

NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM

Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile

- Begleitgutachten -

Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Autoren:

Rainer Elsland

Tobias Boßmann

Anna-Lena Klingler

Andrea Herbst

Marian Klobasa

Martin Wietschel

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Karlsruhe, 17. November 2016

Disclaimer

Diese Studie wurde im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber erstellt. Die Annahmen und die Methodik sowie die Ergebnisse und Schlussfolgerungen wurden mit dem Auftraggeber diskutiert. Für die Inhalte der Studie und Präsentation der Ergebnisse ist alleine das Fraunhofer ISI verantwortlich.

Kontakt

Dr. Rainer Elsland

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48

76139 Karlsruhe

E-Mail: Rainer.Elsland@isi.fraunhofer.de

Telefon: +49 (0) 721 6809-438

Internet

<http://www.isi.fraunhofer.de>

Inhalt

Inhalt.....	3
Abbildungsverzeichnis.....	5
Tabellenverzeichnis.....	8
Zusammenfassung.....	9
1 Hintergrund, Zielsetzung und Vorgehensweise.....	10
2 Methodischer Ansatz.....	11
2.1 Aufbau des Modellierungskonzeptes.....	11
2.2 Modellierung der jährlichen Stromnachfrage.....	12
2.2.1 Nationale Stromnachfrage.....	12
2.2.2 Räumliche Auflösung der Stromnachfrage.....	14
2.2.3 Validierung der räumlich aufgelösten Stromnachfrage.....	16
2.3 Modellierung der Lastprofile.....	17
2.3.1 Nationale Last.....	17
2.3.2 Räumliche Auflösung der Last.....	19
2.4 Modellierung dezentraler Solarstromspeicher zur Eigenversorgung.....	20
2.4.1 Nationale Eigenerzeugung und Speicher.....	20
2.4.2 Räumliche Auflösung der Eigenerzeugung und Speicher.....	24
2.5 Berücksichtigung zusätzlicher Einflussfaktoren durch den entwickelten methodischen Ansatz.....	24
3 Rahmenparameter der Szenario-Analyse.....	26
3.1 Einbindung der Nachfrage- und Last-Analysen in den NEP 2030.....	26
3.2 Szenarien-Auswahl und -Definition.....	26
3.3 Sozio-ökonomische Rahmenparameter.....	28
3.3.1 Bevölkerungsentwicklung.....	28
3.3.2 Wirtschaftsentwicklung.....	28
3.3.3 Primärenergieträgerpreise und Strom-Großhandelspreise.....	29
3.3.4 Preise für Treibhausgasemissions-Zertifikate.....	30
3.4 Energie- und klimapolitische Instrumente.....	30
3.5 Technologische Rahmenparameter.....	31
3.5.1 Klassische Technologien und sektorale Entwicklungen.....	31
3.5.2 Neue Technologien.....	32
3.5.3 Lastflexibilität.....	33
3.5.4 Dezentrale Solarstromspeicher.....	35
3.6 Regionale Strukturparameter.....	36
4 Szenario-Ergebnisse.....	41
4.1 Einführung zur Szenario-Analyse.....	41
4.2 Analyse der Stromnachfrage.....	41
4.2.1 Nationale Ergebnisse bis 2030/2035.....	41
4.2.2 Räumliche Auflösung der Stromnachfrage.....	43

4.2.3	Ausblick der nationalen Ergebnisse bis 2050.....	50
4.2.4	Weitere Potentiale durch Sektorkopplungsoptionen	51
4.3	Analyse der Last.....	53
4.3.1	Nationale Ergebnisse bis 2030/2035	53
4.3.2	Räumliche Auflösung der Last.....	60
4.4	Analyse dezentraler Speicherkapazität und -leistung	66
4.4.1	Nationale Ergebnisse bis 2030/2035	66
4.4.2	Räumliche Auflösung der dezentralen Speicherkapazität und -leistung ..	68
5	Schlussfolgerungen zur Stromnachfrage- und Lastentwicklung.....	71
6	Literaturverzeichnis	73

