

Auswirkungen verschiedener Sektorenkopplungspfade auf die elektrische Residuallast in Systemen mit hoher fluktuierender Einspeisung

Tobias Zimmermann, Hendrik Tödter, Oliver Schülting, Alfons Kather

Technische Universität Hamburg, Institut für Energietechnik, Denickestr. 15,
21073 Hamburg, +49 (0)40 42878-3280, tobias.zimmermann@tuhh.de, www.tuhh.de/iet

Kurzfassung: Zur Erreichung der Klimaschutzziele stützt sich die deutsche Energiewende insbesondere auf den Ausbau der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten. Als Möglichkeit zur Erreichung der Emissionsziele in den Sektoren Wärme und Verkehr wird dabei zumeist eine zunehmende Elektrifizierung angesehen. In dieser Arbeit werden für das Energiesystem Deutschlands Ganglinien der regenerativen Stromerzeugung sowie der sektorspezifischen Energiebedarfe in hoher zeitlicher und regionaler Auflösung ermittelt. Die daraus resultierende elektrische Residuallast wird für verschiedene Szenarien untersucht. Dabei kann festgestellt werden, dass eine Kopplung der Sektoren zu einem steigenden elektrischen Energiebedarf führt, der durch den derzeit geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien bilanziell nicht gedeckt werden kann.

Keywords: Sektorenkopplung, Regionalisierung, Residuallast, Lastprofile

1 Einleitung

Für den Ausbau der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland sieht das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2016) gesetzlich vorgegebene Ausbaupfade vor [1]. Demnach soll das Ziel der Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 % bezogen auf das Jahr 1990 unter anderem durch einen regenerativen Anteil von mindestens 80 % an der Bruttostromerzeugung realisiert werden.

Die Entwicklungen der letzten Jahre sind in Abbildung 1 dargestellt. Während der regenerative Anteil im Stromsektor stetig steigt und bereits 2018 bei 37,8% lag, stagnieren die Sektoren Wärme (14,4%) und Verkehr (5,6%) [2]. Demgegenüber steht, dass der Stromverbrauch nur ca. ein Viertel des gesamtdeutschen Endenergieverbrauchs ausmacht. Dieser Endenergieverbrauch bewegt sich in den letzten Jahren auf einem konstanten Niveau. Das Konzept der Sektorenkopplung (SK) ist ein Ansatz, um regenerative Energien des Elektrizitätssektors in den Sektoren Wärme und Verkehr zu nutzen und somit die absoluten CO₂-Emissionen des Gesamtsystems zu senken.

In dieser Arbeit wird zunächst eine Methodik vorgestellt, um lokal hochaufgelöst und stundengenau die Einspeisung der erneuerbaren Energien sowie den Energieverbrauch der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität zu ermitteln. Dabei wird die Situation ausgehend vom Basisjahr 2015 beschrieben und es werden Szenarien für unterschiedliche Entwicklungen im gekoppelten Energiesystem bis zum Jahr 2050 aufgezeigt. Die Auswertung fokussiert sich

anschließend auf die Kombination der ermittelten Verbrauchs- und Erzeugungsganglinien zur Ermittlung der elektrischen Residuallast in den verschiedenen Szenarien.

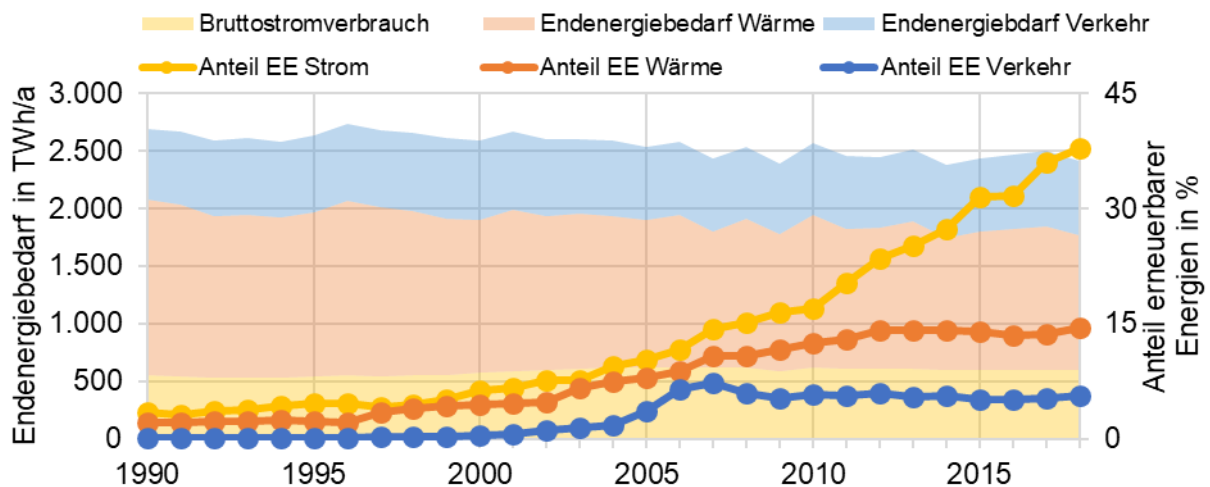


Abbildung 1: Entwicklung des Endenergiebedarfs und des Anteils der erneuerbaren Energien (EE) in den Sektoren Strom, Wärme & Verkehr in Deutschland [2]

2 Methodik

Durch Generierung synthetischer Lastkurven für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sowie synthetischer Erzeugerkurven für die regenerativen Stromerzeuger erfolgt die Abbildung des zukünftigen Residuallastgangs für das Energiesystem Deutschlands. Dabei erfolgt stets eine Modellierung auf regionaler Gliederungsebene der Gemeinden [3]. Unter der Annahme sektorspezifischer Parameter wie Sanierungsraten und Technologiediffusion werden verschiedene Szenarien für die Entwicklungen bis zum Zieljahr 2050 simuliert, um die Auswirkungen der jeweiligen Änderungen auf den elektrischen Residuallastgang des gekoppelten Energiesystems zu untersuchen. Im Folgenden wird die Methodik zur Abbildung der einzelnen Sektoren erläutert. Eine detaillierte Beschreibung der verwendeten Methodik wird in den Dissertationen [4–6] erfolgen.

