Großteil der landschaftlichen Nutzung auf den Abbau der Rohstoffe. Dieser Teil der Wertstoffkette wird in der genutzten Datenbank bei den Sachbilanzen der Technologien nicht vollumfänglich abgebildet.

Somit bräuchte es eine umfangreiche Auswertung und ggf. Anpassung der Charakterisierungsfaktoren der einzelnen Technologien, um eine realitätsnahe Abbildung des Artenverlustes

aufgrund des Flächenbedarfs des Energiesystems zu erhalten. Da dies im Rahmen des Projektes nicht umgesetzt werden konnte, wurde sich dafür entschieden, beim Vergleich der Szenarien den Indikator für den Flächenbedarf nicht mit einzubeziehen.

2.5. Sozialverträglichkeit

2.5.1. Bestehende Indikatoren zur Bewertung der Sozialverträglichkeit

Die größte Heterogenität bzgl. der Indikatoren zur Bewertung einer Dimension ergibt sich im Bereich der sozialen Bewertung des Energieversorgungssystems. Insgesamt 89 verschiedene Kennzahlen werden in 16 der 22 untersuchten Quellen verwendet, um die Auswirkungen der Energieversorgung in diesem Bereich abzubilden (vgl. Abbildung 2-7). Die Indikatoren unterteilen sich dabei in die Unterkategorien Akzeptanz, Sicherheit und Gesundheit, sozioökonomische Aspekte, Transparenz, beschäftigungsrelevante Aspekte sowie sonstige gesellschaftliche Aspekte.

Dabei lassen sich jedoch deutlich weniger Überschneidungen als in den anderen Zieldimensionen erkennen. Je nach thematischer Eingrenzung der Veröffentlichung lag der Fokus auf unterschiedlichen Aspekten des sozialen Lebens und der jeweiligen Einflussgröße durch einzelne Bestandteile der Energieversorgung. Dennoch werden einige Kennzahlen regelmäßig in den betrachteten Studien aufgeführt. Darunter fallen insbesondere die Zählung von Katastrophen in der Energieversorgung und die direkte und gesamte Beschäftigung in diesem Sektor. Deren häufige Nennung lässt sich unter anderem auf die einfache Quantifizierung dieser Indikatoren im Vergleich zu anderen Kenngrößen im sozialen Bereich zurückführen. Ein weiterer häufig genannter Aspekt sind die externen Kosten der Energieversorgung. Aufgrund der weitreichenden Deutungsmöglichkeiten dieses Begriffs werden die externen Kosten der Energieversorgung als einziger Indikator in mehreren Zielaspekten aufgeführt. Das ist der Tatsache geschuldet, dass eine vollständige Internalisierung der Kosten jeden Bereich der Energieversorgung adressieren muss. Da jedoch die Komplexität der Energieversorgungsstruktur eine vollständige Betrachtung der tatsächlichen Kostenauswirkungen unmöglich macht, können die externen Kosten nicht in Gänze beurteilt werden. Eine einseitige Reduzierung auf Kosten, die im Bereich der Umweltverträglichkeit beispielsweise durch Klimaschäden entstehen, würde dem Konzept der Betrachtung externer Kosten bei weitem nicht entsprechen. Vielmehr wären auch weitere ökologische Auswirkungen und Aspekte der Versorgungssicherheit zu beachten.

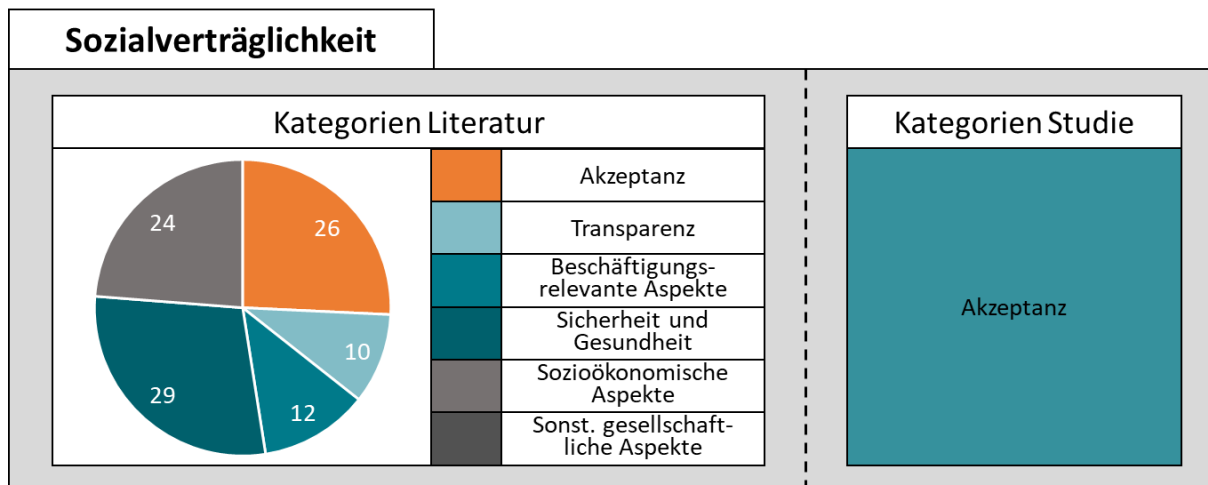


Abbildung 2-7: Überblick der Zieldimension Sozialverträglichkeit.

Eine Vielzahl der in den analysierten Studien genannten Indikatoren kann nicht aus den Ergebnissen einer Energiesystemmodellierung abgeleitet werden. Dies liegt teilweise daran, dass die adressierten gesellschaftlichen Bereiche im Rahmen der genutzten Modelle nicht abgebildet werden. Hierzu zählen die Indikatoren der Kategorien Transparenz und beschäftigungsrelevante und sozioökonomische Aspekte. Bei den sonstigen gesellschaftlichen Aspekten werden häufig Indikatoren genannt, die nicht quantifizierbar sind und damit ebenfalls keine Berücksichtigung finden können. Die Indikatoren im Bereich Sicherheit und Transparenz werden überwiegend in den Zieldimensionen Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit erfasst. Sie werden deshalb im Rahmen dieser Studie nicht noch einmal der Dimension Sozialverträglichkeit zugeordnet, sondern sollen über eine entsprechende Gewichtung der Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks Berücksichtigung finden (vgl. Abschnitt 7.2). Darüber hinaus wird eine Methodik beschrieben, die eine Erhebung von Indikatoren zur Abbildung der Akzeptanz ermöglichen soll.

2.5.2. Akzeptanz

Die Ergebnisse des verwendeten Energiesystemmodells weisen die aus volkswirtschaftlicher Sicht kosteneffizientesten Transformationspfade aus. Diese müssen jedoch letztlich von verschiedenen Akteuren und Personengruppen getragen und umgesetzt werden. Dementsprechend bedarf es neben der volkswirtschaftlichen Gesamtsicht eine weitere Betrachtung aus der Akteurs-Perspektive, die die **Akzeptanz der Umsetzung** der Maßnahmen eines Transformationspfades abbildet. Eine Kennzahl in diesem Bereich wäre als Risikoindikator zur Bewertung der Umsetzbarkeit eines Szenarios zu interpretieren.

Im Sinne der demokratischen Entscheidungsfindung ist es wichtig, alle beteiligten Interessensgruppen anzuhören und in den Entscheidungsprozess mit einzubinden. Dies bedarf oftmals intensiver Verhandlungen, weil verschiedene Stakeholder teils gegensätzliche Interessen verfolgen. Die Ergebnisse des Entscheidungsfindungsprozesses in einem, möglichst

quantifizierbaren Indikator zusammenzufassen, erscheint äußerst komplex. Hierbei kann sich auf kein einheitliches Verfahren aus der Literatur berufen werden. Es müssen je nach Fragestellung unterschiedliche sozialwissenschaftliche Methodiken eingesetzt werden. Die damit verbundenen Anforderungen übersteigen den Rahmen dieser Studie, weshalb der Indikator zur numerischen Bewertung der Akzeptanz nicht erhoben wird.

2.6. Indikatorenmodell

In den oben beschriebenen Abschnitten wurde für die Zieldimensionen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Sozialverträglichkeit beschrieben, welche Unterkategorien im Rahmen dieser Studie betrachtet werden und welche Indikatoren dafür entwickelt wurden. Abbildung 2-8 zeigt eine Übersicht dieses Modells. Den vier Zieldimensionen sind insgesamt fünf Unterkategorien zugeordnet. Diese werden durch insgesamt zehn Indikatoren abgebildet. Im Rahmen dieser Studie werden die Indikatoren der Zieldimensionen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit quantifiziert und anhand dessen die drei betrachteten Handlungsoptionen bewertet. Eine detaillierte Betrachtung des Flächenbedarfs und der Akzeptanz der Umsetzung kann aus den in den Abschnitten 2.4.3 und 2.5.2 angegebenen Gründen im Rahmen dieser Studie nicht erfolgen.

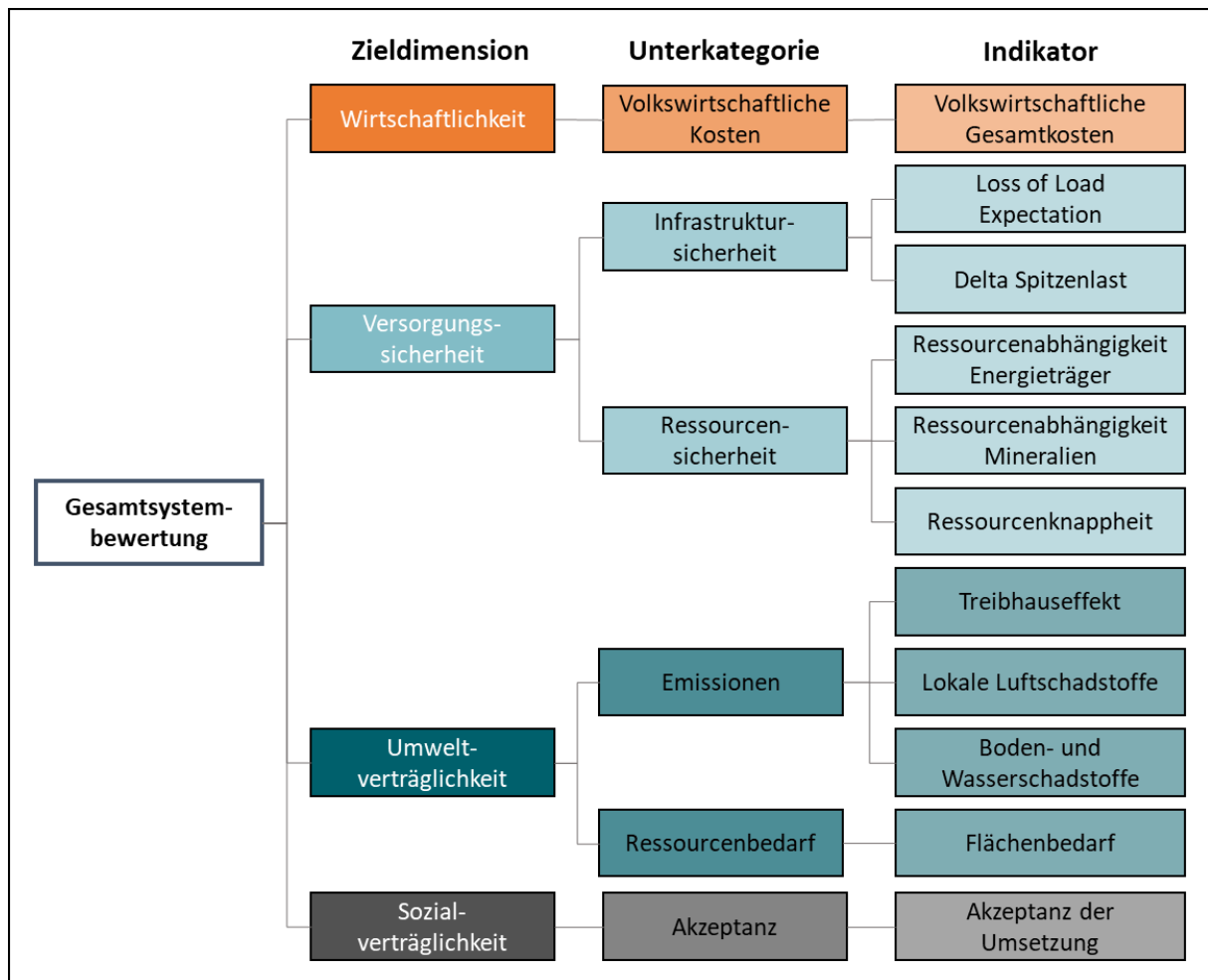


Abbildung 2-8: Übersicht Indikatorenmodell zur Wirkungsmessung des Energiesystems.

Wie in den entsprechenden Abschnitten bereits diskutiert wurde, wird für einen Teil der Indikatoren nicht der absolute Wert pro Szenario S für 2030, sondern die prozentuale Veränderung gegenüber dem Wert des Basisszenarios B für 2018 dargestellt:

$$Indikator_S = \frac{Indikator_{S,2030} - Indikator_{B,2018}}{Indikator_{B,2018}} \quad (22)$$

Dieses Vorgehen ist bei der Spitzenlast notwendig, weil nur die Veränderung selbst eine Indikation für einen erhöhten Transportbedarf des Übertragungsnetzes ist. Bei den Indikatoren für die lokalen Luftschadstoffe und Boden- und Wasserschadstoffe ist dieser Ansatz als Teil der Normierung erforderlich, um Kennzahlen mit verschiedenen Einheiten zusammenfassen zu können. Außerdem sind die Indikatoren auf diese Weise besser interpretierbar, weil eine Einordnung der absoluten Emissionswerte für die meisten LeserInnen schwierig ist. Aus diesem Grund wird bei der Analyse der Ergebnisse in Abschnitt 6.2 für die Indikatoren zur Bewertung der Ressourcenknappheit, der Ressourcenabhängigkeit und des Treibhauseffekts ebenfalls die prozentuale Änderung mit angegeben. Beim LOLE kann eine prozentuale Veränderung zum Bezugsjahr 2018 nicht umgesetzt werden, da dieser aktuell null Stunden beträgt. Bei den

volkswirtschaftlichen Gesamtkosten werden kumulierte Größen bis zum Zieljahr 2030 ausgewiesen.

Bei den entwickelten Indikatoren ist zu berücksichtigen, dass unterschiedliche Szenarien nur dann sinnvoll miteinander verglichen werden können, wenn diese sich auf ein einheitliches Energiesystem mit gleichen Voraussetzungen beziehen. Ein Vergleich von Entwicklungspfaden für verschiedene Energiesysteme ist nicht ohne weiteres möglich. Auf die Aspekte, die dabei zu beachten wären, wird in Anhang A.4 näher eingegangen.

3. Ergänzende Indikatoren

Das in Kapitel 2 beschriebene Indikatorenmodell dient zur Messung der Auswirkungen der betrachteten Transformationspfade auf die Zieldimensionen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Sozialverträglichkeit. Darüber hinaus werden zwei weitere Gruppen von Kennzahlen für die jeweiligen Szenarien erhoben. Zum einen sollen die strukturellen Veränderungen in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sichtbar gemacht werden. Zum anderen werden die Ergebnisse der Szenarien mit den energiepolitischen Zielen in Bezug auf die Reduktion der Treibhausgasemissionen, die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien und die Reduktion des Energieverbrauchs verglichen. Die Konzepte werden in den folgenden beiden Abschnitten beschrieben.

3.1. Charakterisierung des Szenarios

Um das Ziel der Treibhausgasminderung bis 2050 zu erreichen, bedarf es einer umfangreichen Transformation des Energiesystems. Dabei können verschiedene Pfade gewählt werden, die die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr auf unterschiedliche Weise beeinflussen. Die damit einhergehenden Veränderungen des Energiesystems sollen mithilfe weiterer Indikatoren charakterisiert werden, die die Bereiche Investitionen, Sektorkopplung und die energetische Effizienz des Systems näher beschreiben. Eine Übersicht der Kennzahlen ist Tabelle 3-1 am Ende des Abschnitts 3.1 zu entnehmen.

Investitionen nach Sektoren

Für den Umbau des Energiesystems muss in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr in neue Technologien investiert werden. Eine Abbildung der Investitionskosten nach Sektoren gibt für jede Handlungsoption eine erste Indikation, in welchem Bereich der Umbau am stärksten vorangetrieben wird. Da einige der spezifischen Investitionskosten aus Siemens-internen Quellen stammen, durften diese im Rahmen der Zusammenarbeit nicht preisgegeben werden. Insofern war es nicht möglich, die kumulierten Investitionen in monetären Einheiten zu berechnen. Stattdessen wird für die Sektoren Strom und Wärme die neu zugebaute Leistung der einzelnen Technologien ausgewiesen. Im Verkehrsbereich wird die Anzahl an Elektrofahrzeugen unterteilt nach Personenkraftwagen und Lastkraftwagen angegeben. Investitionen in den Bahn- und Schiffsverkehr sind nicht Teil der Optimierung und werden dementsprechend nicht ausgewiesen.

Sektorkopplung

Ein zentraler Aspekt künftiger Energiesysteme wird die so genannte Sektorkopplung sein. Gemeint ist der verstärkte Einsatz von (erneuerbarem) Strom zur Dekarbonisierung des Wärme- und Verkehrssektors. In der politischen Diskussion nimmt dieser Aspekt bereits einen hohen

Stellenwert ein und findet u. a. im Klimaschutzplan 2050 (BMU 2016) und im Grünbuch Energieeffizienz (BMWi 2016) Berücksichtigung. Um dieses zentrale Charakteristikum auch für die Handlungsoptionen darzustellen, wird zunächst für den Stromsektor angegeben, wie sich die Nutzung des Stroms auf die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr verteilt.

Zur Charakterisierung der fortschreitenden Dekarbonisierung des Wärmesektors wird die Wärmeerzeugung noch detaillierter aufgegliedert. So wird neben dem Anteil aus fossiler Erzeugung die Wärmebereitstellung aus Strom (untergliedert nach Heizstäben und Wärmepumpen), erneuerbaren Energien (Solarthermie, Geothermie, Biomasse) und die Abwärmenutzung aus Industrieprozessen und KWK-Anlagen angegeben.

Für den Verkehrsbereich erfolgt die Aufteilung nach elektrischen und fossilen Antriebstechnologien. Dies beinhaltet den Straßen-, Schienen- und Luftverkehr. Ausgewiesen wird sowohl die Endenergie als auch die Nutzenergie (in Form von mechanischer Energie). Diese Unterteilung liefert zusätzliche Informationen, da der Wirkungsgrad bei der Umwandlung von Strom in mechanische Energie deutlich höher als bei konventionellen Antrieben ist.

Energetische Effizienz

Werden verschiedene Systemzustände bewertet, sollte das Grundprinzip der Effizienz, also der Quotient aus Nutzen und Einsatz, Berücksichtigung finden. Effizienzmaximierung kann in der Theorie einerseits mithilfe des Minimalprinzips, also die Erreichung eines gewünschten Ziels mit minimalem Mitteleinsatz und andererseits mithilfe des Maximalprinzips, also der Erreichung eines möglichst hohen Nutzens bei gegebenem Mitteleinsatz, erreicht werden (Haasis et al. 2006). Im vorliegenden Fall soll die Effizienz des Energiesystems im Sinne des Minimumprinzips bewertet werden. Der „Nutzen“ des Energiesystems ist durch die festgelegten Anforderungen in den Sektoren Strom, Wärme und Transport extern vorgegeben und als Nutzenergiebedarf festgelegt. Dies umfasst im Stromsektor die erzeugten Strommengen abzüglich der Leitungsverluste. Im Wärmesektor werden die erzeugten Wärmemengen eingerechnet¹⁰ und im Verkehrssektor die mechanische Energie.

Der Nutzenergiebedarf wird ebenso wie der Primärenergiebedarf für jedes Szenario ausgewiesen. Außerdem wird der Quotient aus den beiden Größen berechnet. Das Ergebnis ist eine Kennzahl, die die technische Effizienz der Energiewandlung des Gesamtsystems, äquivalent zu einem Gesamtwirkungsgrad, für das Zieljahr 2030 misst.

¹⁰ Dabei wird die für die Wärmepumpen genutzte Umgebungswärme eingerechnet, da diese zur Bereitstellung der Raumwärme genutzt wird. Leitungsverluste werden im Wärmesektor vom Modell nicht ausgewiesen und können dementsprechend nicht berücksichtigt werden.

$$EFF_{Energie} = \frac{Nutzergiebedarf}{Primärenergiebedarf} \quad (23)$$

Bei der Berücksichtigung erneuerbarer Energiequellen, denen kein Heizwert zugeordnet werden kann (Wind- und Solarenergie und Wasserkraft) wird gemäß der Wirkungsgradmethode ein Umwandlungswirkungsgrad von 100 % und bei der Kernenergie von 33 % angenommen (Wesselak et al. 2013).

Tabelle 3-1: Übersicht über Kennzahlen zur Charakterisierung der Handlungsoptionen.

	Strom	Wärme	Verkehr
Investitionen	Neu zugebaute Leistung Stromsektor	Neu zugebaute Leistung Wärmesektor	Anzahl Elektrofahrzeuge
Sektorkopplung	Anteil Stromnutzung in den Sektoren Strom, Wärme, Verkehr	Anteil Wärmeerzeugung aus fossilen, erneuerbaren Energien, Strom und Abwärme	Endenergie und Nutzenergie für Fahrzeuge mit Verbrennungs- und Elektromotoren
Energetische Effizienz	$EFF_{Energie} = \frac{Nutzergiebedarf}{Primärenergiebedarf}$		

3.2. Energiepolitische Zielerreichung

Im Jahr 2010 veröffentlichte die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept konkrete politische Ziele bezüglich des künftigen Energiesystems. Neben den Maximen einer hohen Versorgungssicherheit bei wettbewerbsfähigen Preisen wurden insbesondere Klimaschutzziele vorgegeben, die eine Verminderung der Treibhausgasemissionen bis 2050 um mindestens 80 % gegenüber dem Jahr 1990 vorsehen (BMW 2010). Dieses Ziel soll durch den Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) und durch die Reduktion des Energieverbrauchs erreicht werden. Für beide Strategien wurden Teilziele für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr festgelegt, woraus konkrete Maßnahmen wie Gesetze, Verordnungen oder Förderprogramme abgeleitet wurden. Daraus ergibt sich die in Abbildung 3-1 dargestellte Zielhierarchie. Die Teilziele wurden bestimmt, um den Beitrag der einzelnen Sektoren und Strategien zur Erreichung des übergeordneten Ziels der Reduktion der Treibhausgasemissionen zu bemessen. Durch konkrete Ziele auf einer untergeordneten Ebene können zielgerichtete Maßnahmen erhoben werden, um Fehlentwicklungen auszugleichen.

Politische Ziele	Treibhausgasemissionsreduktion, Kernenergieausstieg bis 2022, Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit					
Kernziele	EE-Anteil am Endenergieverbrauch			Reduktion Primärenergieverbrauch		
Steuerungs- ziele	EE-Anteil Strom	EE-Anteil Wärme	EE-Anteil Verkehr	Bruttostrom- verbrauch	Wärmebedarf Gebäude	Endenergie Verkehr

Abbildung 3-1: Strukturierung der Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung. Eigene Darstellung nach (BMWi 2019).

Da das verwendete Modell die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr abbildet, können die Indikatoren zur Messung der Reduktion von Treibhausgasen und des Energieverbrauchs bzw. der Erhöhung des EE-Anteils auf allen drei Ebenen der Zielhierarchie erfasst werden. Anders als für das Jahr 2020 sind für das Jahr 2030 nur wenige Teilziele festgelegt (vgl. Tabelle 3-2). Die mit der Modellierung ermittelten Kennzahlen können eine hilfreiche Orientierung für die Festsetzung spezifischer Ziele auf Strategie- und Steuerungsebene darstellen. Dies gilt insbesondere, wenn für einzelne Teilziele die Ergebnisse der Szenarien konsistent sind.

Dementsprechend sind die Indikatoren zur Messung der energiepolitischen Zielerreichung an den Kennzahlen für das Jahr 2020 orientiert. Dabei ist zu beachten, dass die vom Modell erfassten Treibhausgasemissionen sich nur auf den Energiesektor beziehen. Emissionen der Landwirtschaft werden ebenso wenig erfasst wie stofflich bedingte Emissionen bei chemischen Prozessen. Für den Wärmebereich hat die Bundesregierung nur ein Ziel für den Gebäudereich festgelegt. Da dieser im Modell nicht getrennt erfasst wird, wird der gesamte Wärmebedarf betrachtet.

Tabelle 3-2: Quantitative Ziele der Energiewende und Status quo 2017 nach (BMWi 2019).

Indikator	Stand	Ziel			Bezugsjahr
	2017	2020	2030	2050	
THG-Emissionen*	-27,5 %	-40 %	-55 %	-80 % bis -95 %	1990
Primärenergieverbrauch	-5,5 %	-20 %		-50 %	2008
Bruttostromverbrauch	-3,3 %	-10 %		-25 %	2008
Endenergieverbrauch im Wärmesektor**					2008
Endenergieverbrauch im Verkehrssektor	6,5 %	-10 %		-40 %	2005
Anteil EE am Bruttoend- energieverbrauch	15,9 %	18 %	30 %	60 %	
Anteil EE am Brut- tostromverbrauch	36 %	35 %	65 %***	80 %	
Anteil EE am Wärme- und Kälteverbrauch	13,4 %	14 %			
Anteil EE im Verkehr	5,2 %				

* Das Modell berücksichtigt nicht die Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft und stofflich bedingte Emissionen bei chemischen Prozessen.

** Für den Wärmebereich existieren nur Ziele für den Gebäudebereich. Da dieser im Modell nicht getrennt erfasst wird, wird der gesamte Wärmebedarf erfasst.

*** Im Rahmen des Koalitionsvertrages wurde das Ziel für den Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch für das Jahr 2030 auf 65 % hochgesetzt (CDU et al. 2018).

4. Modellierung

Um verschiedene energiewirtschaftliche Handlungsoptionen anhand multikriterieller Aspekte zu bewerten, wurden die in den Kapiteln 2 und 3 vorgestellten Indikatoren auf die Ergebnisse der Modellierung zukünftiger Energiesystem-Szenarien angewendet. Sowohl das Energiesystemmodell als auch die Ökobilanz wurden vom Projektpartner Siemens AG bereitgestellt. Darüber hinaus wurden zur Berechnung des LoLE und der Entwicklung der Spitzenlast Modellergebnisse des „Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior“ der RWTH Aachen ausgewertet. In diesem Kapitel werden die verwendeten Modelle vorgestellt.

4.1. Energiesystemmodell

Zur Abbildung des Energiesystems wird der „Energy System Development Plan“ der Siemens AG genutzt. Dieses multi-modale Modell berechnet eine kostenbasierte Strukturoptimierung eines deutschen Energieversorgungssystems bis zum Jahr 2050 unter der Nebenbedingung, dass die im Modell abgebildeten energiebedingten CO₂-Emissionen im Zieljahr um mindestens 85 % gegenüber dem Referenzwert im Jahr 1990 reduziert werden. Ziel ist es, die dem Energiesystem zugeschriebenen Investitions- und Betriebskosten zu minimieren, wobei künftige Kosten mit einem Zinssatz von 1 % diskontiert werden. Berücksichtigt werden die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr, wobei der zu deckende Bedarf nicht aber die zukünftig eingesetzten Technologien und deren Energieverbrauch exogen vorgegeben wird. Im Strom- und Wärmesektor muss dieser stundenscharf gedeckt werden. Ausgangspunkt der Modellierung ist das heutige Energiesystem mit den im Jahr 2018 hinterlegten Kapazitäten von Erzeugern, Speichern, Wandlern und Verbrauchern. Diese werden mit einer technischen Lebensdauer im Modell hinterlegt und müssen nach deren Ablauf durch neue Kapazitäten ersetzt werden.

Insgesamt werden über 60 Technologien zur Optimierung des Systems berücksichtigt. Im Strom- und Wärmesektor kann eine große Bandbreite alternativer Technologien eingesetzt werden (vgl. Anhang A.6). Im Verkehrssektor können im Rahmen der Optimierung lediglich alternative Antriebstechnologien für Personen- und Nutzfahrzeuge als Möglichkeiten zur CO₂-Reduzierung genutzt werden. Die zusätzlichen Kosten durch den Umstieg auf alternative Antriebstechnologien werden relativ über Differenzkosten zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren abgebildet. Damit werden nur die Mehrkosten des Umstiegs für ein klimaschutzkompatibles System im Verkehrssektor eingerechnet. Der Transportbedarf im Schienen-, Luft- und Binnenschiffverkehr wird dem Modell exogen vorgegeben. Die Betriebskosten und Emissionen werden bei den Berechnungen berücksichtigt. Investitionen zur Stärkung dieses Teils des Verkehrssektors sind aber nicht Teil der Optimierung, da die Umsetzung mehrheitlich von politischen Maßnahmen und individuellen kostenunabhängigen Konsumentenentscheidungen abhängen.

Für die technologiespezifischen Anlagenkosten wird für die Betrachtungsjahre eine exogen vorgegebene Kostenfunktion hinterlegt. Die Annahmen entstammen den Studien Henning

und Palzer (2015) und Kasten et al. (2016) und wurden an einigen Stellen durch Siemens-interne Kostenannahmen ergänzt. Eine detaillierte Auflistung der Basisannahmen findet sich in Kapitel 5. Hinzu kommen einige Szenario-spezifische Annahmen, die in Kapitel 6 näher beschrieben werden.

Die Abbildung des deutschen Energiesystems mit den drei genannten Sektoren stellt ein hoch komplexes Optimierungsproblem dar. Um dieses in einer angemessenen Zeit lösen zu können, müssen notwendiger Weise einige Vereinfachungen getätigt werden. So werden die berücksichtigten Technologien im Modell nicht durch einzelne Anlagen, wie z. B. Kraftwerksblöcke, sondern nur typscharf abgebildet. Der Vorteil ist, dass sich dadurch individuelle Fahrplangentcheidungen im Mittel aufheben.

Die Optimierung des Energiesystems wird mittels Stützjahre in Fünf-Jahresschritten durchgeführt. Dazu wird die kostengünstigste Lastdeckung anhand von Typwochen bestimmt. Diese werden in einem separaten Schritt im Vorfeld der Optimierung festgelegt. Die Auswahl orientiert sich an den gegebenen Situationen bzgl. der verfügbaren Einspeisung aus erneuerbaren Energien, des Wärmebedarfs und des exogen vorgegebenen Elektrizitätsbedarfs. Für alle Größen sollen niedrige und hohe Werte berücksichtigt werden, wodurch sich natürlicher Weise eine Verteilung über das ganze Jahr ergibt. Zusätzlich wird eine virtuell angenommene „dunkle Stunde“ simuliert, in der der Strombedarf durch konventionelle Erzeugungsanlagen und Stromspeicher gedeckt werden muss. Bei Letzteren dürfen in dieser Stunde nur 60 % der Kapazität genutzt werden. Die einzigen nachfrageseitigen Einschränkungen bestehen darin, dass der dezentrale Wärmebedarf für diese eine „dunkle Stunde“ nur zu 80 % und der Leistungsbedarf von Elektro-PKWs aufgrund der Speicherkapazitäten nur zu 40 % gedeckt werden muss.

Für Elektroautos sind Fahrprofile hinterlegt, aus denen sich ein elektrischer Tagesbedarf ableitet. Das Lademanagement ist so gewählt, dass die Batterien während der Stillstandzeiten flexibel geladen werden können. Dezentrale Wärmepumpen können, sofern sie in Kombination mit einer anderen Technologie eingesetzt werden (z. B. Gasbrenner oder solare Wärmeerzeugung), ihren Einsatz in Abstimmung mit der Partnertechnologie optimieren. Insgesamt muss aber jede Kombination bzw. jede Einzeltechnologie ein stündliches Anforderungsprofil für dezentrale Wärme nachfahren. Die Betriebskosten aller Energieerzeugungs- und Speichertechnologien werden über den Einsatz in den vier Typwochen bestimmt und anschließend auf ein ganzes Jahr skaliert.

Darüber hinaus wird das gesamte System ohne Berücksichtigung der Netzinfrastruktur modelliert, sodass Restriktionen durch begrenzte Netzkapazitäten vernachlässigt werden. Dementsprechend entfallen kostenseitige Rückkopplungen des berechneten Umbaupfades auf die benötigte Infrastruktur. Es wird jedoch ein moderater Ausbau der inländischen und ausländischen Übertragungskapazitäten der Stromnetze angenommen und die resultierenden Investitionen pauschal abgebildet. Wärmenetze, Tankstellen und Straßen werden nicht berücksichtigt. Dadurch sind die ausgewiesenen Gesamtkosten des Energiesystems geringer, als es

tatsächlich der Fall wäre. Es kann außerdem zu Ungenauigkeiten bei relativen Kostenvergleichen zwischen einzelnen Szenarien kommen.

Auch der internationale Stromaustausch wird vereinfacht betrachtet. Eine integrierte Modellierung des Imports und Exports unter Berücksichtigung der ausländischen Kraftwerksblöcke und Residuallast findet nicht statt. Der Import von Strom kann im Rahmen der ausgewiesenen Kapazität der Interkonnektoren am Ende der Einsatzkaskade zur Deckung der Residuallast genutzt werden, wobei die Gesamtmenge des Energieaustauschs pro Optimierungsjahr begrenzt ist. Für den Stromimport ist eine Preiszeitreihe hinterlegt, die sich bis zum Jahr 2035 um den Faktor 1,5 erhöht und sich bis zum Jahr 2050 verdoppelt. Der Entwicklungspfad der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten und die Grenzwerte der pro Jahr importierten und exportierten Energiemengen sind exogen vorgegeben und mit einem moderaten Anstieg bis zum Jahr 2030 hinterlegt.

Neben der Berechnung der Gesamtkosten werden die Ergebnisse der Kapazitäts- und Einsatzmodellierung genutzt, um die Indikatoren im Bereich Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit zu ermitteln. Dafür werden die Ergebnisse ggf. in anderen Modellen weiterverarbeitet. So werden die Neuinstallationen und Betriebsstunden in eine Ökobilanz überführt, um die Emissionen der Bau- und Betriebsphase und den Ressourcenbedarf des Energiesystems zu ermitteln (vgl. Abschnitt 4.2). Zur Bewertung der Infrastruktursicherheit wurden die Modellergebnisse in ein externes Versorgungssicherheitsmodell überführt, mit dem für jedes Szenario der LoLE für das Zieljahr 2030 bestimmt wird (vgl. Abschnitt 4.3). Auch die Analyse der Veränderung der Spitzenlast erfolgt anhand dieses Modells.