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Schematische Darstellung des Modellierungskonzeptes	11
Abbildung 2:	Schematische Darstellung der Struktur des FORECAST-Modells.....	13
Abbildung 3:	Alternative Detaillierungsebenen der regionalen Analyse	14
Abbildung 4:	Schematische Darstellung der Struktur des Regionalisierungs-Moduls	16
Abbildung 5:	Statistische Güte der regional aufgeschlüsselten Stromnachfragen auf der Ebene der einzelnen Netzgruppen für das Jahr 2013	17
Abbildung 6:	Schematische Darstellung der Struktur des eLOAD-Modells	17
Abbildung 7:	Exemplarische Darstellung der Veränderung der Systemlastkurve bis zum Jahr 2050 aufgrund struktureller Veränderungen in der Zusammensetzung der Stromnachfrage.....	18
Abbildung 8:	Schematische Darstellung der Struktur des eLOAD-Regionalisierungs-Modells.....	19
Abbildung 9:	Schematische Darstellung der Modellierung der Marktdiffusion dezentraler Solarstromspeicher	21
Abbildung 10:	Abschätzung der installierten Speicherkapazität in Abhängigkeit der Neuinstallationen von PV-Aufdachanlagen.....	23
Abbildung 11:	Einbindung der Nachfrage- und Last-Analysen in den NEP 2030	26
Abbildung 12:	Abgrenzung der Treiber in den drei Szenarien (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	27
Abbildung 13:	Diffusionspfad von Lastmanagement bei Elektrofahrzeugen (links) und Wärmepumpen (rechts) bis zum Jahr 2050	35
Abbildung 14:	Prozentuale Veränderung der Bevölkerungsentwicklung für den Zeitraum 1990-2012 und den Zeitraum 2012 bis 2035 (BBSR, 2015).....	37
Abbildung 15:	Prozentuale Veränderung der 1- und 2-Personen-Haushalte und der 3- und mehr Personen-Haushalte für den Zeitraum 2012 bis 2035 (BBSR, 2015).....	38
Abbildung 16:	Prozentuale Veränderung der unter und über 45-jährigen Erwerbspersonen für den Zeitraum 2012 bis 2035 (BBSR, 2015).....	38
Abbildung 17:	Entwicklung der Personen pro Haushalt in den Landkreisen und kreisfreien Städten 2012 vs. 2020.....	40
Abbildung 18:	Entwicklung der Personen pro Haushalt in den Landkreisen und kreisfreien Städten 2012 vs. 2035.....	40
Abbildung 19:	Nationale Stromnachfrage differenziert nach Szenarien und Sektoren 2013 bis 2030/2035	41
Abbildung 20:	Nationale Stromnachfrage differenziert nach Szenarien und Sektoren 2013 bis 2035	43
Abbildung 21:	Absolute Änderung der Stromnachfrage differenziert nach Szenarien und Bundesländern 2013 vs. 2030.....	44
Abbildung 22:	Prozentuale Änderung der Stromnachfrage differenziert nach Szenarien und Bundesländern 2013 vs. 2030.....	44
Abbildung 23:	Stromnachfrage pro Kopf in den Landkreisen und im Bundeslanddurchschnitt nach Bundesland in 2013	45

Abbildung 24: Änderung der sektorübergreifenden Stromnachfrage differenziert nach Szenarien auf NUTS3-Ebene 2013 vs. 2030	46
Abbildung 25: Prozentuale Änderung der Stromnachfrage differenziert nach Bundesländern in 2013 UND 2030 (Szenario B)	47
Abbildung 26: Änderung der sektoralen Stromnachfrage differenziert nach Szenarien und den Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern, Berlin, Brandenburg, Bremen, Hamburg, Hessen und Mecklenburg-Vorpommern, 2013 vs. 2030	47
Abbildung 27: Änderung der sektoralen Stromnachfrage differenziert nach Szenarien und den Bundesländern Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Saarland, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein und Thüringen, 2013 vs. 2030	48
Abbildung 28: Änderung der Industrie-, Haushalts- und GHD-Stromnachfrage 2013 vs. 2030 differenziert nach Szenarien auf NUTS3-Ebene	49
Abbildung 29: Entwicklung der Stromnachfrage differenziert nach Szenarien und Sektoren zwischen 2013-2050	50
Abbildung 30: Änderung der Stromnachfrage differenziert nach Szenarien und Sektoren für den Zeitraum 2013 vs. 2030 und 2013 vs. 2050	51
Abbildung 31: Einsatzgebiete von Power-to-X-Technologien (Fraunhofer ISI und DVGW, 2015)	52
Abbildung 32: Zusätzliche Stromnachfrage durch Sektorkopplungsoptionen der 2-ten Generation ergänzt um ein Zulassungsverbot von Benzinern und Diesel	53
Abbildung 33: Mittlerer Lastverlauf im Basisjahr und für 2030/2035 in den drei Szenarien	54
Abbildung 34: Prozesse mit wachsender und sinkender Stromnachfrage für Sonn- und Werktage im Sommer (links) und Winter (rechts) im Szenario B 2030	55
Abbildung 35: Sektorale Aufteilung der Last für Winter-Werktage im Basisjahr und im Zieljahr der Szenarien	56
Abbildung 36: Mittlerer Lastverlauf der Elektrofahrzeuge für einen Werktag in Sommer, Übergangszeit und Winter im Basisjahr und für das Jahr 2030 bzw. 2035	57
Abbildung 37: Normierter Lastverlauf der Elektrofahrzeuge (anteilig an der Tagesstromnachfrage) für Werktage in Sommer, Übergangszeit und Winter im Basisjahr und für das Jahr 2030 bzw. 2035	57
Abbildung 38: Mittlerer Lastverlauf der Wärmepumpen für Werktage in Sommer, Übergangszeit und Winter im Basisjahr und für das Jahr 2030 bzw. 2035	58
Abbildung 39: Normierter Lastverlauf der Wärmepumpen (anteilig an der Tagesstromnachfrage) für einen Werktag in Sommer, Übergangszeit und Winter im Basisjahr und für das Jahr 2030 bzw. 2035	59
Abbildung 40: Mittlere Lastverlagerung – Summe über alle lastmanagementfähigen Anwendungen	60
Abbildung 41: Graphische Darstellung der Lastcharakteristika der Bundesländer im Basisjahr bzw. Entwicklung Mittel/Max für das Szenario B-2030	61
Abbildung 42: Spitzenlast (links) und Lastfaktor P_{Mittel} / P_{Max} (rechts) auf Landkreisebene im Basisjahr	61