2.1 Stromsektor

Die verwendeten elektrischen Lastprofile basieren auf den deutschlandweiten Lastdaten der ENTSO-E [7] sowie einer vereinfacht angenommenen konstanten Last durch Netzverluste von 2,95 GW. Dies entspricht den jährlichen Netzverlusten nach [8] von 25,8 TWh. Die deutschlandweiten Lastdaten werden mit einem top-down Prinzip auf die einzelnen Gemeinden aufgeteilt. Hierfür wird zunächst der temperaturabhängige Lastanteil aus dem Lastprofil herausgefiltert, sodass der temperaturunabhängige Lastanteil mit Hilfe der Standardlastprofile (SLP) nach [9] nachgebildet werden kann.

Die Filterung der Profile erfolgt angelehnt an das Verfahren nach [10] anhand der Lastwerte einer Uhrzeit in Abhängigkeit von der äquivalenten Tagesmitteltemperatur des jeweiligen Tages, wobei eine mit der Einwohnerzahl der Gemeinden [3] gemittelte deutschlandweite Temperatur verwendet wird. So zeigt Abbildung 2 beispielsweise die elektrische Last aller Dienstage, Mittwoch und Donnerstage des Jahres 2015 mit Ausnahme der Feiertage und der Tage in der letzten und ersten Kalenderwoche des Jahres zu der Uhrzeit 9 Uhr.

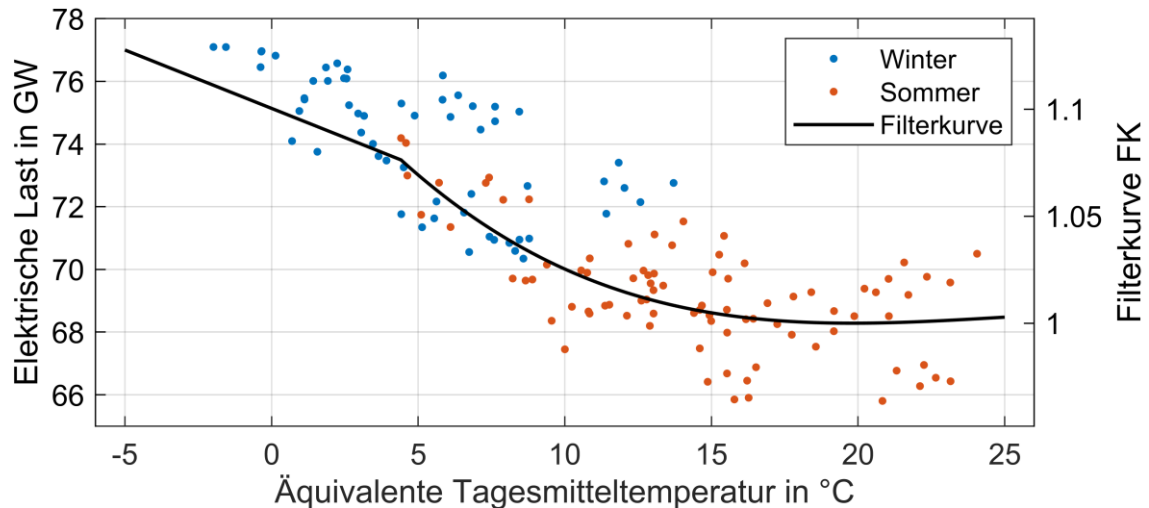


Abbildung 2: Darstellung der Temperaturfilterung der elektrischen Last in Deutschland für die Uhrzeit "9 Uhr"

Zu den dargestellten Tagen wird ein ähnliches Verhalten der Verbraucher erwartet, sodass die Unterschiede in den Lasten auf die unterschiedlichen Außentemperaturen zurückzuführen sind. Mit Hilfe einer Filterkurve für jede Stunde des Tages, wie sie in Abbildung 2 für die Uhrzeit 9 Uhr dargestellt ist, erfolgt die Filterung in temperaturabhängige und temperaturunabhängige Lasten nach Gleichung (1).

$$P_{el,L,ges}(t) = P_{el,L,temp-u}(t) \cdot FK(t) \quad (1)$$

Die Filterkurve FK setzt sich zusammen aus der Regressionskurve dritten Grades der Lastwerte zur Sommerzeit (orange Punkte in Abbildung 2) und wird für Temperaturen kleiner der minimal auftretenden Temperatur der Sommerwerte ($4,3\text{ °C}$) mit der Steigung der Regressionskurve erster Ordnung der Lastwerte der Wintertage (blaue Punkte in Abbildung 2) fortgesetzt. Zudem erfolgt eine Normalisierung dieser Kurve mit dem kleinsten Wert der Regressionskurve, sodass die Werte der Filterkurve FK immer größer gleich 1 sind.

In einem weiteren Schritt werden die Standardlastprofile für Haushalt, Gewerbe, Handel Dienstleistungen (GHD), Landwirtschaft sowie ein Bandlastprofil nach [9] skaliert und summiert, um das temperaturunabhängige Lastprofil nachzubilden ($P_{el,L,synth,temp-u}(t)$). Dies erfolgt über eine Minimierung der Abweichung des temperaturunabhängigen Lastprofils $P_{el,L,temp-u}(t)$ und des synthetisch gebildeten Lastprofils $P_{el,L,synth,temp-u}(t)$. Den einzelnen Sektoren kann nun ein Teil des skalierten Bandlastprofils sowie das skalierte SLP des jeweiligen Sektors zugeordnet werden, sodass der jährliche Bedarf dieses zusammengesetzten Profils dem jährlichen deutschlandweiten Energiebedarf des jeweiligen Sektors nach [11] entspricht.

Eine Aufteilung des deutschlandweiten synthetischen Lastprofils auf die Gemeinden erfolgt anhand regionaler Kennzahlen zu Erwerbstätigen in den Sektoren, bzw. Einwohnerzahlen [3] sowie spezifischen Verbräuchen der einzelnen Sektoren nach [11]. Aus diesen beiden Faktoren ergeben sich gemeindespezifische jährliche Verbräuche für jeden Sektor, sodass sich das deutschlandweite Profil aus den SLP auf die Gemeinden aufteilen lässt.