Obwohl das Energiesystemmodell in seiner Optimierung einen Zeitraum bis zum Jahr 2050 berücksichtigt, werden die Ergebnisse des Jahres 2030, bzw. kumulierte Werte bis zu diesem Jahr, ausgewertet. Der Analysehorizont, also das Jahr 2030, leitet sich von den Zielstellungen des Projektes ab. Im Rahmen des SINTEG-Programms werden technische, wirtschaftliche und regulatorische Herausforderungen adressiert, die es mittelfristig im Rahmen der Energiewende zu lösen gilt. Insofern ist es das Ziel der Studie, konkrete Handlungsempfehlungen in Bezug auf das wichtige Stützjahr 2030 nennen zu können. Die Maßnahmen müssen dabei jedoch im Einklang mit einem Energiesystem stehen, das die Zielvorgaben für das Jahr 2050 ermöglicht. Dies wird durch den gewählten Ansatz gewährleistet.

4.2. Ökobilanz

Für die Bewertung der ökologischen Wirkungskategorien werden die Ergebnisse des Energiesystemmodells in eine Ökobilanz übertragen. Dabei handelt es sich um eine systematische Analyse der Umweltwirkungen von Produkten während der gesamten Lebensdauer. Die Grundsätze und Rahmenbedingungen werden in einer eigenen Norm beschrieben (DIN EN ISO 14040). In dieser Studie werden die Emissionen und die Ressourcennutzung ausgewertet, die durch den Zubau neuer Erzeuger, Wandler, Speicher und Verbraucher und durch den Betrieb aller Anlagen auftreten. Dabei werden sämtliche Vorketten betrachtet, wenn Explorations-

oder Produktionsstätten zur Erzeugung von Produkten oder Vorprodukten innerhalb Deutschlands liegen. Darüber hinaus werden die Emissionen von industriellen Prozessen zur Herstellung von Exportwaren berücksichtigt.

Zur Charakterisierung der einzelnen Technologien wird jeweils eine Sachbilanz (englisch: Life Cycle Inventory Analysis, LCI) aufgestellt, bei der die Inputs und Outputs über den gesamten Lebenszyklus des Produkts quantifiziert werden (DIN EN ISO 14040). Beim Materialbedarf werden dabei auch die hinterlegten Recyclingquoten berücksichtigt, wobei bei Elektrofahrzeugen nur der materielle Mehraufwand gegenüber Autos mit Verbrennungsmotoren abgebildet wird. Die Datenbasis der Sachbilanzen bildet die Datenbank Ecoinvent 3.4 (ecoinvent Association 2017), die von verschiedenen schweizerischen Instituten aufgebaut wurde.

Die daraufhin angewendete Wirkungsabschätzung der LCA basiert auf der „ReCiPe 2016“-Methode des niederländischen National Institutes for Public Health and the Environment (Huijbregts et al. 2017). Dies ist eine Weiterentwicklung der Vorgängerversion „ReCiPe 2008“ (Goedkoop et al. 2009), wodurch insbesondere die Charakterisierungsfaktoren zur Abschätzung der ökologischen Wirkung nicht mehr auf europäischer, sondern auf globaler Ebene repräsentativ sein sollen. Die notwendiger Weise zu treffenden Annahmen werden im Rahmen der Methode in drei konsistenten Perspektiven gruppiert. Die „Individualist“-Perspektive basiert auf kurzfristigen Interessen, unbestrittenen ökologischen Auswirkungen und einer optimistischen Einschätzung bzgl. der zukünftigen Nutzung neuer technologischer Entwicklungen. Die „Hierarchist“-Perspektive beruht auf Annahmen, die in Bezug auf den Zeitraum und die Plausibilität des Wirkungsmechanismus dem wissenschaftlichen Konsens entsprechen. „Egalitarian“ ist die vorsichtigste Perspektive, bei der der längste Zeitraum und alle Wirkungsmechanismen mit verfügbaren Daten berücksichtigt werden (Huijbregts et al. 2017). Im Rahmen der vorliegenden Studie wird die Folgenabschätzung anhand der „Egalitarian“-Perspektive vorgenommen.

Ausgewertet werden so genannte Midpoint-Wirkungskategorien. Diese beziehen sich auf die Ursache-Wirkungskette eines Umweltmechanismus (z. B. Treibhauseffekt oder Versauerung), ohne eine Umrechnung in konkrete Schäden für das Ökosystem und den Menschen vorzunehmen (Bare et al. 2000). Dieser Ansatz wurde gewählt, weil die Schadenzurechnungen mit großen Unsicherheiten behaftet sind. Selbes gilt für die Ermittlung von Toxizitätspotenzialen, weil deren Wirkung bspw. von der Expositionsdauer, Konzentration und Kontaktart abhängt (Baratto et al. 2005). Eine seriöse Bewertung bedarf einer individuellen Bilanzierung und sorgfältigen Interpretation der Ergebnisse. Eine pauschalisierte Berechnung für ein gesamtes Energiesystem kann demnach zu keinen plausiblen Ergebnissen führen. Dementsprechend werden für die Wirkungsmessung nur die ReCiPe-Midpoint-Kategorien Treibhauseffekt, Feinstaubbildung, Versauerung, Süßwassereutrophierung, marine Eutrophierung und mineralische Ressourcen genutzt und die Emissionen von Kohlenmonoxid und Stickoxiden ausgewertet (vgl. Abschnitt 2.3.2 und 2.4.2).

4.3. Modell zur Bewertung der bilanziellen Versorgungssicherheit

Mit der Bewertung der bilanziellen Versorgungssicherheit soll die strukturelle Fähigkeit des Systems zur Deckung der Nachfrage untersucht werden. Auch wenn die jederzeitige Lastdeckung in der Regel eine bindende Nebenbedingung in kapazitätsoptimierenden Modellen darstellt, hängt das Ergebnis der Modellierung stark von den zugrundeliegenden Annahmen ab. Mögliche Einflussfaktoren umfassen die Abbildung der Ausfallwahrscheinlichkeiten steuerbarer Kraftwerke und der zur Verfügung stehenden Import- und Exportkapazitäten, die Berücksichtigung verschiedener Wetterjahre und deren Einfluss auf die Einspeisung aus erneuerbaren Energien und die elektrische Last sowie die Flexibilität der Verbraucher. Um diese Faktoren umfangreich zu berücksichtigen und so die Aussagekraft der eigenen Modellergebnisse zu erhöhen, wurden die Ergebnisse des ESDP-Modells mithilfe eines spezifischen Versorgungssicherheitsmodell separat ausgewertet. Dazu wurden zum einen die technologiespezifischen Stromerzeugungs- und Speicherkapazitäten für die ausgewählten Szenarien übermittelt. Zum anderen wurde der gesamte Strombedarf sowie der Bedarf für Wärmepumpen, Heizstäbe und Elektrofahrzeuge übergeben. Diese Daten wurden vom Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior der RWTH Aachen als fest definierte Eingangsgrößen für ihr JERICO-Modell verwendet. Eine detaillierte Beschreibung des Modells findet sich in Anhang A.4.

Mithilfe des Modells wird für jede Stunde eines Jahres unter Abbildung der oben genannten Unsicherheiten überprüft, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Residuallast durch steuerbare Kraftwerke gedeckt werden kann. Dabei wird die Verfügbarkeit der steuerbaren Kraftwerke für jeden Kraftwerksblock in jeder Stunde einzeln modelliert und mithilfe einer rekursiven Faltung (Brückl 2006) eine Verteilungsfunktion der verfügbaren Kraftwerksleistung bestimmt. Zusätzlich zu den deutschlandweiten Kraftwerkskapazitäten wird ebenfalls das Potenzial ausländischer Beiträge zur Lastdeckung abgebildet. Dabei werden alle Länder berücksichtigt, zu denen ein Interkonnektor besteht. Mithilfe der angenommenen Verfügbarkeit der steuerbaren Kraftwerke und der Residuallast wird für alle Wetterjahre eine Kapazitätsbilanz in stündlicher Auflösung berechnet, um die potenzielle Überschussleistung zu bestimmen.

Die Residuallast wird für 30 verschiedene Wetterjahre berechnet, wobei die Temperaturabhängigkeit der elektrische Last berücksichtigt und die Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen an Windgeschwindigkeiten und solare Strahlungswerte angepasst wird. Dementsprechend erfolgt der Abgleich von verfügbarer Kraftwerksleistung und Residuallast nicht nur in stündlicher Auflösung, sondern auch für 30 verschiedene Modelldurchläufe.

Mit Blick auf die zu erwartenden hohen Gleichzeitigkeitseffekte beim Strombedarf von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen ist die Abbildung der Lastflexibilität ein weiterer wichtiger Parameter für eine adäquate Bewertung der Lastdeckung. Es ist zu erwarten, dass für das analysierte Zieljahr 2030 bereits die notwendigen Voraussetzungen geschaffen sein werden, um eine stärkere Flexibilisierung des Verbrauchs zu ermöglichen. Dementsprechend wird vor der Bestimmung der Wahrscheinlichkeit der Lastdeckung geprüft, wie hoch die Residuallast ist und bei besonders hohen Werten eine Lastverschiebung durchgeführt. Dafür werden für jedes Szenario anhand der Häufigkeitsverteilung der Residuallasten für alle 30 Wetterjahre

Schwellenwerte bestimmt, ab der eine Verschiebung des Verbrauchs stattfinden soll. Um hierbei die Auswirkungen der Höhe des Grenzwertes analysieren zu können, werden drei verschiedene Flexibilitätsstufen definiert. Eine Umverteilung der Last erfolgt dann, wenn jeweils das 90 %-, 95 %- und 99 %-Perzentil der Verteilungsfunktion der Residuallast überschritten wird. In diesem Fall wird die vorliegende Residuallast bis zum definierten Schwellenwert reduziert. Die dadurch entstandene Differenz (Residuallast – Schwellenwert) wird dann auf die nächsten drei Stunden gleich aufgeteilt. Implizit wird damit angenommen, dass Kunden residuallastbasierte Preissignale erhalten und ihren Verbrauch dementsprechend verschieben.

5. Annahmen

Bei der Modellierung des deutschen Energiesystems ist es aufgrund der hohen Komplexität notwendig, verschiedene Annahmen und Vereinfachungen zu treffen. Entwicklungen, die nicht Gegenstand der Optimierung sind, müssen dem Modell exogen vorgegeben werden. Zur besseren Interpretierbarkeit der Ergebnisse werden die maßgeblichen Annahmen der Energiesystemmodellierung vorgestellt.

Die Kennzahlen zur Parametrisierung der Technologien (Wirkungsgrad, Volllaststunden und Lebensdauer) und die spezifischen Investitionskosten, die im ESDP-Modell verwendet werden, basieren im Wesentlichen auf drei Quellen. Ein Teil der Annahmen beruht auf der Studie Henning und Palzer (2015). Im Verkehrssektor wurden die Annahmen einer Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes übernommen (Kasten et al. 2016). Bei Technologien, die Siemens selbst produziert (z. B. Windkraftanlagen, Gaskraftwerke oder Elektrolyseure) wurden interne Angaben und Prognosen zur künftigen Entwicklung verwendet. Diese Daten obliegen der Geheimhaltung und können an dieser Stelle nicht dokumentiert werden.

Neben den technologischen Parametern wurden dem Modell die folgenden allgemeinen Rahmenbedingungen vorgegeben:

- Treibende Randbedingung ist die Zielvorgabe, den Ausstoß der im Modell abgebildeten energiebedingten CO₂-Emissionen bis zum Zieljahr 2050, um mindestens 85 % gegenüber dem Referenzwert im Jahr 1990 zu reduzieren.
- Die für die Optimierung der Gesamtkosten notwendigen Annahmen bzgl. der Preisentwicklungen von CO₂- und Brennstoffpreisen orientieren sich an den Prognosen des „Autonomy“-Pfads des Informationsdienstleisters IHS Markit (IHS Markit 2019). Dort wird von einer Transformation des globalen Energiesystems mit dezentralisierter Energieerzeugung, einer sich durch die Urbanisierung ändernden Energienachfrage und einem Durchbruch von Speichertechnologien und erneuerbaren Energien ausgegangen. Die Preise für das Basisjahr 2018 und für das Jahr 2030 lauten:

Tabelle 5-1: Annahmen für CO₂- und Brennstoffpreise

Parameter	2018	2030
CO₂-Preis (Euro/ t_{CO2})	15	30
Brennstoffpreis Erdöl (Euro/MWh)	33,54	58,72
Brennstoffpreis Flüssigkraftstoff (Euro/MWh)	47,50	62,83
Brennstoffpreis Erdgas (Euro/ MWh)	23,87	30,95
Brennstoffpreis Steinkohle (Euro/ MWh)	12,42	19,57
Brennstoffpreis Braunkohle (Euro/ MWh)	7,32	13,17

- Für die Bewertung der Gesamtkosten sind die angenommenen Zinssätze – insbesondere bei einem solch langen Betrachtungszeitraum – ebenfalls relevant. Die angewendeten gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten liegen bei 7 %, wobei die

Investitionskosten generell über zehn Jahre abgeschrieben werden. Die technische Lebensdauer ist technologieabhängig. Als Zinssatz für die Kostendiskontierung wurde 1 % angenommen.

- Der Strombedarf inklusive des Schienenverkehrs, jedoch ohne die Sektorkopplungstechnologien Wärmepumpen, Elektrokessel und Elektro-Fahrzeuge, beträgt etwa 385 TWh. Er kann durch den Einsatz von Effizienzmaßnahmen im Stromsektor sinken.
- Der Wärmebedarf beträgt, ohne die Berücksichtigung zusätzlicher Effizienzmaßnahmen, 1168 TWh im Jahr 2018 und 1220 TWh im Jahr 2030. Dabei wird angenommen, dass die Anzahl der Gebäude von heute ca. 25,4 Mio. auf 26,9 Mio. im Jahr 2050 steigt.
- Die mechanische Energie, die für den Straßenverkehr benötigt wird, steigt von 160,8 TWh im Jahr 2018 auf 177,2 TWh im Jahr 2030 an. Dabei wird angenommen, dass zwischen 2018 und 2030 die Anzahl der PKWs von 45,9 Mio. auf 48,1 Mio. und die der LKWs von 2,9 Mio. auf 3,4 Mio. Fahrzeuge steigt.
- Für die Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist ein Mindestausbaupfad hinterlegt. So steigen die installierten Leistungen für das Jahr 2030 auf mindestens 68,9 GW für Windenergieanlagen an Land, 14,8 GW für Windenergieanlagen auf See und 58,3 GW für Photovoltaikanlagen. Gleichzeitig ist die gesamte installierte Leistung auf 60 GW für Wind offshore, 180 GW für Wind onshore und 300 GW für Photovoltaikanlagen begrenzt. Die Kapazitäten für Biomasse- und Biogaskraftwerke sinken leicht auf 7,9 GW und bleiben für Laufwasserkraftwerke konstant bei 5,5 GW.
- Pumpspeicherwerke sind nicht Teil der Optimierung. Für diese Anlagen wird ausgehend von den heutigen Werten, nämlich einer installierten Leistung von ca. 6,3 GW und einer speicherbaren Energiemenge von ca. 40 GWh, ein Anstieg bis 2050 auf 8,6 GW bzw. 70 GWh angenommen.
- Die Interkonnektorkapazitäten für den Stromimport und -export steigen von heute 20 GW bzw. 21,3 GW auf 41 GW im Jahr 2030 an. Die Import- und Exportmengen werden für das Jahr 2030 auf 85 TWh begrenzt.

6. Analyse der Szenarien

In diesem Kapitel werden die in den Kapiteln 2 und 3 eingeführten Indikatoren auf drei Szenarien eines künftigen Energiesystems angewendet. Diese werden zunächst näher beschrieben und mithilfe der in Abschnitt 3.1 eingeführten Kennzahlen charakterisiert. Anschließend werden die Szenarien anhand der Indikatoren zur Wirkungsmessung miteinander verglichen.

6.1. Beschreibung und Charakterisierung der Szenarien

Für die vorliegende Studie wurden Szenarien analysiert, die von der Siemens AG im Rahmen ihres Kapazitätsoptimierungsmodells „Energy System Development Plan“ als mögliche Ausprägungen eines Umbaus des künftigen Energiesystems hinterlegt wurden. Allen Szenarien obliegt das übergeordnete Ziel, die im Modell abgebildeten energiebedingten CO₂-Emissionen bis zum Zieljahr 2050 um mindestens 85 % gegenüber dem Referenzwert im Jahr 1990 zu reduzieren. Das hier vorgestellte *Basis-Szenario* (Szenario B) enthält dabei keine weiteren Annahmen als diejenigen, die in Kapitel 5 dokumentiert sind. Damit bildet es den Umbau des Energiesystems ab, der vom Optimierer unter den vorgegebenen Umständen als kostengünstigster Pfad berechnet wurde.

Die anderen beiden Szenarien wurden so gewählt, dass die zusätzlich getroffenen Annahmen konkrete energiewirtschaftliche Handlungsoptionen widerspiegeln. Das heißt, dass der Zubau bestimmter Technologien forciert wird, die durch eine gezielte Förderung künftig stärker genutzt werden können. Beim *Effizienz-Szenario* (Szenario E) sind dies Technologien, die den Bedarf an Primärenergie reduzieren sollen. So sind im Stromsektor zusätzliche Effizienzmaßnahmen mit operativen Kosten von 70 €/MWh hinterlegt, die bis zum Jahr 2030 die Stromnachfrage um mindestens 12,5 % (etwa 50 TWh pro Jahr) reduzieren müssen. Im Wärmesektor muss bis zum Jahr 2030 die Sanierung von 25 % der bestehenden Gebäudeinfrastruktur durchgeführt werden, wodurch der Energiebedarf um 150 TWh pro Jahr sinkt. Darüber hinaus wird angenommen, dass die Forschungs- und Entwicklungstätigkeit bei dezentralen Wärmepumpen gefördert wird, wodurch Anlagen mit höheren Leistungszahlen (engl. Coefficient of performance, COP) bereits 2030 und nicht erst 2050 zur Verfügung stehen. Die Entwicklungskosten werden über höhere Investitionskosten zwischen den Jahren 2018 und 2030 abgebildet. Die Technologie wird aber erst vermehrt in späteren Jahren eingesetzt.

Als drittes wird ein *Mobilitäts-Szenario* (Szenario M) ausgewertet. Hierbei wird angenommen, dass der Ausbau der Elektromobilität so stark vorangetrieben wird, dass ab dem Jahr 2040 alle neuen Fahrzeuge einen elektrischen Antrieb haben. Dass dies ein sehr ambitioniertes Szenario ist, zeigt der Pfad der Neuinvestitionen in Elektrofahrzeuge. So sind bereits für das Stützjahr 2025 knapp 11 Millionen neue Elektrofahrzeuge hinterlegt und im Jahr 2030 liegt ihr Anteil bei den Personenkraftwagen bei über 50 %.

Obwohl sich die Szenarien nur in wenigen Annahmen unterscheiden, sind dennoch deutliche Unterschiede bzgl. des Umbaus in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr erkennbar. So

wird die erzwungene Investition in eine Technologie bei einer konstanten CO₂-Zielvorgabe dazu führen, dass in andere Technologien zur Reduzierung der Treibhauswirkung weniger investiert wird. Um die Unterschiede zwischen den Szenarien zu verdeutlichen, werden im Folgenden die in Abschnitt 3.1 eingeführten Kennzahlen in den Bereichen Investitionen, Sektorkopplung und energetische Effizienz vorgestellt.

Investitionen

Die oben genannten zusätzlichen Vorgaben für die Szenarien E und M bewirken teilweise starke Abweichungen bei den neu zugebauten Energieerzeugungskapazitäten und beim Ausbau der Elektromobilität (vgl. Abbildung 6-1). Im Stromsektor müssen im Szenario E nur 97 GW Erzeugungsleistung zugebaut werden. Das sind etwa 8 GW weniger als im Szenario B, weil aufgrund des geringeren Strombedarfs durch die Effizienzmaßnahmen eine geringere Spitzenlast gedeckt werden muss. Im Szenario M werden hingegen wegen des höheren Strombedarfs für Elektrofahrzeuge insgesamt 140 GW zugebaut. Ein Großteil der im Vergleich zu den anderen Szenarien zusätzlich notwendigen Kraftwerkskapazitäten wird durch einen stärkeren Ausbau von Windkraftanlagen kompensiert. Hier erlauben die Beschränkungen der CO₂-Emissionen keine extensive Nutzung fossiler Kraftwerke. Deren gesamte installierte Leistung sinkt wegen der Stilllegung bestehender Kraftwerkskapazitäten zwischen 2018 und 2030 in allen Szenarien netto um über 20 GW. Dabei werden Kohle und Kernenergie entsprechend des aktuellen politischen Konsenses zurückgebaut, wobei der Kohleausstieg bis zum Jahr 2030 noch nicht abgeschlossen ist. Zugebaut werden hingegen nur Gaskraftwerke, was jedoch den Rückbau nicht vollständig ausgleicht. Dennoch kann durch den Ausbau von erneuerbaren Energien und Speichertechnologien die Stromlast unter den gegebenen Modellannahmen zu jeder Zeit gedeckt werden. Eine genauere Analyse findet dazu in Abschnitt 6.2.2 statt.

Im Wärmesektor liegt die gesamte installierte Leistung im Jahr 2018 mit etwa 600 GW drei Mal so hoch wie im Stromsektor. Dementsprechend müssen hier mehr Kapazitäten ersetzt werden. Auch wenn ein Großteil des Neuzubaus auf fossile Wärmeherzeugungstechnologien entfällt, wird doch ein beträchtlicher Teil der Kapazitäten durch alternative Technologien substituiert. Der Nettorückbau fossiler Technologien beträgt etwa 200 GW. Zum Teil liegt das auch daran, dass vom Optimierer überschüssige Kapazitäten reduziert werden. Bei Wärmeherzeugungstechnologien aus erneuerbaren Energien wird der Rückgang durch stillgelegte Anlagen hingegen überkompensiert. Die Kapazitäten steigen netto zwischen 15 GW und 20 GW. Auch wenn der Bruttozubau für die Sektorkopplungstechnologien am niedrigsten ausfällt, steigt bei Ihnen die Gesamtkapazität am stärksten an, weil hier nur wenige Anlagen nach dem Ende der technischen Lebensdauer wegfallen. Für die Szenarien B und M steigt die installierte Leistung von Heizstäben und Wärmepumpen um mehr als 40 GW an. In Szenario E werden hingegen im Vergleich zu den anderen beiden Szenarien deutlich weniger Wärmepumpen zugebaut. Hier kann auf diese effiziente Technologie verzichtet werden, weil die Treibhausgasemissionen bereits durch den geringeren Energiebedarf reduziert werden können.

Im Verkehrssektor können im Rahmen des Energiesystemmodells Treibhausgasemissionen nur durch das Ersetzen von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren durch alternative Antriebstechnologien eingespart werden. Dabei findet in allen Szenarien eine starke Substitution bei kleineren Nutzfahrzeugen statt, sodass im Jahr 2030 annähernd 90 % der Fahrzeugflotte in diesem Bereich aus Elektrofahrzeugen besteht. Bei den PKWs ist hingegen ein deutlicher Unterschied zwischen Szenario M und den anderen beiden Szenarien zu erkennen. Aufgrund der Vorgaben für die Optimierung werden hier etwa viermal so viele Elektro-PKWs genutzt.

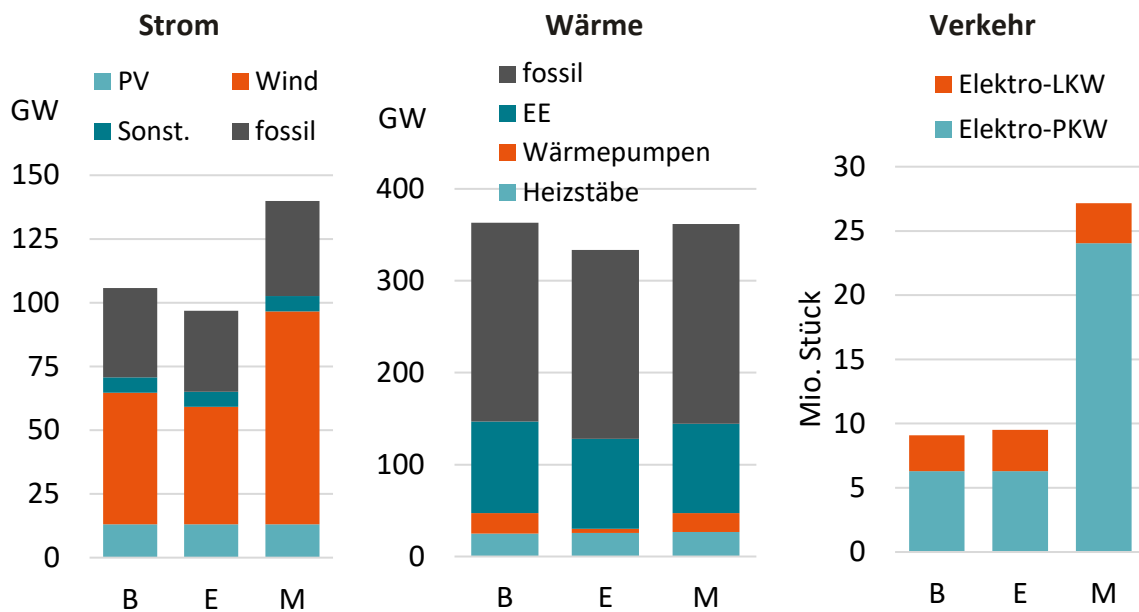


Abbildung 6-1: Technologiezubau bis zum Jahr 2030 in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr.

Sektorkopplung

Die unterschiedlichen Investitionsschwerpunkte werden auch mit Blick auf die Verwendung des Stroms in den einzelnen Sektoren deutlich. In allen drei Szenarien werden im Vergleich zum Basisjahr 2018 vermehrt strombasierte Technologien im Wärme- und Verkehrssektor genutzt. Der Ausbau erfolgt jedoch unterschiedlich stark (vgl. Abbildung 6-2). So steigt die Nutzung von Heizstäben und insbesondere Wärmepumpen für die Szenarien B und M stärker als für Szenario E an. Hier ist aufgrund des geringeren Wärmebedarfs durch die vermehrte Sanierung von Bestandsgebäuden ein geringerer Ausbau der CO₂-armen Sektorkopplungstechnologien notwendig.

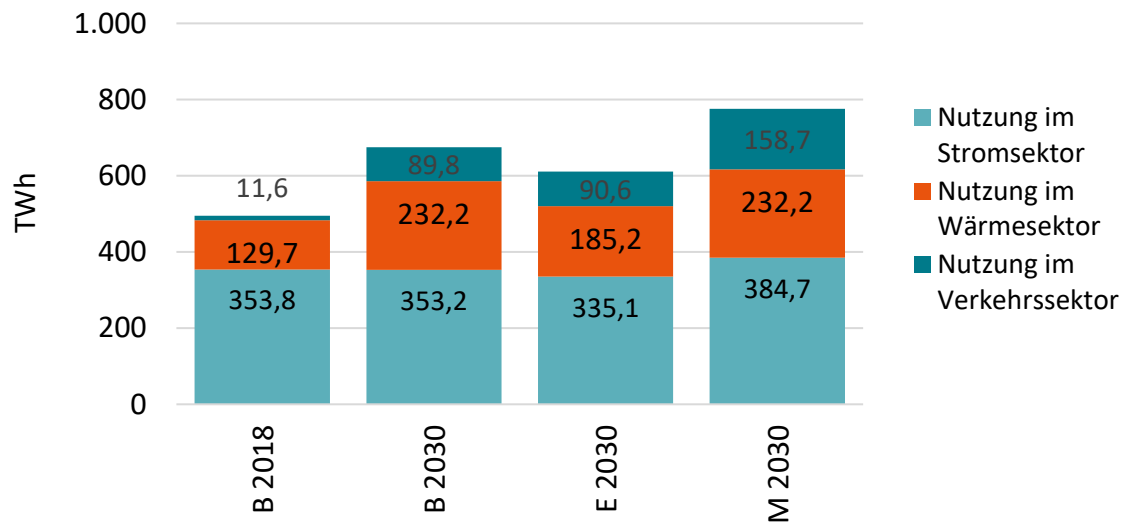


Abbildung 6-2: Nutzung des Stroms nach Sektoren.

Ein ebenso deutlicher Anstieg zeigt sich beim Ausbau der Elektromobilität. So wird im Jahr 2018 Strom im Verkehrssektor mit 11,5 TWh fast ausschließlich für Schienenfahrzeuge verwendet (AG Energiebilanzen 2020). Im Jahr 2030 steigt durch die zunehmende Nutzung von Fahrzeugen mit Elektromotor der Strombedarf auf 90 TWh für die Szenarien B und E bzw. 160 TWh für Szenario M (vgl. Abbildung 6-3). Aufgrund der geringeren Umwandlungsverluste von Elektroautos im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren reduziert sich der Endenergiebedarf im Vergleich zu 2018 deutlich, obwohl der Mobilitätsbedarf und damit die benötigte Nutzenergie leicht ansteigt.

Insgesamt führt die vermehrte Sektorkopplung erwartungsgemäß zu einem Anstieg der Stromproduktion (vgl. Abbildung 6-2). So wächst die Stromerzeugung von 575 TWh im Jahr 2018 auf 707 TWh für das Szenario B und sogar 811 TWh für das Szenario M im Jahr 2030 an. Aufgrund der zusätzlichen Effizienzmaßnahmen im Stromsektor und des geringen Zubaus an Wärmepumpen liegt die gesamte Stromproduktion im Szenario E bei lediglich 642 TWh.

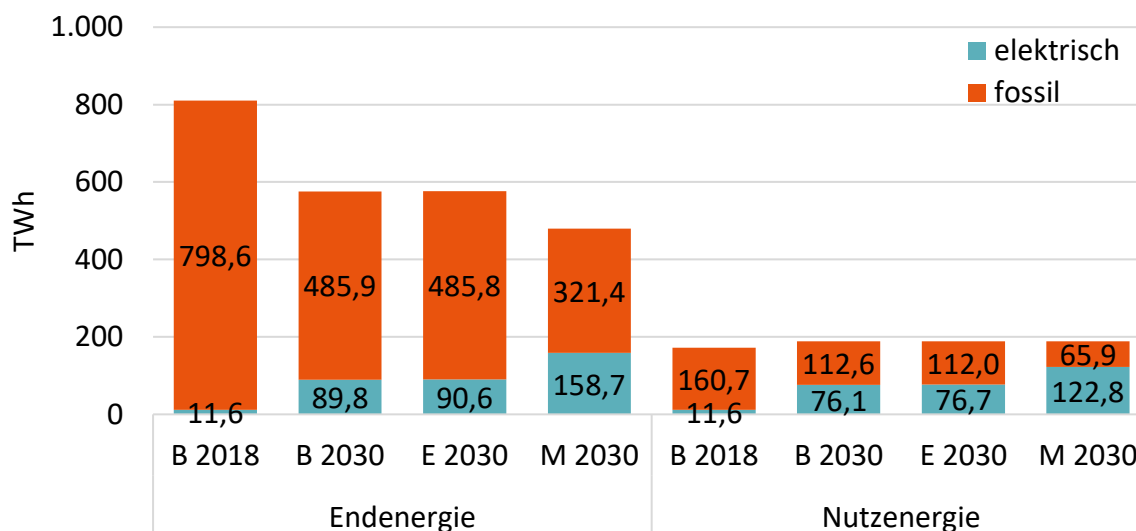


Abbildung 6-3: Endenergie und Nutzenergie im Verkehrssektor.

Energetische Effizienz

Obwohl der Nutzenergiebedarf des Energiesystems, mit Ausnahme der Senkung durch Investitionen in Effizienzmaßnahmen im Strom- und Wärmesektor, bis zum Jahr 2030 annähernd konstant bleibt¹¹, sinkt der gesamte Primärenergiebedarf für alle drei Szenarien deutlich (vgl. Tabelle 6-1). Ein Hauptgrund ist, dass der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 35 % auf über 50 % ansteigt. Diesen Energieträgern wird nach der Wirkungsgradmethode ein Umwandlungswirkungsgrad von 100 % zugewiesen. Sie verdrängen konventionelle Kraftwerke, bei denen die Umwandlungsverluste bis zu zwei Drittel betragen. Auch der Ausbau von Wärmepumpen reduziert, insbesondere bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, den Primärenergiebedarf, weil durch die Nutzung der Umgebungswärme mit einer Megawattstunde Strom etwa drei Megawattstunden thermische Energie nutzbar gemacht werden. Der Ersatz von Autos mit Verbrennungsmotoren durch Elektrofahrzeuge kann den Primärenergiebedarf ebenso reduzieren. Elektroautos sind im Modell mit einem Wirkungsgrad von 69 % hinterlegt, wohingegen Autos mit Verbrennungsmotoren nur einen Wirkungsgrad von 27 % aufweisen. Dementsprechend ist der Primärenergiebedarf der Elektroautos schon ab einem mittleren Wirkungsgrad der Stromerzeugung von 40 % geringer.

Den niedrigsten Primärenergiebedarf weist mit 2200 TWh das Effizienzscenario auf. Dies geht in erster Linie darauf zurück, dass sich der Strom- und Wärmebedarf durch die forcierte Investition in Effizienzmaßnahmen um 200 TWh reduziert. Dennoch ist die energetische Effizienz,

¹¹ Die geringfügigen Abweichungen zwischen B 2018 und B und M 2030 entstehen dadurch, dass die Verluste im Wärmesektor bei den Modellergebnissen nicht ausgewiesen sind und somit nicht berücksichtigt werden können.

also der Quotient aus Nutzenergie und Primärenergie, für dieses Szenario etwas geringer als für Szenario B und M. Dies hängt damit zusammen, dass im Effizienzscenario aufgrund des niedrigeren Wärmebedarfs ein geringerer Ausbau der CO₂-armen Wärmepumpen stattfinden muss, um die CO₂-Ziele zu erreichen. Diese Technologie hat, wie oben erwähnt, den höchsten energetischen Nutzungsgrad. Die beste energetische Effizienz wird durch den zusätzlichen Ersatz von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren durch Elektroantriebe im Szenario M erzielt.

Tabelle 6-1: Energetische Effizienz der Szenarien B, E und M im Vergleich zum Basisjahr 2018.

	B 2018	B 2030	E 2030	M 2030
Primärenergiebedarf	3122 TWh	2407 TWh	2197 TWh	2352 TWh
Nutzenergiebedarf	1970 TWh	1993 TWh	1773 TWh	1982 TWh
Energetische Effizienz	0,63	0,83	0,81	0,84

6.2. Wirkungsmessung

Wie die Kennzahlen zur Sektorenkopplung und energetischen Effizienz andeuten, führen die unterschiedlichen Investitionsschwerpunkte auch dazu, dass die einzelnen Szenarien in den verschiedenen Wirkungskategorien unterschiedlich stark abschneiden. In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen in den Zieldimensionen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit vergleichend diskutiert. Abschließend werden im Bereich der Sozialverträglichkeit Aspekte zur Akzeptanz der Umsetzung diskutiert.