Abbildung 43: Sektorale Betrachtung des Lastverlaufs in Sommer und Winter des Basisjahres 2013 in Garmisch-Partenkirchen (links) und Rendsburg-Eckernförde (rechts).....	62
Abbildung 44: Sektorale Betrachtung des Lastverlaufs in Sommer und Winter des Basisjahres 2013 in Ludwigshafen am Rhein	62
Abbildung 45: Entwicklung der Spitzenlast (links) im Vergleich mit der jährlichen Nachfrageentwicklung (rechts) zwischen 2013 und 2030 im Szenario B	63
Abbildung 46: Sektorale Betrachtung des Lastverlaufs in Stuttgart an Winter-Werktagen im Basisjahr 2013 (links) und im Szenario B-2035 (rechts)	64
Abbildung 47: Sektorale Betrachtung des Lastverlaufs in Suhl an einem Winter-Werktag im Basisjahr 2013 (links) und im Szenario B-2035 (rechts).....	64
Abbildung 48: Sektorale Betrachtung des Lastverlaufs in Bremen für Werk- und Sonntage im Winter im Basisjahr 2013 (links) und im Szenario B in 2035.....	65
Abbildung 49: Verteilung der Last über den Tag im Basisjahr und im Szenario B in 2030 für die Bundesländer an einem mittleren Winter-Werktag	66
Abbildung 50: Kapazität dezentraler Solarstromspeicher in Deutschland in den drei Szenarien	67
Abbildung 51: Kapazität dezentraler Stromspeicher in den Landkreisen in Szenario B in 2030 (links) und in 2035 (rechts).....	70
Abbildung 52: Kapazität dezentraler Stromspeicher in den Landkreisen in Szenario B in 2030 (links) und in 2035 (rechts).....	70

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Eingangsdaten des Energienachfragemodells.....	14
Tabelle 2:	Entwicklung der Gesamtbevölkerung, basierend auf der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung – Variante 2 (Destatis, 2015a).....	28
Tabelle 3:	Preisbereinigte Bruttowertschöpfung nach Sektoren und Bruttoinlandsprodukt (Destatis, 2015b; OECD, 2012; eigene Berechnungen)	29
Tabelle 4:	Primärenergieträgerpreise (IEA, 2015; Abschätzungen der ÜNB).....	30
Tabelle 5:	Klassifikation der Instrumententypen (reduziert auf relevante Instrumente)	31
Tabelle 6:	Bestandsentwicklung von Wärmepumpen für die Bereitstellung von Raumwärme im Haushaltssektor (eigene Berechnungen)	32
Tabelle 7:	Bestandsentwicklung der Elektrofahrzeuge, für detaillierte Berechnungen noch weiter differenziert nach PHEV und BEV (NPE, 2015; Gnann, 2015; eigene Berechnungen)	33
Tabelle 8:	Überblick über die Anteile Lastmanagement tauglicher Anwendungen am Gesamtbestand.....	35
Tabelle 9:	Technische Daten für die modellierten Batteriespeicher.....	36
Tabelle 10:	Preisfad für Solarstromspeicher	36
Tabelle 11:	Abkürzungen der Bundesländer nach ISO 3166	46
Tabelle 12:	Minimale, maximale und mittlere Lasten sowie Lastfaktor im Basisjahr und im Jahr 2030 bzw. 2035 in den Szenarien	54
Tabelle 13:	Minimale, maximale und mittlere Lasten sowie Lastfaktor der Elektromobilität im Basisjahr und im Jahr 2030 bzw. 2035 in den Szenarien.....	58
Tabelle 14:	Minimale, maximale und mittlere Lasten sowie Lastfaktor der Wärmepumpen im Basisjahr und im Jahr 2030 bzw. 2035 in den Szenarien.....	59
Tabelle 15:	Lastcharakteristika der Bundesländer im Basisjahr (Einheit der Last: GW)....	60
Tabelle 16:	Spitzenlast in GW in den Bundesländern im Basisjahr und in den Szenarien (oben); Entwicklung der Spitzenlast zwischen 2013 und 2030/35 (unten)	63
Tabelle 17:	Minimale Last in den Bundesländern im Basisjahr und in den Szenarien (oben); Entwicklung der Spitzenlast zwischen 2013 und 2030/35 (unten).....	65
Tabelle 18:	Kapazität und Leistung dezentraler Solarstromspeicher in Deutschland in den drei Szenarien	67
Tabelle 19:	Entwicklung der installierten Kapazität dezentraler Solarstromspeicher in den Bundesländern im Szenario B in den Jahren 2015 bis 2035	68
Tabelle 20:	Kapazität dezentraler Solarstromspeicher in den Bundesländern in 2030 in den drei Szenarien	69