Das temperaturabhängige Profil für die Sommertage wird anteilig nach den Einwohnern zu den gemeindespezifischen Profilen hinzuaddiert. Das temperaturabhängige Profil für die Wintertage entspricht einer elektrischen Energiemenge von 21,50 TWh. Nach [12] betrug der elektrische Bedarf für Raumwärme im Jahr 2015 16,01 TWh. Die Differenz, und damit 25,54% des temperaturabhängigen Profils der Wintertage, wird nach Einwohnern gewichtet den Gemeinden zugeordnet. Der durch elektrische Heizungen entstehende Strombedarf wird damit nicht durch die Lastprofile des Stromsektors abgebildet, da diese bereits in den Lastprofilen des Wärmesektors (s.u.) enthalten sind.

Die regenerative Stromerzeugung aus Windenergie Onshore, Windenergie Offshore sowie Photovoltaik ergibt sich aus Berechnungen mit Modellen der Modellbibliothek Transient [13] sowie Wetterdaten nach [14] mit gemeindespezifischen Berechnungen. Dies ermöglicht eine Prognose zukünftiger Stromerzeugerkurven mit dem aktuellen Stand der Technik. Für Windenergie Onshore wird die Leistungskurve der Enercon E141 verwendet, für Windenergie Offshore die Leistungskurve der Vestas V164 und für Photovoltaik das Datenblatt des Moduls Sanyo HIP-200-BA20. Für Windenergie Onshore wird eine Nabenhöhe in Abhängigkeit von der Windzone der jeweiligen Gemeinde nach [15] angenommen (Windzone 1: 159 m, Windzone 2: 135 m, Windzone 3: 129 m, Windzone 4: 99 m). Für Offshore-Windenergieanlagen wird eine Nabenhöhe von 100 m festgelegt. Verluste der Windenergieanlagen werden analog zu dem Verfahren nach [16] mit einem generischen Wirkungsgradkennfeld in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Windrichtung berechnet. Für die Photovoltaikmodule wird eine Berechnung mit einer Ausrichtung nach Süden unter einer Modulneigung von 30° durchgeführt. Es wird eine Korrektur für unterschiedliche Ausrichtungen sowie für weitere Verluste vorgenommen.

Der Ausbau der regenerativen Stromerzeuger je Bundesland erfolgt ausgehend von dem Stand für 2015 [17] basierend auf den Ausbauzielen des Szenarios B des Netzentwicklungsplans Strom 2030 (Version 2019) [18]. Für die Zeit nach 2035 wird der durchschnittliche Ausbau von 2015 bis 2035 nach [18] angenommen. Der bundeslandweite Ausbau wird wiederum nach den regionalen Flächenpotentialen auf die einzelnen Gemeinden aufgeteilt.

Für die Einspeisung aus Biomasse wird für jeden Monat eine konstante Einspeisung angenommen. Es wird die mittlere Einspeisung aus den Jahren 2013-2017 nach [19] verwendet. Für Wasserkraft wird über das gesamte Jahr eine konstante Einspeisung angenommen, die sich aus dem Mittelwert der gesamten jährlich einspeisten Energiemenge der Jahre 2013-2017 von 20,36 TWh ergibt [19].

2.2 Wärmesektor

Die Modellierung des Wärmesektors erfolgt für verschiedene Verbrauchergruppen. Hierbei wird zwischen privaten Haushalten, GHD und Industrie unterschieden. Für alle Verbrauchergruppen werden zunächst Ganglinien für den Nutzwärmebedarf, unterteilt in die jeweiligen Anwendungszwecke Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme, ermittelt. In Kombination mit einer Wärmeversorgungsstruktur für die jeweiligen Verbrauchergruppen und der entsprechenden Technologiemodelle werden Ganglinien für den Endenergiebedarf ermittelt. Daraus resultiert der im Rahmen dieser Ausarbeitung relevante elektrische Summenlastgang des Wärmesektors.

2.2.1 Ermittlung des Nutzwärmebedarfs

In einem ersten Schritt erfolgt die Ermittlung des gemeindespezifischen Jahresnutzwärmebedarfs für alle Verbrauchergruppen und Anwendungszwecke. Für private Haushalte dient hierzu in einer bottom-up Modellierung ein regionales Gebäudemodell. Dieses beinhaltet für alle 11.168 Gemeinden Deutschlands Informationen zu Gebäude- und Wohnungsanzahl sowie Wohnfläche für 180 definierte Typgebäude, welche in 12 Baualterklassen, 5 Gebäudetypen und 3 Sanierungsstände unterteilt sind. Die Parametrierung dieses Modells erfolgt hauptsächlich anhand diverser Regionalstatistiken [3] sowie der Ergebnisse des Zensus 2011 [20]. Die Fortschreibung des Gebäudemodells bis zum Zieljahr 2050 wird mittels einer Modellierung der Transformationsprozesse Neubau, Sanierung und Abriss realisiert. Die Sanierung von Gebäuden wird dabei angelehnt an [21] über Weibull-Verteilungen der Sanierungswahrscheinlichkeit in Abhängigkeit von Gebäudealter und Sanierungsstand simuliert. Letztendlich werden Kennzahlen des flächenspezifischen Wärmebedarfs für die verschiedenen Typgebäude verwendet (abgeleitet u. a. aus [22]), um den Jahreswärmebedarf des Haushaltssektors auf regionaler Ebene zu ermitteln.

Die Ermittlung des regionalen Nutzwärmebedarfs in den Sektoren GHD und Industrie wird top-down vorgenommen. Die Datenbasis bilden die Energieverbräuche nach Anwendungsbereichen des BMWi [12]. Diese werden zu Nutzenergiebedarfen für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme zusammengefasst und anschließend regionalisiert. Als Skalierungsgröße zur Verteilung auf die regionale Ebene dienen dabei Erwerbstätigenzahlen für beide Sektoren. Die Zahlen im Basisjahr nach [3] werden für die Prognose mittels relativer regionaler Änderungsraten nach [23] fortgeschrieben. Da in der Quelle nur Prognosen bis 2035 enthalten sind, wird für die restlichen Jahre bis zum Zieljahr 2050 die Änderungsrate als konstant angenommen.