6.2.1. Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen dieser Studie konnten für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit keine ökonomischen Modelle genutzt werden, mit denen Auswirkungen der Szenarien auf das BIP prognostiziert werden können. Dementsprechend reduziert sich die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auf einen Vergleich der im Energiesystemmodell berücksichtigten Gesamtkosten.

In Szenario B wurde der unter den getätigten Annahmen kostengünstigste Pfad berechnet. Im Szenario E und Szenario M wird ein Ausbau einzelner Technologien forciert, auch wenn dies nicht kostenoptimal ist. Somit ist klar, dass die Gesamtkosten im Szenario B die niedrigsten sein müssen. Dennoch zeigen die Ergebnisse, dass die Kostendifferenz relativ gering ausfällt. So fallen die diskontierten Gesamtkosten vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2030 für Szenario E um 32 Mrd. € und für Szenario M um 59 Mrd. € höher aus, was einer Differenz von 2,3 % bzw. 4,1 % entspricht (vgl. Abbildung 6-4).

Beim Blick auf die Betriebskosten (engl. operational expenditure, OPEX) fällt auf, dass deren diskontierter Wert für Szenario E am höchsten ist. Dies liegt daran, dass die forcierten

Effizienzmaßnahmen über operative Kosten von 70 €/MWh abgebildet werden. Das Szenario M ist hingegen durch die Mehrkosten von Elektroautos gegenüber Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren und den erforderlichen Ausbau weiterer Stromerzeugungskapazitäten kapitalintensiver als die Szenarien B und E. Dies wird zum Teil durch niedrigere Betriebskosten wieder ausgeglichen.

Der jährliche Investitionsbedarf zwischen 2020 und 2030 liegt im Schnitt bei 18 Mrd. € für Szenario B, 20 Mrd. € für Szenario E und 28 Mrd. € für Szenario M, was für Szenario B und E etwa 13 % und für Szenario M etwa 19 % der modellierten jährlichen Gesamtkosten im Energiesektor entspricht. Dafür sinken die OPEX von durchschnittlich 119 Mrd. € im Jahr 2018 auf 108 Mrd. € (Szenario B), 114 Mrd. € (Szenario E) bzw. 97 Mrd. € (Szenario M) im Jahr 2030 ab. Somit wird ein Teil der notwendigen Investitionen durch niedrigere Brennstoffkosten kompensiert.

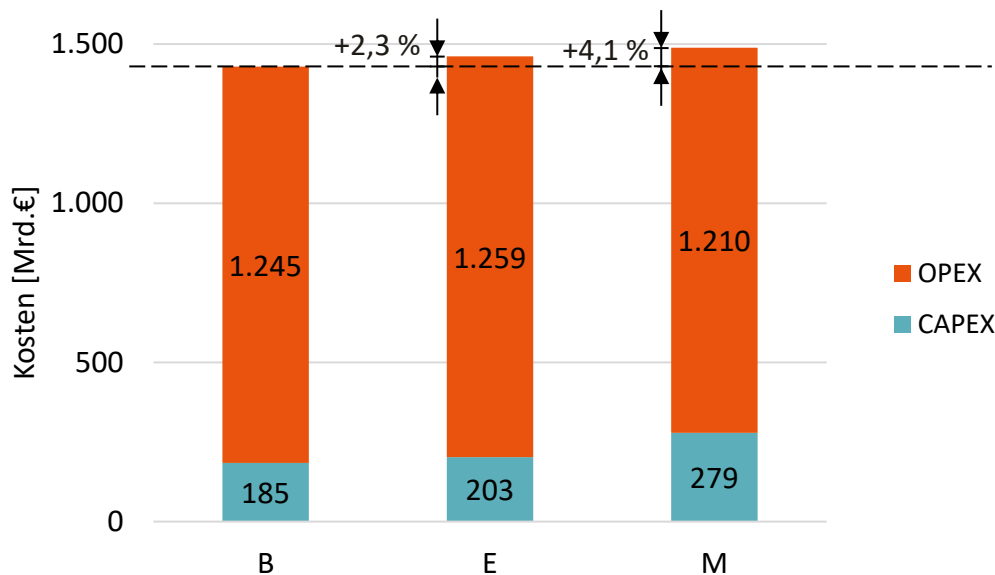


Abbildung 6-4: Vergleich der Gesamtkosten des Umbaus des Energiesystems der Jahre 2020 bis 2030 für die Szenarien B, E und M.

6.2.2. Versorgungssicherheit

Im folgenden Abschnitt werden die Szenarien anhand der Indikatoren zur Abbildung der Versorgungssicherheit verglichen. Die Berechnungen zur bilanziellen Versorgungssicherheit und zur Veränderung der Spitzenlast wurden mit dem JERICHO-Modell der RWTH Aachen durchgeführt (vgl. Abschnitt 4.3 und Anhang A.4). Für die Bewertung der Ressourcensicherheit wurden die Ergebnisse des Energiesystem- und LCA-Modells der Siemens AG ausgewertet (vgl. Abschnitt 4.1 und 4.2).

Bilanzielle Versorgungssicherheit

Bei der Analyse der Modellergebnisse zur Bewertung bilanziellen Versorgungssicherheit hat sich gezeigt, dass die Annahmen zur Lastflexibilisierung einen erheblichen Einfluss auf die Höhe der LoLE- und EEnS-Werte hat. So wurden diese Werte für die drei Szenarien B, E und M ohne Lastflexibilisierung (Flex0) und in drei verschiedenen Flexibilitätsabstufungen bestimmt. Bei den Flexibilitätsstufen erfolgt eine Umverteilung der Last, wenn das 99 %-Perzentil (Flex1), 95 %-Perzentil (Flex 2) oder 90 %-Perzentil (Flex 3) der Verteilungsfunktion der Residuallast überschritten wird (nähere Erläuterung im Anhang A.4). Bei der Vorstellung der Ergebnisse wird zunächst auf Erkenntnisse bzgl. der Flexibilitätsbereitstellung eingegangen. Anschließend werden die berechneten Indikatoren für die drei Szenarien B, E und M diskutiert.

Bei der Betrachtung der Zeiten, zu denen eine Lastverschiebung anhand der genannten Schwellwerte vorgenommen werden muss, ist auffällig, dass in den Sommermonaten und in den Nachtstunden zwischen 23 Uhr und 4 Uhr nahezu keine Lastflexibilität erforderlich ist (vgl. Abbildung 6-5). Die meisten Eingriffe erfolgen hingegen während der Wintermonate und insbesondere in den Morgen- und Abendstunden. Werden diese beiden Informationen kombiniert, so ergibt sich, dass im Winter zu bestimmten Uhrzeiten nahezu täglich eine Lastverschiebung erforderlich wäre. Dies betrifft insbesondere die frühen Abendstunden. Hier zeigt sich der starke Einfluss der Sektorkopplungstechnologien. Zu diesen Zeiten würden, basierend auf dem normalen Nutzungsverhalten, sowohl Elektroautos geladen als auch Wärmepumpen zur Beheizung der Räume genutzt werden. Ein starker Ausbau dieser Technologien würde ohne gezielte Steuerung der Verbraucher zu hohen Residuallasten führen.

Der unterschiedliche Bedarf während der Jahreszeiten ist auch anhand der Zeitreihe der verschobenen Wärme- und Mobilitätslast erkennbar (vgl. Abbildung 6-6). Auch hier sind deutlich die zahlreichen und hohen Flexibilitätsaktivierungen im Herbst und Winter und die marginalen Eingriffe im Sommer zu erkennen. Darüber hinaus wird ersichtlich, dass deutlich höhere Abrufe bei den Technologien zur Wärmebereitstellung notwendig sind. Hier werden bis zu 57,7 GW verschoben. Die Flexibilität im Mobilitätssektor wird hingegen mit bis zu 6,3 GW in geringerem Maße aktiviert. Trotz der teilweise hohen Leistungsabrufe beläuft sich der Anteil der Energiemenge, die über das gesamte Jahr verschoben wird, in einem realistischen Rahmen. Für die drei Szenarien B, E und M werden in der höchsten Flexibilitätsstufe (Flex3) zwischen 4,5 % und 5,2 % der Wärmelast und zwischen 0,8 % und 1,5 % der Mobilitätslast verschoben.

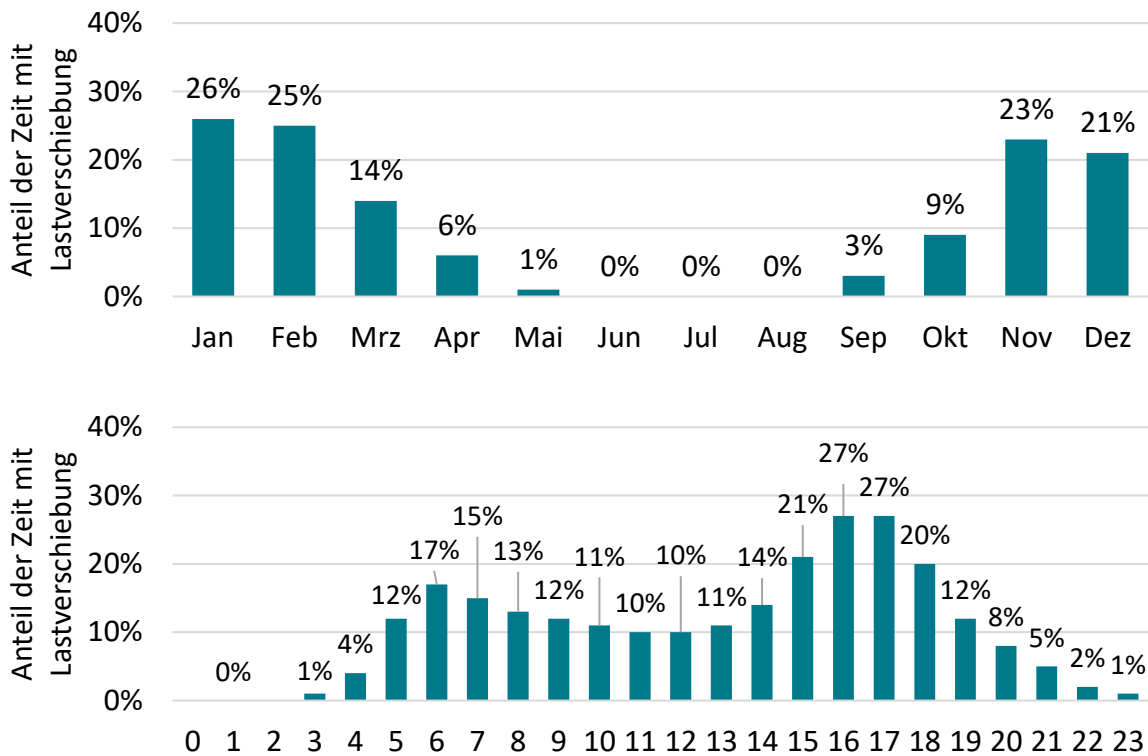


Abbildung 6-5: Anteil der Zeit, in der eine Lastverschiebung stattfindet für Szenario B, höchste Flexibilitätsstufe (Flex3).

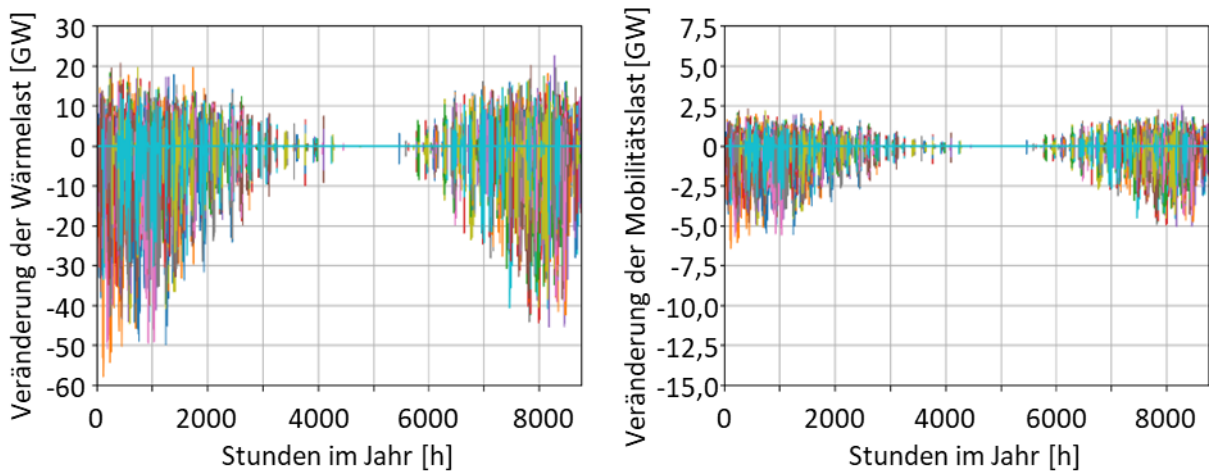


Abbildung 6-6: Veränderung der Wärme- und Mobilitätslast für Szenario B, höchste Flexibilitätsstufe (Flex3).

Abbildung 6-7 zeigt eine Zusammenfassung der Indikatoren zur Bewertung der bilanziellen Versorgungssicherheit für alle Szenarien und Flexibilitätsstufen. Es zeigt sich, dass in allen drei Szenarien bei geringer Lastflexibilität erhebliche LoLE-Werte auftreten. Für die Szenarien B und E liegen die Mittelwerte über alle Wetterjahre bei über 200 Stunden pro Jahr, wobei das Szenario E ein leicht höheres Niveau der Versorgungssicherheit ausweist. Dies gilt sowohl für den Fall ohne Lastflexibilisierung als auch für den Fall mit der niedrigsten Flexibilisierung

(Flex1). Für das Szenario M liegt der LoLE-Wert sogar bei etwa 500 Stunden pro Jahr. Während bei allen Szenarien die LoLE-Werte zwischen Flexibilitätsstufe 0 und 1 annähernd konstant sind, sinken die EEnS bereits deutlich. Dies liegt daran, dass trotz der Verschiebung der Last weiterhin eine partielle Unterdeckung besteht und potenziell weitere Stunden davon betroffen sein können. Die Leistungshöhe der Unterdeckung sinkt jedoch, wodurch sich der EEnS reduziert.

Erst ab der zweiten Flexibilitätsstufe verringern sich die LoLE-Werte für die Szenarien B und E deutlich auf 37 bzw. 24 Stunden. Hier scheint ein Kipppunkt überschritten zu sein, sodass durch die Lastverschiebung die vorhandenen Kapazitäten mehrheitlich ausreichend sind, um die komplette Stromnachfrage zu decken. Dieser Punkt ist im Szenario M noch nicht erreicht, weshalb der LoLE-Wert annähernd konstant bleibt, obwohl die EEnS um mehr als 60 % reduziert werden kann.

Mit der dritten Flexibilitätsstufe sinken die LoLE-Werte für die Szenarien B und E auf unter eine Stunde, sodass ein hohes Versorgungssicherheitsniveau erreicht wird. Im Mittel liegt die erwartete Energiemenge, die nicht gedeckt werden kann, für die beiden Szenarien bei 0,9 GWh bzw. 0,4 GWh. Im Szenario M sind hingegen weiterhin deutlich ausgeprägte LoLE-Werte zu verzeichnen. Im Mittel liegt der Erwartungswert bei 49 Stunden. Die erwartete nicht gedeckte Energiemenge beträgt 172 GWh, was in etwa 0,02 % des gesamten Strombedarfs sind.

Es bleibt festzuhalten, dass bei ausreichendem Flexibilitätspotenzial in den Szenarien B und E ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit erreicht werden kann. Für das Szenario M weisen die Kennzahlen aber daraufhin, dass unter den getroffenen Annahmen weiterhin Kapazitätsengpässe bestehen würden. Hier wären zusätzliche Erzeugungs- oder Speicherkapazitäten notwendig, um die angestrebten Standards bei der Versorgungssicherheit zu erreichen.

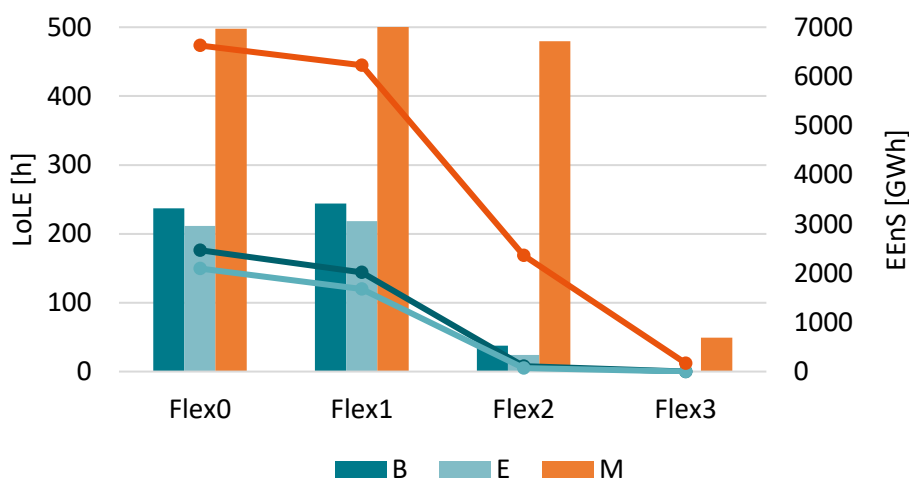


Abbildung 6-7: Mittelwert der LoLE und EEnS in den Wetterjahren der Szenarien C, CE und M ohne und mit Lastflexibilisierung.

Transportbedarf der Netze

Als Indikator für die Transportfähigkeit der Netze wird die Veränderung der Spitzenlast ausgewiesen, die vor allem im Vergleich der Szenarien eine erste Indikation für den unterschiedlichen Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes darstellt. Die zusätzliche Stromnachfrage, die sich vorwiegend aus dem Zubau von Wärmepumpen, Heizstäben und Elektrofahrzeugen ergibt, wird aufgrund der Bevölkerungsverteilung insbesondere im Süden und Westen zu einer erhöhten Stromnachfrage führen. Zusammen mit dem zu erwartenden Ausbau von Windkraftanlagen in Nord- und Ostdeutschland entsteht ein weiterer Bedarf zur Verstärkung des Übertragungsnetzes, die in erster Näherung durch die Veränderung der Spitzenlast approximiert werden können.

Die erhöhten Anforderungen des Szenarios M an die Infrastruktur des Stromsystems spiegelt sich auch in diesem Indikator wider. Die Spitzenlast erhöht sich für dieses Szenario im Vergleich zum Jahr 2018, wo sie laut Modell bei 90 GW liegt, um 44,4 GW bzw. 49,3%.¹² Damit fällt die Veränderung der Spitzenlast im Vergleich zum Szenario B um 12,5 Prozentpunkte und im Vergleich zum Szenario E sogar um 23,9 Prozentpunkte höher aus (vgl. Abbildung 6-8).

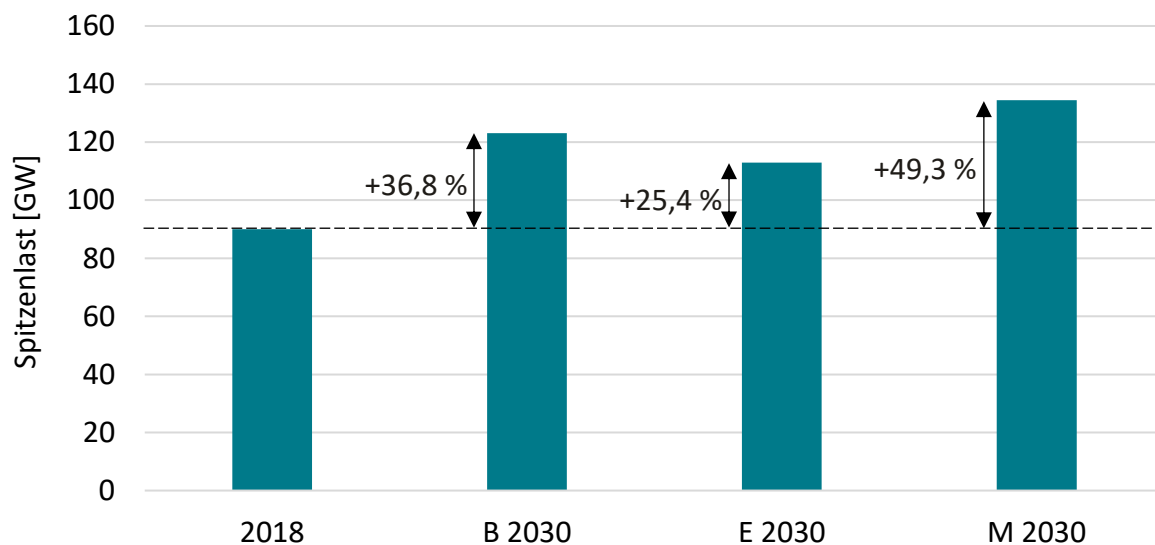


Abbildung 6-8: Entwicklung der Spitzenlasten für die Szenarien B, E und M im Vergleich zum Basisjahr 2018.

¹² Die Spitzenlast schwankt aufgrund der Temperaturabhängigkeit des Strombedarfs zwischen den Wetterjahren. Angegeben ist hier jeweils der maximale Wert für alle Wetterjahre. Für die Szenarien B, E und M wird für das Jahr 2030 die Spitzenlast der höchsten Flexibilitätsstufe (Flex 3) ausgewiesen.

Ressourcenabhängigkeit

Bei der Ressourcenabhängigkeit zeigt sich der Wandel von einem brennstoffbasierten zu einem materialintensiven Energiesystem. So nimmt der Indikator für die Energieträger für alle drei Szenarien trotz der steigenden Bedeutung von Erdgas für die Energiewirtschaft im Vergleich zum Basisjahr 2018 ab (vgl. Abbildung 6-9). Insbesondere die rückläufigen Erdölimporte machen sich hier bemerkbar. Der Primärenergiebedarf reduziert sich für diesen Energieträger um mehr als 50 %. Steinkohle hat aufgrund des geringen Anteils am Endenergiebedarf in allen Szenarien kaum einen Einfluss auf den Indikator.

Der stärkste Rückgang der Ressourcenabhängigkeit wird im Szenario E verzeichnet. Hier zeigt sich vor allem, dass der Bedarf an Erdgas im Vergleich zu den anderen beiden Szenarien geringer ausfällt. Dieser Rohstoff wird in Deutschland hauptsächlich aus Russland importiert, was zu einem hohen Herfindahl-Hirschman-Index führt. Dieser beträgt für Erdgas 0,87 und für Erdöl nur 0,28. Dadurch wirkt sich ein geringerer Erdgasimportbedarf besonders positiv auf die Entwicklung der Ressourcenabhängigkeit aus.

Auch das Szenario M schneidet bei der Ressourcenabhängigkeit der Energieträger besser als das Szenario B ab. Durch die stärkere Substitution von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren durch Autos mit Elektroantrieben werden in Szenario M etwa 170 TWh weniger Erdöl benötigt. Dafür muss in diesem Szenario mehr Strom produziert werden. Dies führt neben einem stärkeren Zubau erneuerbarer Energien auch dazu, dass mehr Gaskraftwerke zur Deckung der Stromnachfrage betrieben werden, wodurch 46 TWh mehr Erdgas importiert werden müssen. Der positive Effekt des reduzierten Erdölbedarfs überwiegt jedoch.

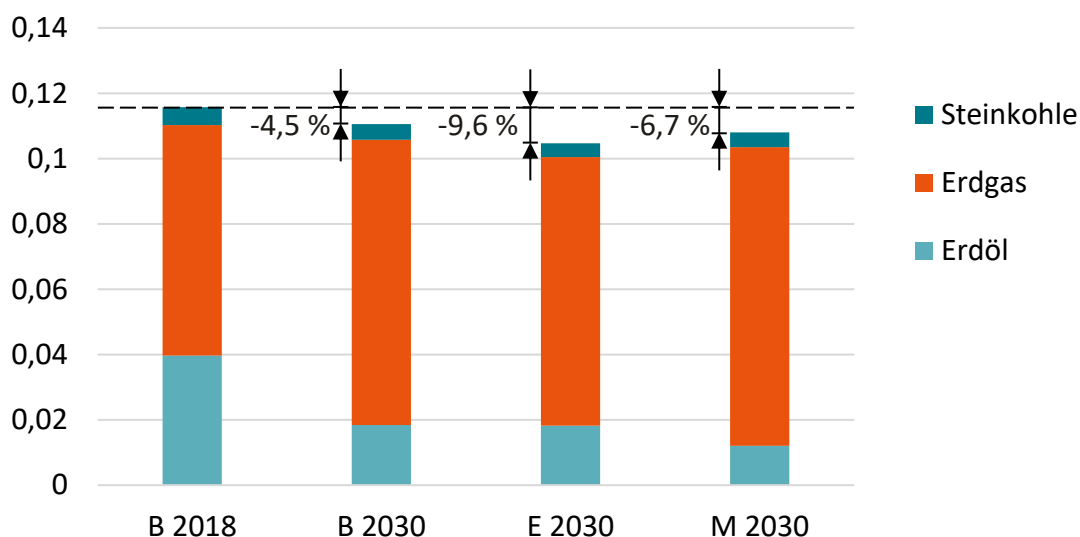


Abbildung 6-9: Entwicklung des Indikators zur Messung der Ressourcenabhängigkeit der Energieträger für die Szenarien B, E und M im Vergleich zum Basisjahr 2018.

Die Ressourcenabhängigkeit der Mineralien steigt hingegen für alle Szenarien im Vergleich zum Jahr 2018 an (vgl. Abbildung 6-10). Der geringste Zuwachs ist mit 11 % für das Szenario E zu verzeichnen, weil hier aufgrund des geringeren Endenergiebedarfs auf einen Teil des

Zubaus neuer technischer Anlagen verzichtet werden kann. Für das Szenario B steigt der Indikator um 22 % und für Szenario M sogar um 55 %.

Ein Teil der höheren mineralischen Ressourcenabhängigkeit erklärt sich dadurch, dass der Bedarf an Chrom ansteigt, das zur Stahlherstellung benötigt wird und somit einen breiten Anwendungsbereich im Energiesektor hat. Dieser Rohstoff weist eine hohe Marktkonzentration bei den Exportländern auf und wird für Deutschland hauptsächlich aus Südafrika bezogen. Zusammen mit der hohen Nachfragemenge ergibt dies einen starken Einfluss auf den Gesamtindikator. Darüber hinaus ist auffällig, dass der Lithiumbedarf aufgrund des Ausbaus der Elektromobilität im Vergleich zum Jahr 2018 deutlich ansteigt. Dementsprechend ist es nachvollziehbar, dass der Indikator für Szenario M, dem Szenario mit dem höchsten Ausbau der Elektromobilität, am stärksten wächst. Wenn die Abhängigkeit dadurch als kritisch angesehen wird, könnte eine Diversifizierung der Importe angestrebt werden. So gibt es mit Kasachstan und Indien für Chrom bzw. Argentinien und Australien für Lithium einige Länder mit größeren Reserven, aus denen Deutschland den jeweiligen Rohstoff bislang kaum bezieht (BGR 2020a). Auch gibt es bereits Forschungsvorhaben zur Entwicklung neuer Verfahren, die einen wirtschaftlichen und ressourcenschonenden Lithium-Abbau in Deutschland ermöglichen sollen (KIT 2020).

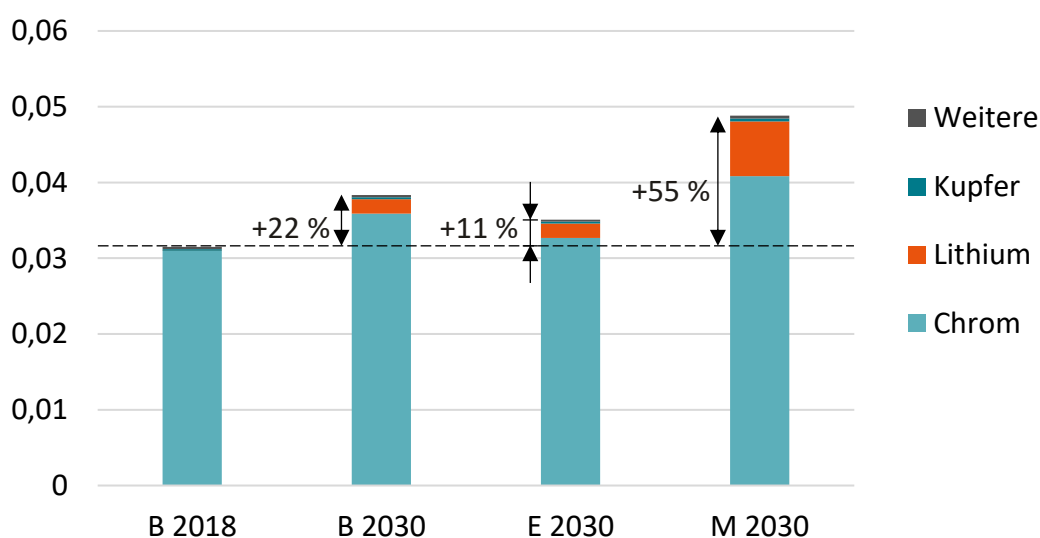


Abbildung 6-10: Entwicklung des Indikators zur Messung der Ressourcenabhängigkeit der Mineralien für die Szenarien B, E und M im Vergleich zum Basisjahr 2018.

Ressourcenknappheit

Bei der Ressourcenabhängigkeit ergibt sich für die drei Szenarien dieselbe qualitative Entwicklung wie bei der Ressourcenabhängigkeit der Mineralien. Der Indikator erhöht sich für alle drei Szenarien, wobei der Anstieg im Szenario E am niedrigsten und im Szenario M am höchsten ausfällt (vgl. Abbildung 6-11). Allerdings ist der Gewichtungsfaktor, mit dem hier gerechnet wird, ein anderer. Bei der Ressourcenabhängigkeit wurden der Importanteil und die

Importverteilung sowie der Preis für die Mineralien berücksichtigt. Bei der Ressourcenknappheit soll die Endlichkeit des Rohstoffs, und damit mögliche langfristige Versorgungsengpässe, durch den ASOP abgebildet werden. Dieser berücksichtigt die durchschnittliche zusätzliche Menge an Erzabbau ab, die zur Gewinnung von einem Kilogramm eines Minerals benötigt wird. In der Methode des LCA-Modells ist für jedes Minerals ein eigener ASOP hinterlegt, der mit der Menge des im Energiesystem gebundenen Materials multipliziert wird (vgl. Abschnitt 2.3.3).

Es zeigt sich, dass der Indikator für die Ressourcenknappheit deutlich stärker als der für die Ressourcenabhängigkeit wächst. Für Szenario M steigt er fast um das 1,5-fache im Vergleich zum Basiswert im Jahr 2018 an. Da die insgesamt im Energiesystem gebundene Menge an Mineralien für dieses Szenario im Vergleich zum Basisjahr 2018 nur um 28 % steigt, müssen einige Materialien mit hohem ASOP überdurchschnittlich mehr genutzt werden. Dies trifft z. B. auf Lithium (Verwendung für Batterien) oder auch Tellur (Produktion von Solarzellen) zu, deren Bedarf sich durch den Umbau des Energiesystems um ein Vielfaches erhöht.

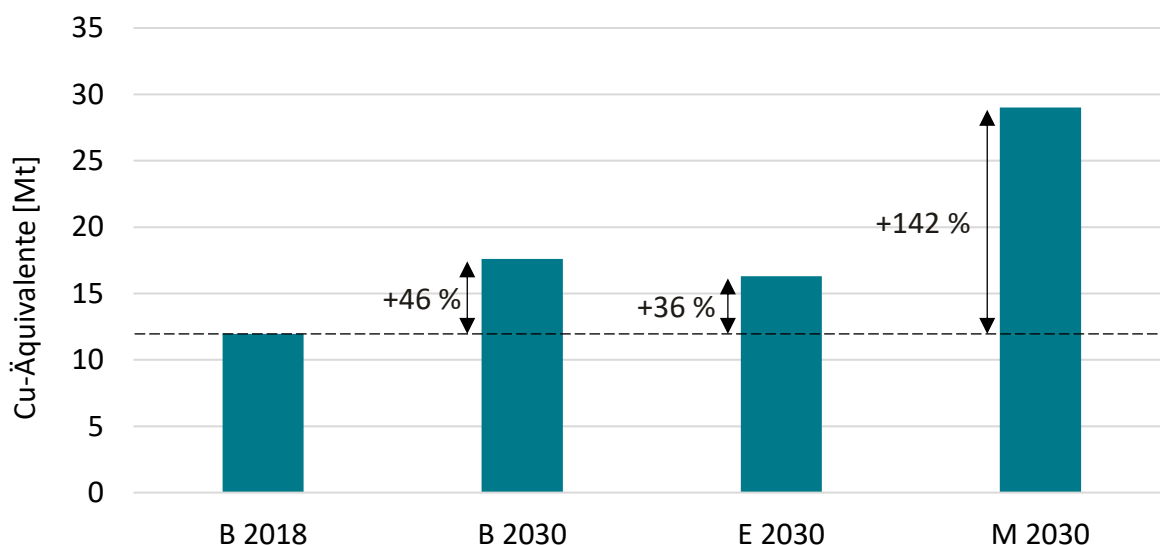


Abbildung 6-11: Entwicklung des Indikators zur Messung der Ressourcenknappheit für die Szenarien B, E und M im Vergleich zum Basisjahr 2018.

6.2.3. Umweltverträglichkeit

Um eine ganzheitliche Betrachtung der Umweltwirkungen des Energiesystems gewährleisten zu können, werden die Schadstoffemissionen mithilfe einer Ökobilanz bestimmt (vgl. Abschnitt 4.2). Diese werden in die Kategorien Treibhauseffekt, lokale Luftschadstoffe und Boden- und Wasserschadstoffe unterteilt und die Entwicklung für die Szenarien im Folgenden diskutiert und vergleichend eingeordnet.

Treibhauseffekt

Auch wenn alle Szenarien die Zielvorgabe haben, die im Modell abgebildeten energiebedingten CO₂-Emissionen bis zum Zieljahr 2050, um mindestens 85 % gegenüber dem Referenzwert im Jahr 1990 zu reduzieren, sind zwischenzeitliche Unterschiede für den Treibhauseffekt dennoch relevant. Für die Höhe der Erderwärmung ist aufgrund der langanhaltenden Wirkungsdauer von Treibhausgasen deren Gesamtbudget, also die gesamten Emissionen über die nächsten Jahrzehnte, entscheidend. Ein Pfad, bei dem zwischenzeitlich weniger Treibhausgase emittiert werden, ist somit vorteilhaft für das Klima, woraus sich die Bedeutung des Vergleichs der Emissionen für das wichtige Stützjahr 2030 ableitet.