Zusammenfassung

Basierend auf den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes erarbeiten die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber in regelmäßigen Abständen einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan, wobei künftige Netznutzungssituationen bis 2030 bzw. 2035 sowie der notwendige Übertragungsbedarf im Übertragungsnetz analysiert werden. Im Rahmen dieses Netzentwicklungsplans Strom – Version 2017 (NEP 2030) erfolgt erstmalig eine **modellgestützte Analyse der nationalen und regionalen Stromnachfrage sowie Last mit hoher Granularität**. Dies stellt eine methodische Weiterentwicklung der Untersuchungen der vergangenen Jahre dar, da bisher auf Grund von kürzeren Untersuchungshorizonten von weitgehend konstanten Stromnachfrage- und Lastentwicklungen ausgegangen wurde.

Hierzu wurde eine **methodische Vorgehensweise** entwickelt, die auf sequentiell aufeinander aufbauenden Modellanalysen basiert. Für die Untersuchung der jährlichen Nachfrage kommt das Energienachfragemodell FORECAST zum Einsatz, das als technologiebasierter Bottom-up-Ansatz konzipiert ist. Für die Ermittlung der Lastprofile wird das Lastgang-Modell eLOAD eingesetzt, das auf einer breiten Datenbasis von technologiespezifischen Lastprofilen basiert. Des Weiteren wurde eine Methodik zur Abschätzung der Marktdiffusion von dezentralen Solarstromspeichern ermittelt.

Im Rahmen der **Szenarioanalyse** werden drei unterschiedliche Philosophien untersucht, die sich im Wesentlichen in ihrer zeitlichen Dynamik sowie der energie- und klimapolitischen Ausgestaltung der Energiewende unterscheiden. Während das Szenario A eine Welt beschreibt in der Effizienzsteigerungen, die Einführung neuer Anwendungen (z.B. Elektromobilität) sowie Flexibilität eher eine geringe Rolle spielen, wird in Szenario B von verstärkten und in Szenario C von sehr ambitionierten Anstrengungen einer beschleunigten Energiewende ausgegangen.

Die Analyse der **zukünftigen Entwicklung der Stromnachfrage** zeigt für das Szenario B einen nahezu kontinuierlich sinkenden Trend auf das Niveau von etwa 490 TWh, der im Wesentlichen durch den Effizienzfortschritt von bestehenden Technologien (z.B. Beleuchtung) bedingt ist. In Szenario A führt die weniger ambitioniert ausgestaltete Energiepolitik zu einem gedämpften Rückgang der Stromnachfrage bis 2030 auf etwa 504 TWh. Der geringste Rückgang der Stromnachfrage stellt sich im Szenario C ein, wobei sich die Effizienzsteigerungen und die Verbreitung neuer Technologien im Wesentlichen gegenseitig kompensieren und somit die Stromnachfrage in 2030 auf demselben Niveau liegt wie in 2013 (523 TWh). Des Weiteren zeigt ein Ausblick der Stromnachfrageentwicklung bis 2050, dass die Stromnachfrage langfristig bis auf etwa 570 TWh ansteigen kann. Die Ergebnisse zur regionalen Stromnachfrage zeigen, dass urbane Regionen und angrenzende Gebiete prinzipiell wachsen, während ein Großteil der Landkreise in den neuen Bundesländern und sehr peripher gelegene Gebiete eher schrumpfende Tendenzen aufweisen.