Insbesondere der Raumwärmebedarf ist stark von den klimatischen Gegebenheiten beeinflusst. Eine Anwendung von gleichen spezifischen Bedarfskennwerten für die gesamte Bundesrepublik vernachlässigt klimatische Unterschiede zwischen den Regionen. Daher wird eine Witterungsbereinigung des Raumwärmebedarfs für alle Sektoren durchgeführt. Diese erfolgt anhand der Gradtagzahl nach [24, 25], wobei mit den Wetterdaten nach [14] für jede Gemeinde ein langjähriges Mittel der Gradtagzahl sowie ein mit Einwohnerzahlen gewichteter deutscher Mittelwert bestimmt werden.

Die Überführung der Jahressummen in Ganglinien erfolgt angelehnt an die SigLinDE-Standardlastprofile aus dem Gassektor [26, 27]. Jedoch erfolgt eine getrennte Betrachtung von Raumwärme und Warmwasser, sodass die Profilmfaktoren für diesen Zweck angepasst werden. Da keine Standardlastprofile für den Industriesektor vorhanden sind, werden die in [28] angegebenen Profile mit Gewerbeprofilen aus [26] sowie mit einer orts- und tagesabhängigen Bandlast kombiniert.

2.2.2 Ermittlung der Endenergieganglinien

Die in diesem Paper durchgeführten Untersuchungen basieren auf Ganglinien des elektrischen Endenergiebedarfs der einzelnen Sektoren. Dazu müssen aus den zuvor ermittelten Nutzenergieprofilen des Wärmesektors Endenergiebedarfe ermittelt werden. Hierfür ist es erforderlich, Kenntnis über die zu Grunde liegende Wärmeversorgungsstruktur zu erlangen, wobei die gleiche regionale Auflösung wie bei der vorherigen Ermittlung des

Nutzwärmebedarfs angestrebt wird. Zunächst wird daher die regionale Wärmeversorgungsstruktur für das Basisjahr 2015 auf Basis diverser Studien und Erhebungen ermittelt [3, 20, 29–31]. Anschließend wird, angelehnt an die Methodik des Gebäudemodells (s. o.), eine Sanierung der Wärmeerzeuger mittels eines Weibull-Ansatzes modelliert. Die Technologieverteilung neu installierter Anlagen basiert dabei auf aktuellen Trends und Studien und wird für die Szenarien in dieser Arbeit variiert [29, 32].

Anlagenseitig wird in dieser Arbeit von einer einfachen, wärmegeführten Betriebsweise ausgegangen. Alle Wärmeerzeuger werden mit konstanten Nutzungsgraden nach [22] abgebildet. Lediglich bei den Wärmepumpen (WP) wird eine temperaturabhängige Effizienz über den Carnot-Wirkungsgrad sowie einen Gütefaktor implementiert [33].

2.3 Verkehrssektor

Der elektrische Summenlastgang des Mobilitätssektors wird aus den Energiebedarfen der Teilsektoren motorisierter Individualverkehr (MIV), Straßengüterverkehr (GV), Schienenverkehr (SV) und dem Bedarf des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) bestimmt. Es erfolgt keine Bilanzierung des Luft- und Schiffverkehrs, da beide nur ein geringes Potential zur direkten elektrischen SK aufweisen [34, 35] und zu den nationalen Emissionen des Mobilitätssektors weniger als 3 % beitragen [36].

Mit Ausnahme des MIVs erfolgt die Simulation mit einem top-down Ansatz. Dafür wird der Verlauf des deutschlandweiten Mobilitäts- und des daraus resultierenden Energiebedarfs im jeweiligen Teilsektor durch Kennlinien abgebildet.

Beim elektrischen SV können direkt Daten zum Wochenlastgang des Bahnstromnetzes der Deutschen Bahn verwendet werden [37]. Durch Normierungsfaktoren des SVs [38] wird dieser Wochengang an jahreszeitliche Schwankungen angepasst. Mit Hilfe weiterer spezifischer Kennzahlen wie der Beförderungsleistung und dem spezifischen Energieverbrauch im Fernverkehr kann dieser Lastgang danach beliebig für zukünftige Entwicklungen skaliert werden.

Der Verlauf des jährlichen Energiebedarfs des ÖPNVs und des GVs wird durch Messungen der Verkehrsstärke der Bundesanstalt für Straßenwesen bestimmt [39]. Der Verkehr wird von über 1.700 Zählstellen erfasst, die bis zu 9 verschiedene Fahrzeugarten unterscheiden können. So können den jeweiligen Teilsektoren stundenscharfe Verkehrsstärken zugewiesen werden, die an den entsprechenden jährlichen Energiebedarf angepasst werden. Sollen zukünftige Anteile der Verkehrsstärke von alternativen Antrieben erbracht werden, so wird mit Hilfe der entsprechenden Wirkungsgrade der konventionellen Antriebe die sogenannte „Radenergie“ bestimmt (vgl. [40]). Unter der Annahme, dass sich bei der Nutzung alternativer Technologien der Zeitpunkt des Mobilitätsbedarfs nicht ändert, kann so der Energiebedarf der alternativen Antriebe berechnet werden.

Der Energieverbrauch von S-/U-Bahnen und Trams wird aufgrund des relativ konstanten Betriebs über einen Tag in der Literatur oft durch eine Bandlast beschrieben [41]. Um der unterschiedlichen Verkehrsdichte zu Haupt- und Nebenzeiten (bzw. tagsüber und nachts) Rechnung zu tragen, werden diese Zeiträume definiert, sodass über ein Verhältnis der Verkehrsstärken die Höhe der nächtlichen Abnahme bestimmt werden kann.

Die Regionalisierung der errechneten Verläufe erfolgt über demografische Daten und entsprechende Anteile des ÖPNV im betrachteten Gebiet auf Gemeindeebene.