In diesem Sinne zeigt sich, dass auf Basis der LCA-Daten die Treibhausgasemissionen für das Jahr 2030 zwischen 32 % und 36 % niedriger als im Jahr 2018 ausfallen (Abbildung 6-12). Dabei sind im Jahr 2030 die Emissionen für Szenario M um 24 Megatonnen und für Szenario E um 14 Megatonnen niedriger als für Szenario B. Szenario M schneidet durch den stärkeren Fokus auf die Elektromobilität insbesondere im Verkehrssektor besser ab. Hier werden im Vergleich zu den anderen beiden Szenarien mehr als 24 Megatonnen pro Jahr weniger emittiert. Im Szenario E zeigt sich hingegen die Wirkung des geringeren Wärmebedarfs durch die forcierte Gebäudesanierung. In diesem Sektor können 15 Megatonnen pro Jahr gegenüber dem Szenario B eingespart werden.

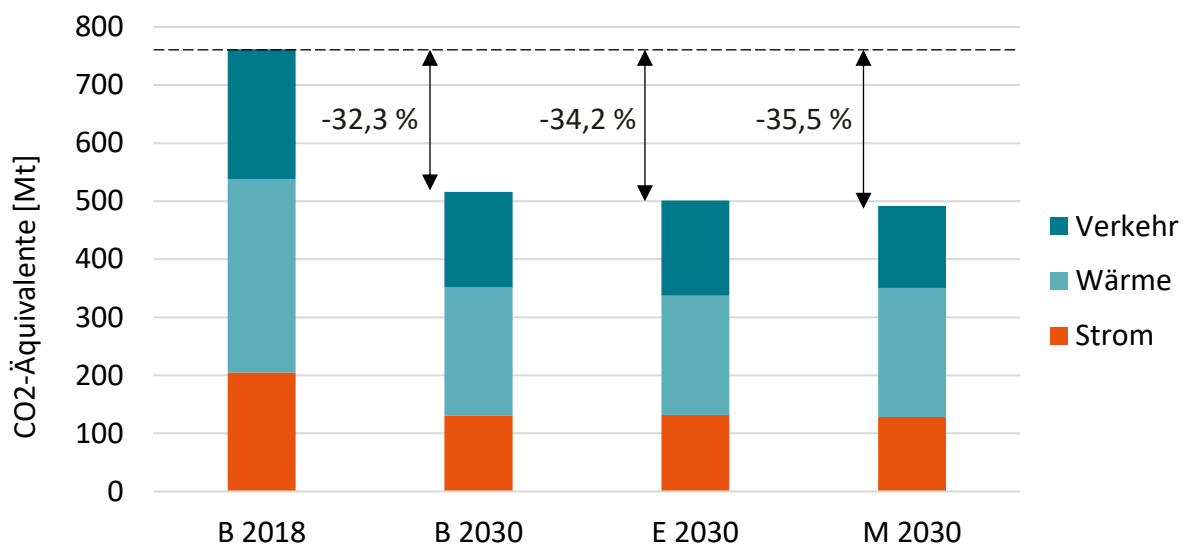


Abbildung 6-12: Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die Szenarien B, E und M im Vergleich zum Basisjahr 2018.

Die gesamte Reduktion ist laut Ökobilanz weniger stark ausgeprägt, als es vom Energiesystemmodell ausgewiesen wird. Hier gehen die Kohlendioxidemissionen zwischen 36 % und 45 % zurück. Bei diesen Zahlen zeigt sich, wie wichtig es ist, die Emissionen während des gesamten Lebenszyklusses der technischen Anlagen zu erfassen und dabei sämtliche Treibhausgase zu betrachten. Wenn vermehrt erneuerbare Energien zum Einsatz kommen, fällt ein größerer Anteil der Treibhausgasemissionen des Energiesystems während der Produktionsphase an. Durch die Reduzierung der Betrachtung auf die Betriebsphase, wie es im Allgemeinen bei

Energiesystemmodellen der Fall ist, wird der Gesamteffekt der Reduktion tendenziell überschätzt. Dementsprechend wäre es wertvoll, eine Rückkopplung zwischen beiden Modellen zu haben. Wenn aus der Ökobilanz ersichtlich wird, dass die angestrebten Reduktionsziele bei Betrachtung der Vorketten der Produktion nicht erreicht werden, sollten die Vorgaben im Energiesystemmodell noch einmal verschärft werden.

Lokale Luftschadstoffe

Durch die reduzierte Verbrennung von fossilen Energieträgern sinkt neben den Treibhausgasemissionen auch der Ausstoß weiterer, lokal wirkender Luftschadstoffe. Im Durchschnitt reduzieren sich die Emissionen gegenüber dem Jahr 2018 für die Szenarien B und E um etwa 19 % und für Szenario M um 31 % (vgl. Abbildung 6-13). Von allen erfassten Luftschadstoffen sinken die Kohlenmonoxid-Emissionen am stärksten. Einen großen Anteil an den Einsparungen hat für alle drei Szenarien der Wärmesektor. Durch die Substitution von insbesondere Gas- und Ölheizkesseln durch Wärmepumpen, Heizstäbe und Solarthermieanlagen sinken die Emissionen bei der Wärmebereitstellung um bis zu 80 %. Der relative Vorteil von Szenario M ergibt sich aus dem stärkeren Umbau des Straßenverkehrs. Auf diesen entfallen im Jahr 2018 laut Modell mehr als 50 % der Kohlenmonoxid-Emissionen. Hier sorgt der ambitionierte Ausbau der Elektromobilität für eine signifikante zusätzliche Entlastung.

Der Straßenverkehr ist mit einem Anteil von 40 % im Jahr 2018 auch einer der Hauptverursacher von Stickoxidemissionen. Durch die modellierte Substitution von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren reduziert sich der Ausstoß um 40 % für die Szenarien B und E und 65 % für Szenario M. Im Strom- und Wärmesektor liegen die Reduzierungen für alle Szenarien im Mittel relativ konstant bei 20 %.

Im Vergleich zu den Kohlenmonoxid- und Stickstoffemissionen ist bei den Feinstaubemissionen ein geringerer Anteil dem Verkehrssektor anzurechnen (etwa 30 %). Nichtsdestotrotz schneidet auch hier das Szenario M signifikant besser ab. Mit 60 % ist der Anteil der Emissionen im Wärmesektor am höchsten. Auch hier fällt der Rückgang der Emissionen im Szenario M stärker als in den beiden anderen Szenarien aus, was hauptsächlich darin begründet ist, dass weniger Biomasse verwendet wird.

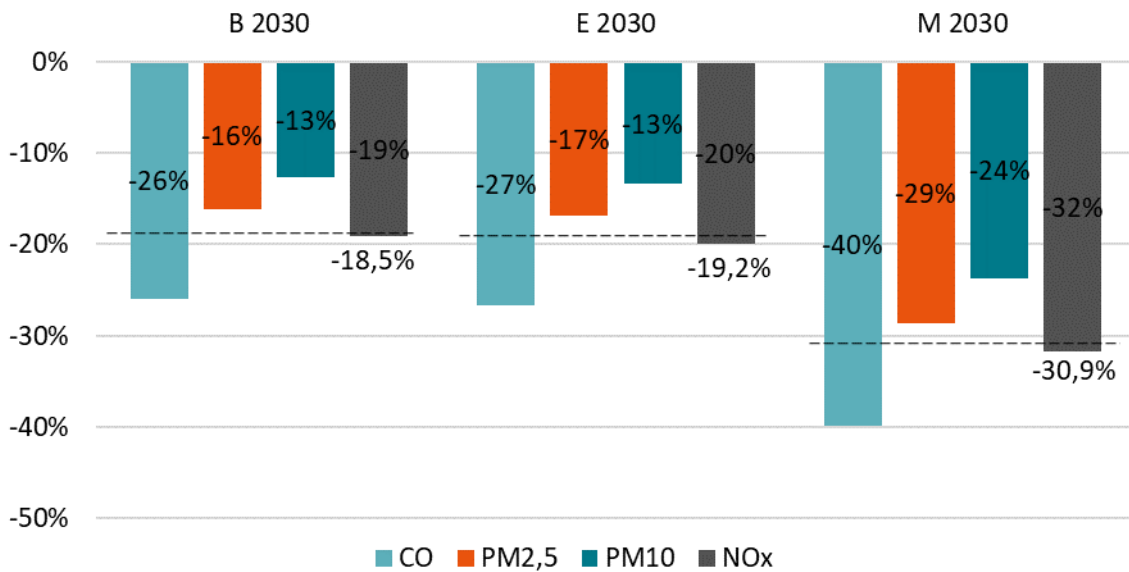


Abbildung 6-13: Entwicklung des Indikators für die lokalen Luftschadstoffe für die Szenarien B, E und M im Vergleich zum Basisjahr 2018.

Boden- und Wasserschadstoffe

Die Emissionen im Energiesektor können ebenfalls die Biodiversität im Boden und Wasser beeinflussen. Die Schadstoffe, die bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe entstehen, können zu einer Versauerung der Böden und zu einem starken Anstieg des Nährstoffgehalts in Gewässern beitragen. Durch den in den Szenarien hinterlegten Umbau des Energiesystems können diese negativen Auswirkungen reduziert werden. Im Durchschnitt sinken die in der Ökobilanz ausgewiesenen Indikatoren für die Versauerung der Böden und Eutrophierung des Süßwassers und der Meere um 43 % (Szenario E) bzw. 46 % (Szenarien B und M) gegenüber dem Basiswert des Jahres 2018 (vgl. Abbildung 6-14). Dabei ist bei der Eutrophierung ein stärkerer Rückgang zu verzeichnen. Im Stromsektor reduzieren sich die beiden Indikatoren im Szenario E um etwa 60 % und in den Szenarien B und M um über 65 %. Bei der Wärmebereitstellung ist der Rückgang geringer. Für die Bereitstellung industrieller Prozesswärme, deren Anteil an der Eutrophierung allein im Jahr 2018 mit 16 % angegeben wird, gehen die Emissionen für alle Szenarien um 50 % zurück. Für den Straßenverkehr werden vom Modell sogar deutlich höhere Werte für 2030 als für 2018 berechnet, was mit den Emissionen zusammenhängt, die für den Bau der Komponenten im Modell hinterlegt sind. Da der Anteil an den Gesamtemissionen hier aber niedrig ist, wirkt sich dies nur geringfügig auf die Indikatoren aus.

Bei der Versauerung der Böden sinkt die Belastung etwas weniger deutlich als bei der Eutrophierung. Auch hier ist die industrielle Prozesswärme mit einem Anteil an den Gesamtemissionen von 23 % einer der Hauptfaktoren. In diesem Bereich wird vom Modell für die drei Szenarien eine Minderung von lediglich 14 % ausgewiesen. Für die weitere Wärmebereitstellung und im Stromsektor ist für die Szenarien ein konstanter Rückgang zwischen 35 % und 42 % zu

verzeichnen. Der wichtigste Faktor für das bessere Abschneiden des Szenarios M in dieser Kategorie ist wiederum der stärkere Umbau im Straßenverkehr. Für diesen Bereich liegt der Anteil an den Gesamtemissionen im Jahr 2018 laut Ökobilanz bei 30 %. In Szenario M reduzieren sich hier die Emissionen um 60 % und in den anderen beiden Szenarien um lediglich 37 %.

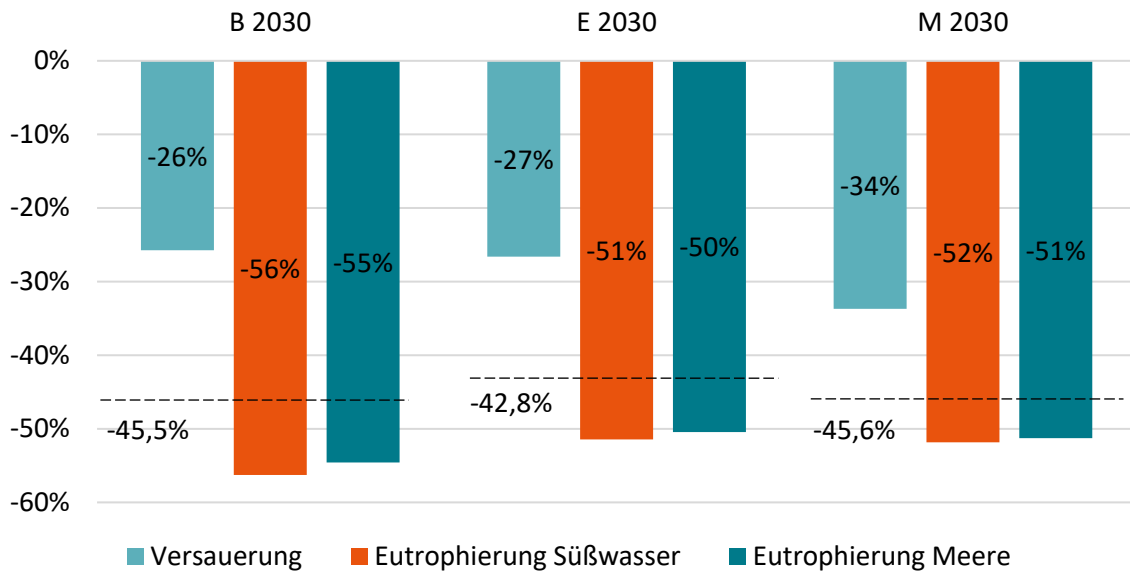


Abbildung 6-14: Entwicklung des Indikators für die Boden- und Wasserschadstoffe für die Szenarien B, E und M im Vergleich zum Basisjahr 2018.

7. Multikriterieller Vergleich

In Kapitel 6 wurde anhand der zuvor festgelegten Indikatoren ermittelt, wie die drei vorgestellten Szenarien in den Kategorien Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit abschneiden. Um die Gesamtwirkung der Szenarien besser einordnen zu können, wird in diesem Kapitel ein multikriterieller Vergleich durchgeführt. Dafür wird zunächst die zugrundeliegende Methodik vorgestellt, anhand dessen die drei Handlungsoptionen anschließend miteinander verglichen werden.

7.1. Methodischer Hintergrund

Das energiepolitische Zieldreieck adressiert die Anforderungen, die aus gesellschaftlicher Perspektive an ein Energiesystem gestellt werden. Demnach würde ein optimales Energiesystem eine sichere Energiebereitstellung zu niedrigen Kosten und mit geringen Auswirkungen auf die Umwelt gewährleisten. Jedoch erreicht keines der betrachteten Szenarien in allen drei Dimensionen eine absolute Vorteilhaftigkeit gegenüber den anderen beiden Alternativen. Es kann aber eine relative Vorteilhaftigkeit unter der Annahme einer festgelegten Gewichtung der Indikatoren bestimmt werden.

Entscheidungsprobleme mit mehreren, teilweise im Konflikt stehenden Zielsetzungen können mithilfe von Methoden der multikriteriellen Entscheidungsunterstützung (engl. Multi Criteria Decision Analysis, MCDA) gelöst werden (Zimmermann und Gutsche 1991). Da es sich im vorliegenden Fall um Entscheidungen in einem begrenzten Lösungsraum, sprich zwischen ausgewählten Alternativen, handelt, können die anzuwendenden Methoden weiter auf sogenannte Multi-Attribute-Decision Making (MADM)-Methoden eingeschränkt werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass für die meisten Verfahren Expertenwissen bei der Festlegung der Präferenzen oder beim Vergleich der Handlungsalternativen notwendig ist und die Komplexität der Bestimmung von Gewichtungsfaktoren mit der Anzahl der Vergleichsparameter stark zunimmt.

Im Sinne der Anforderungen, die bereits in Abschnitt 2.1 für die Auswahl der Indikatoren genannt wurden, soll im Rahmen dieser Studie ein möglichst transparenter und verständlicher Ansatz für den multikriteriellen Vergleich genutzt werden. Der Grundgedanke ist, dass das Abschneiden der drei Szenarien für jeden Indikator in die Gesamtbewertung mit einfließt, wobei individuelle Gewichtungen festgelegt werden müssen. Da die Auswirkungen des Energiesystems die Gesellschaft als ganze betreffen, sollten die Präferenzen auf Basis einer repräsentativen Umfrage festgelegt werden. Eine solche Umfrage existiert für die spezifische Auswahl an Indikatoren, die dieser Studie zugrunde liegen, nicht. Da die Indikatoren aber den energiepolitischen Zielen zuzuordnen sind, kann die Gewichtung auch auf Basis der Präferenzen der Zieldimensionen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit bestimmt werden (vgl. Abschnitt 7.2).

Da die Indikatoren unterschiedliche Einheiten aufweisen, ist eine Normierung notwendig, um alle Indikatoren in einer gemeinsamen Formel zusammenfassen zu können. So wäre es möglich, die Indikatorwerte eines Szenarios jeweils als einen Basiswert von 1 oder 100 % festzulegen und die Werte der anderen Szenarien in Abhängigkeit davon anzugeben. Prozentuale Unterschiede hängen aber stark vom Basiswert ab. Diese weisen für die einzelnen Indikatoren große Differenzen auf. So macht bei den analysierten Szenarien eine Kostendifferenz im zweistelligen Milliardenbereich nur einen Unterschied von wenigen Prozentpunkten aus. Wenn sich hingegen der LoLE wie bei Szenario B und E auf einem niedrigen Niveau von unter einer Stunde befindet, bedeuten kleine Unterschiede, eine große prozentuale Veränderung, obwohl beide Szenarien bei diesem Indikator ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit erreichen. Deswegen wurde sich dafür entschieden, beim multikriteriellen Vergleich lediglich die Rangfolge der Szenarien für die jeweiligen Indikatoren zu berücksichtigen.

Abschließend muss beachtet werden, dass die Gewichtung auf Basis der Präferenzen der Zieldimensionen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit durchgeführt wird. Die Anzahl der Indikatoren pro Zieldimension ist jedoch unterschiedlich. Damit hier kein Ungleichgewicht entsteht, werden die Bewertungen für die Indikatoren einer Zieldimension zusammengefasst und ein Durchschnittsrang \bar{R} berechnet. Somit ergibt sich der finale Score für jedes Szenario S als Summenprodukt aus dem Durchschnittsrang pro Zieldimension Z und dem spezifischen Gewichtungsfaktor w :

$$Score_S = \sum_{z=1}^Z w_{S,Z} \cdot \bar{R}_{S,Z} \quad (24)$$

7.2. Gewichtung der Zieldimensionen

Im Jahr 2016 führten Steentjes et al. (2017) eine Befragung zum Thema Klimawandel von jeweils 1000 Personen in den Ländern Frankreich, Deutschland, Norwegen und Großbritannien durch. Eine der Fragen lautete:

„Wie stark stimmen Sie folgenden Aussagen zu? Energie für [Heimatland] sollte so produziert werden, dass...

- a) ...Umwelt und Klima geschützt werden.
- b) ...eine dauerhafte Energieversorgung gesichert ist.
- c) ...die wirtschaftliche Entwicklung in [Heimatland] nicht beeinträchtigt wird.
- d) ...Energie für jeden erschwinglich ist.
- e) ...wir nicht von Energieimporten aus anderen Ländern abhängig sind.“

Die Teilnehmer sollten dabei in fünf Abstufungen angeben, inwiefern sie der jeweiligen Aussage zustimmen (Angaben von „Stimme überhaupt nicht zu“ bis „Stimme voll und ganz zu“).

Um einen Mittelwert in Bezug auf die Zustimmung berechnen zu können, wurden im Rahmen dieser Studie den Abstufungen numerische Werte von -2 bis +2 zugeordnet. Die Ergebnisse für Deutschland sind Tabelle 7-1 zu entnehmen.

Tabelle 7-1: Ergebnisse der Befragung zur Energieproduktion in Deutschland. Quelle: Steentjes et al. (2017)

	-2	-1	0	1	2	Weiß nicht	Mittelwert
a) Umwelt/Klima	0,02	0,03	0,08	0,34	0,52	0,01	1,31
b) sichere Energieversorgung	0,01	0,03	0,06	0,34	0,56	0,01	1,41
c) wirtschaftliche Entwicklung	0,01	0,04	0,12	0,38	0,44	0,01	1,2
d) Energie erschwinglich	0,01	0,03	0,06	0,28	0,61	0,01	1,45
e) Unabhängigkeit von Energieimporten	0,01	0,06	0,09	0,38	0,44	0,01	1,18

-2: Stimme überhaupt nicht zu; -1: Stimme eher nicht zu; 0: Stimme weder zu noch nicht zu;
1: Stimme eher zu; 2: Stimme voll und ganz zu

Aus diesen Antworten können Präferenzen in Bezug auf die energiepolitischen Ziele abgeleitet werden. Teilfrage a) ist der Umweltverträglichkeit zuzuordnen, b) und e) der Versorgungssicherheit und c) und d) der Wirtschaftlichkeit. Für eine Zuweisung zu den energiepolitischen Zielen werden für die Fragen b) und e) und c) und d) gemeinsame Mittelwerte berechnet. Somit ergibt sich für die Wirtschaftlichkeit ein Wert von 1,33, für die Versorgungssicherheit von 1,30 und für die Umweltverträglichkeit von 1,31, was durch eine Skalierung auf 100 % zu Gewichtungsfaktoren von 33,7 %, 33,0 % und 33,3 % führt. Dementsprechend ergibt sich für Deutschland nahezu eine Gleichverteilung der Gewichte. Anders sieht es beispielsweise in Norwegen aus (vgl. Tabelle 7-2). Auf Basis der dortigen Umfrageergebnisse ergibt sich eine Verteilung von 40,5 % für die Umwelt, 23 % für die Wirtschaft und 36,5 % für die Versorgungssicherheit. Dies zeigt, dass bei der Festlegung der Gewichte die Präferenzen im jeweiligen Land zu beachten sind. Für die vorliegende Studie werden die Gewichtungsfaktoren verwendet, die sich aus den Umfragewerten für Deutschland ergeben.

Tabelle 7-2: Normierte Gewichtung der Präferenzen des energiepolitischen Zieldreiecks. Eigene Berechnung auf Basis der Befragungsergebnisse von Steentjes et al. (2017).

	Deutschland	Frankreich	Norwegen	Großbritannien
Wirtschaftlichkeit	33,7 %	31,6 %	23,0 %	31,1 %
Versorgungssicherheit	33,0 %	30,4 %	36,4 %	33,1 %
Umweltverträglichkeit	33,3 %	38,0 %	40,5 %	35,7 %

7.3. Vergleich der Szenarien

Zur Bewertung der Auswirkungen des Energiesystems in Bezug auf die Zieldimensionen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit der drei Szenarien wurden insgesamt neun Indikatoren erhoben (vgl. Abschnitt 2.6, Abbildung 2-8). In Abbildung 7-1 ist das Abschneiden der Szenarien für alle Indikatoren zusammengefasst. Dabei ist der Indikatorwert des Basisszenarios B mit 100 % fixiert. Für die Szenarien E und M wird der relative Wert im Vergleich zu diesem Basiswert angegeben. Für alle Indikatoren bedeutet ein höherer Wert ein schlechteres Abschneiden des Szenarios in der jeweiligen Kategorie. Die Tabelle 7-3 zeigt das zusammengefasste Abschneiden der Szenarien in den drei Zieldimensionen.

Es zeigt sich, dass jedes Szenario in einer der Zieldimensionen am besten zu bewerten ist. Während das Basisszenario B in der Zieldimension Wirtschaftlichkeit am besten abschneidet, zeigt das Szenario E die größte Versorgungssicherheit und das Szenario M die beste Umweltverträglichkeit. Szenario B weist die niedrigsten Gesamtkosten auf, weil es den unter den getätigten Annahmen den kostengünstigsten Pfad darstellt. In den Szenarien E und M wird ein Ausbau einzelner Technologien forciert, auch wenn dies nicht kostenoptimal ist, was zu etwas höheren Gesamtkosten führt.

Bei den Indikatoren zur Abbildung der Aspekte der Versorgungssicherheit schneidet Szenario E am besten ab. Hier wird davon profitiert, dass durch den Einsatz von Effizienztechnologien ein geringerer Strom- und Wärmebedarf besteht. Dadurch werden zum einen weniger fossile Brennstoffe benötigt und zum anderen reduziert sich die Spitzenlast. Es müssen weniger Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien zugebaut werden, was sich positiv auf den Materialbedarf auswirkt. Szenario M wird bezüglich der Versorgungssicherheit am schlechtesten bewertet. Einzige Ausnahme ist die Ressourcenabhängigkeit der Energieträger, bei der sich der geringere Erdölbedarf aufgrund der stärkeren Substitution von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren durch Autos mit Elektroantrieben positiv auswirkt. Ansonsten sorgt dieser Umstieg für einen steigenden Strombedarf, was die Infrastruktursicherheit im Stromsektor belastet. Der zusätzlich notwendige Zubau von Kraftwerkskapazitäten und der Bedarf an hochwertigen Materialien für die Herstellung der Fahrzeugbatterien sorgen bei Szenario M auch für teils deutlich höhere Indikatorwerte bei der Ressourcenabhängigkeit der Mineralien und der Ressourcenknappheit.

Auf der anderen Seite bewirkt der ambitionierte Ausbau der Elektromobilität, dass Szenario M gemessen in den drei Indikatoren der Umweltverträglichkeit am besten abschneidet. Der Straßenverkehr ist insbesondere bei den lokalen Luftschadstoffen für einen erheblichen Anteil der Emissionen verantwortlich, weshalb die Substitution weiterer Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren für eine signifikante zusätzliche Entlastung sorgt. Ähnliches gilt für die Treibhausgasemissionen. In diesen beiden Kategorien schneidet auch das Szenario E besser als das Basisszenario ab. Die Einsparungen resultieren in erster Linie aus dem reduzierten Energiebedarf, wodurch weniger fossile Brennstoffe benötigt werden.

Insgesamt zeigt sich aber auch, dass die Szenarien in vielen Kategorien einen ähnlichen Indikatorwert aufweisen. Größere Streuungen zeigen sich beim LoLE und der Veränderung der Spitzenlast und beim Abschneiden des Szenarios M bei der Ressourcenabhängigkeit der Mineralien und der Ressourcenknappheit.

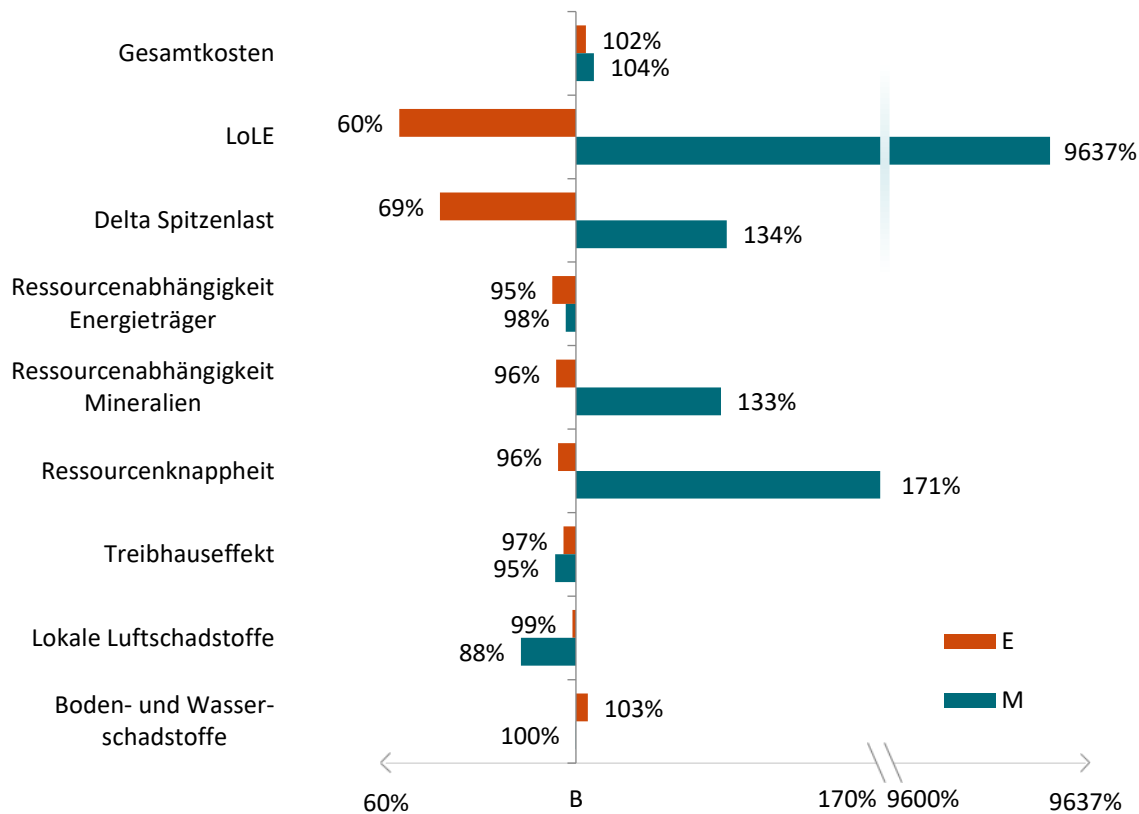


Abbildung 7-1: Relativer Vergleich der Szenarien B, E und M für die erhobenen Indikatoren.

Bezüglich der relativen Vorteilhaftigkeiten der drei Szenarien ergibt sich im Hinblick auf die Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks wie beschrieben ein sehr diverses Bild (vgl. Tabelle 7-3). Dies illustriert den Vorteil der multikriteriellen Bewertung. Durch die umfassendere Betrachtung werden die unterschiedlichen Stärken und Schwächen der Szenarien im Vergleich sichtbar. So können Handlungsoptionen in den Fokus rücken, die nicht dem kostenminimalen Pfad entsprechen, wenn die damit einhergehenden Verbesserungen in anderen Bereichen als signifikant und wertvoll erachtet werden.

Welches Szenario schlussendlich am besten bewertet wird, hängt von der individuellen Gewichtung der einzelnen Indikatoren ab. Aus Tabelle 7-3 geht hervor, dass bei einer annähernden Gleichgewichtung der drei Zieldimensionen, wie sie sich aus den in Abschnitt 7.2 dargestellten Präferenzen ergibt, Szenario E am besten abschneiden würde. Hier macht sich insbesondere die positive Bewertung der verschiedenen Aspekte der Versorgungssicherheit bemerkbar. Obwohl Szenario B die geringsten Gesamtkosten aufweist, wird das Szenario insgesamt leicht schlechter als Szenario E bewertet. Szenario M fällt hingegen aufgrund der schlechteren Bewertung der Kosten und Versorgungssicherheit deutlicher ab.

Tabelle 7-3: Durchschnittlicher Rang der Szenarien B, E und M pro Zieldimension und Gesamtbewertung.

	Durchschnittlicher Rang			Gewichtung
	B	E	M	
Wirtschaftlichkeit	1	2	3	0,337
Versorgungssicherheit	2,2	1	2,8	0,330
Umweltverträglichkeit	2,67	2,33	1	0,333
Gesamt	1,95	1,78	2,27	

Für die Entscheidungsfindung können aber auch andere individuelle Präferenzen gesetzt werden. Wird z. B. der Umweltverträglichkeit im Allgemeinen und der Reduzierung lokaler Luftschadstoffe im Speziellen eine größere Bedeutung bemessen, so kann ein stärkerer Ausbau der Elektromobilität wie in Szenario M verfolgt werden, auch wenn dieses Szenario in den anderen beiden Zieldimensionen schlechter bewertet wird.

Bei einer individuelleren Betrachtungsweise können auch die teils drastischen Abweichungen in einzelnen Kategorien besser adressiert werden. Im vorliegenden Fall wäre beispielsweise der hohe LoLE des Szenarios M zu nennen. Eine unzureichende Deckung der Stromlast in 49 Stunden des Jahres entspricht nicht dem gewohnten mitteleuropäischen Standard. Die Folge kann sein, dass dieses Szenario unter diesen Gegebenheiten ausgeschlossen wird oder einer Nachjustierungen bei der Modellierung erforderlich sind, indem der Zubau weiterer Erzeugungs- oder Speicherkapazitäten vorgegeben wird. Dies würde eine Verbesserung des LoLE bewirken, gleichzeitig aber zu höheren Kosten und weiteren Umweltbelastungen führen.

8. Handlungsempfehlungen

Ziel dieser Studie ist es, aus den Modellergebnissen konkrete Handlungsempfehlungen abzuleiten. Hierbei geht es weniger darum, einzelne Szenarien auszuwählen und diese als Blaupause für die künftigen Veränderungen im Energiesektor zu sehen. Vielmehr sollen die Ergebnisse der drei Szenarien dahingehend geprüft werden, ob konsistente Entwicklungen herauszulesen sind und sich dadurch spezifische Schlussfolgerungen ergeben.

8.1. Energiepolitische Zielerreichung

Die energiepolitischen Kernziele, der Bundesregierung zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen erfordern eine Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Energieerzeugung und eine Reduzierung des Primärenergiebedarfs. Für diese beiden Aspekte werden die entsprechenden Kennzahlen für die drei analysierten Szenarien näher beleuchtet.

Beim Anteil erneuerbarer Energien ist auffällig, dass dieser für alle drei Szenarien im Stromsektor mit etwas über 50 % relativ niedrig ausfällt (vgl. Abbildung 8-1). Im ersten Halbjahr 2020 war der Anteil, auch aufgrund des Corona-bedingten Rückgangs der Stromnachfrage, bereits bei über 55 % (Fraunhofer ISE 2020). Auch der Zielwert für das Jahr 2030, den die Bundesregierung auf 65 % festgelegt hat (CDU et al. 2018), ist deutlich höher. Dazu sei jedoch erwähnt, dass das analysierte Szenario nur von 85 % Reduktion der im Modell abgebildeten CO₂-Emissionen im Energiesektor bis 2050 gegenüber 1990 ausgeht. Wenn das Ziel eingehalten werden soll, die Erderwärmung unter 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen, so müssen deutlich ambitioniertere Pfade eingeschlagen werden. Insofern sind die hier vorgestellten Szenarien und deren Kennzahlen als Minimalziel zu verstehen.

Dennoch liegt der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergiebedarf für alle Szenarien nahe am aktuellen Zielwert von 30 % für 2030. In Relation zum vergleichsweise niedrigen Anteil EE am Stromsektor bedeutet das, dass dieses Ziel nach oben korrigiert werden kann. Bei einem höheren Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien würde der EE-Anteil im Verkehrs- und Wärmesektor aufgrund der Sektorkopplungstechnologien noch höher ausfallen, was zu einer Erhöhung im Vergleich zu den in Abbildung 8-1 angegebenen Werten führen würde. Gleichzeitig muss jedoch beachtet werden, dass durch die vermehrte Sektorkopplung der Strombedarf steigen wird. Dies muss bei der Festlegung eines Ausbaupfads für die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie berücksichtigt werden, um ambitionierte Anteile an der gesamten Stromerzeugung zu erreichen.