Die Untersuchung der **zukünftigen Lastentwicklung** zeigt, dass die Stromlast aufgrund der Verbreitung neuer Technologien zukünftig höhere Fluktuationen als bisher aufweist. In Szenario B sinkt die Spitzenlast von 82,5 GW in 2013 auf 80,7 GW in 2030 und damit nur halb so stark wie die jährliche Stromnachfrage. In Szenario C steigt sie trotz konstanter jährlicher Nachfrage bis 2030 sogar auf 85 GW an. Diese Effekte zeigen sich verstärkt in der regionalen Lastanalyse: In dynamisch wachsenden Regionen, wie urbanen Landkreisen in Süddeutschland, kann die Spitzenlast bis 2030 um bis zu 62% (Szenario B) wachsen. Im Rahmen der **Marktdiffusionsanalyse von Solarstromspeichern** wurde abgeschätzt, dass bis 2030 in Szenario B in etwa 1 Mio. Speicher mit insgesamt 7,13 GWh Kapazität in privaten Haushalten installiert sind.

Hintergrund, Zielsetzung und Vorgehensweise

Nach §12a EnWG erarbeiten die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan (NEP). In diesem Rahmen findet eine Analyse von drei alternativen Szenarien statt, die die **Bandbreite künftiger Netznutzungssituationen** für die nächsten 10 bis 15 bzw. 15 bis 20 Jahre beschreibt und somit auch die Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans Strom 2030 (**NEP 2030**) darstellt. Bei diesen Analysen werden die wesentlichen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung berücksichtigt.

Ein wesentlicher Bestandteil des NEP 2030 ist eine **detaillierte Analyse der nationalen Stromnachfrage und Last**, ergänzt um eine Untersuchung der regionalen Entwicklung von Verbrauchsstrukturen. Daraus lassen sich simulationsgestützte regionale Lastverläufe ableiten, die von den Übertragungsnetzbetreibern als Eingangsdaten für nachgelagerte Netzberechnungen verwendet werden. In diesen Stromnachfrage- und Lastberechnungen werden explizite Entwicklungen von strukturellem und technologischem Wandel, basierend auf modellgestützten Analysen, mit einbezogen.

Damit stellt die Analyse der Stromnachfrage und der Last des NEP 2030 eine grundlegende Weiterentwicklung der Untersuchungen der vergangenen Jahre dar. In den bisherigen Netzentwicklungsplänen wurde für den gesamten Projektionshorizont von einer konstanten Stromnachfrage, Last und entsprechend einer konstanten regionalen Verteilung ausgegangen. Dies bedeutet, dass auf Grund zeitlich näher liegenden Untersuchungshorizonte **bisher keine tiefergehende Analyse von zeitlichen Dynamiken** in Form von energie- und klimapolitischen Maßnahmen, technologischen sowie strukturellen Entwicklungen **erfolgt**.

Das **Ziel dieser Studie** ist es, zunächst eine methodische Vorgehensweise zur Bestimmung der zukünftigen Entwicklung der regionalen Stromnachfrage, Lasten und der Verbreitung dezentraler Stromspeicher zu entwickeln (Kapitel 2). Die methodische Weiterentwicklung zielt im Kern darauf ab **wesentliche Einflussgrößen auf die Stromnachfrage und deren Wechselwirkungen** im Rahmen von Modellrechnungen zu berücksichtigen. Im Anschluss daran wird die Szenarioarchitektur aufgezeigt, wobei die unterschiedlichen Philosophien der einzelnen Szenarien dargelegt werden. Für die konkrete Ausgestaltung der Szenarien wird ein Mengengerüst erarbeitet, welches die grundlegenden Rahmenparameter und -annahmen der Szenario-Analyse enthält (Kapitel 3). Im Anschluss daran werden die Ergebnisse der Szenario-Analyse diskutiert, wobei die Berechnungen bis zum Jahr 2030 bzw. 2035 um einen Ausblick bis zum Jahr 2050 ergänzt werden (Kapitel 4). Den Abschluss dieser Studie stellt ein zusammenfassender Überblick und Schlussfolgerungen über die wesentlichen Erkenntnisse dieser Studie dar (Kapitel 5).

2 Methodischer Ansatz

2.1

Aufbau des Modellierungskonzeptes

Das Ziel des Modellierungskonzeptes ist die Ermittlung des jährlichen und stündlichen Nettostrombedarfs bzw. der Last auf nationaler und regionaler Ebene. Der damit einhergehende Modellierungsansatz basiert auf zwei sequentiell aufeinander aufbauenden Modellen, die im Folgenden diskutiert werden.

Für die Analyse der jährlichen Nachfrage kommt das **Energienachfragemodell FORECAST** (FORecasting Energy Consumption Analysis and Simulation Tool)¹ zum Einsatz, das auf einem technologiebasierten Bottom-up-Ansatz basiert. Dabei werden sektorspezifische Besonderheiten wie die Technologie-Struktur, die Heterogenität von Akteuren und Endverbraucherpreisen berücksichtigt. Die Modellierungslogik basiert auf einer Simulation – im Gegensatz zu einer Optimierung – um reale Verhaltensmuster von Entscheidungsträgern in den energienachfragenden Sektoren besser abbilden zu können. Bei den Modell-Analysen werden die wesentlichen konkurrierenden Technologien, die miteinander im Wettbewerb stehen, berücksichtigt.