Der MIV als größter Teilsektor mit ca. 55 % des Energieverbrauchs [42] des Mobilitätssektors wird als einziger Teilsektor bottom-up bzw. agentenbasiert berechnet. Dafür wird ein synthetischer Fahrzeugpark von 1.000 Agenten je Antriebsart erstellt. Dieser bildet die Struktur des PKW-Bestands in Bezug auf die Haupteinflussgrößen wie z.B. Segmente, Verbrauch oder Fahrverhalten ab. Die Verkehrsleistung des Fahrzeugparks wird aus den Daten der Haushaltsbefragung Mobilität in Deutschland (MiD) abgeleitet [43]. Insbesondere die Startzeiten der Wege im stündlichen Tagesverlauf sind hier von Interesse. Aus diesen können die Wahrscheinlichkeiten eines Wegstarts am betrachteten Zeitpunkt abgeleitet werden. Diesen Wegstarts werden nach zusammengefassten regionalstatistischen Raumtypen (RegioStaR7 [44]) Weglängen zugeordnet [45]. In Abhängigkeit des betrachteten Fahrzeugs kann aus dem Mobilitätsbedarf ein Energiebedarf berechnet werden. Für konventionelle Antriebe wird der Berechnung des Energiebedarfs ein Tankmodell nachgeschaltet. Für die hier betrachteten batterieelektrischen Fahrzeuge (BEV) wird eine Ladelogik implementiert. In dieser Arbeit wird der Ladezeitraum über die Verteilung der Start- und Ankunftszeiten am Heimatort nach MiD vorgegeben (vgl. dazu auch [46]). So ergibt sich ein flexibles, stochastisches Verhalten, das Sprungantworten zu definierten Zeiten verhindert. Die Regionalisierung des MIVs erfolgt über die zugelassenen Fahrzeuge in der betrachteten Region. Auch hier wird eine Skalierung bis auf Gemeindeebene vorgenommen.

2.4 Definition der Szenarien

Um die Einflüsse der SK auf den Stromsektor bei unterschiedlichen Entwicklungspfaden zu verdeutlichen, sollen verschiedene Szenarien den möglichen zukünftigen Stromverbrauch zeigen. Es werden dabei drei Ausprägungen der SK mit dem planmäßigen Ausbau der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten kombiniert. Für alle Szenarien orientiert sich die elektrische Nachfrage des Stromsektors am Stand 2015. Einen Überblick der Szenarien zeigt Tabelle 1. Wichtige sektorspezifische Annahmen können der Tabelle 6.1 und der Tabelle 6.2 im Anhang entnommen werden.

Tabelle 1: Definition der Szenarien

Szenario	Strom Last	Regenerative Stromerzeugung	Wärme	Verkehr
1	Stand 2015	Stand 2015	Stand 2015	Stand 2015
2	Stand 2015	Ausbau 2050	Stand 2015	Stand 2015
3	Stand 2015	Ausbau 2050	niedrige SK	niedrige SK
4	Stand 2015	Ausbau 2050	moderate SK	moderate SK
5	Stand 2015	Ausbau 2050	hohe SK	hohe SK

3 Auswertung des Gesamtsystems

3.1 Bestimmung der elektrischen Last

In diesem Abschnitt erfolgt die kombinierte Untersuchung der zuvor erstellten Ganglinien im Gesamtsystem. Sektorspezifische Kennzahlen zu diesen Ganglinien sind in Tabelle 6.3 bis Tabelle 6.5 aufgezeigt. Im Folgenden werden zunächst die zuvor ermittelten elektrischen Lastgänge der einzelnen Sektoren summiert. Die wichtigsten Kennzahlen zum gesamtdeutschen elektrischen Summenlastgang für alle betrachteten Szenarien finden sich in Tabelle 3.1.

Tabelle 3.1: Kennzahlen zum gesamtdeutschen elektrischen Summenlastgang für verschiedene Szenarien

Szenario	Elektrischer Jahresenergiebedarf (TWh/a)	Maximale elektrische Last (GW)	Minimale elektrische Last (GW)
1	543,35	82,53	39,14
2	543,35	82,53	39,14
3	682,38	110,38	47,10
4	801,12	134,35	51,83
5	924,22	162,75	60,13

Es wird deutlich, dass eine zunehmende Sektorenkopplung zu einer deutlichen Steigerung des elektrischen Energiebedarfs führt. Im Falle der angenommenen hohen SK (Szenario 5) entsteht ein um den Faktor 1,70 gesteigerter Jahresbedarf im Vergleich zu dem heutigen Stromverbrauch. Die maximale elektrische Last steigt im Szenario 5 sogar um den Faktor 1,93.

3.2 Bestimmung der elektrischen Residuallast

Im nächsten Schritt wird der Summenlastgang mit der ermittelten Einspeisung der regenerativen Energien P_{ren} kombiniert und die Residuallast $P_{residual}$ für alle Stunden des Jahres nach Gleichung (2) gebildet.

$$P_{residual} = (P_{el,Strom} + P_{el,Wärme} + P_{el,Verkehr}) - P_{ren} \quad (2)$$

Diese Definition führt zu negativen Werten bei regenerativen Leistungsüberschüssen und positiven Werten bei zusätzlichen Bedarfen. Die aus der Berechnung der Residuallast resultierenden wichtigsten Kennzahlen sind in Tabelle 3.2 aufgeführt. Die geordneten Jahresdauerlinien dieser Residuallasten sind in Abbildung 3 dargestellt.

Tabelle 3.2: Übersicht über die Auswertung der gesamtdeutschen Residuallast für verschiedene Szenarien

Szenario	Maximale Residuallast (GW)	Minimale Residuallast (GW)	Summe positive Residuallast (TWh/a)	Summe negative Residuallast (TWh/a)
1	73,53	3,10	360,05	0
2	70,00	-149,55	67,38	-287,45
3	95,16	-140,62	132,48	-213,52
4	115,94	-132,49	198,71	-160,95
5	142,56	-118,37	267,56	-106,76

Es ist erkennbar, dass 2015 (Szenario 1) keine regenerativen Überschüsse auftreten. Unter Vernachlässigung der, in dieser Arbeit nicht betrachteten, Netzbeschränkungen reduzieren erneuerbare Energien lediglich die Residuallast. Ein Ausbau der erneuerbaren Stromerzeuger bei gleichbleibender Last (Szenario 2) führt zu deutlichen regenerativen Überschüssen und somit negativen Residuallasten. Die Summe der negativen Residuallasten ist sogar so hoch, dass die Jahressumme der Residuallast negativ ist (regenerativer Überschuss). Bei einer steigenden SK dreht sich dieses Verhalten um. So übersteigt die Summe der positiven Residuallast in den Szenarien 4 und 5 die Summe der negativen Residuallast. Die maximale negative Residuallast sinkt bei steigender SK betragsmäßig, während die maximale positive Residuallast ansteigt.