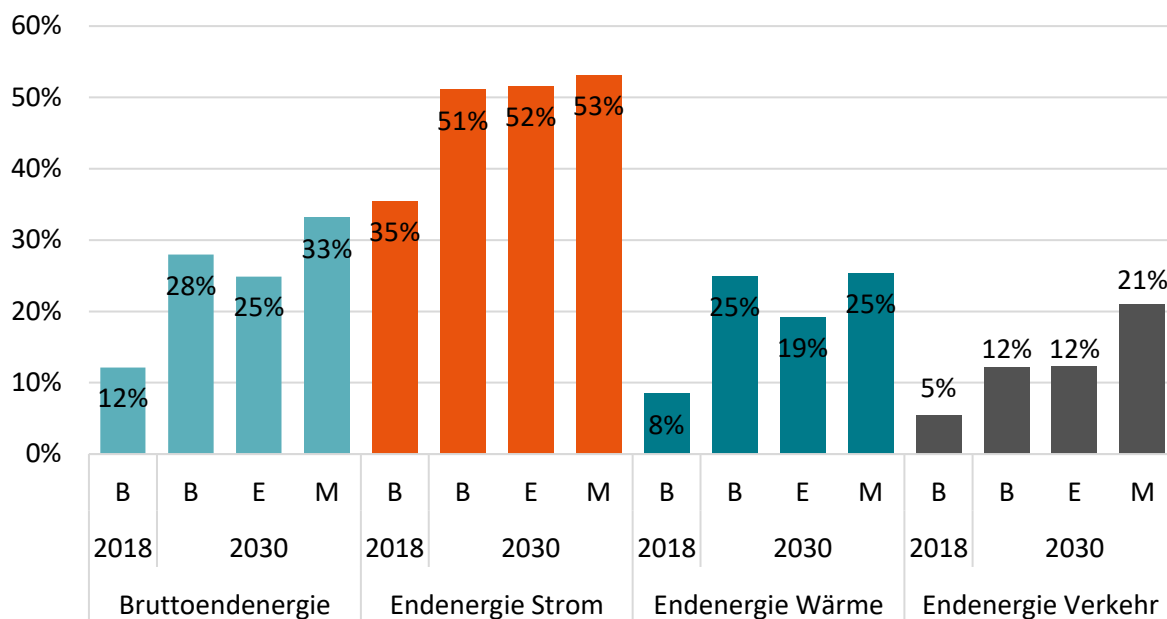


Abbildung 8-1: Anteil erneuerbarer Energien nach Sektoren im Vergleich zum Basisjahr 2018.

Abbildung 8-2 zeigt Veränderung des Energiebedarfs im Jahr 2030 für die analysierten Szenarien gegenüber 2008. Dieses Jahr wird als Referenz für diese Auswertung gewählt, weil es in der Regel das Bezugsjahr für die energiepolitischen Ziele des Jahres 2020 ist (vgl. Abschnitt 3.2) und so eine Einordnung der Ergebnisse in den energiepolitischen Kontext leichter fällt.

Der Strombedarf steigt in allen drei Szenarien deutlich an. Im Szenario M wächst er aufgrund des starken Ausbaus der Elektromobilität sogar um 55 %. Dies zeigt, dass ein Reduktionsziel in diesem Sektor nicht sinnvoll ist und dem Grundgedanken des gewünschten Ausbaus der Sektorenkopplung widerspricht. Sollte dennoch überwacht werden sollen, inwiefern sich die Effizienz im Stromsektor erhöht, so müsste der Strombedarf für Sektorkopplungstechnologien herausgerechnet werden. Ein solches Vorhaben wäre in der Realität aber mit großen bürokratischen Anstrengungen verbunden. Aufwand und Nutzen stünden hier in keinem angemessenen Verhältnis.

Im Wärme- und Verkehrssektor reduziert sich der Endenergiebedarf erheblich. Im Wärmebereich ist der Rückgang im Szenario E am deutlichsten, weil hier vermehrte Investitionen in Gebäudeeffizienzmaßnahmen hinterlegt sind. Die weiteren Ersparnisse resultieren in erster Linie aus dem Ausbau von Wärmepumpen. Die bei dieser Technologie nutzbare Umgebungswärme wird nicht als Endenergie bilanziert, womit eine Kilowattstunde Strom im Jahresmittel in über drei Kilowattstunden Wärme umgewandelt werden kann. Der Endenergiebedarf reduziert sich im Verkehrssektor am stärksten im Szenario M, obwohl wie in allen Szenarien sogar ein leicht höherer Mobilitätsbedarf im Vergleich zu 2018 angenommen wird (vgl. Abschnitt 6.1). Ursache ist die Substitution von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren durch Elektroautos, die deutlich geringere Wandlungsverluste aufweisen.

Insgesamt liegt der Rückgang des Bruttoendenergiebedarfs für die drei Szenarien zwischen 5 % und 14 %. Der Primärenergiebedarf geht hingegen mit über 40 % stärker zurück. Die Diskrepanz zwischen diesen beiden Werten ist auch mit statistischen Effekten zu erklären. So wird den erneuerbaren Energiequellen, denen kein Heizwert zugeordnet werden kann (Wind- und Solarenergie und Wasserkraft) gemäß der Wirkungsgradmethode ein Umwandlungswirkungsgrad von 100 % zugewiesen. Damit steigert sich der Wirkungsgrad im Stromsystem und auch der Gesamtwirkungsgrad im Verkehrssektor mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien.

Der Rückgang des Primärenergiebedarfs liegt zwischen den Zielwerten für 2020 (20 %) und 2050 (50 %). Dies deutet darauf hin, dass die Szenarien einen Pfad zur Erreichung des Reduktionsziels abbilden. Auch an dieser Stelle muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass den Szenarien lediglich eine Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen von 85 % gegenüber dem Jahr 1990 vorgegeben wurden. Um die eigentlichen klimapolitischen Ziele zu erreichen, müssten also auch bei der Reduktion des Primärenergiebedarfs ambitioniertere Vorgaben als Orientierungshilfe vorgegeben werden.

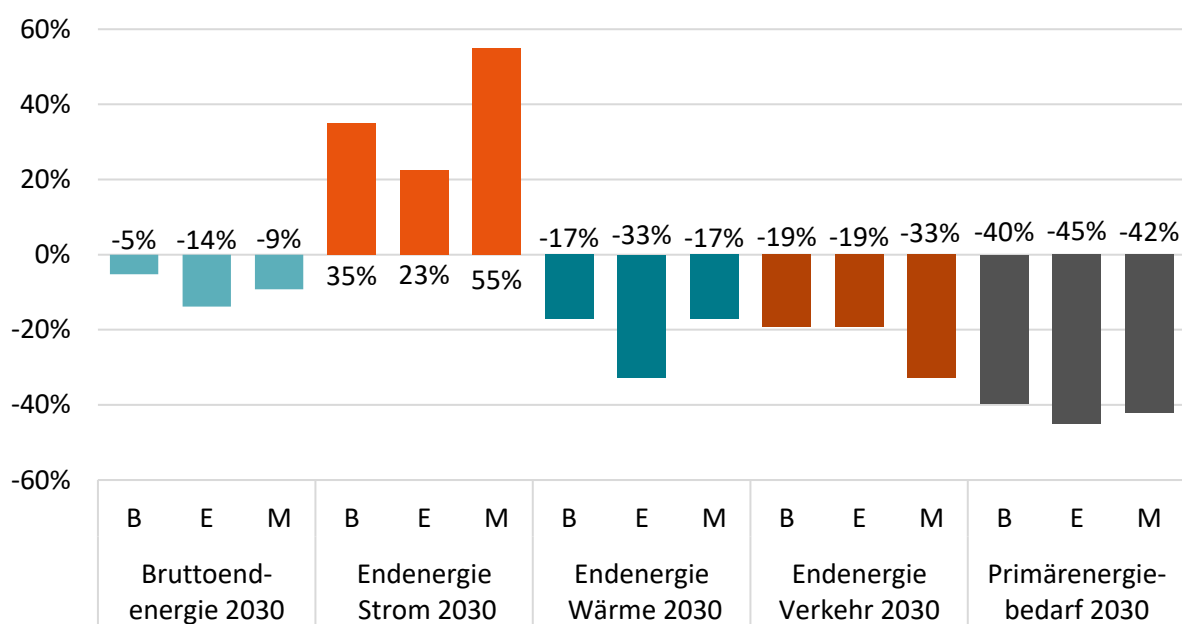


Abbildung 8-2: Veränderung des Energiebedarfs im Jahr 2030 für die analysierten Szenarien gegenüber 2008.

8.2. Allgemeine Erkenntnisse

Nachdem im vorherigen Abschnitt die Szenarien mithilfe von Kennzahlen in den Kontext energiepolitischer Teilziele eingeordnet wurden, sollen an dieser Stelle allgemeine Erkenntnisse hinsichtlich des Umbaus des Energiesystems vorgestellt werden, die sich aus der Analyse der

Szenarien ergeben. Dabei liegt der Fokus insbesondere auf konsistenten Entwicklungen, die in allen drei Szenarien wiederzufinden sind.

Genehmigungshürden für den Ausbau erneuerbarer Energien abbauen. Ein elementarer Bestandteil der Dekarbonisierung der Energiewirtschaft ist der weitere Ausbau erneuerbarer Energien. Dies gilt in erster Linie für Wind- und Solartechnologien, da das Potenzial der Biomasse zur Stromherstellung oder Verwendung in den Sektoren Wärme und Verkehr aufgrund des hohen Flächenbedarfs für den Anbau ebenso wie die Nutzung der Wasserkraft in Deutschland beschränkt ist. Grundsätzlich passen die aktuellen Ausschreibungsmengen für Windkraft- und Photovoltaikanlagen zum Ausbaupfad, der für das Basis-Szenario im Modell hinterlegt ist. Dennoch bestehen hier einige Probleme. So unterschritt im Jahr 2019 in fünf von sechs Ausschreibungsrunden für Windenergieanlagen an Land die eingereichte Gebotsmenge die ausgeschriebene Menge. Dies führte dazu, dass lediglich 1,9 GW der ausgeschriebenen 3,7 GW bezuschlagt wurden (BNetzA 2020b). Dieser Trend setzte sich in den ersten vier Ausschreibungsrunden im Jahr 2020 fort. Wie sehr der Ausbau der Windkraft derzeit stockt, zeigt auch, dass im ersten Halbjahr 2020 lediglich ein Zubau von 600 MW erreicht wurde. Dies stellt sogar schon eine Verdopplung im Vergleich zum Vorjahreszeitraum dar (Wilkens 2020). Es müssen also regulatorische Maßnahmen getroffen werden, um wieder eine Überzeichnung der ausgeschriebenen Mengen zu erreichen und die Umsetzung bezuschlagter Vorhaben zu beschleunigen. Der Bundesverband Windenergie fordert in erster Linie Genehmigungshürden abzubauen und weitere Nutzungsflächen bereitzustellen (BWE 2020). So würden beispielsweise bundesweit einheitliche Naturschutzstandards dafür sorgen, dass diesbezüglich für die Genehmigungsbehörden vor Ort Rechtssicherheit besteht und diese schneller handeln können. Um sicherzustellen, dass die notwendigen Flächen für den weiteren Ausbau der Windkraft zur Verfügung stehen, bedarf es einer Koordinierung von Bund und Ländern mit dem Ziel, verbindliche Flächenziele für die Länder festzulegen.

Nutzung von EE-Anlagen nach Ende der Förderzeit sichern. Ein weiterer Schlüsselfaktor, um einen ausreichenden Nettozubau erneuerbarer Energien zu erreichen, besteht darin, für EE-Anlagen die Weiternutzung nach dem Ende der Förderperiode zu klären. Die Dringlichkeit dieses Problems wird beim Blick auf kleinere Solaranlagen deutlich. Allein bis zum Ende des Jahres 2025 werden Anlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 2 GW aus der Förderung fallen (UBA 2020). Speziell für diese Anlagen ist es wichtig, eine kostengünstige Direktvermarktung zu implementieren, damit der Weiterbetrieb wirtschaftlich sein kann. Einige Energieunternehmen haben hierzu ein konkretes Konzept mit Vorschlägen für die notwendigen gesetzgeberischen Anpassungen entwickelt (EnBW et al. 2020). Für Windkraftanlagen bietet sich hingegen die Möglichkeit des Repowerings an, um die vorhandenen Standorte mit neuen Anlagen besser zu nutzen. Um dies gezielt zu fördern, wäre es denkbar, separate Ausschreibungsverfahren und zusätzliche Mengen speziell für Repowering-Projekte einzuführen und das Genehmigungsverfahren für solche Anlagen zu beschleunigen.

Ausschreibungsvolumina erhöhen. Bei der Bewertung des notwendigen Ausbaubedarfs ist zu beachten, dass die analysierten Szenarien die Zielvorgabe hatten, die energiebedingten CO₂-

Emissionen bis zum Zieljahr 2050 um mindestens 85 % gegenüber dem Referenzwert im Jahr 1990 zu reduzieren. Für eine Umsetzung des Zwei-Grad-Ziels müssen deutlich ambitioniertere Pfade eingeschlagen werden. Dies zeigt sich auch beim Blick auf den Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor. Dieser beträgt für alle Szenarien etwa 50 %, womit eine große Lücke zum politischen Zielwert für das Jahr 2030 besteht, der bei 65 % liegt. Die Bundesregierung sieht einen ambitionierteren Ausbau von Offshore-Windkraftanlagen als einen Teil der Lösung. So hat sie im Juni diesen Jahres den Zielwert für 2030 auf 20 GW angehoben (BMW 2020b). Dafür müssen die Ausschreibungsvolumina erhöht werden, die derzeit für 2021 und 2022 einen jährlichen Ausbau von 500 MW und für 2023 bis 2025 von 700 MW vorsehen (BNetzA 2020a). Diese Maßnahme allein wird aber auch nicht reichen, um einen Anteil erneuerbarer Energien von 65 % am Bruttostromverbrauch zu erreichen. Zusätzlich zu dem zu erwartenden Anstieg des Stromverbrauchs durch Sektorkopplungstechnologien kann der Bedarf an EE-Anlagen durch die geplante Wasserstoffstrategie der Bundesregierung bis 2030 um bis zu 5 GW steigen (BMW 2020a). Folglich müssen auch für Windkraftanlagen an Land und Solaranlagen ambitioniertere Ausschreibungspfade festgelegt werden. Zusätzlich müssen bürokratische Hürden abgebaut und Planungssicherheit geschaffen werden, damit entsprechende Gebotsmengen eingereicht werden.

Refinanzierungsmöglichkeiten für Neuinvestitionen am Strommarkt ermöglichen. Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien wird im Modell der Atom- und Kohleausstieg entsprechend des aktuellen Konsenses berücksichtigt. Auch wenn letzterer im Jahr 2030 noch nicht abgeschlossen ist, hat dies dennoch eine erhebliche Reduktion konventioneller Kraftwerkskapazitäten zur Folge. Dies wird im Modell teilweise durch den Zubau von Gaskraftwerken kompensiert. Um den Bau neuer Kapazitäten zu ermöglichen, muss die Refinanzierung der Neuinvestitionen über den Strommarkt -auch bereits über eine absehbar kürzere Nutzungsdauer- sichergestellt werden.

Nutzung der Solarthermie fördern. Mit Blick auf die Modellergebnisse ist die Solarthermie ein zentraler Baustein zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes im Wärmesektor. Für diese Technologie ist für die kommenden Jahre ein massiver Zubau von ca. 6 GW pro Jahr hinterlegt. Um einen ähnlich ambitionierten Ausbaupfad zu gewährleisten, bedarf es entsprechende Fördermaßnahmen und gegebenenfalls weitere ordnungspolitische Eingriffe beispielsweise im Rahmen der Energieeinsparverordnung.

Abgaben- und Umlagensystem anpassen. Der Ausbau von Sektorkopplungstechnologien ist zwingend erforderlich, um den Wärme- und den Verkehrssektor zu dekarbonisieren. Um die Wettbewerbsfähigkeit von Wärmepumpen, Heizstäben und Elektroautos zu verbessern, bedarf es einer umfassenden Reformierung des Abgaben- und Umlagensystems. Eine umfassende Analyse zu diesem Thema liefern Fraunhofer ISI et al. (2020). Das Ziel sollte es sein, die Energie entsprechend ihrer Umweltwirkung zu besteuern. Demensprechend bräuchte es einen ambitionierten CO₂-Preisfad und es müssten Maßnahmen ergriffen werden, die die Strompreise senken und gleichzeitig die Förderung fossiler Energieträger wie z. B. bei der Energiesteuervergünstigung für Dieselmotoren beendet werden. Entsprechende Vorschläge

sind beispielsweise Agora Energiewende (2017), dena (2020) oder Löschel et al. (2020) zu entnehmen. Für eine gezielte Förderung von Wärmepumpen besteht darüber hinaus die Möglichkeit, ordnungspolitische Maßnahmen zu ergreifen. Dies kann wie bei der Solarthermie im Rahmen der Energieeinsparverordnung geschehen. Um bis zum Jahr 2030 die vom Modell postulierten großen Gesamtkapazitäten für Wärmepumpen zu erreichen, müsste auch eine hohe Sanierungsrate im Altbestand angestrebt werden. Die Dringlichkeit des Handelns ist hier aufgrund der Langlebigkeit von Wärmeerzeugungstechnologien gegeben.

Förderung der Elektromobilität ganzheitlich unterstützen. Da neue Mobilitätskonzepte und ein verändertes Nutzerverhalten im Modell nicht abgebildet werden können, stützt sich die modellierte Dekarbonisierung des Verkehrssektors in erster Linie auf den Ausbau der Elektromobilität. Deren Bedeutung für die Verkehrswende wird auch von politischer Seite betont. Um den Kauf von Elektrofahrzeugen zu fördern, braucht es neben Investitionsanreizen und dem notwendigen technologischen Fortschritt auch Konzepte zum Ausbau der Ladeinfrastruktur. Außerdem muss weitere Aufklärungsarbeit geleistet werden, um beispielsweise Vorurteile bzgl. der Reichweite abzubauen und den Beitrag der Technologie zum Umwelt- und Klimaschutz hervorzuheben. Dabei sollte der Fokus auch auf kleine Nutzfahrzeuge ausgeweitet werden. Der Einsatz von Elektro-Kleintransportern bietet sich für den Dienstleistungssektor aufgrund des passenden Fahrprofils und des geringeren Wartungsaufwands im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren an.

Flexibilisierung des Stromverbrauchs fördern. Durch den erhöhten Einsatz von Sektorkopplungstechnologien ist mit einer steigenden Gleichzeitigkeit beim Strombedarf zu rechnen. Dieses Problem muss adäquat adressiert werden, um insbesondere Überlastungen des Niederspannungsnetzes zu vermeiden. Es ist zu erwarten, dass in den kommenden Jahren die technischen Voraussetzungen vorhanden sind, um eine stärkere Flexibilisierung des Verbrauchs zu ermöglichen. Allerdings braucht es eine Anpassung des regulatorischen Rahmens, um die Flexibilitätspotenziale auch im Niederspannungsnetz nutzbar zu machen. Aus diesem Grund wird derzeit eine Anpassung von § 14a EnWG diskutiert, die den Netzbetreibern erlauben könnte, beispielsweise den Ladestrom für Elektroautos in bestimmten Situationen zu reduzieren. Die Modellergebnisse zeigen auch, dass eine Steuerung des Verbrauchs notwendig ist, um deutschlandweit die Spitzenlast zu verringern. Andernfalls wäre ein deutlich größerer Kraftwerkszubau zur Lastdeckung notwendig, was zu höheren Kosten und Umweltbelastungen führen würde. Zur Einhaltung der CO₂-Ziele müssten dafür auch weitere EE-Anlagen zugebaut werden, was die oben beschriebenen Herausforderungen weiter verschärfen würde. Damit in Situationen mit hohen Residuallasten die Preissignale den notwendigen Anreiz zu einer Lastverschiebung bieten, wären flexible Stromtarife denkbar. Außerdem sollte eine Förderung von Wärmespeichern in Erwägung gezogen werden, damit das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen erhöht wird.

Effizienzmaßnahmen verstärken. Die Modellergebnisse des Szenarios E zeigen, dass Effizienzmaßnahmen ein Substitut für den Ausbau von Sektorkopplungstechnologien sein kann. Unter den gegebenen Randbedingungen wurde in diesem Szenario der starke Ausbau der

Wärmepumpen reduziert. Um ambitioniertere CO₂-Reduktionsziele zu erreichen, werden beide Maßnahmen notwendig sein. Über die technische Lebensdauer gesehen sind Effizienzmaßnahmen häufig bereits heute schon lohnend. Ihre Umsetzung scheitert aber oft an der Kapitalintensität. Dieser Umstand könnte mit der Vergabe von Förderkrediten adressiert werden. Außerdem würde eine angemessene CO₂-Bepreisung die Amortisationszeiten für Effizienzmaßnahmen verkürzen. Dieses Instrument könnte also auch an dieser Stelle eine zusätzliche Lenkungswirkung entfalten.

Literaturverzeichnis

50Hertz; Amprion; TenneT; Transnet BW (2018): Netzentwicklungsplan Strom. Online verfügbar unter <https://www.netzentwicklungsplan.de/de>, zuletzt aktualisiert am 2018, zuletzt geprüft am 08.01.2019.

Achzet, Benjamin; Reller, Armin; Zepf, Volker; Rennie, Cameron; Ashfield, Morag; Simmons, John (2012): Materials critical to the energy industry. An introduction. Online verfügbar unter http://www.mrm.uni-augsburg.de/de/gruppen/reller/downloads/Materials_Handbook_Rev_2012.pdf, zuletzt geprüft am 04.07.2019.

AG Energiebilanzen (2020): Energiebilanz Deutschland 2018. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2018.html>, zuletzt geprüft am 25.06.2020.

Agora Energiewende (2017): Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Berlin.

Amprion; APG; Creos; elia; 50Hertz; RTE et al. (2018): Generation Adequacy Assessment. Online verfügbar unter <https://www.transnetbw.de/uploads/2018-01-31-12-25-45-21-1.pdf>, zuletzt geprüft am 07.12.2018.

Angerer, Gerhard; Buchholz, Peter; Gutzmer, Jens; Hagelüken, Christian; Herzig, Peter; Littke, Ralf et al. (2016): Rohstoffe für die Energieversorgung der Zukunft. Geologie - Märkte - Umwelteinflüsse. München: Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Energiesysteme der Zukunft). Online verfügbar unter https://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2016_ESYS_Analyse_Rohstoffe.pdf.

Baan, Laura de; Alkemade, Rob; Koellner, Thomas (2013): Land use impacts on biodiversity in LCA. A global approach. In: *Int J Life Cycle Assess* 18 (6), S. 1216–1230. DOI: 10.1007/s11367-012-0412-0.

Baratto, Francesco; Diwekar, Urmila M.; Manca, Davide (2005): Impacts assessment and tradeoffs of fuel cell based auxiliary power units Part II. Environmental and health impacts, LCA, and multi-objective optimization. In: *Journal of Power Sources* 139 (1-2), S. 214–222. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2004.07.024.

Bare, Jane C.; Hofstetter, Patrick; Pennington, David W.; Haes, Helias A. Udo de (2000): Mid-points versus endpoints. The sacrifices and benefits. In: *Int J Life Cycle Assess* 5 (6), S. 319–326. DOI: 10.1007/BF02978665.

Berrill, Peter; Arvesen, Anders; Scholz, Yvonne; Gils, Hans Christian; Hertwich, Edgar G. (2016): Environmental impacts of high penetration renewable energy scenarios for Europe. In: *Environ. Res. Lett.* 11 (1), S. 14012. DOI: 10.1088/1748-9326/11/1/014012.

BNetzA (2018): Kennzahlen der Versorgungsunterbrechung Strom. Bonn. Online verfügbar unter

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Versorgungsunterbrech_Strom_node.html, zuletzt aktualisiert am 19.10.2018, zuletzt geprüft am 08.01.2019.

Brückl, Oliver (2006): Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft. Technische Universität München.

Bründlinger, Thomas; König, Julian Elizalde; Frank, Oliver; Gründig, Dietmar, Jugel, Christopf, Kraft, Patrizia; Krieger, Oliver; Mischinger, Stefan et al. (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf, zuletzt geprüft am 16.07.2020.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2018): Mineralische Rohstoffe. Online verfügbar unter https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_rohstoffe/min_rohstoffe_node.html, zuletzt geprüft am 07.12.2018.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2020a): BGR-DERA-ROSYS. Online verfügbar unter <https://rosys.dera.bgr.de/mapapps/resources/apps/rosys/index.html?lang=de>, zuletzt geprüft am 02.07.2020.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2020b): Preismonitor April 2020. Online verfügbar unter https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Aktuelles/Monitore/04-20/2020-04-preismonitor.pdf;jsessionid=C92ACE-DAA90AF0F1731B978619A701BB.2_cid292?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 17.06.2020.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). Berlin.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU); Umweltbundesamt (UBA) (2019): Eco Design Kit. Die Ökobilanz. Online verfügbar unter <https://www.ecodesignkit.de/methoden/b2-analyse-und-bewertungsmethoden/b21-die-oekobilanz/die-oekobilanz-fortsetzung/>, zuletzt geprüft am 04.07.2019.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 06.02.2019.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016): Grünbuch Energieeffizienz. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Hg. v. BMWi. Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2019): Die Energie der Zukunft. Zweiter Fortschrittsbericht zur Energiewende. Berichtsjahr 2017. Online verfügbar unter

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html>, zuletzt geprüft am 09.07.2019.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020a): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>, zuletzt geprüft am 13.08.2020.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020b): Kabinett beschließt Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/20200603-kabinett-beschliesst-aenderung-des-windenergie-auf-see-gesetzes.html>, zuletzt geprüft am 13.08.2020.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2020a): Ausschreibungen Windenergieanlagen auf See. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Offshore/offshore-node.html, zuletzt geprüft am 13.08.2020.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2020b): Beendete Ausschreibungen Windenergieanlagen an Land. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html, zuletzt geprüft am 13.08.2020.

Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) (Hg.) (2014): BDI-Energiewende-Navigator 2014. Monitoring zur Umsetzung der Energiewende. Berlin. Online verfügbar unter http://bdi.eu/media/user_upload/20141201_bdi-energiewende-navigator_2014.pdf.

Bundesverband Windenergie (BWE) (2020): Halbjahreszahlen Windenergie an Land. Zubau trotz deutlichem Anstieg zu gering – Knoten bei Genehmigung lösen, Repowering-Strategie umsetzen. Online verfügbar unter <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/halbjahreszahlen-windenergie-an-land-zubau-trotz-deutlichem-anstieg-zu-gering-knoten-bei-genehmig/>, zuletzt geprüft am 13.08.2020.

Burnett, Richard T.; Pope, C. Arden; Ezzati, Majid; Olives, Casey; Lim, Stephen S.; Mehta, Sumi et al. (2014): An integrated risk function for estimating the global burden of disease attributable to ambient fine particulate matter exposure. In: *Environmental health perspectives* 122 (4), S. 397–403. DOI: 10.1289/ehp.1307049.

Byfield, Selina (Hg.) (2017): Rohstoffe für die Energiewende. Wege zu einer sicheren und nachhaltigen Versorgung: Stellungnahme. Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina; Deutsche Akademie der Technikwissenschaften; Union der Deutschen Akademien der Wissenschaften. Halle (Saale), München, Mainz: Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina; acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung). Online verfügbar unter <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:gbv:3:2-73752>.

CDU; CSU; SPD (2018): Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD.

Online verfügbar unter https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/koalitionsvertrag_2018.pdf?file=1, zuletzt geprüft am 09.12.2019.

Chatzimouratidis, Athanasios I.; Pilavachi, Petros A. (2009): Sensitivity analysis of technological, economic and sustainability evaluation of power plants using the analytic hierarchy process. In: *Energy Policy* 37 (3), S. 788–798. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.11.021.

Curran, Michael; Hellweg, Stefanie; Beck, Jan (2014): Is there any empirical support for biodiversity offset policy? In: *Ecological Applications* 24 (4), S. 617–632. DOI: 10.1890/13-0243.1.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2020): Vorschlag für die Senkung der EEG-Umlage auf null. Ein Impuls für eine Beschleunigung der Energiewende. Berlin.

ecoinvent Association (2017): ecoinvent. Version 3.4. Online verfügbar unter <https://www.ecoinvent.org/database/older-versions/ecoinvent-34/ecoinvent-34.html>, zuletzt geprüft am 13.07.2020.

Edenhofer, Ottmar (2010): Global aber gerecht. Klimawandel bekämpfen, Entwicklung ermöglichen. München: Beck.

EnBW; Envia; Senec; Sonnen; Tesla (2020): 1Positionspapier Kleine Direktvermarktung für post-EEG-Anlagen. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/unternehmen/presse/kleine-direktvermarktung-solaranlagen.html>, zuletzt geprüft am 13.08.2020.

ENTSO-E (2016): MAF 2016 Dataset.

ENTSO-E (2017): Mid-term Adequacy Forecast 2017.

Europäische Kommission (2010): Critical raw materials for the EU. Report of the Ad-hoc Working Group on defining critical raw materials. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/growth/tools-databases/eip-raw-materials/en/system/files/ged/79%20report_b_en.pdf, zuletzt geprüft am 04.06.2019.

Europäische Kommission (2019): EUCO scenarios 2030. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-modelling/euco-scenarios_en, zuletzt geprüft am 16.07.2020.

Evans, Annette; Strezov, Vladimir; Evans, Tim J. (2009): Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (5), S. 1082–1088. DOI: 10.1016/j.rser.2008.03.008.

finanzen.net (2020): Rohstoffpreise. Online verfügbar unter <https://www.finanzen.net/rohstoffe>, zuletzt geprüft am 17.07.2020.

Flues, Florens; Löschel, Andreas; Pothen, Frank; Wölfling, Nikolas (2012): Indikatoren für die energiepolitische Zielerreichung. Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH. Mannheim.

Fraunhofer ISE (2020): Nettostromerzeugung in Deutschland in 2020. Online verfügbar unter https://www.energy-charts.de/energy_pie_de.htm?year=2020, zuletzt geprüft am 03.07.2020.

Fraunhofer ISI; Consentec; SUER (2020): Auswirkungen klima- und energiepolitischer Instrumente mit Fokus auf EEG-Umlage, Stromsteuer und CO₂-Preis. Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien: Einnahmen- und Refinanzierungsseite. Karlsruhe.

Fronde, Manuel; Grösche, Peter; Huchtemann, Dirk; Oberheitmann, Andreas; Peters, Jörg; Angerer, Gerhard et al. (2006): Trends der Angebots- und Nachfragesituation bei mineralischen Rohstoffen. Online verfügbar unter http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB_Mineralische-Rohstoffe.pdf, zuletzt geprüft am 07.12.2018.

Gallego Carrera, Diana; Mack, Alexander (2010): Sustainability assessment of energy technologies via social indicators. Results of a survey among European energy experts. In: *Energy Policy* 38 (2), S. 1030–1039. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.10.055.

Gerbert, Philipp; Herhold, Patrick; Burchardt, Jens; Schönberger, Stefan; Rechenmacher, Florian; Kirchner, Almut et al. (2018): Klimapfade für Deutschland, zuletzt aktualisiert am https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Publikationen/2018/Januar/Klimapfade_fuer_Deutschland_BDI-Studie_/Klimapfade-fuer-Deutschland-BDI-Studie-12-01-2018.pdf, zuletzt geprüft am 16.07.2020.

Goedkoop, Mark; Heijungs, Reinout; Huijbregts, Mark; Schryver, An De; Struijs, Jaap; van Zelm, Rosalie (2009): ReCiPe 2008: A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level. First Edition. Report I. Ruimte en Milieu, Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer. Online verfügbar unter https://www.leidenuniv.nl/cml/ssp/publications/recipe_characterisation.pdf, zuletzt geprüft am 25.09.2019.

Gonzales-Aparicio, Iratxe; Huld, Thomas; Careri, Francesco; Monforti, Fabio; Zucker, Andreas (2017): EMIHRES dataset. Part II: Solar power generation.

Gonzales-Aparicio, Iratxe; Zucker, Andreas; Careri, Francesco; Monforti, Fabio; Huld, Thomas; Badger, Jake (2016): EMIHRES dataset. Part I: Wind power generation.

Gujba, H.; Mulugetta, Y.; Azapagic, A. (2011): Power generation scenarios for Nigeria. An environmental and cost assessment. In: *Energy Policy* 39 (2), S. 968–980. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.11.024.

Haasis, H. D.; Kopfer, H.; Schönberger, J. (2006): Operations Research Proceedings 2005. Selected Papers of the Annual International Conference of the German Operations Research Society (GOR): Springer Berlin Heidelberg. Online verfügbar unter <https://books.google.de/books?id=Q-rIGRz6gxIC>.

- Hayashi, Kentaro; Okazaki, Masanori; Itsubo, Norihiro; Inaba, Atsushi (2004): Development of damage function of acidification for terrestrial ecosystems based on the effect of aluminum toxicity on net primary production. In: *Int J Life Cycle Assess* 9 (1), S. 13–22. DOI: 10.1007/BF02978532.
- Heinrich, G.; Basson, L.; Cohen, B.; Howells, M.; Petrie, J. (2007): Ranking and selection of power expansion alternatives for multiple objectives under uncertainty. In: *Energy* 32 (12), S. 2350–2369. DOI: 10.1016/j.energy.2007.06.001.
- Henning, Hans-Martin; Palzer, Andreas (2015): Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/was-kostet-die-energiewende.html>, zuletzt geprüft am 23.09.2019.
- Hirschberg, Stefan; Done, Roberto; Heck, Thomas; Burgherr, Peter; Schenler, Warren; Bauer, Christian (2004): Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation. Paul Scherrer Institut. Online verfügbar unter https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/36/111/36111076.pdf?r=1&r=1, zuletzt geprüft am 01.07.2019.
- Huijbregts, M.A.J.; Steinmann, Z.J.N.; Elshout, P.M.F.; Stam, G.; Verones, F.; Vieira, M.D.M. et al. (2017): ReCiPe 2016 v1.1. A harmonized life cycle impact assessment method at midpoint and endpoint level. National Institute for Public Health and the Environment. Online verfügbar unter <https://rivm.openrepository.com/handle/10029/620793>, zuletzt geprüft am 28.06.2019.
- IAEA (2005): Energy indicators for sustainable development. Guidelines and methodologies. Vienna.
- IHS Markit (2019): North American Gas and Power Scenarios. Online verfügbar unter <https://ihsmarkit.com/products/north-america-gas-power.html>, zuletzt geprüft am 24.09.2019.
- Institut für seltene Erden und strategische Metalle (2019): Aktuelle Preise von strategischen Metallen. Online verfügbar unter <https://institut-seltene-erden.de/aktuelle-preise-von-strategischen-metallen/>, zuletzt geprüft am 25.06.2020.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2014): Climate Change 2013 - The Physical Science Basis. Cambridge: Cambridge University Press.
- International Renewable Energy Agency (IRENA) (2018): Renewable Energy Prospects for the European Union. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA).
- Jacobson, Mark Z. (2009): Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security. In: *Energy Environ. Sci.* 2 (2), S. 148–173. DOI: 10.1039/b809990c.