Für die Ermittlung der Lastprofile kommt das **Lastgang-Modell eLOAD** (energy LOad curve ADjustment tool)¹ zum Einsatz, das auf den jährlichen Stromnachfrage-Mengen aus dem FORECAST-Modell aufbaut. Das Lastgang-Modell basiert zudem auf einer breiten Datenbasis von technologiespezifischen Lastprofilen, anhand derer strukturelle Änderungen der Last bei zukünftigen Entwicklungen berücksichtigt werden können.

Die **zeitlichen und räumlichen Dimensionen** des Modellierungsansatzes sind in Abbildung 1 dargestellt. Die regionale Analyse des Fraunhofer ISI erfolgt auf der Ebene einzelner Landkreise (NUTS 3). Für die Validierung dieser Untersuchung kommen historische Stromverbrauchsdaten, welche den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern vorliegen, zum Einsatz (siehe Kapitel 2.2.3).

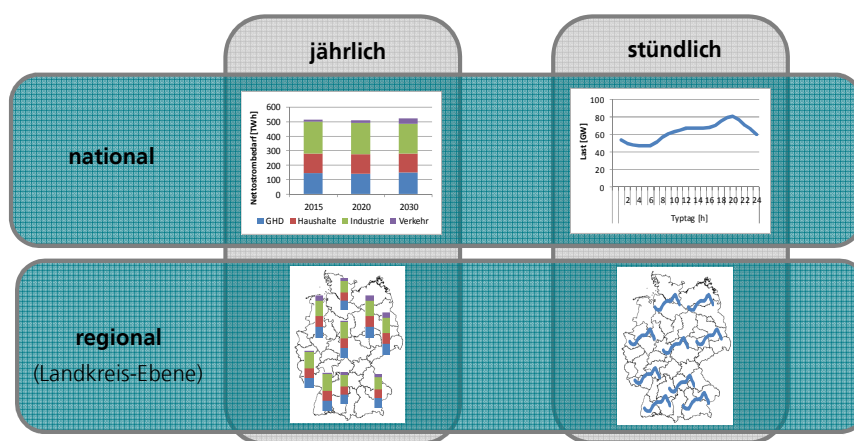


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Modellierungskonzeptes

Ergänzend wurden dem Fraunhofer ISI von den Übertragungsnetzbetreibern Daten zum Ausbau von Photovoltaik-Anlagen differenziert nach Landkreisen zur Verfügung

¹ <http://www.forecast-model.eu/forecast-en/index.php>

gestellt. In Kombination mit den Stromnachfrage- oder Last-Analysen wurde auf dieser Grundlage eine Methodik zur Abschätzung der **Marktdiffusion von dezentralen Solarstromspeichern** zur Eigenstromversorgung ermittelt.

Abschließend soll explizit auf den **Verwendungszweck des Modellkonzeptes** und der daraus abgeleiteten Ergebnisse hingewiesen werden. Im Rahmen dieser Studie ist es das Ziel, ein hoch granulares und heterogenes Bild der Stromnachfrage- und Lastverteilung im Kontext einer nationalen Systemanalyse zu zeichnen. Dadurch wird es ermöglicht, strukturelle Unterschiede zwischen einzelnen Regionen ex ante zu untersuchen. Dies erlaubt die heterogene Struktur der Lastentwicklung wesentlich besser in die Angebots- und Netz-Analysen einzubeziehen. Im Gegensatz dazu stellt dieser Modellierungsansatz keine Untersuchungsgrundlage dar um bspw. Ansatzpunkte für regionale Energiekonzepte abzuleiten, da hierfür detailliertere Datenerhebungen für die einzelnen Landkreise erfolgen müssten.