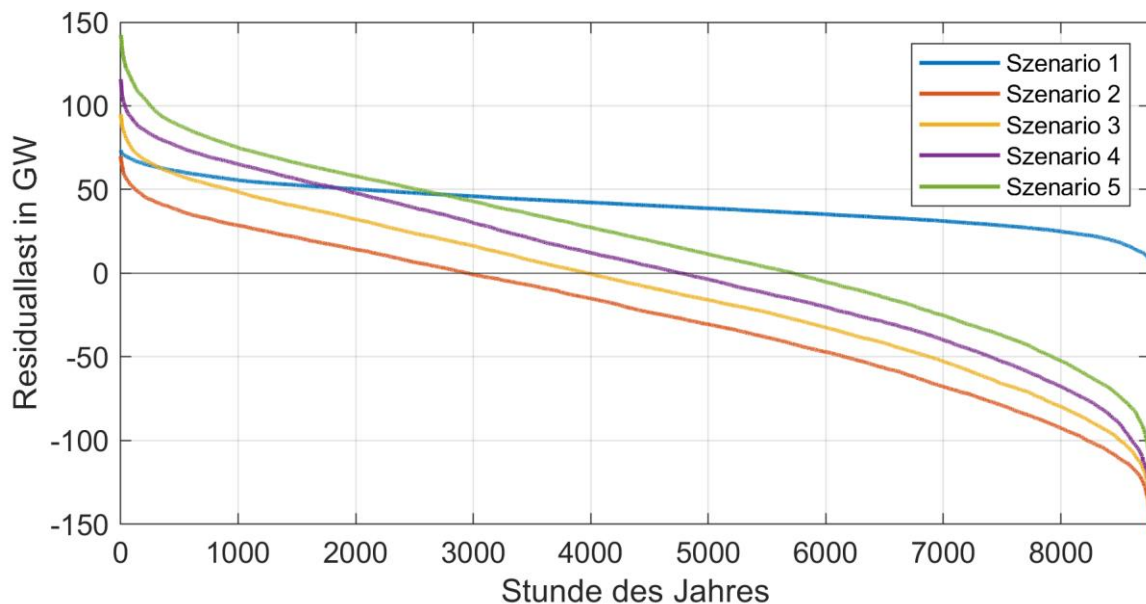


Abbildung 3: Geordnete Jahresdauerlinien der gesamtdeutschen Residuallast in den verschiedenen Szenarien

3.3 Regionalisierte Auswertung der Residuallast

Abbildung 4 zeigt die Ergebnisse der Modellierung für Szenario 4 auf Landkreisebene. Dargestellt ist die Jahressumme der Residuallast pro Landkreis normiert auf dessen Fläche. Erwartungsgemäß weisen die Großstädte mit hohen Lasten und geringen installierten

regenerativen Stromerzeugerleistungen sehr hohe positive Residuallastsummen auf. Eine Erhöhung der Intensität der SK verstärkt diesen Trend sogar noch, da immer größere Anteile der Energienachfrage aus den Sektoren Wärme und Verkehr in den Stromsektor verschoben werden.

Ländliche Regionen im Norden wie z. B. in Schleswig-Holstein oder Mecklenburg-Vorpommern haben die niedrigsten und sogar negative Residuallastsummen. Hier übersteigt die Stromerzeugung in der Jahressumme in Folge hoher Windleistungen die vergleichsweise niedrige Last fast immer. Der Landkreis Bremerhaven hat dabei die geringste Residuallastsumme mit -193 GWh/km²a, weil angenommen wird, dass ein Großteil der Stromerzeugung der Offshore Windparks einen Landanschluss in Bremerhaven hat.

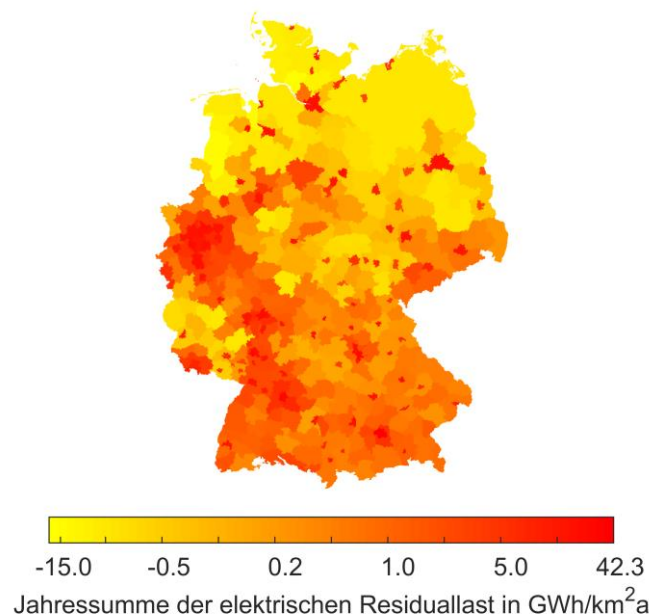


Abbildung 4: Summe der elektrischen Residuallast in GWh/km²a auf Landkreisebene für das Szenario 4

Deutschlandweit lässt sich ableiten, dass die hohe regenerative Stromerzeugung im Norden Überschüsse generiert, die im Süden und Westen Deutschlands zur Deckung der Nachfrage benötigt werden. Insbesondere durch den höheren Wärmebedarf des südlichen Teils der Bundesrepublik wird das regionale Ungleichgewicht zwischen regenerativer Stromerzeugung und Last bei zunehmender Kopplung der Sektoren weiter ansteigen.

4 Fazit

Die gebildeten Szenarien zeigen einen erhöhten elektrischen Bedarf durch SK, der im Extremfall einer Erhöhung des elektrischen Energiebedarfs um 70,1% im Vergleich zu 2015 entspricht.