Jeswani, Harish Kumar; Gujba, Haruna; Azapagic, Adisa (2011): Assessing Options for Electricity Generation from Biomass on a Life Cycle Basis. Environmental and Economic Evaluation. In: *Waste Biomass Valor* 2 (1), S. 33–42. DOI: 10.1007/s12649-010-9057-z.

Karger, Cornelia R.; Hennings, Wilfried; Jäger, Tobias (2006): Chancen und Risiken zukünftiger netzgebundener Versorgung. Ein multi-kriterielles Verfahren zur Bewertung von Zukunftsszenarien. Jülich: Forschungszentrum Jülich (Schriften des Forschungszentrums Jülich - Reihe Umwelt, 64).

Karlsruher Institut für Technologie (KIT) (2020): Neues Verfahren ermöglicht Lithiumabbau in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.kit.edu/kit/pi_2020_054_neues-verfahren-ermoglicht-lithiumabbau-in-deutschland.php, zuletzt geprüft am 02.07.2020.

Kasten, Peter; Mottschall, Moritz; Köppel, Wolfgang; Degünther, Charlotte; Schmied, Martin; Wüthrich, Philipp (2016): Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-10_endbericht_energieversorgung_des_verkehrs_2050_final.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2020.

Klinglmair, Manfred; Sala, Serenella; Brandão, Miguel (2014): Assessing resource depletion in LCA. A review of methods and methodological issues. In: *Int J Life Cycle Assess* 19 (3), S. 580–592. DOI: 10.1007/s11367-013-0650-9.

Köllner, Thomas; Scholz, Roland (2007): Assessment of Land Use Impacts on the Natural Environment. Part 1. An Analytical Framework for Pure Land Occupation and Land Use Change (8 pp). In: *Int J Life Cycle Assess* 12 (1), S. 16–23. DOI: 10.1065/lca2006.12.292.1.

Kowalski, Katharina; Stagl, Sigrid; Madlener, Reinhard; Omann, Ines (2009): Sustainable energy futures. Methodological challenges in combining scenarios and participatory multi-criteria analysis. In: *European Journal of Operational Research* 197 (3), S. 1063–1074. DOI: 10.1016/j.ejor.2007.12.049.

La Rovere, Emilio Lebre; Soares, Jeferson Borghetti; Oliveira, Luciano Basto; Lauria, Tatiana (2010): Sustainable expansion of electricity sector. Sustainability indicators as an instrument to support decision making. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (1), S. 422–429. DOI: 10.1016/j.rser.2009.07.033.

Lelieveld, J.; Evans, J. S.; Fnais, M.; Giannadaki, D.; Pozzer, A. (2015): The contribution of outdoor air pollution sources to premature mortality on a global scale. In: *Nature* 525 (7569), S. 367. DOI: 10.1038/nature15371.

Löschel, Andreas; Erdmann, Georg; Staiß, Frithjof; Ziesing, Hans-Joachim (2019): Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017. Hg. v. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Münster, Stuttgart. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ewk-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 28.06.2019.

Löschel, Andreas; Grimm, Veronika; Lenz, Barbara; Staiß, Frithjof (2020): Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken. Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext. Hg. v. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ewk-stellungnahme-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 13.08.2020.

Maikath, Joline (2020): Entwicklung einer Kennzahl zur Bewertung des Transportbedarfs im Übertragungsnetz. Analyse von Szenarien für das deutsche Stromsystem. Technische Universität Berlin, Berlin.

Maurer, Christoph (2014): Ein neues Konzept für das Monitoring von Versorgungssicherheit – deutsche und europäische Betrachtung. Projekt „Erneuerbare Energie als Leitlinie für das Marktdesign der Zukunft“ – AP2 Plattform Strommarkt, AG Versorgungssicherheit/Marktdesign. Consentec. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/ag-1-plattform-strommarkt-praesentation-consentec.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 15.01.2019.

Maxim, Alexandru (2014): Sustainability assessment of electricity generation technologies using weighted multi-criteria decision analysis. In: *Energy Policy* 65, S. 284–297. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.09.059.

May, J. R.; Brennan, D. J. (2006): Sustainability Assessment of Australian Electricity Generation. In: *Process Safety and Environmental Protection* 84 (2), S. 131–142. DOI: 10.1205/psep.04265.

Meinhardt, Hannes (2019): Bewertung der Versorgungssicherheit energiebezogener Ressourcen. Masterarbeit. Technische Universität Berlin, Berlin. Online verfügbar unter https://www.ensys.tu-berlin.de/menue/archiv_und_downloads/abschlussarbeiten/, zuletzt geprüft am 03.06.2019.

Ney, Michael (2006): Wirtschaftlichkeit von Interaktionsplattformen. Effizienz und Effektivität an der Schnittstelle zum Kunden. Zugl.: München, Techn. Univ., Diss., 2005. 1. Aufl. Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag (Markt- und Unternehmensentwicklung). Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8350-9091-0>.

Nolting, Lars; Praktijnjo, Aaron (2020): Can we phase-out all of them? Probabilistic assessments of security of electricity supply for the German case. In: *Applied Energy* 263, S. 114704. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114704.

Onat, Nevzat; Bayar, Haydar (2010): The sustainability indicators of power production systems. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (9), S. 3108–3115. DOI: 10.1016/j.rser.2010.07.022.

Peschel, Rolf; Peschel, Tim; Marchand, Martine; Hauke, Jörg (2019): Solarparks - Gewinne für die Biodiversität. Online verfügbar unter <https://www.bne->

online.de/fileadmin/bne/Dokumente/20191119_bne_Studie_Solarparks_Gewinne_fuer_die_Biodiversitaet_online.pdf, zuletzt geprüft am 18.06.2020.

Prognos AG (2015): Versorgungssicherheit europäisch denken. Chancen und Voraussetzungen einer intensivierten europäischen Integration der Strom- und Leistungsmärkte. im Auftrag des Weltenergieerat - Deutschland e. V. Unter Mitarbeit von Jens Hobohm. Berlin, Basel. Online verfügbar unter https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2014/03/WEC_Prognos_Endbericht-Versorgungssicherheit-europaeisch-denken_final.pdf, zuletzt geprüft am 13.12.2018.

PRS Group (2012): International Country Risk Guide Methodology. Online verfügbar unter <https://www.prsgroup.com/wp-content/uploads/2012/11/icrgmethodology.pdf>, zuletzt geprüft am 03.06.2019.

Roth, Stefan; Hirschberg, Stefan; Bauer, Christian; Burgherr, Peter; Dones, Roberto; Heck, Thomas; Schenler, Warren (2009): Sustainability of electricity supply technology portfolio. In: *Annals of Nuclear Energy* 36 (3), S. 409–416. DOI: 10.1016/j.anucene.2008.11.029.

Santoyo-Castelazo, Edgar; Azapagic, Adisa (2014): Sustainability assessment of energy systems. Integrating environmental, economic and social aspects. In: *Journal of Cleaner Production* 80, S. 119–138. DOI: 10.1016/j.jclepro.2014.05.061.

Schenler, Warren; Hirschberg, Stefan; Burgherr, Peter; Makowski, Marek; Granat, Janusz (2009): Final report on sustainability assessment of advanced electricity supply options. Online verfügbar unter <http://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/9011/1/XO-09-034.pdf>, zuletzt geprüft am 01.07.2019.

Schmidt, Mario (2019): Scarcity and Environmental Impact of Mineral Resources—An Old and Never-Ending Discussion. In: *Resources* 8 (1), S. 2. DOI: 10.3390/resources8010002.

Scholz, Roland W.; Wellmer, Friedrich-Wilhelm (2013): Approaching a dynamic view on the availability of mineral resources. What we may learn from the case of phosphorus? In: *Global Environmental Change* 23 (1), S. 11–27. DOI: 10.1016/j.gloenvcha.2012.10.013.

Shanghai Metals Market (2020): Light Minor Metal. Online verfügbar unter <https://www.metal.com/Other-Minor-Metals>, zuletzt geprüft am 17.07.2020.

Stamford, Laurence; Azapagic, Adisa (2012): Life cycle sustainability assessment of electricity options for the UK. In: *Int. J. Energy Res.* 36 (14), S. 1263–1290. DOI: 10.1002/er.2962.

Steentjes, K.; Pidgeon, N.; Poortinga, W.; Corner, A.; Arnold, A.; Böhm, G. et al. (2017): European Perceptions of Climate Change: Topline findings of a survey conducted in four European countries in 2016. Cardiff: Cardiff University.

Streimikiene, Dalia (2010): Comparative assessment of future power generation technologies based on carbon price development. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (4), S. 1283–1292. DOI: 10.1016/j.rser.2009.12.001.

U.S. National Research Council (2008): Minerals, critical minerals, and the U.S. economy. Washington, D.C.: National Academies Press.

Umweltbundesamt (UBA) (Hg.) (2020): Analyse der Stromeinspeisung ausgeförderter Photovoltaik-anlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs. Weiterbetrieb ausgeförderter Photovoltaikanlagen – Kurzgutachten. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/analyse-der-stromeinspeisung-ausgeforderter>, zuletzt geprüft am 13.08.2020.

DIN EN ISO 14040: Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen. Online verfügbar unter <https://www.din.de/de/mitwirken/normenausschuesse/nagus/normen/wdc-beuth:din21:122442325>, zuletzt geprüft am 25.09.2019.

United States Geological Survey (2016): Chemische Elemente nach Marktpreis. Online verfügbar unter http://www.leonland.de/elements_by_price/de/list, zuletzt geprüft am 17.07.2020.

van Moerkerk, Mike; Crijns-Graus, Wina (2016): A comparison of oil supply risks in EU, US, Japan, China and India under different climate scenarios. In: *Energy Policy* 88, S. 148–158. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.10.015.

Vieira, Marisa D. M.; Ponsioen, Thomas C.; Goedkoop, Mark J.; Huijbregts, Mark A. J. (2017): Surplus Ore Potential as a Scarcity Indicator for Resource Extraction. In: *Journal of Industrial Ecology* 21 (2), S. 381–390. DOI: 10.1111/jiec.12444.

Volkart, Kathrin; Weidmann, Nicolas; Bauer, Christian; Hirschberg, Stefan (2017): Multi-criteria decision analysis of energy system transformation pathways. A case study for Switzerland. In: *Energy Policy* 106, S. 155–168. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.03.026.

Weltgesundheitsorganisation (WHO) (2006): Health risks of particulate matter from long-range transboundary air pollution. Copenhagen : WHO Regional Office for Europe (EUR/05/5046028). Online verfügbar unter <https://apps.who.int/iris/bitstream/10665/107691/1/E88189.pdf>.

Wesselak, Viktor; Schabbach, Thomas; Link, Thomas; Fischer, Joachim (2013): Regenerative Energietechnik. 2., erw. u. vollst. neu bearb. Aufl. 2013. Berlin, Heidelberg, s.l.: Springer Berlin Heidelberg. Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-24165-9>.

Westphal, Kirsten (2009): Russisches Erdgas, ukrainische Röhren, europäische Versorgungssicherheit. Lehren und Konsequenzen aus dem Gasstreit 2009. Hg. v. Stiftung Wissenschaft und Politik. Berlin. Online verfügbar unter https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/studien/2009_S18_wep_ks.pdf, zuletzt aktualisiert am 03.06.2019.

Wilkens, Andreas (2020): 178 neue Windenergieanlagen an Land im ersten Halbjahr. In: *heise online*, 2020 (07/2020). Online verfügbar unter <https://www.heise.de/news/178-neue-Windenergieanlagen-an-Land-im-ersten-Halbjahr-4860241.html>, zuletzt geprüft am 13.08.2020.

World Bank (2005): Where Is the Wealth of Nations?: The World Bank.

World Bank (2019): Worldwide Governance Indicators. Online verfügbar unter <https://info.worldbank.org/governance/wgi/#doc>, zuletzt geprüft am 04.06.2019.

Wuppertal Institut (2014): KRESSE – Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems. Abschlussbericht 0325324 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter Mitarbeit von Karin Arnold, Jonas Friege, Christine Krüger, Arjuna Nebel, Michael Ritthoff, Sascha Samadi, Ole Soukup, Jens Teubler, Peter Viebahn, Klaus Wiesen. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Wuppertal.

Yang, Yuying; Li, Jianping; Sun, Xiaolei; Chen, Jianming (2014): Measuring external oil supply risk. A modified diversification index with country risk and potential oil exports. In: *Energy* 68, S. 930–938. DOI: 10.1016/j.energy.2014.02.091.

Zimmermann, Hans-Jürgen; Gutsche, Lothar (1991): Multi-Criteria Analyse. Einführung in die Theorie der Entscheidungen bei Mehrfachzielsetzungen. Berlin, Heidelberg: Springer (Heidelberger Lehrtexte Wirtschaftswissenschaften). Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-58198-4>.

A. Anhang

A.1. Übersicht Indikatoren Literaturrecherche

Tabelle A-1: Übersicht der analysierten Studien

Nr.	Quelle	Nr.	Quelle
[1]	BDI (2014)	[12]	Karger et al. (2006)
[2]	Chatzimouratidis und Pilavachi (2009)	[13]	Kowalski et al. (2009)
[3]	Evans et al. (2009)	[14]	La Rovere et al. (2010)
[4]	Flues et al. (2012)	[15]	Maxim (2014)
[5]	Gallego Carrera und Mack (2010)	[16]	May und Brennan (2006)
[6]	Gujba et al. (2011)	[17]	Onat und Bayar (2010)
[7]	Heinrich et al. (2007)	[18]	Roth et al. (2009)
[8]	Hirschberg et al. (2004)	[19]	Santoyo-Castelazo und Azapagic (2014)
[9]	IAEA (2005)	[20]	Schenler et al. (2009)
[10]	Jacobson (2009)	[21]	Stamford und Azapagic (2012)
[11]	Jeswani et al. (2011)	[22]	Streimikiene (2010)

Tabelle A-2: Übersicht Indikatoren Literaturrecherche

Indikator	Zieldimension	Unterkategorie	Quellen
Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Bruttostromerzeugung	Wirtschaftlichkeit	Effizienz	[4]
Effizienz der Energieumwandlung und -verteilung	Wirtschaftlichkeit	Effizienz	[9]; [17]; [3]
Effizienz der Leistungserstellung	Wirtschaftlichkeit	Effizienz	[12]
Endenergieverbrauch im Verkehrsbereich im Vergleich zu 2005	Wirtschaftlichkeit	Effizienz	[1]
Energetische Sanierungsrate	Wirtschaftlichkeit	Effizienz	[4]
Energieeinsparung im Gebäudebereich	Wirtschaftlichkeit	Effizienz	[1]
Investitionen im Bereich Energieeffizienz	Wirtschaftlichkeit	Effizienz	[1]
Primärenergieverbrauch im Vergleich zu 2008	Wirtschaftlichkeit	Effizienz	[1]
Stromverbrauch im Vergleich zu 2008	Wirtschaftlichkeit	Effizienz	[1]
Technische Energieeffizienz	Wirtschaftlichkeit	Effizienz	[4]
Anteil "Clean Energy Patents"	Wirtschaftlichkeit	Innovation	[1]; [4]
Aufbau und Entwicklung von Wissen zu neuen Technologien	Wirtschaftlichkeit	Innovation	[12]
Ausgaben und Personal in der Forschung im Bereich Energie	Wirtschaftlichkeit	Innovation	[4]
Entwicklung neuer Produkte und Dienstleistungen	Wirtschaftlichkeit	Innovation	[18]
Erhalt und Aufbau von Wissen zu bestehenden Technologien	Wirtschaftlichkeit	Innovation	[12]
Erhalt und Entwicklung Institutioneller Innovationen	Wirtschaftlichkeit	Innovation	[12]
Innovation	Wirtschaftlichkeit	Innovation	[18]
Innovationsfähigkeit	Wirtschaftlichkeit	Innovation	[12]
Innovationstätigkeit	Wirtschaftlichkeit	Innovation	[12]
Öffentliche energiebezogene Forschungsausgaben	Wirtschaftlichkeit	Innovation	[1]
Private Ausgaben für Energieforschung	Wirtschaftlichkeit	Innovation	[1]
Technologietransfer	Wirtschaftlichkeit	Innovation	[18]
(Durchschnittliche) Langfristige Energiekosten	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[22]
Allgemeine Luftschadstoffkosten	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[4]
Betriebskosten	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[12]; [21]; [2]
Erzeugungskosten	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[20]
Erzeugungskosten elektrischer Energie	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[3]
Finanzielle Förderung und Unterstützung	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[21]
Finanzierungsrisiko	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[20]; [18]
Flexibilität auf Grundlage der marginalen Kosten	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[18]
Gesamtkosten	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[6]; [13]; [4]
Investitionskosten	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[12]
Investitionstätigkeit	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[12]
Jährliche Gesamtkosten	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[11]; [19]; [16]

Jährliche Kapitalkosten	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[11]; [16]
Kapitalkosten	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[19]; [21]; [16]; [2]
Kosten pro Einheit	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[6]
Liquidität	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[18]
Marge Elektrizitätsvertrieb	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[4]
Marge Gasvertrieb	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[4]
Marginale Kosten	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[20]
Spezifisches Investment	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[14]
Stromerzeugungskosten	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[15]; [19]; [17]; [21]; [8]; [4]
Totale Systemkosten	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[7]
Überschussrendite bei Energieversorgungsunternehmen	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[4]
Volatilität von Energieträgerpreisen	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[4]
Wiederbeschaffungskosten	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[18]
Wirtschaftliche Regulierbarkeit	Wirtschaftlichkeit	Kosten	[21]
Anpassungsfähigkeit an Markterfordernisse	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[12]
Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[1]; [4]
Anzahl zugelassener Elektrofahrzeuge	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[1]; [4]
Außenbeitrag der Energiegüter	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[4]
Auswirkungen auf die Stromkosten	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[18]
Beitrag zur nationalen Wirtschaftsleistung	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[18]
Cashflow an den Staat	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[18]
Energiepreise für den Endverbraucher nach Sektor und Energieträger	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[9]
Energieproduktivität des BIP	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[1]; [4]
Externe Kosten	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[17]; [15]; [18]; [2]; [4]
Gesamtwirtschaftliche Ausgaben für Endenergie gemäß wertmäßiger Energiebilanz	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[4]
Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) der Primärbereitstellung von Gas	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[4]
Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) im Stromgroßhandel	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[4]
Importierte Materialien	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[14]
Internationale Wettbewerbsfähigkeit	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[12]
Jährliche Wachstumsrate der installierten Stromerzeugungsleistung von erneuerbaren Energien	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[1]
Konzentrationsrate	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[1]; [4]

Kosten-Nutzen Index	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[14]
Lieferantenwechselquoten	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[4]
Nettoimporte Gas	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[1]; [4]
Nettoimporte Strom	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[1]; [4]
Notwendige Maßnahmen während und nach einer Erweiterung	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[18]
Preiselastische Stromnachfrage bezogen auf den Gesamtverbrauch	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[4]
Preiselastizität der Nachfrage nach Kraftstoffen	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[4]
Prozentuale Abweichung des höchsten realisierten Wochenpreises vom Jahresmittelwert	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[4]
Residual Supply Index (RSI) der Stromerzeugung	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[4]
Revealed Comparative Advantage (RVA) energieintensiver Industrien	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[4]
Subventionen pro Energieträger (pro Jahr / kumuliert)	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[4]
Wertschöpfung	Wirtschaftlichkeit	Makroökonomische Effekte	[16]
Abgaben	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[12]
Differenz (Spread) zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen für Elektrizität	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]
Differenz (Spread) zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen für Gas	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]
Differenz zwischen Endkunden- und Großhandelspreisen für Kraftstoffe (Tankstellenmarge)	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]
EEG-Umlage/ -Differenzkosten	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]
Energieträgerkosten	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[21]; [2]
Erträge	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[18]
Grenzübergangspreis Erdgas	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]
Grenzübergangspreise (Importkosten) Rohöl	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]
Grenzübergangspreise für Drittlandskohle	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]
Implizite Energiesteuern	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]
Netzentgelte Gas	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]
Netzentgelte Strom	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]

Preise für Endverbraucher	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]
Preise für Gas bei Abgabe an industrielle Verbraucher	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]
Preise für Gas bei Abgabe an private Haushalte	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]
Preise für Strom bei Abgabe an industrielle Verbraucher	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]
Preise für Strom bei Abgabe an private Haushalte	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]
Spotmarktpreis für Strom (Phelix Monat)	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]
Spotmarktpreise für Emissionsrechte an der EEX (Carbix)	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]
Strompreise Haushalte im EU-Vergleich	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[1]; [4]
Strompreise Industrie im EU-Vergleich	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[1]
Volatilität der Energieträgerkosten	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[21]; [8]; [18]; [20]
Volatilität der Spotmarktpreise für Strom	Wirtschaftlichkeit	Preisbezogene Kennzahlen	[4]
Angebot einer Vielzahl von Versorgungsdienstleistungen	Versorgungssicherheit	Diversität	[12]
Diversität der Antriebstechnologien im Verkehrssektor	Versorgungssicherheit	Diversität	[4]
Diversität der verwendeten Brennstoffe	Versorgungssicherheit	Diversität	[21]
Diversität der verwendeten Technologien	Versorgungssicherheit	Diversität	[13]; [12]
Nettoimporte Gas	Versorgungssicherheit	Diversität	[1]; [4]
Nettoimporte Strom	Versorgungssicherheit	Diversität	[1]; [4]
Technologischer Vorsprung	Versorgungssicherheit	Diversität	[13]
Unabhängigkeit von knappen Ressourcen	Versorgungssicherheit	Diversität	[12]
Verbundgrad des Stromnetzes	Versorgungssicherheit	Diversität	[4]
Alter des Elektrizitätsnetzes	Versorgungssicherheit	Netzspezifische Kennzahlen	[4]
Anzahl Messsysteme (Smart Meter)	Versorgungssicherheit	Netzspezifische Kennzahlen	[1]; [4]
Ausbau Übertragungsnetze Strom	Versorgungssicherheit	Netzspezifische Kennzahlen	[1]
Eingriffe der ÜNB nach §13 EnWG	Versorgungssicherheit	Netzspezifische Kennzahlen	[4]
Investitionen der Netzbetreiber	Versorgungssicherheit	Netzspezifische Kennzahlen	[4]
Netzstabilität Gas (SAIDI)	Versorgungssicherheit	Netzspezifische Kennzahlen	[1]
Netzstabilität Strom (SAIDI)	Versorgungssicherheit	Netzspezifische Kennzahlen	[1]; [4]
Offshore-Windparks ohne Netzan-schluss	Versorgungssicherheit	Netzspezifische Kennzahlen	[1]
Optimierung Verteilnetze Strom	Versorgungssicherheit	Netzspezifische Kennzahlen	[1]

Sicherheit des Netzes	Versorgungssicherheit	Netzspezifische Kennzahlen	[12]
Spannungsqualität im Stromnetz	Versorgungssicherheit	Netzspezifische Kennzahlen	[4]
Technologiespezifische Deckung der Spitzenlast	Versorgungssicherheit	Netzspezifische Kennzahlen	[8]
Transportintensität im Energiebereich	Versorgungssicherheit	Netzspezifische Kennzahlen	[9]
Alter des Kraftwerksparks	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[4]
Anteil der Endkunden, die nach dem n-1-Kriterium versorgt werden	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[4]
Brennstoffreserven im Verhältnis zum Brennstoffverbrauch	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[9]
Cumulative Availability Curve von Öl, Gas und Kohle	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[4]
Erhalt der Reversibilität innerhalb des Versorgungssystems	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[12]
Fehlertoleranz	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[12]
Flexibilität	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[20]
Importabhängigkeit der Energieversorgung	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[9]; [13]; [19]; [4]
Importdiversifikation gemäß Herfindahl-Hirschman-Index	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[4]
Importe von Energie aus demokratisch nicht gefestigten Ländern	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[4]
Importrisikoindikator („Versorgungsrisiko-Indikator“) nach Frondel und Schmidt	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[4]
Investitionen in den Kraftwerkspark	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[4]
Kapazität der Brennstoffspeicher	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[21]
Kapazität der unterirdischen Speicherung von Gas	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[4]
Kapazität Stromspeicher	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[1]; [4]
Minimale verbleibende gesicherte Leistung im Jahresablauf	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[4]
Reichweite von Energieträgern	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[8]
Reichweite von Inputmaterialien	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[8]
Sicherheit der Energieversorgung	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[13]
Sicherung des hohen Qualitätsniveaus	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[12]
Statische Reichweite fossiler Brennstoffe	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[21]
Systematische Deckung der Spitzenlast	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[15]

Unterbrechungen der Energieversorgung	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[10]
Verbleibende gesicherte Leistung zum Zeitpunkt der Höchstlast	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[4]
Verfügbarkeit	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[2]; [12]; [17]; [3]; [21]; [20]; [14]
Verfügbarkeit erneuerbarer Energien	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[19]
Verfügbarkeit technischer Standorte	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[18]
Verhältnis verfügbarer Reserven zum Bruttoenergieverbrauch	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[2]; [9]
Verlässlichkeit / Vorhersehbarkeit im Normalbetrieb	Versorgungssicherheit	Sicherheit der Energieversorgung	[10]; [18]
Angebotsseitige Flexibilität	Versorgungssicherheit	Technologiespezifische Kennzahlen	[18]
Flexibilität des Betreibers	Versorgungssicherheit	Technologiespezifische Kennzahlen	[18]
Kapazität	Versorgungssicherheit	Technologiespezifische Kennzahlen	[2]; [4]
Kosten für Redispatch	Versorgungssicherheit	Technologiespezifische Kennzahlen	[1]
Mögliche elektrische Erzeugungsleistung	Versorgungssicherheit	Technologiespezifische Kennzahlen	[14]; [1]
Planungsverfahren	Versorgungssicherheit	Technologiespezifische Kennzahlen	[12]
Sicherheit der Anlagen	Versorgungssicherheit	Technologiespezifische Kennzahlen	[12]
Technische Anschlussmöglichkeit	Versorgungssicherheit	Technologiespezifische Kennzahlen	[21]
Abfallendlager / Deponien	Umweltverträglichkeit	Abfall	[20]
Austritt von Kohlenwasserstoffen nach Unfällen	Umweltverträglichkeit	Abfall	[20]
Chemische Belastung, chemische Abfälle	Umweltverträglichkeit	Abfall	[20]; [10]
Erzeugte Abfälle (nur Feststoffe)	Umweltverträglichkeit	Abfall	[16]
Feinstaub	Umweltverträglichkeit	Abfall	[16]
Gesamtgewicht der erzeugten Abfälle	Umweltverträglichkeit	Abfall	[8]; [4]
Radioaktive Altlasten	Umweltverträglichkeit	Abfall	[20]; [10]; [18]; [4]
Vermeidung von Bodenbelastung durch Unfälle in EVUs	Umweltverträglichkeit	Abfall	[12]
Vermeidung von Schadstoffeinträgen in Wasserquellen	Umweltverträglichkeit	Abfall	[12]
Auswirkungen auf die Tierwelt	Umweltverträglichkeit	Biodiversität	[10]
Biodiversität	Umweltverträglichkeit	Biodiversität	[20]; [4]
Eingriff in natürliche Lebensräume	Umweltverträglichkeit	Biodiversität	[13]; [12]
Geopolitische Faktoren	Umweltverträglichkeit	Biodiversität	[8]
Ökologisches Gleichgewicht	Umweltverträglichkeit	Biodiversität	[13]
Ökotoxizität	Umweltverträglichkeit	Biodiversität	[20]; [16]
Qualität der Landschaft	Umweltverträglichkeit	Biodiversität	[13]
Schaffung und Erhaltung von Erholungsgebieten	Umweltverträglichkeit	Biodiversität	[12]
Schutz der Fauna	Umweltverträglichkeit	Biodiversität	[12]

Schutz der Flora	Umweltverträglichkeit	Biodiversität	[12]
Thermische Belastung	Umweltverträglichkeit	Biodiversität	[10]
Veränderungen im ungeschützten Ökosystem	Umweltverträglichkeit	Biodiversität	[8]
Abbau der Ozonschicht	Umweltverträglichkeit	Emissionen	[6]; [16]; [19]; [21]; [21]
CO ₂ -Bilanz	Umweltverträglichkeit	Emissionen	[1]
CO ₂ -Intensität der Stromerzeugung	Umweltverträglichkeit	Emissionen	[4]
Luftverschmutzung / Luftqualität	Umweltverträglichkeit	Emissionen	[20]; [13]; [9]; [4]
Mögliche Bodenverunreinigung	Umweltverträglichkeit	Emissionen	[6]
Mögliche Eutrophierung (Überdüngung des Grundwassers)	Umweltverträglichkeit	Emissionen	[6]; [16]; [21]; [21]; [19]; [11]; [18]
Mögliche photochemische Oxidation	Umweltverträglichkeit	Emissionen	[6]; [16]; [21]; [21]; [11]; [19]; [12]
Mögliche toxische Gefährdung für den Menschen	Umweltverträglichkeit	Emissionen	[6]; [16]; [19]; [11]; [21]
Mögliche Übersäuerung	Umweltverträglichkeit	Emissionen	[6]; [16]; [21]; [21]; [19]; [11]; [7]; [18]; [4]
Mögliche Verunreinigung der Meere	Umweltverträglichkeit	Emissionen	[6]; [21]; [21]; [19]
Mögliche Verunreinigung des Trinkwassers	Umweltverträglichkeit	Emissionen	[6]; [21]; [21]; [19]; [4]
Möglicher abiotischer Abbau	Umweltverträglichkeit	Emissionen	[6]; [16]; [19]
Schwermetallemissionen	Umweltverträglichkeit	Emissionen	[4]
Spezifischer Ausstoß von Treibhausgasen (außer CO ₂)	Umweltverträglichkeit	Emissionen	[14]
Spezifischer CO ₂ Ausstoß	Umweltverträglichkeit	Emissionen	[14]; [20]; [10]; [13]; [6]; [16]; [21]; [21]; [11]; [22]; [7]; [8]; [19]; [9]; [3]; [17]; [1]; [12]; [4]
Anteile der Primärenergieträger in Bruttostrom- und Bruttoenergieverbrauch	Umweltverträglichkeit	Ressourcennutzung	[9]
Erhalt von Trinkwasserreservoirs	Umweltverträglichkeit	Ressourcennutzung	[12]
Erschöpfung der Reserven fossiler Brennstoffe	Umweltverträglichkeit	Ressourcennutzung	[19]; [4]
Kumulierter Materialeinsatz	Umweltverträglichkeit	Ressourcennutzung	[13]; [4]
Nutzung fossiler Brennstoffe	Umweltverträglichkeit	Ressourcennutzung	[20]
Nutzung von Eisenerzen	Umweltverträglichkeit	Ressourcennutzung	[20]; [12]
Nutzung von Uran	Umweltverträglichkeit	Ressourcennutzung	[20]
Ökologischer Fußabdruck des Energiesystems	Umweltverträglichkeit	Ressourcennutzung	[4]
Recyclebarkeit der verwendeten Materialien	Umweltverträglichkeit	Ressourcennutzung	[21]; [21]
Ressourcenreichtum	Umweltverträglichkeit	Ressourcennutzung	[10]
Vermeidung der Übernutzung landwirtschaftlicher Fläche	Umweltverträglichkeit	Ressourcennutzung	[12]
Vorrübergehend oder dauerhaft benötigte, konsumierte, besetzte, verbrauchte Landfläche	Umweltverträglichkeit	Ressourcennutzung	[15]; [20]; [10]; [14]; [8]; [17]; [18]; [3]; [12]; [21]; [21]; [4]
Wald	Umweltverträglichkeit	Ressourcennutzung	[12]

Wasserverbrauch zur Energieerzeugung	Umweltverträglichkeit	Ressourcennutzung	[14]; [16]; [10];[17]; [3]; [7]; [4]
Anteil EE am Kraftstoffverbrauch (Verkehr)	Umweltverträglichkeit	Umweltwirtschaft	[1]
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch	Umweltverträglichkeit	Umweltwirtschaft	[1]; [9]; [4]
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	Umweltverträglichkeit	Umweltwirtschaft	[1]; [9]; [4]
Bruttoinlandsverbrauch an Primärenergie	Umweltverträglichkeit	Umweltwirtschaft	[4]
Bruttoinlandsverbrauch Elektrizität	Umweltverträglichkeit	Umweltwirtschaft	[4]
Endenergieverbrauch im Verkehr	Umweltverträglichkeit	Umweltwirtschaft	[4]
Energieintensität der Industrie	Umweltverträglichkeit	Umweltwirtschaft	[9]
Energieintensität der Landwirtschaft	Umweltverträglichkeit	Umweltwirtschaft	[9]
Energieverbrauch pro BIP	Umweltverträglichkeit	Umweltwirtschaft	[9]
Energieverbrauch pro Einwohner	Umweltverträglichkeit	Umweltwirtschaft	[9]; [4]
Externe Kosten	Umweltverträglichkeit	Umweltwirtschaft	[17]; [15]; [18]; [2]; [4]
Höhe der vermeidbaren Importe fossiler Energieträger	Umweltverträglichkeit	Umweltwirtschaft	[21]
Investitionen und laufende Ausgaben für Umweltschutz im Energiebereich	Umweltverträglichkeit	Umweltwirtschaft	[4]
Nichtinternalisierte Treibhausgaskosten	Umweltverträglichkeit	Umweltwirtschaft	[4]
Raumwärmebedarf	Umweltverträglichkeit	Umweltwirtschaft	[4]
Akzeptanz der Energiewende	Sozialverträglichkeit	Akzeptanz	[1]; [15]
Akzeptanz Strompreiserhöhung	Sozialverträglichkeit	Akzeptanz	[1]
Ästhetische Auswirkungen	Sozialverträglichkeit	Akzeptanz	[18]; [5]; [20]; [12]
Beschäftigung / Befähigung	Sozialverträglichkeit	Akzeptanz	[13]
Einfluss auf die lokale Infrastruktur	Sozialverträglichkeit	Akzeptanz	[18]
Externe Risiken der Versorgung	Sozialverträglichkeit	Akzeptanz	[15]
Kostensteigerung durch Energiewende	Sozialverträglichkeit	Akzeptanz	[1]
Partizipation der Bürger	Sozialverträglichkeit	Akzeptanz	[18]; [20]
Soziale Kooperationen	Sozialverträglichkeit	Akzeptanz	[18]
Verständlichkeit der Verbraucherinformation und Verträge zur Versorgung	Sozialverträglichkeit	Akzeptanz	[12]
Vertrauen in das Versorgungsnetz	Sozialverträglichkeit	Akzeptanz	[18]; [20]
Wandlungsfähigkeit / Anpassungsfähigkeit	Sozialverträglichkeit	Akzeptanz	[20]
Zustimmung der Bürger	Sozialverträglichkeit	Akzeptanz	[18]
Anteil der regional ansässigen Beschäftigten im Verhältnis zu gesamten direkten Beschäftigten	Sozialverträglichkeit	Beschäftigungsrelevante Aspekte	[21]
Beschäftigte in alpinen Regionen	Sozialverträglichkeit	Beschäftigungsrelevante Aspekte	[18]
Beschäftigte in Forschung und Entwicklung	Sozialverträglichkeit	Beschäftigungsrelevante Aspekte	[18]
Beschäftigte in nicht alpinen Regionen	Sozialverträglichkeit	Beschäftigungsrelevante Aspekte	[18]
Bildungsgrad der Beschäftigten	Sozialverträglichkeit	Beschäftigungsrelevante Aspekte	[18]
Direkte Beschäftigung	Sozialverträglichkeit	Beschäftigungsrelevante Aspekte	[21]; [8]; [16]; [20]