2.2

Modellierung der jährlichen Stromnachfrage

2.2.1

Nationale Stromnachfrage

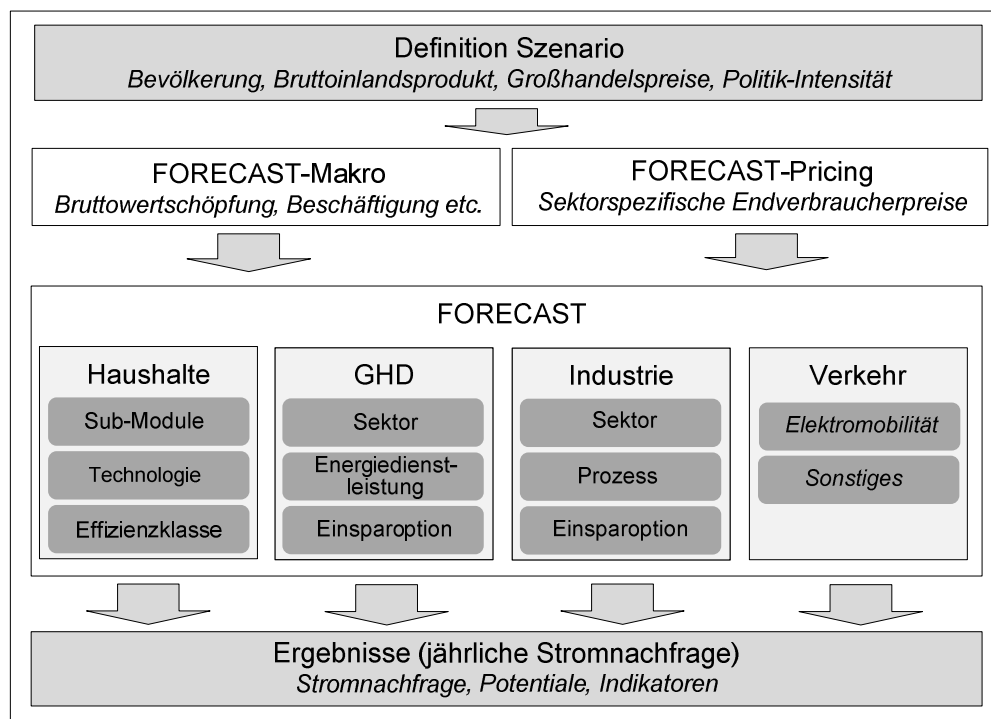
Neben der sektoralen Analyse der Endenergienachfrage bzw. Stromnachfrage setzt sich das **Energienachfragemodell FORECAST** aus einer Berechnung der sektorspezifischen Aktivitätsgrößen (FORECAST-Makro) und der Endverbraucherpreise (FORECAST-Pricing) zusammen (Abbildung 2).

In dem Makro-Modul werden sämtliche **sektorspezifischen Aktivitätsgrößen** für die energienachfragenden Sektoren berechnet (z.B. Bruttowertschöpfung nach industriellen Subsektoren oder die Anzahl der Haushalte). Die wesentlichen Eingangsparameter des Makro-Moduls sind die Bevölkerungsentwicklung und das Bruttoinlandsprodukt. Zudem sind in den Berechnungen empirische Zeitreihen der einzelnen sektorspezifischen Aktivitätsgrößen hinterlegt, die anhand von ökonometrischen Analysen in die Zukunft projiziert werden.

In dem Pricing-Modul erfolgt die Berechnung der **sektorspezifischen Endverbraucherpreise**. Datengrundlage für diese Berechnungen stellen die Entwicklung der Weltmarktpreise von Rohöl, Erdgas und Steinkohle dar, sowie die Strom-Großhandelspreise aus dem Marktmodell der Übertragungsnetzbetreiber. Die Endverbraucherpreise werden abgeleitet, indem die Weltmarkt- bzw. Großhandelspreise mit Steuern, Abgaben und Umlagen beaufschlagt werden (z.B. EEG-Umlage).

Die **Berechnung der Endenergienachfrage** bzw. der Stromnachfrage erfolgt differenziert nach vier Sektoren: Industrie, Dienstleistungen (GHD), Haushalte und Verkehr. Neben den sektorspezifischen Aktivitätsgrößen und Endverbraucherpreisen basieren die Berechnungen auf Annahmen zu technologischen und energiepolitischen Entwicklungspfaden. Die einzelnen Sektoren sind über vier eigenständige Module nach drei hierarchischen Ebenen unterteilt; verdeutlicht am Beispiel des Industriesektors sind dies die industriellen Subsektoren (erste Ebene), differenziert nach sektorspezifischen Prozessen (zweite Ebene) und prozess- bzw. technologiespezifischen Einsparoptionen (dritte Ebene).

Als **Ergebnis liefert FORECAST** den Nettostrombedarf auf nationaler Ebene (Fokussierung auf den Energieträger Strom in dieser Studie). Der strukturelle Aufbau von FORECAST ist in Abbildung 2 schematisch dargestellt.



Methodischer Ansatz

Abbildung 2: Schematische Darstellung der Struktur des FORECAST-Modells

Die **zukünftigen technologischen Entwicklungspfade** werden anhand von sogenannten Diffusionsmodellen abgeleitet. Diese Modelle überführen eine Kombination aus Parameter-Annahmen in technologische Marktanteile. Parameter, die dabei Berücksichtigung finden, sind techno-ökonomische Kenngrößen (z.B. Investitionen), Energieträgerpreise sowie energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen. Dabei werden neben den Stromanwendungen auch die Konkurrenz und damit die Substituierbarkeit zu und von nicht-strombasierten Technologien (wie bspw. öl- oder gasbasierte Brennwert-Heizsysteme) berücksichtigt.