Bei dem in dieser Arbeit angenommenen Ausbau der erneuerbaren Energien nach Netzentwicklungsplan würde bei gleichbleibender Last ohne SK die Jahressumme der Residuallast negativ sein und somit bilanziell ein regenerativer Überschuss bestehen. Der durch Ausbau der SK steigende Strombedarf führt allerdings zu einer Umkehr dieses Verhaltens. Der Einsatz von z. B. Power-to-Gas-Anlagen zur Aufnahme elektrischer Überschüsse bzw. Erhöhung der elektrischen Last wurde in dieser Arbeit nicht untersucht.

Allein die bilanzielle Betrachtung der zur Verfügung stehenden Energiemengen der Residuallast zeigt aber, dass eine reine Verschiebung durch Speicher nicht ausreichend wäre.

Die maximale positive Residuallast, die durch Speicher oder von konventionellen Kraftwerken erbracht werden muss, erhöht sich im Vergleich zu 2015 von 73,53 GW auf 95,16 bis 142,56 GW in den Szenarien 3 bis 5. Hieraus lassen sich Rückschlüsse auf die notwendige zu installierende Leistung ziehen. Zudem zeigt sich, dass diese Lastspitzen nur zu wenigen Stunden des Jahres auftreten.

Während die Ergebnisse dieser Arbeit erste Anhaltspunkte für zukünftige Entwicklungen in den Sektoren des Energiesystems geben, können in Zukunft insbesondere die erstellten Modelle und Ganglinien für die detaillierte Energiesystemanalyse verwendet werden. So ist es möglich, mit hoher regionaler und zeitlicher Auflösung die Entwicklung in gekoppelten Energiesystemen zu analysieren und damit die Prognosegüte solcher Untersuchungen zu steigern.

5 Literatur

- [1] *Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien*, 2016.
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland“, Dez. 2019. [Online] Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html. Zugriff am: 30. Januar 2020.
- [3] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, *Regionaldatenbank Deutschland*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/>. Zugriff am: 10. Januar 2020.
- [4] O. Schülting, „Vergleich von Power-to-X-Konzepten zur Sektorenkopplung bei hohen regenerativen Anteilen“. unv. Dissertation, Institut für Energietechnik (IET), Technische Universität Hamburg, Hamburg, 2020/2021.
- [5] H. Tödter, „Einfluss der Entwicklung im Mobilitätssektor auf Energiesysteme mit hoher fluktuierender Einspeisung“. unv. Dissertation, Institut für Energietechnik (IET), Technische Universität Hamburg, Hamburg, 2020/2021.
- [6] T. Zimmermann, „Beitrag des Wärmesektors zur Reduzierung der Emissionen in sektorgekoppelten Energiesystemen“. unv. Dissertation, Institut für Energietechnik (IET), Technische Universität Hamburg, Hamburg, 2020/2021.
- [7] Entso-e, *Monthly Hourly Load Values*. [Online] Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/data/power-stats/hourly_load/. Zugriff am: 19. August 2019.
- [8] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2016“, 2016. Zugriff am: 22. Januar 2020.
- [9] Stadtwerke Unna, *VDEW-Lastprofile*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.gipsprojekt.de/featureGips/Gips;jsessionid=C122ED95F9D68D832F1E473F>

- EEC2F587?SessionMandant=sw_unna&Anwendung=EnWGKnotenAnzeigen&PrimaryId=133029&Mandantkuerzel=sw_unna&Navigation=J. Zugriff am: 10. Januar 2020.
- [10] S. Eckstein, M. Buddeke und F. Merten, „Europäischer Lastgang 2050: Projektbericht zum Arbeitspaket 4 - Regenerative Stromversorgung und Speicherbedarf in 2050 – RESTORE 2050“, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal, 2015.
- [11] Länderarbeitskreis Energiebilanzen, *Energiebilanzen der Länder*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.lak-energiebilanzen.de/laenderbilanzen/>. Zugriff am: 10. Januar 2020.
- [12] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Energiedaten: Gesamtausgabe*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>. Zugriff am: 14. Januar 2020.
- [13] Hamburg University of Technology, *TransiEnt Library*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.tuhh.de/transient-ee/>. Zugriff am: 10. Januar 2020.
- [14] G. Erichsen, *DWD weather model data for energy system simulation: 2015*. [Online] Verfügbar unter: <https://tore.tuhh.de/handle/11420/4626>. Zugriff am: 29. Januar 2020.
- [15] Deutsches Institut für Bautechnik, *Bekanntmachungen*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.dibt.de/de/service/bekanntmachungen/>. Zugriff am: 24. Juli 2019.
- [16] G. Erichsen, O. Schülting und A. Kather, „Making use of analytical wake models for large scale power system models by generation of generic efficiency fields“, Energynautics GmbH, Dublin, 2019. [Online] Verfügbar unter: https://tore.tuhh.de/bitstream/11420/3644/1/WindPaper_openAccess.pdf.
- [17] I. Schlecht und M. Simic, „Renewable power plants“. [Online] Verfügbar unter: https://data.open-power-system-data.org/renewable_power_plants/.
- [18] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2019.
- [19] Fraunhofer ISE, *Stromerzeugung | Energy Charts*. [Online] Verfügbar unter: https://www.energy-charts.de/energy_pie_de.htm. Zugriff am: 20. Juni 2019.
- [20] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, *Zensusdatenbank Zensus 2011*. Individuelle Abfragen. [Online] Verfügbar unter: ergebnisse.zensus2011.de. Zugriff am: 8. November 2018.
- [21] P. Hansen, *Entwicklung eines energetischen Sanierungsmodells für den europäischen Wohngebäudesektor unter dem Aspekt der Erstellung von Szenarien für Energie- und CO2-Einsparpotenziale bis 2030*. Jülich: Forschungszentrum Jülich, 2010.
- [22] A. Kemmler *et al.*, „Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Zeitreihe 2005 – 2014“, Dessau-Roßlau, Climate Change 1, Jan. 2017.
- [23] C. Schlömer, H. Bucher und J. Hoymann, *Die Raumordnungsprognose 2035 nach dem Zensus: Bevölkerung, private Haushalte und Erwerbspersonen*. Bonn: BBR, 2015.
- [24] *Meteorologische Daten in der technischen Gebäudeausrüstung*, VDI 4710 Blatt 2, 2007.
- [25] *Verbrauchskennwerte für Gebäude*, VDI 3807 Blatt 1, 2013.