Gesamte Beschäftigung	Sozialverträglichkeit	Beschäftigungsrelevante Aspekte	[21]; [18]; [14]; [15]
Hochschulabsolventen in für Energie relevanten Feldern	Sozialverträglichkeit	Beschäftigungsrelevante Aspekte	[4]
Indirekte Beschäftigung	Sozialverträglichkeit	Beschäftigungsrelevante Aspekte	[16]
Neue Beschäftigte in nicht alpinen Regionen	Sozialverträglichkeit	Beschäftigungsrelevante Aspekte	[18]
Qualifizierung der Beschäftigten	Sozialverträglichkeit	Beschäftigungsrelevante Aspekte	[18]
Saisonale Beschäftigung	Sozialverträglichkeit	Beschäftigungsrelevante Aspekte	[14]
Sicherung humaner Arbeitsbedingungen	Sozialverträglichkeit	Beschäftigungsrelevante Aspekte	[12]
Sozialversicherungspflichtige Beschäftigte in der energieintensiven Industrie	Sozialverträglichkeit	Beschäftigungsrelevante Aspekte	[4]
Sozialversicherungspflichtige Beschäftigte in der Energiewirtschaft	Sozialverträglichkeit	Beschäftigungsrelevante Aspekte	[4]
Sozialverträgliche Gestaltung des Beschäftigungswandels	Sozialverträglichkeit	Beschäftigungsrelevante Aspekte	[12]
Erkennbare Kompetenzen im Bereich des Sicherheitsmanagements	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und Gesundheit	[18]; [5]
Evakuierungen	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und Gesundheit	[18]
Gefährdung durch Terrorismus	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und Gesundheit	[18]; [20]
Gesamte Gesundheitsauswirkungen radioaktiver Strahlung	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und Gesundheit	[21]; [4]
Gesundheitsauswirkungen radioaktiver Strahlung auf Beschäftigte	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und Gesundheit	[21]
Katastrophen	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und Gesundheit	[18]; [8]; [9]; [21]; [5]; [20]; [16]; [4]
Lärmbelastung für Anwohner	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und Gesundheit	[18]; [8]; [20]; [13]
Morbidität	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und Gesundheit	[18]; [5]; [20]
Mortalität	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und Gesundheit	[18]; [8]; [20]; [10]
Normalbetrieb	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und Gesundheit	[20]
Notwendige Lagerungszeit kritischer Abfälle	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und Gesundheit	[8]
Risikocharakteristik	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und Gesundheit	[18]
Sicherung in der Nachbetriebsphase	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und Gesundheit	[18]
Störfälle in Kernkraftwerken nach International Nuclear Scale (INES)	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und Gesundheit	[4]
Unfallrisiko	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und Gesundheit	[18]; [20]
Verbreitung / Ausbreitung	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und Gesundheit	[8]; [18]; [20]
Verletzungen	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und	[18]; [21]; [16]

		Gesundheit	
Wahrnehmbare Gesundheitsrisiken (im Normalbetrieb)	Sozialverträglichkeit	Sicherheit und Gesundheit	[18]
Beteiligung von Ländern mit bekannten Korruptionsproblemen an der Wertschöpfungskette	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[21]
Durchschnittliches Einkommensniveau	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[14]
Erhalt sozialer Sicherungssysteme	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[12]
Externe Kosten	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[17]; [15]; [18]; [2]; [4]
Gerechte Verteilung von Chancen und Risiken	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[18]
Gesellschaftliche Zielformulierung	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[12]
Gleichberechtigter Zugang zu Ressourcen von HH, öffentliche Einrichtungen und Unternehmen	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[12]
Gleichberechtigung	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[18]; [12]
Internationale Verteilungsgerechtigkeit der Ressourcennutzung	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[12]
Konflikte	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[18]; [5]
Nichtinternalisierte externe Kosten der Energieversorgung	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[4]
Qualität der Lebensbedingungen	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[18]
Regionale Selbstbestimmung	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[13]
Sicherung angemessener Mindestlöhne	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[12]
Soziale Auswirkungen	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[3]
Sozialer Zusammenhalt	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[13]
Übernahme von Verantwortung der Gesellschaft für nachfolgende Generationen	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[12]
Übernahme von Verantwortung der Versorgungsunternehmen für die Daseinsvorsorge	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[12]
Übernahme von Verantwortung von Unternehmen in Entwicklungsländern	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[12]
Vermeidung von Armut	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[12]
Vertretbares Wohlstandsgefälle	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[12]
Zugang zu Elektrizität für einkommensschwache Gruppen	Sozialverträglichkeit	Sonstige gesellschaftliche Aspekte	[18]; [12]; [9]
Anreiz für nachhaltiges Konsumverhalten	Sozialverträglichkeit	Sozioökonomische Aspekte	[18]

Anreiz für nachhaltiges Versorgungsverhalten	Sozialverträglichkeit	Sozioökonomische Aspekte	[18]
Anteil der Konsumausgaben für Energie von Haushalten mit geringem Einkommen	Sozialverträglichkeit	Sozioökonomische Aspekte	[4]
Anteil der Konsumausgaben für Strom und Brennstoffe	Sozialverträglichkeit	Sozioökonomische Aspekte	[9]; [4]
Ausgaben zur lokalen Förderung im Vergleich zum gesamten jährlichen Ertrag	Sozialverträglichkeit	Sozioökonomische Aspekte	[21]; [18]; [13]
Auswirkungen auf öffentliche Ausgaben	Sozialverträglichkeit	Sozioökonomische Aspekte	[13]
Dämpfung der Produktion	Sozialverträglichkeit	Sozioökonomische Aspekte	[18]
Endenergieverbrauch von Haushalten nach Einkommensgruppe und jeweiligen Energieträgern	Sozialverträglichkeit	Sozioökonomische Aspekte	[9]
Marktchancen durch Energiewende	Sozialverträglichkeit	Sozioökonomische Aspekte	[1]
Ökonomische Entwicklung der Region	Sozialverträglichkeit	Sozioökonomische Aspekte	[18]
Potential der Mobilisierung	Sozialverträglichkeit	Sozioökonomische Aspekte	[18]
Sozio-ökonomisches Ansehen	Sozialverträglichkeit	Sozioökonomische Aspekte	[18]
Standortabhängiger Verkehr	Sozialverträglichkeit	Sozioökonomische Aspekte	[18]
Verfügbarkeit einer Entsorgungsinfrastruktur	Sozialverträglichkeit	Sozioökonomische Aspekte	[18]
Verfügbarkeit einer ganzheitlichen Infrastruktur zur Abfallbeseitigung	Sozialverträglichkeit	Sozioökonomische Aspekte	[5]
Verfügbarkeit eines Entsorgungskonzeptes	Sozialverträglichkeit	Sozioökonomische Aspekte	[18]
Angabe der Höhe der Preise	Sozialverträglichkeit	Transparenz	[12]
Angabe der Leistungsbestandteile (Herkunft und Art der Leistung)	Sozialverträglichkeit	Transparenz	[12]
Angabe der Marktstrukturen	Sozialverträglichkeit	Transparenz	[12]
Angabe der Preisbestandteile (z. B. Netzkosten, Steueranteile, etc.)	Sozialverträglichkeit	Transparenz	[12]

A.2. Bewertung der Anforderungen an zukünftige Übertragungsnetze

In diesem Abschnitt werden Konzepte vorgestellt, mit denen die Anforderungen an die Netzinfrastruktur ohne ein dezidiertes, komplexes Netzmodell bewertet werden können. Mithilfe der Methodiken werden die Anforderungen an die Netze anhand der geografischen Verteilung der Erzeugung und des Verbrauchs abgeleitet. Hieraus können wiederum Rückschlüsse auf potenziell auftretende Engpässe, die Netzbelastung und strukturelle Veränderungen der Lastflüsse gezogen werden. Insbesondere ermöglichen die Kennzahlen den Vergleich verschiedener Szenarien. Detaillierte Netzstudien bleiben jedoch für genaue Aussagen unersetzlich.

Das erste vorgestellte Konzept schätzt die Beanspruchung der Netzinfrastruktur basierend auf der Entwicklung der Residuallast entlang von Achsen durch das untersuchte Netzgebiet. Das zweite Konzept verwendet ein stark vereinfachtes Modell des Übertragungsnetzes und simuliert die Lastflüsse als Transportproblem. Beide Indikatoren benötigen umfangreiche Eingangsdaten zur geografischen Verteilung von Erzeugungskapazitäten und der Last – teilweise als stündlich aufgelöste Zeitreihen. Im Rahmen dieser Studie und auf Grundlage der verwendeten Modellumgebung konnten diese Daten nicht vollständig erhoben und die vorgestellten Indikatoren damit nicht berechnet werden.

Indikator basierend auf der Entwicklung der Residuallast

Die Berechnung des Indikators erfolgt anhand von drei Schritten:

- Erfassung des Residuallastprofils für kritische Zeitpunkte
- Projektion der Residuallast auf verschiedene Achsen
- Kennzahlberechnung

Eine schematische Darstellung zur Illustration der Schritte ist Abbildung A-1 zu entnehmen.

Erfassung des Residuallastprofils für kritische Zeitpunkte

Ausgangspunkt für die Berechnung des Indikators ist die Erfassung der räumlichen Verteilung von Last und Erzeugung zu den Zeitpunkten, in denen das zu untersuchende Netzgebiet am stärksten beansprucht ist. In Deutschland sind dies vornehmlich die Zeiten mit starker Wind einspeisung und hohem oder niedrigem Stromverbrauch. Dies führt zu einem dreidimensionalen Residuallastprofil mit den Himmelsachsen und der Residuallast als Dimensionen.

Projektion der Residuallast auf verschiedene Achsen

Das auf diese Weise generierte Residuallastprofil wird anschließend auf die Achsen projiziert, die die Hauptrichtungen des Stromflusses am besten widerspiegeln. Für Deutschland ist dies die Nord-Süd- bzw. Nordost-Südwest-Achse mit hoher Windstromerzeugung im Norden und Osten und den Verbrauchszentren im Süden und Westen des Landes. Dadurch werden zweidimensionale Profile entlang dieser Achsen erzeugt. Diese Profile charakterisieren die Transportaufgabe des Netzes entlang der entsprechenden Achsen.

Kennzahlberechnung

Die Kennzahl zur Bewertung der Anforderungen an das Übertragungsnetz ist das betragsmäßige Maximum der Residuallast, die sich zu einem beliebigen Punkt entlang der Achse als kumulierte Summe ergeben hat.

$$\text{Anforderung Netz} = \max|\text{Residuallast}_{kum}| \quad (25)$$

Diese Größe wird mit dem Maximum/Minimum zum Ausgangszeitpunkt der Betrachtung (also beispielsweise das Jahr 2019) verglichen, das vom Netz bewältigt werden konnte. Eine weitere Steigerung erfordert ab einem bestimmten Ausmaß Netzausbaumaßnahmen. Geplante Vorhaben halten nicht immer zeitlich mit dem benötigten Ausbau schritt – entsprechende Veränderungen der Anforderungen können als Risiko für die Versorgungssicherheit bewertet werden.

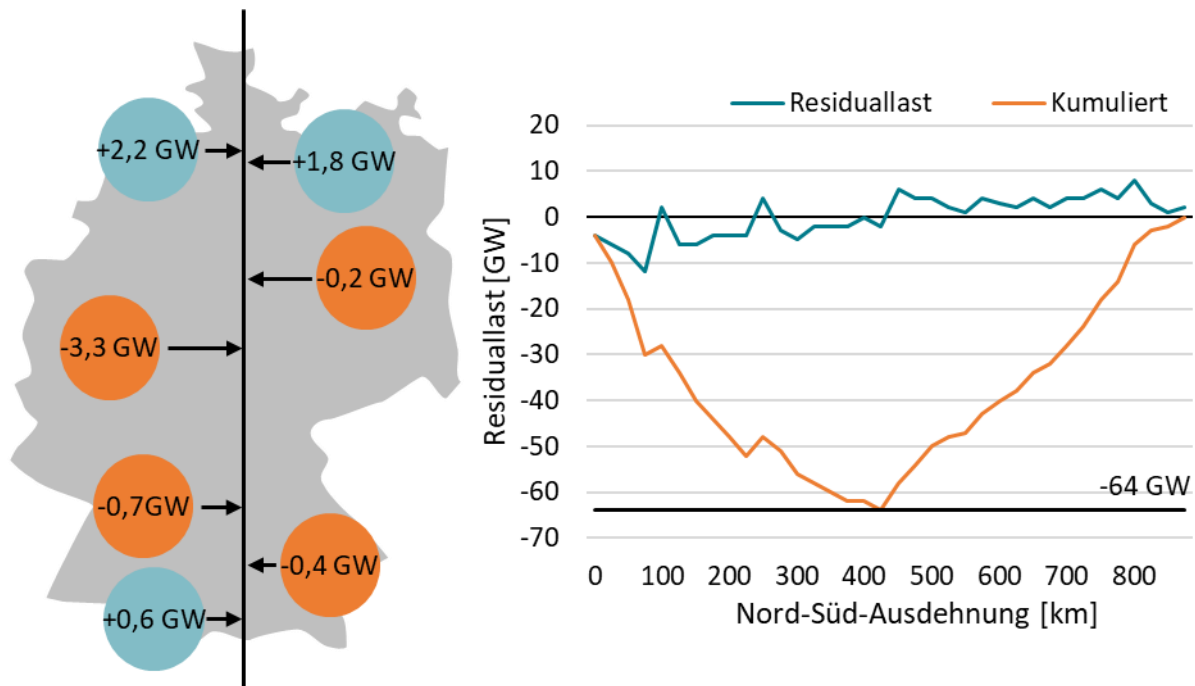


Abbildung A-1: Schematische Darstellung des Indikators zur Bewertung der Anforderungen an das Übertragungsnetz.

Indikator basierend auf einem vereinfachten Netzmodell

Der Indikator soll den Transportbedarf unter Berücksichtigung der Netzauslastung in verschiedenen Szenarien eines Energiesystemmodells vergleichbar machen. Zu diesem Zweck wird ein vereinfachtes Lastflussmodell entwickelt, das als Ergebnis die Lastflüsse zwischen zuvor definierten Netzknoten liefert. Die Implementierung des Modells erfolgt als lineares Optimierungsproblem. Als Eingangsparameter werden regionalisierte Zeitreihen zu Stromerzeugung und -verbrauch sowie Angaben zur Netztopologie verwendet. Die Berechnung der Kennzahl

basiert auf den modellierten Lastflüssen. Höhere Kennzahlen deuten dabei auf einen stärkeren Transportbedarf hin. Die Vorgehensweise zur Entwicklung des Lastflussmodells und die Herleitung des Indikators sind zusammenfassend in Abbildung A-2 dargestellt und werden im Folgenden zusammenfassend beschrieben. Eine detaillierte Beschreibung ist in Maikath (2020) zu finden.

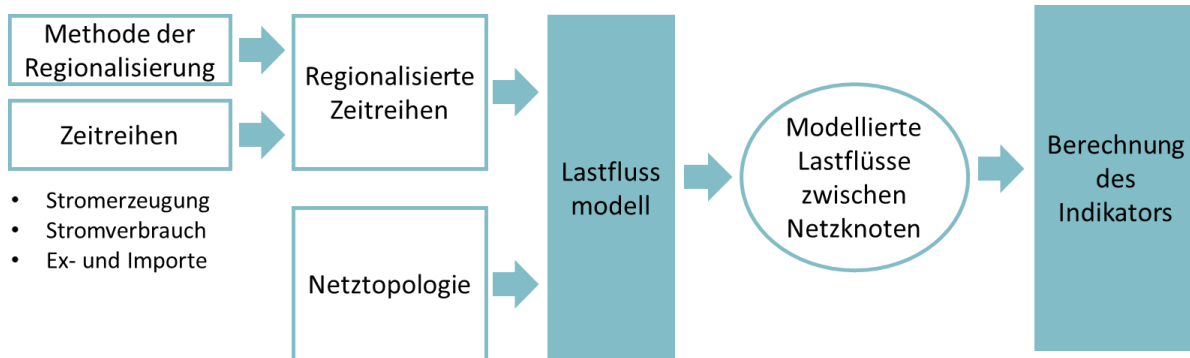


Abbildung A-2: Prozessschritte der Indikatorentwicklung. Quelle: Maikath (2020)

Das vereinfachte Lastflussmodell bildet den Übertragungsbedarf im deutschen Stromnetz auf Ebene des Übertragungsnetzes ab. Zur Reduzierung der Komplexität wird bewusst eine vereinfachte Darstellungsform gewählt. Zu diesem Zweck werden jeweils mehrere Netzgebiete zu einem „virtuellen“ Netzknoten zusammengefasst. Die Zusammenlegung der Regionen erfolgt anhand netztechnischer Erwägungen, sodass möglichst Regionen, die intern genügend Übertragungskapazität bereitstellen, zu einem Knoten zusammengefasst werden. Das daraus abgeleitete reduzierte Modell mit sechs Netzknoten und den internationalen Übertragungsleitungen ist in Abbildung A-3 dargestellt.

Die Erzeugungs- und Verbrauchsdaten eines Netzgebietes werden jeweils für einen Knoten gebündelt betrachtet. So die Zeitreihen nur für das Betrachtungsgebiet kumuliert und nicht regionalisiert vorliegen, muss zunächst mit einer passenden Methode eine Annäherung an eine realistische regionale Verteilung vorgenommen werden. Dementsprechend wird auch die Stromnetzinfrastruktur vereinfacht, indem nur Verbindungen zwischen den zuvor definierten Netzknoten berücksichtigt werden. Die Höhe der Stromerzeugung und die Höhe der Last je Netzknoten sowie die Export- und Import-Zeitreihen sind durch modellexogene Zeitreihen vorgegeben. Der Lastfluss zwischen den Knoten wird für jeden Zeitschritt der Zeitreihen einzeln berechnet. Dabei gilt grundsätzlich, dass die Energiebilanz aus Erzeugung, Last und Ex- und Importen des Betrachtungsgebietes ausgeglichen sein muss. Folglich entspricht die summierte Erzeugung aller Netzknoten jederzeit der summierten Last zuzüglich Exporten und abzüglich Importen. Wenn in einem Netzknoten mehr Strom erzeugt als verbraucht wird, liegt dort ein Erzeugungsüberschuss vor. Überschüssiger Strom innerhalb eines Netzknotens wird über die vereinfachten Leitungen zwischen den Knoten möglichst in andere Netzknoten geleitet, in denen ein Erzeugungsdefizit vorliegt. Der Transport von Strom aus einem Netzknoten in einen anderen Netzknoten wird im Folgenden als Lastfluss $LF_{i,j}$ bezeichnet.

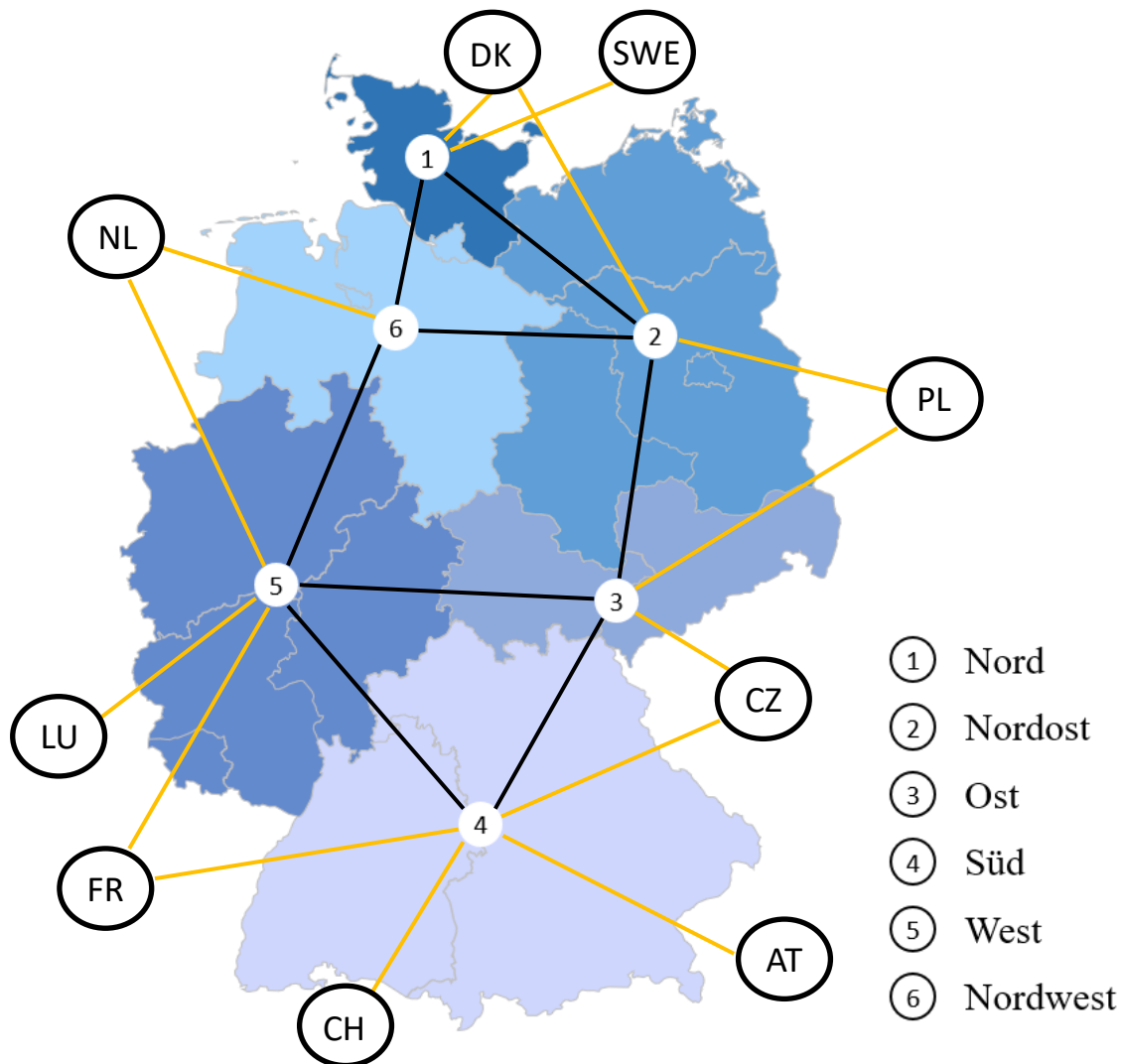


Abbildung A-3: Einteilung der Netzknoten im reduzierten Modell. Quelle: Maikath (2020)

Die vorhandene Netztopologie einschließlich der maximal möglichen Übertragungskapazität der einzelnen Leitungen wird exogen vorgegeben. Sollte aufgrund nicht ausreichender Übertragungskapazitäten ein vollständiger Bilanzausgleich durch Lastflüsse über Stromleitungen nicht möglich sein, soll zusätzlich in jedem Netzknoten die Möglichkeit zu Redispatch und Einspeisemanagement gegeben sein. Diese sollen jedoch im Vergleich zu einem Ausgleich über Lastflüsse nur nachrangig zum Einsatz kommen. Dabei ist die Höhe von Redispatch in positiver Richtung durch die in der jeweiligen Zeiteinheit ungenutzten konventionellen Kapazitäten begrenzt, während Redispatch in negativer Richtung nur in Höhe der im bereits im Einsatz befindlichen konventionellen Kapazitäten zur Verfügung steht. Die Höhe des Einspeisemanagements ist wiederum durch die in der jeweiligen Zeiteinheit zur Stromerzeugung genutzten EE-Kapazitäten begrenzt. Die Bilanz aus Erzeugung, Verbrauch, Redispatch, Einspeisemanagement und Lastflüssen in und aus dem jeweiligen Netzknoten muss in jeder Zeiteinheit ausgeglichen sein.

Das beschriebene Modell wird als lineares Optimierungsproblem unter Minimierung der nötigen Lastflüsse und der anzuwendenden Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen umgesetzt. Als Ergebnis wird der Lastfluss zwischen den Knoten ausgegeben. Die Lastflüsse $LF_{i,j}$ sind die Grundlage der Ermittlung des Indikators K . Die Berechnung erfolgt nach der folgenden Gleichung in vier Schritten.

$$K = 100 \cdot \tilde{x}_{0,9} \left(\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \left(\frac{LF_{ij}(t)}{LF_{ij,max}} \right)^2 \cdot \frac{LF_{ij,max}}{LF_{Netz,max}} \right) \quad (26)$$

Schritt 1: Zwischenwerte je Leitung und Zeiteinheit
 Schritt 2: Zwischenwerte je Zeiteinheit
 Schritt 3: 90 % - Quantil
 Schritt 4: Multiplikation mit 100

- In Schritt 1 wird die relative Auslastung einer Leitung und die relative Bedeutung der Leitung im Gesamtnetz bewertet. Hohe relative Auslastungen sollen dabei stärker in die Berechnung der Kennzahl einfließen. Hiermit wird die Kritikalität einer hohen Netzauslastung im Hinblick auf die Netz- und Systemstabilität hervorgehoben. Zu diesem Zweck wird eine Quadrierung der relativen Auslastungen vorgenommen. Diese bewirkt, dass ein Anstieg des Lastflusses zu einer überproportionalen Erhöhung der Kennzahl führt. Die Wahl der zweiten Potenz ist angelehnt an das Joule-Lenz-Gesetz (auch Stromwärmegesetz genannt). Zusätzlich zu der Quadrierung der relativen Auslastungen erfolgt durch den zweiten Term in Schritt 1 eine Kapazitätsgewichtung. Die Leitungen werden für die Berechnung der Kennzahl entsprechend ihrem Anteil an der Gesamtkapazität des Netzes gewichtet.
- In Schritt 2 werden die so erhaltenen gewichteten relativen Auslastungen aller Leitungen summiert, sodass ein Maß der gesamten Netzbelastung für alle betrachteten Zeitschritte gefunden wird.
- Schritt 3 berechnet das 90%-Quantil der so erhaltenen Zwischenwerte je Zeiteinheit. Dieser Lageparameter ist sensibel gegenüber Veränderungen der Netzbelastung und fokussiert ebenfalls die kritischen Werte höherer Netzbelastung.
- Die Multiplikation des so erhaltenen Indikators mit dem Wert 100 dient lediglich der besseren Darstellung des Indikators als Wert auf einer Skala von 0 bis 100.

Anhand historischer Daten aus dem Jahr 2019 wurden für zuvor definierte Szenario-Wochen erste Berechnungen durchgeführt. Die berechneten Kennzahlen variieren stark zwischen den betrachteten Szenario-Wochen. Höhere Kennzahlwerte implizieren eine höhere Netzauslastung. Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere der Anteil der Stromerzeugung aus Windenergie ausschlaggebend für die Höhe des Indikators ist. Dies kann dadurch begründet werden, dass die installierten Wind Onshore- und Offshore-Kapazitäten Deutschlands überwiegend im

tendenziell verbrauchsschwachen Norden des Landes vorzufinden sind, während im Süden und Westen große Verbraucherzentren liegen. Durch eine Verstärkung des Nord-Süd-Erzeugungsgefälles erhöht sich der Transportbedarf im Übertragungsnetz und somit auch die Kennzahl. In einer weiteren Anwendung wurde die Kennzahl für ein WindNODE-Basisszenario im Jahr 2030 und das gesamte Jahr 2019 berechnet. Trotz höherem Anteil an Windstromeinspeisung fällt die Kennzahl für das modellierte Jahr 2030 etwas geringer als im Jahr 2019 aus. Ein Vergleich bei verschiedenen Zeithorizonten ist aufgrund der veränderten Netztopologie nur bedingt möglich. Bei Unterstellung der heutigen Netztopologie (Stand 2019) ergibt sich für das betrachtete WindNODE-Basisszenario eine deutlich höhere Kennzahl als bei Verwendung des für das Jahr 2030 prognostizierten Netzes. Das stärker ausgebaute Netz im Jahr 2030 ist somit als maßgebliche Ursache für die vergleichsweise geringe Kennzahl anzusehen. Insbesondere durch die geplanten Leitungsbauvorhaben SuedLink und SuedOstLink wird das Netz im Jahr 2030 entlastet.

A.3. Mengen und Preise der im Energiesystem gebundene Mineralien

Tabelle A-3: Mengen und Preise der im Energiesystem gebundenen Mineralien.

Name	Menge [kg]				Preis [USD/kg]	Quelle
	Basis 2018	Basis 2030	Effizienz 2030	E-Mobilität 2030		
Aluminium	2,72E+09	3,71E+09	3,57E+09	4,01E+09	1,30	BGR ¹⁾
Blei	2,33E+08	2,41E+08	2,24E+08	1,96E+08	1,93	BGR ¹⁾
Brom	2,72E+04	2,93E+04	2,75E+04	3,13E+04	4,40	USGS ²⁾
Cadmium	6,93E+06	7,66E+06	7,46E+06	7,91E+06	2,62	BGR ¹⁾
Calcium	1,36E+10	1,58E+10	1,44E+10	1,88E+10	2,50	ISE ³⁾
Cerium	4,59E+04	5,04E+04	5,00E+04	5,08E+04	1,84	BGR ¹⁾
Chrom	6,87E+08	7,95E+08	7,24E+08	9,05E+08	8,07	BGR ¹⁾
Eisen	3,73E+10	3,85E+10	3,45E+10	4,39E+10	0,10	finanzen.net ⁴⁾
Europium	1,15E+02	1,26E+02	1,25E+02	1,27E+02	32,14	BGR ¹⁾
Gadolinium	2,87E+02	3,15E+02	3,13E+02	3,17E+02	14,00	ISE ³⁾
Gallium	1,17E+00	7,51E-01	6,99E-01	8,60E-01	144,04	BGR ¹⁾
Gold	6,89E+02	2,81E+03	2,69E+03	8,25E+03	54013,26	BGR ¹⁾
Indium	1,15E+05	1,28E+05	1,24E+05	1,32E+05	146,89	BGR ¹⁾
Kalium	1,77E+07	2,13E+07	1,92E+07	2,39E+07	12,60	SMM ⁵⁾
Kobalt	6,17E+04	8,81E+04	7,58E+04	8,73E+04	32,02	BGR ¹⁾
Kupfer	3,70E+07	5,04E+07	4,58E+07	6,67E+07	5,38	BGR ¹⁾
Lanthan	1,38E+04	1,51E+04	1,50E+04	1,52E+04	1,82	BGR ¹⁾
Lithium	1,14E+04	4,87E+07	4,87E+07	1,86E+08	11,14	BGR ¹⁾
Magnesium	8,54E+02	2,03E+03	1,89E+03	2,34E+03	2,15	BGR ¹⁾
Mangan	2,28E+08	5,36E+08	5,15E+08	1,45E+09	1,71	BGR ¹⁾
Molybdän	2,97E+06	3,04E+06	2,75E+06	3,79E+06	24,66	BGR ¹⁾
Natrium	1,38E+09	2,17E+09	2,03E+09	2,66E+09	2,94	SMM ⁵⁾
Neodym	7,57E+03	8,31E+03	8,25E+03	8,37E+03	56,42	BGR ¹⁾
Nickel	1,02E+07	1,45E+07	1,33E+07	1,70E+07	13,90	BGR ¹⁾
Palladium	1,75E-02	9,58E-03	8,04E-03	-1,44E-02	58400,87	BGR ¹⁾
Platin	1,84E-02	-2,84E-02	-2,88E-02	-1,57E-01	28093,97	BGR ¹⁾
Praseodym	8,03E+02	8,82E+02	8,75E+02	8,88E+02	97,57	BGR ¹⁾
Rhenium	1,87E+00	2,78E+00	2,58E+00	3,04E+00	1500,00	ISE ³⁾
Rhodium	5,14E-05	4,95E-05	4,77E-05	5,12E-05	232266,00	BGR ¹⁾
Samarium	5,73E+02	6,29E+02	6,25E+02	6,34E+02	1,80	BGR ¹⁾
Silber	2,55E+01	3,13E+01	3,07E+01	3,34E+01	531,45	BGR ¹⁾

Strontium	1,44E+05	1,53E+05	1,48E+05	1,58E+05	6800,00	ISE ³⁾
Tantalum	2,79E+04	3,46E+04	3,12E+04	4,02E+04	183,27	BGR ¹⁾
Tellur	6,49E+01	1,02E+03	1,02E+03	3,63E+03	59,69	BGR ¹⁾
Uran	7,42E+05	9,35E+05	8,83E+05	1,14E+06	0,29	finanzen.net ⁴⁾
Zink	2,16E+08	2,42E+08	2,35E+08	2,52E+08	2,32	BGR ¹⁾
Zinn	1,45E+07	2,16E+07	1,98E+07	2,44E+07	17,00	BGR ¹⁾
Zirkon	7,19E+06	7,81E+06	7,09E+06	8,92E+06	1,48	BGR ¹⁾

¹⁾ Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe BGR (2020b), ²⁾ United States Geological Survey (2016), ³⁾ Institut für seltene Erden und strategische Metalle (2019), ⁴⁾ finanzen.net (2020), ⁵⁾ Shanghai Metals Market (2020)

A.4. Übertragbarkeit auf andere Energiesysteme

Das im Kapitel 2 vorgestellte Indikatorenset wurde so konzipiert, dass die Indikatoren auch mit den Ergebnissen anderer Modelle ermittelt werden können. Voraussetzung für die Berechnung der Indikatoren ist, dass dabei neben Energiesystemmodellen auch Ökobilanzen zum Einsatz kommen, damit die Indikatoren der Umweltverträglichkeit und der Ressourcenknappheit kalkuliert werden können. Für eine detaillierte Betrachtung der bilanziellen Versorgungssicherheit, also der Fähigkeit zur jederzeitigen Lastdeckung, braucht es Modelle, die die Unsicherheiten relevanter Parameter adäquat abbilden. Die in Abschnitt 6.2.2 präsentierten Ergebnisse zeigen, dass bei Variation der Eingangsgrößen LoLE-Werte von größer null auftreten können, auch wenn die Lastdeckung eine bindende Nebenbedingung bei der Kapazitätsoptimierung ist. Dementsprechend sind die Indikatoren nicht auf ein bestimmtes Energiesystemmodell zugeschnitten, sondern können mit einer geeigneten Modellkombination reproduziert werden.