- [26] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Abwicklung von Standardlastprofilen Gas: Leitfaden“, Berlin, Jun. 2016.
- [27] BGW, Hg., „Praxisinformation P 2007/13: Abwicklung von Standardlastprofilen“, BGW; VKU, Berlin, Brüssel, 2007.
- [28] RegModHarz, „Regenerative Modellregion Harz: Wärmelastprognose“, Mai. 2012.
- [29] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hg., „Wie heizt Deutschland?: BDEW-Studie zum Heizungsmarkt“, Berlin, Jul. 2015.
- [30] Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks - Zentralinnungsverband, Hg., „Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks 2018“, Sankt Augustin, 2018.
- [31] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „Evaluation des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt: Persönliche Korrespondenz“, 2019.
- [32] Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie, „10-Jahres-Verlauf Absatz Wärmeerzeuger Deutschland“. [Online] Verfügbar unter: https://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/Pressegrafiken/10-jahres%20verlauf%20absatz%20w%C3%A4rmeerzeuger.pdf. Zugriff am: 30. Januar 2020.
- [33] L. Kotzur, „Future Grid Load of the Residential Building Sector: Die zukünftige elektrische Netzlast der Wohngebäude“, Institut für Energie- und Klimaforschung, RWTH Aachen, Aachen, 2018.
- [34] T. Jetzke, „Elektrisches Fliegen: Von der Drohne zum Passagierflugzeug“, Institut für Innovation und Technik (iit), Berlin, iit perspektive 33, 2017. Zugriff am: 15. August 2019.
- [35] enervis energy advisors GmbH, „META-Studie Sektorenkopplung: Analyse einer komplexen Diskussion“, Apr. 2018. Zugriff am: 20. August 2019.
- [36] P. G. Michael Strogies, „Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2019“. Zugriff am: 15. Juli 2019.
- [37] F. Hacker *et al.*, „eMobil 2050: Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz“, 2014.
- [38] DB Energie, *Verträge Bahnstromnetz (Anlage 4): Beschreibung des rechnerischen Verfahrens zur Bestimmung der entnommenen elektrischen Energie*. Zugriff am: 26. November 2019.
- [39] Bundesanstalt für Straßenwesen, *Automatische Straßenverkehrszählung auf Autobahnen und Bundesstraßen*. [Online] Verfügbar unter: https://www.bast.de/BASSt_2017/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/zaehl_node.html. Zugriff am: 22. August 2019.
- [40] U. Kramer, F. Ortloff, S. Stollenwerk und R. Thee, „Defossilierung des Transportsektors: Optionen und Voraussetzungen in Deutschland“, 2018. Zugriff am: 8. Oktober 2019.
- [41] M. Dietmannsberger, M. Meyer, M. Schumann und D. Schulz, *Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg": Metastudie im Auftrag von Stromnetz Hamburg GmbH, Hamburger Hochbahn AG und*

Verkehrsbetriebe Hamburg Holstein GmbH. Hamburg: Helmut-Schmidt-Universität/Universität der Bundeswehr Fakultät für Elektrische Elektrotechnik, 2017.

[42] KBA, „Verkehr in Zahlen 2018/19“. Zugriff am: 10. Januar 2019.

[43] infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, „Mobilität in Deutschland 2017 - Ergebnisbericht“, Bonn, 2018.

[44] BMVI, *Regionalstatistische Raumtypologie (RegioStaR)*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/regionalstatistische-raumtypologie.html>. Zugriff am: 6. August 2019.

[45] infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, *Mobilität in Tabellen (MiT 2017)*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.mobilitaet-in-tabellen.de/mit/>. Zugriff am: 8. August 2019.

[46] A. Probst, *Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung*. Zugl.: Stuttgart, Univ., Diss., 2014, 1. Aufl. Göttingen: Sierke, 2015.

6 Anhang

Tabelle 6.1: Zentrale Annahmen im Wärmesektor für die verschiedenen Szenarien (Angaben in %)

Szenario	Haushalt		GHD		Industrie		
	Anteil WP	Sanierungsrate	Anteil WP	Jährliche Effizienzsteigerung	Anteil WP	Anteil Direkt-elektrisch	Jährliche Effizienzsteigerung
3	13,8	1	13,8	0,4	0	9,4	0,4
4	28,1	2	28,1	0,7	11	20	0,7
5	77,5	3	77,5	1	18	40	1

Tabelle 6.2: Zentrale Annahmen im Verkehrssektor für die verschiedenen Szenarien (Angaben in %)

Szenario	MIV			ÖPNV (Busse)			GV ¹	
	Anteil BEV	Anteil Hybrid	Effizienzsteigerung	Anteil OHEV	Anteil BEV	Effizienzsteigerung	Anteil OHEV	Anteil BEV
3	39	22	-	-	25	-	0	9
4	39	34	17	0	57	10	1	73
5	68	23	33	28	62	20	20	71

¹ Aufgrund mangelnder Daten keine Effizienzsteigerung angenommen

Tabelle 6.3: Kennzahlen der regenerativen Stromerzeuger

Jahr	Wind Onshore		Wind Offshore		Photovoltaik		Biomasse		Wasserkraft	
	GW	TWh/a	GW	TWh/a	GW	TWh/a	GW	TWh/a	GW	TWh/a
2015	41,2	72,2	5,4	8,3	39,8	38,7	7,4	44,6	5,6	19,0
2050	122,8	343,2	41,8	175,3	141,9	140,8	7,2	45,6	5,6	20,4

Tabelle 6.4: Übersicht über die wichtigsten Kennzahlen aus dem Wärmesektor in den verschiedenen Szenarien

Szenario	Nutzwärmebedarf (TWh)	Elektrischer Endenergiebedarf Wärmesektor (TWh)	Maximale elektrische Last Wärmesektor (GW)
3	888	55,33	15,76
4	831	115,36	32,36
5	775	245,97	75,46

Tabelle 6.5: Übersicht über die wichtigsten Kennzahlen aus dem Verkehrssektor in den verschiedenen Szenarien

Szenario	Elektrischer Endenergiebedarf Verkehrssektor (TWh)	Maximale elektrische Last Verkehrssektor (GW)
3	108,59	29,14
4	167,36	48,18
5	159,75	35,07