Damit ist grundsätzlich auch die Übertragbarkeit auf andere Energiesysteme gegeben, die unterschiedliche Größen von regionalen bis hin zu internationalen Betrachtungen aufweisen können. Entscheidend ist hier lediglich die Bilanzgrenze des Energiesystemmodells. Sollen aber verschiedene Regionen, beispielsweise die Energiesysteme einzelner Länder, miteinander verglichen werden, so ist dies nur bedingt möglich. Dafür müssen den Modellen in jedem Fall konsistente Annahmen bzgl. technologischer Entwicklungspfade zugrunde liegen. Doch auch wenn diese Bedingung erfüllt ist, kann der Erfolg von strategischen Pfaden für verschiedene Länder ohne weitere Anpassungen nicht objektiv miteinander verglichen werden. Dafür hängen die Auswirkungen des Energiesystems in den Zieldimensionen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit zu stark von den jeweiligen Voraussetzungen ab.

Hierbei sind zunächst die geographischen Gegebenheiten zu nennen. So hängt bereits der Energiebedarf von den klimatischen Bedingungen ab und das Potenzial der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien beeinflusst maßgeblich die Kosten, die mit dem Umbau hinzu einem möglichst CO₂-armen oder -neutralen Energiesystem einhergehen. Höhere Volllaststunden bei der Energieerzeugung aus Wind und solarer Strahlung haben einen positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Außerdem ist es in Regionen mit großen Potenzialen zur Nutzung von Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken erheblich einfacher, die fluktuierende Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen auszugleichen und so die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Der Zugang zu Mineralien und Energieträgern beeinflusst die Kosten für den Bau und Betrieb der technischen Anlagen. Auch die Indikatoren zur Bewertung der Ressourcenabhängigkeit hängen maßgeblich vom Vorhandensein inländischer Rohstoffe ab. Demzufolge haben hier rohstoffarme Länder einen strukturellen Nachteil. Es können jedoch die Strategien von unterschiedlichen Ländern mit ähnlichen Vorkommen miteinander verglichen werden, wie es beispielsweise Meinhardt (2019) für Deutschland, Frankreich und Japan vorgenommen hat.

Auch demografische Gegebenheiten wie die Bevölkerungsdichte haben einen erheblichen Einfluss auf die Anforderungen an das Energiesystem. In kleinen Ländern mit hoher Einwohnerdichte hat die Bevölkerung einen anderen Mobilitätsbedarf als in weitläufigen Ländern. Auch die Anforderungen an die Infrastruktur des Energiesystems wird von diesen Parametern beeinflusst. Der Gesamtenergiebedarf, und damit die Größe des Energiesystems inklusive der damit einhergehenden Kosten und der ökologischen Auswirkungen, hängt nicht zuletzt von der Anzahl der Bevölkerung ab. Eine Normierung der Indikatoren ist somit zumindest in den Dimensionen Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit zwingend erforderlich. Als mögliche funktionelle Einheiten könnte die Anzahl der versorgten Einwohner dienen. Zusätzlich ist eine Berücksichtigung des Human Development Index zur Abbildung der gesellschaftlichen Entwicklung möglich.

Sollen Szenarien des Umbaus von Energiesystemen verschiedener Länder miteinander verglichen werden, ist nicht zuletzt die Ausgangslage bzgl. des Energieträgermixes und der vorhandenen Infrastruktur entscheidend. Länder, die hier einen stärkeren Umbau zur Erreichung bestimmter ökologischer Zielwerte vollziehen müssen, müssen weitreichendere Investitionen durchführen, was die Kosten erhöhen und die ökologischen Auswirkungen des Neubaus technischer Anlagen verstärken würde. Bei einer bloßen Erhebung der absoluten Indikatorwerte wären diese Länder benachteiligt.

All diese Aspekte müssen bei einem Vergleich verschiedener Länder zumindest mitdiskutiert und die Ergebnisse qualitativ eingeordnet werden. Dabei sollte differenziert werden, welche Faktoren welchen Indikator wie stark beeinflussen. Hierfür wäre eine systematische Gegenüberstellung in Form einer Matrix hilfreich. Dies wäre auch der Ausgangspunkt für eine Quantifizierung der damit einhergehenden Unterschiede. So könnten die zu vergleichenden Regionen in den einzelnen Kategorien bzgl. der vorhandenen Gegebenheiten bewertet und anhand dessen eine Anpassung der Indikatorwerte in Form eines Auf- oder Abschlags vorgenommen werden. Hier besteht jedoch noch weiterer Forschungsbedarf.

A.5. JERICHO-Modell

Im Folgenden werden die einzelnen Bestandteile des JERICHO-Modells der RWTH Aachen näher erläutert. Die Beschreibungen sind überwiegend der Publikation Nolting und Praktiknjo (2020) entnommen.

Verfügbarkeit steuerbarer Kraftwerke

Bei der Nicht-Verfügbarkeit eines Kraftwerkes sind ungeplante Ausfälle und geplante Ereignisse (wie z. B. eine Wartung) zu beachten. Für die ungeplanten Nicht-Verfügbarkeiten werden im Modell für einzelne Kraftwerke durchschnittliche jährliche Werte der letzten Jahre verwendet. Bei den geplanten Nicht-Verfügbarkeiten wird anhand historischer Daten ein unterjähriger Verlauf modelliert, da insbesondere Wartungsarbeiten saisonal unterschiedlich ausfallen. Aus diesen beiden Größen ergibt sich der zeitliche Verlauf der gesamten Ausfallwahrscheinlichkeit $p_i(t)$.

Da für jeden Kraftwerksblock zwei mögliche Verfügbarkeitszustände bestehen, ergeben sich unter Berücksichtigung der in Deutschland vorhandenen etwa 800 steuerbaren Kraftwerksblöcke ca. $6,7 \cdot 10^{240}$ verschiedene Möglichkeiten des Systemstatus. Um dennoch die Wahrscheinlichkeit berechnen zu können, dass eine bestimmte Kraftwerksleistung zur Verfügung steht, wird die sogenannte rekursive Faltung angewendet. Das bedeutet, dass bei der Berechnung ein Kraftwerk nach dem anderen hinzugefügt wird. Die Wahrscheinlichkeit Pr , dass der Kraftwerksausfall P_O einen Grenzwert P in einem System mit i Kraftwerken übersteigt, wird nach Brückl (2006) rekursiv wie folgt beschrieben:

$$Pr_i(P_O > P) = Pr_{(i-1)}(P_O > P) \cdot (1 - p_i(t)) + Pr_{(i-1)}(P_O > (P - P_i)) \cdot p_i(t) \quad (27)$$

Dabei ist P_i die installierte Leistung des i -ten Kraftwerks.

Durch dieses Vorgehen kann für das Gesamtsystem bestimmt werden, wie hoch die Wahrscheinlichkeit ist, dass eine bestimmte Kraftwerksleistung zur Verfügung steht. Daraus lässt sich eine Verteilungsfunktion der verfügbaren Kraftwerksleistung ableiten (vgl. Abbildung A-4).

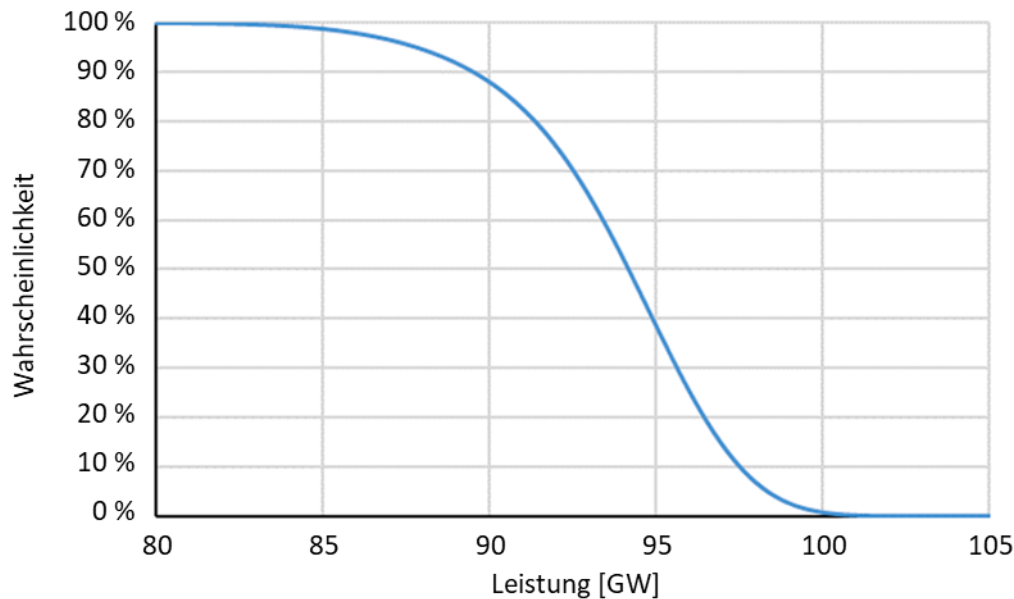


Abbildung A-4: Beispiel für eine Verteilungsfunktion der verfügbaren Kraftwerksleistung.

Residuallast

Aufgrund des Einspeisevorrangs und der geringen Betriebskosten von Wind- und Solarstromerzeugung müssen steuerbare Kraftwerke und Speicher in erster Linie die Residuallast – also die Differenz aus elektrischer Last und Wind- und Solareinspeisung – decken. Diese Größen hängen auch von den gegebenen Wetterbedingungen ab. So beeinflusst das Dargebot von Wind und solarer Strahlung die Einspeisung der erneuerbaren Energien und die Temperatur die elektrische Last. Um der Varianz dieser Größen Sorge zu tragen, wird die Fähigkeit des Energiesystems zur Lastdeckung nicht nur in stündlicher Auflösung modelliert, sondern es werden auch verschiedene Wetterjahre berücksichtigt.

Für die Wind- und Solarerzeugung werden Datensätze der Gemeinsamen Forschungsstelle der Europäischen Kommission verwendet (Gonzales-Aparicio et al. 2016; Gonzales-Aparicio et al. 2017). Diese enthalten für die Wetterjahre von 1986 bis 2015 standardisierte Einspeisezeitreihen für Wind (onshore und offshore) und Photovoltaik. Zusammen mit der angenommen installierten Leistung können so die Zeitreihen der stündlichen Erzeugung für alle Wetterjahre bestimmt werden. Für die Lastberechnung wird die länderspezifische Temperaturabhängigkeit der Last analog zu ENTSO-E (2017) bestimmt. Mithilfe der Temperaturdaten der 30 Wetterjahre und normalisierter Lastprofile des Mid-term Adequacy Forecasts (MAF) (ENTSO-E 2016) konnten die Lastzeitreihen für alle Wetterjahre ermittelt werden.

Der Schnittpunkt zwischen der Verteilungsfunktion der verfügbaren Kraftwerksleistung und der Residuallast ergibt die Wahrscheinlichkeit, mit der in einer bestimmten Stunde für ein gegebenes Wetterjahr die elektrische Last komplett gedeckt werden kann ($Pr_{\text{Lastdeckung}}$) (vgl. Abbildung A-5). In diesem Beispiel läge dieser Wert bei 90 %.

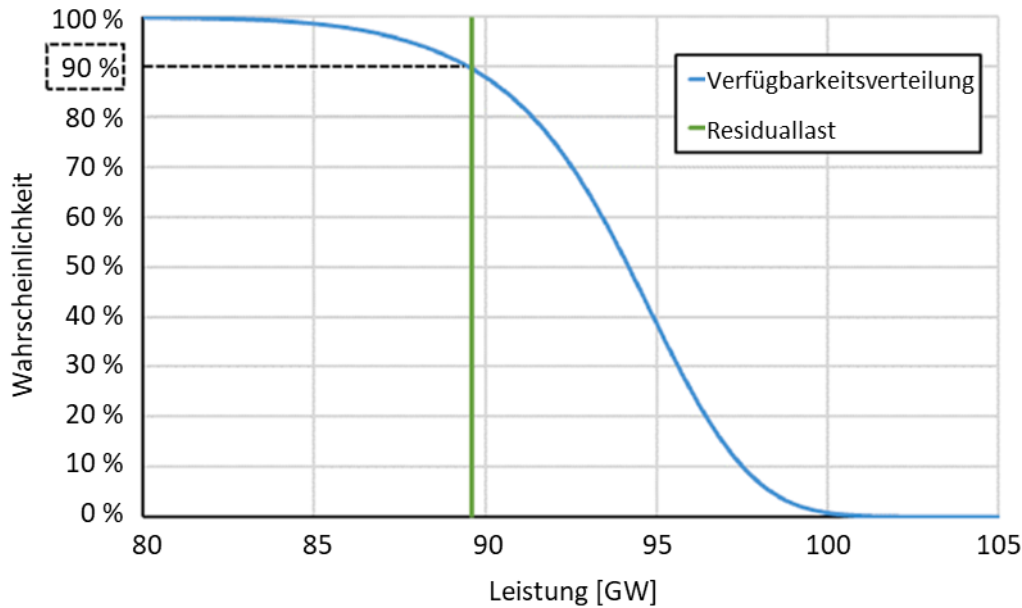


Abbildung A-5: Beispielberechnung der Wahrscheinlichkeit der Deckung der Residuallast.

Lastflexibilität

Bei der Abbildung der elektrischen Last ist zu berücksichtigen, dass sich Verbraucher ebenso am Dargebot der erneuerbaren Energien und der zur Verfügung stehenden steuerbaren Kraftwerksleistung orientieren können. Dies ist umso wichtiger, wenn der Energiebedarf im Wärme- und Mobilitätssektor künftig verstärkt durch elektrische Energie gedeckt wird. Dadurch können vermehrt Gleichzeitigkeitseffekte beim Strombedarf auftreten und somit hohe Residuallasten entstehen. Es ist zu erwarten, dass für das analysierte Zieljahr 2030 bereits die notwendigen Voraussetzungen geschaffen sein werden, um eine stärkere Flexibilisierung des Verbrauchs zu ermöglichen. Dementsprechend wird vor der Bestimmung der Wahrscheinlichkeit der Lastdeckung geprüft, wie hoch die Residuallast ist und bei besonders hohen Werten eine Lastverschiebung durchgeführt.

Zunächst werden dafür für jedes Szenario anhand der Häufigkeitsverteilung der Residuallasten für alle dreißig Wetterjahre Schwellenwerte bestimmt, ab der eine Verschiebung des Verbrauchs stattfinden soll. Um hierbei die Auswirkungen der Höhe des Grenzwertes analysieren zu können, werden drei verschiedene Flexibilitätsszenarien definiert. Eine Umverteilung der Last erfolgt dann, wenn jeweils das 90 %-, 95 %- und 99 %-Perzentil der Verteilungsfunktion der Residuallast überschritten wird (vgl. Abbildung A-6). In diesem Fall wird die vorliegende Residuallast bis zum definierten Schwellenwert reduziert. Die dadurch entstandene Differenz (Residuallast – Schwellenwert) wird dann auf die nächsten drei Stunden gleich aufgeteilt. Implizit wird damit angenommen, dass Kunden residuallastbasierte Preissignale erhalten und ihren Verbrauch dementsprechend verschieben. Auch die folgenden Stunden werden dann überprüft. Falls durch das Verschieben der Residuallast in einer Stunde der Schwellenwert

überschritten wird, wird die Residuallast oberhalb des Schwellenwertes wiederum auf die nächsten drei Stunden verteilt.¹³ So kann die Residuallast im Vergleich zu einem Szenario ohne Lastflexibilität effektiv reduziert werden (vgl. Abbildung A-7).

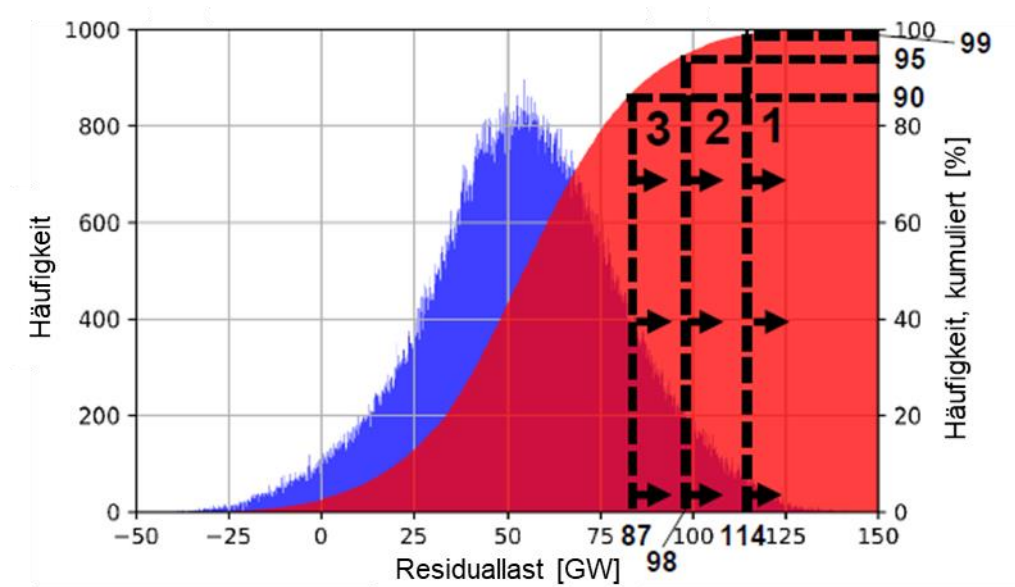


Abbildung A-6: Histogramm der Residuallast für alle Wetterjahre für Szenario C.

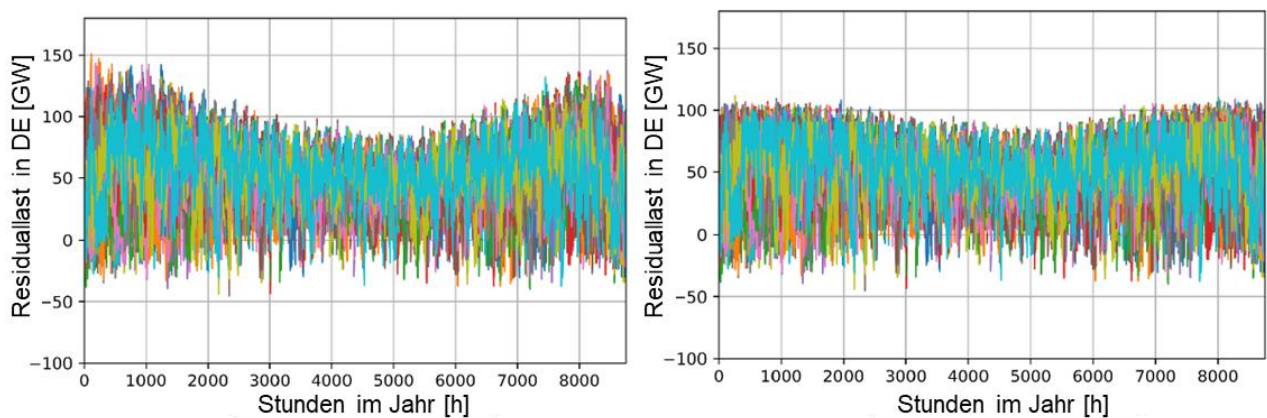


Abbildung A-7: Residuallast ohne Lastverschiebung (links) und mit Lastverschiebung anhand des 90 %-Perzentils für Szenario C.

Im- und Export

Zusätzlich zu den deutschlandweiten Kraftwerkskapazitäten wird ebenfalls das Potenzial ausländischer Beiträge zur Lastdeckung abgebildet. Dabei werden alle Länder, zu denen ein

¹³ Bei der Bestimmung der Verschiebedauer wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Für Verschiebungen zwischen zwei und vier Stunden nach hinten sowie für symmetrische Verschiebungen um zwei oder drei Stunden sind die berechneten LoLE-Werte stabil. Die Schwellenwerte haben einen deutlich stärkeren Einfluss.

Interkonnektor besteht, berücksichtigt (alle deutschen Nachbarländer sowie Norwegen und Schweden). Die installierten Kapazitäten sind auf Basis des EUCOM 2030 Szenariorahmens der ENTSO-E berechnet (ENTSO-E 2016). Da Luxemburg im Modell inländisch berücksichtigt wird, ergibt sich eine Gesamtleistung von etwa 37 Gigawatt.

Aufgrund des hohen Aufwands kann nicht für jedes dieser Länder eine rekursive Faltung zur Abbildung der Kraftwerksverfügbarkeiten durchgeführt werden. Stattdessen wird für jedes Land mithilfe der angenommenen Verfügbarkeit der steuerbaren Kraftwerke und der Residuallast für alle Wetterjahre eine Kapazitätsbilanz in stündlicher Auflösung berechnet, um die Überschussleistung bzw. den Leistungsbedarf zu bestimmen. Der daraus resultierende Lastfluss wird durch die bilateral bestehenden Nettoübertragungskapazitäten beschränkt. Abbildung A-8 zeigt die so berechneten Importpotenziale in stündlicher Auflösung.

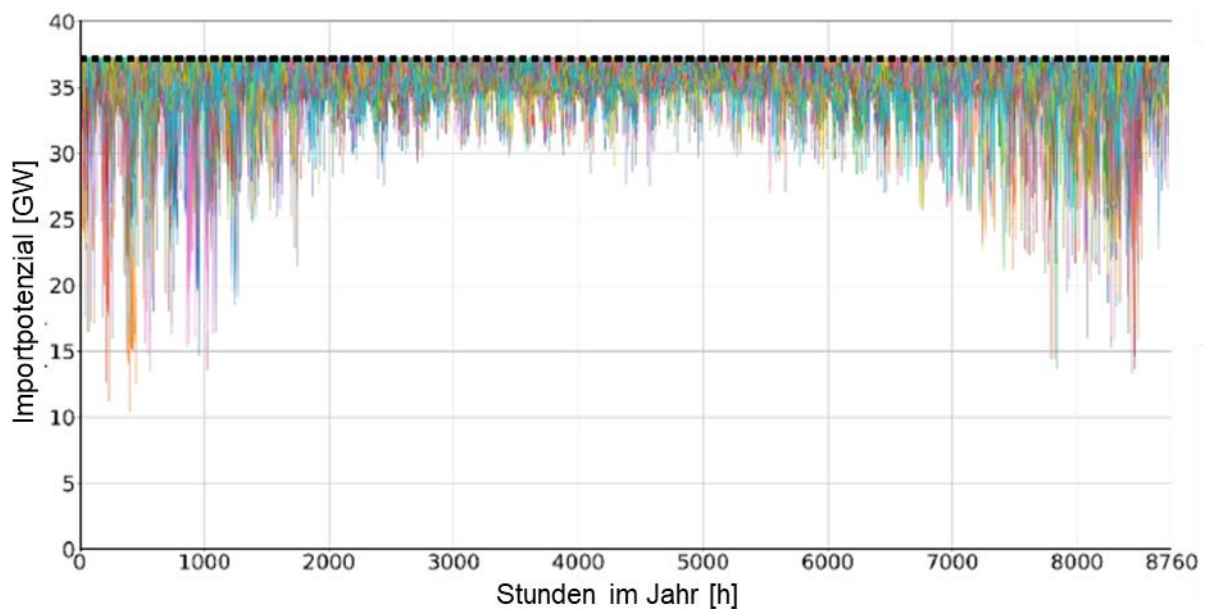


Abbildung A-8: Potenziale für Stromimporte für alle dreißig Wetterjahre.

Im Modell werden die zur Verfügung stehenden Importkapazitäten durch eine Reduzierung der Residuallast abgebildet. Damit kann die Residuallast sowohl durch eine Lastflexibilisierung als auch durch Stromimporte aus dem Ausland gesenkt werden (vgl. Abbildung A-9).

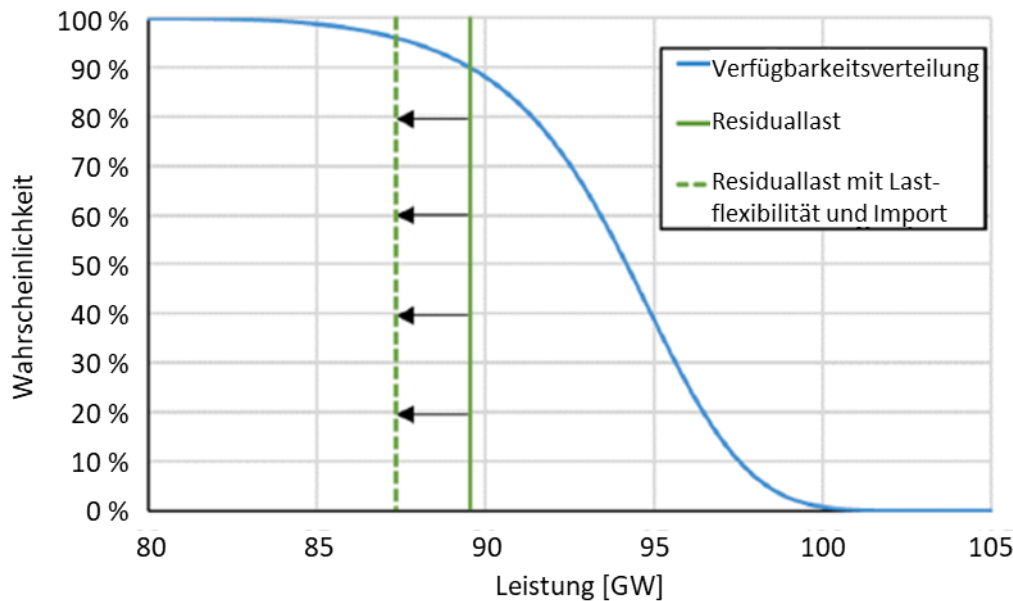


Abbildung A-9: Reduzierung der Residuallast durch Lastflexibilität und Stromimporte.

Indikatorenberechnung

Zur Berechnung des finalen Indikators für die Bewertung der bilanziellen Versorgungssicherheit wird für jede Stunde die Verteilungsfunktion der verfügbaren Kraftwerksleistung und die Residuallast ermittelt. Mithilfe der Modellergebnisse kann die Wahrscheinlichkeit berechnet werden, mit der zumindest ein Teil der Last nicht gedeckt werden kann (Loss of Load Probability, LoLP).

$$LoLP = 1 - Pr_{Lastdeckung} \quad (28)$$

Eine Aggregation dieser Werte für das gesamte Jahr ergibt die erwartete Dauer, zu der die Last nicht vollständig gedeckt werden kann (Loss of Load Expectation, LoLE).

$$LoLE = \sum_{t=1}^{8760} LoLP_t \cdot 1h \quad (29)$$

Dieser Wert wird für alle Wetterjahre bestimmt, wodurch sich wiederum eine Verteilung der LoLE ergibt. Der Mittelwert über alle Wetterjahre wird genutzt, um die drei Szenarien bzw. Handlungsoptionen miteinander zu vergleichen.

Ein alternativer Indikator wäre die erwartete Energie, die durch die zur Verfügung stehenden Kapazitäten nicht gedeckt werden kann (Expected Energy not Served, EEnS). Dieser Wert berücksichtigt also auch die Höhe der Leistung, die nicht gedeckt werden kann und wird über die gestrichelte Fläche in Abbildung A-10 (A_{EEnS}) berechnet.

$$EEnS = \sum_{t=1}^{8760} A_{EEnS,t} \cdot 1h \quad (30)$$

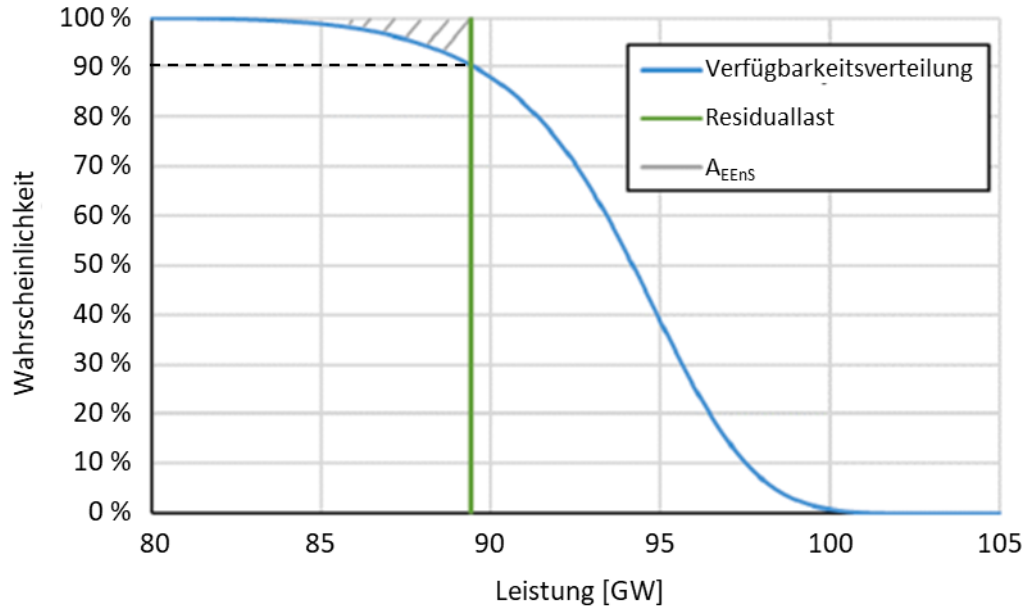


Abbildung A-10: Berechnung des LoLP als Wahrscheinlichkeit, mit der die Last nicht vollständig gedeckt werden kann und des EEnS mithilfe der schraffierten Fläche A_{EEnS} .


A.6. Ergebnisse der Energiesystemmodellierung

Tabelle A-4: Ergebnisse der Energiesystemmodellierung für das Zieljahr 2030.

Technologie	B 2030	E 2030	M 2030
Stromsektor: Installierte Leistung [GW]			
Gas GUD	26,9	24,0	28,1
Gas	19,9	19,5	21,0
Öl	0,4	0,5	0,4
Steinkohle	8,0	4,0	8,0
Braunkohle	9,0	9,0	9,0
Weitere	5,0	5,0	5,0
Gas KWK	1,9	1,9	1,9
Photovoltaik	58,3	58,3	58,3
Wind Offshore	14,8	14,8	14,8
Wind Onshore	74,4	68,9	106,4
Wasserkraft	5,5	5,5	5,5
Biomasse	3,4	3,3	3,4
Biogas KWK	4,5	4,5	4,5
Stromsektor: Jährliche Energieerzeugung [TWh]			
Gas GUD	128,6	109,5	143,6
Gas	89,0	84,1	98,9
Öl	0,4	0,4	0,4
Steinkohle	28,8	12,2	27,1
Braunkohle	51,8	57,6	62,7
Weitere	41,6	41,6	41,6
Gas KWK	5,8	5,7	5,9
Photovoltaik	55,1	55,1	55,1
Wind Offshore	63,2	63,2	63,2
Wind Onshore	166,8	151,9	252,3
Hydro PP	36,7	23,8	23,8
Biomasse	21,0	19,1	19,2
Biogas KWK	18,2	17,7	17,7
Wärmesektor: Installierte Leistung [GW]			
Gas KWK	2,2	2,0	2,0
Biogas KWK	3,2	3,1	3,3

Biomasse	4,1	4,0	4,3
Wärmepumpen zentral	5,0	4,4	4,3
Wärmepumpen dezentral	20,5	3,6	20,7
Elektrische Heizgeräte zentral	36,6	37,2	37,5
Elektrische Heizgeräte dezentral	30,0	21,5	29,2
Heizkessel Kohle	17,5	17,5	17,5
Heizkessel Gas	38,0	36,7	39,8
Heizkessel Öl	2,8	2,8	2,8
Heizkessel Biomasse zentral	13,4	11,0	7,9
Warmwasserkessel Öl	47,4	47,4	47,4
Warmwasserkessel Gas	92,3	88,9	89,0
Warmwasserkessel Biomasse dezentral	0,5	0,0	0,0
Solarthermie dezentral	65,9	66,6	67,5
Geothermie	0,6	0,6	0,5
Fernwärmenetz	31,6	29,2	30,3
Nahwärmenetz	28,6	26,5	28,0
Wärmespeicher zentral	19,3	19,6	14,8
Wärmespeicher dezentral	71,3	63,8	86,1
Wärmesektor: Jährliche Energieerzeugung [TWh]			
Gas KWK	4,9	4,9	4,9
Biogas KWK	15,6	15,3	15,3
Biomasse zentral	25,6	23,3	23,4
Wärmepumpen zentral	39,7	35,6	26,7
Wärmepumpen dezentral	155,8	22,9	157,3
Elektrische Heizgeräte zentral	81,0	81,0	81,0
Elektrische Heizgeräte dezentral	96,4	88,9	99,3
Heizkessel Kohle	110,0	105,0	105,0
Heizkessel Gas	69,7	80,6	83,3
Heizkessel Öl	0,0	0,0	0,0
Heizkessel Biomasse zentral	58,2	48,0	34,5
Warmwasserkessel Öl	3,3	0,0	1,0
Warmwasserkessel Gas	173,8	164,1	164,6
Warmwasserkessel Biomasse dezentral	1,2	0,0	0,0
Solarthermie	56,2	56,7	57,5
Geothermie	5,3	5,4	4,8

Fernwärmenetz	137,5	127,3	131,3
Nahwärmenetz	121,0	112,1	115,6
Wärmespeicher zentral	12,8	15,0	10,3
Wärmespeicher dezentral	26,6	26,0	36,8
Verkehrssektor: Flotte bestehender Fahrzeuge [Stückzahl in Mio.]			
Kleintransporter elektrisch	2,648	2,720	3,022
LKW elektrisch	0,113	0,113	0,247
LKW hybrid	0,131	0,131	0,082
Kleintransporter Diesel	0,374	0,302	0,000
LKW Diesel	0,129	0,129	0,000
PKW Verbrenner Flüssigtreibstoff	41,020	40,980	12,233
PKW Verbrenner Gas	0,774	0,814	0,814
PKW elektrisch	6,299	6,299	24,046
Verkehrssektor: Endenergie [TWh]			
Kleintransporter elektrisch	28,8	29,6	32,9
LKW elektrisch	19,4	19,4	42,3
LKW hybrid, elektrisch	13,5	13,5	8,5
LKW hybrid, Flüssigtreibstoff	17,3	17,3	10,9
Kleintransporter Diesel	12,3	10,3	0,0
LKW Diesel	29,0	29,9	0,0
PKW Verbrenner Flüssigtreibstoff	271,3	272,0	154,2
PKW Verbrenner Gas	5,1	5,4	5,4
PKW elektrisch	16,6	16,6	63,5
Flugzeug, Flüssigtreibstoff	111,8	111,8	111,8
Schiffe, Bahn, Flüssigtreibstoff	39,1	39,1	39,1



Ansprechpartner in der WindNODE-Verbundkoordination

Niko Rogler
niko.rogler@windnode.de

WindNODE-Geschäftsstelle
c/o 50Hertz Transmission GmbH
Heidestr. 2
10557 Berlin
info@windnode.de
www.windnode.de