Der Überblick über ausgewählte Eingangsdaten in Tabelle 1 verdeutlicht die Granularität der einzelnen Module. Jeder Sektor basiert auf drei Typen von Eingangsdaten: Aktivitätsgrößen, Endverbraucherpreise und techno-ökonomische Parameter.

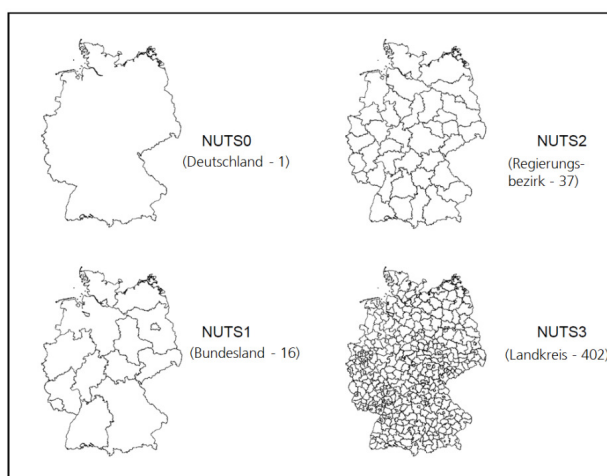
Tabelle 1: Eingangsdaten des Energienachfragemodells

	Haushalte	GHD	Industrie	Sonstige
Aktivitätsgrößen	- Anzahl der Haushalte - Wohnfläche pro Haushalt - Verfügbares Einkommen	nach Subsektoren: - Anzahl der Beschäftigten - Grundfläche pro Beschäftigtem - Bruttowertschöpfung	nach Subsektoren (und Prozessen): - physikalische Produktion - Bruttowertschöpfung	- Personen- & Tonnenkilometer - Produktion - Bewässerungsflächen - etc.
	- Bevölkerung (sektorübergreifend) - Bruttoinlandsprodukt (sektorübergreifend)			
Endverbraucher Preise	- Energieträgerpreise (Haushalte)	- Energieträgerpreise (GHD)	- Energieträgerpreise (Industrie) - EUA Preise	
Techno-ökonomische Parameter	Geräte und Beleuchtung: - Marktanteil - spez. Energieverbrauch im Betrieb - Lebensdauer - Standby-Leistung - Standbydauer - etc. Gebäudedaten: - Isolierung - Effizienz Heizsystem - Marktanteil - etc.	Energiedienstleistungen: - Marktanteil - installierte Leistung - jährliche Volllaststunden Einsparmöglichkeiten: - Einsparpotenzial - Kosten - Lebensdauer - Diffusion - etc.	Prozesse: - spez. Energieverbrauch Einsparmöglichkeiten: - Einsparpotenzial - Kosten - Lebensdauer - Diffusion - etc.	Prozesse/Energiedienstleistungen: - Technologietreiber - spez. Energienachfrage - Einsparpotenzial - etc.

2.2.2

Räumliche Auflösung der Stromnachfrage

In einem nachgelagerten Schritt wird die jährliche nationale Stromnachfrage räumlich aufgelöst. Als Ergebnis liefert die **Regionalisierung die Stromnachfrage differenziert nach Landkreisen (NUTS 3)**. In Abbildung 3 ist der Grad der Auflösung veranschaulicht.

**Abbildung 3: Alternative Detaillierungsebenen der regionalen Analyse**

Die räumliche Auflösung erfolgt über **sektorspezifische Verteilungsschlüssel**. Verteilungsschlüssel bedeutet, dass aufbauend auf der technologischen Granularität

der nationalen jährlichen Stromnachfrage-Berechnung Verbrauchsgruppen gebildet werden, die bei der räumlichen Auflösung für sämtliche Landkreise heruntergebrochen werden. Folgende Differenzierung kommt bei den Verteilungsschlüsseln zur Anwendung:

- Haushaltssektor: Geräte und Beleuchtung, elektrische Heizsysteme
- Industriesektor: (nicht-)energieintensive Subsektoren/Prozesse
- GHD-Sektor: differenziert nach: Subsektoren/Prozessen
- Verkehrssektor: Elektromobilität und Schienenbahnen

Hierbei wird aufbauend auf der Datengrundlage von offiziellen Statistiken (z.B. Raumordnungsprognose des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR)) und vorhandenen Studien (z.B. Lastmanagement Süddeutschland) eine Kalibrierung der Verteilungsschlüssel vorgenommen (BBSR, 2015). Das bedeutet, dass die nationale Stromnachfrage **per Top-Down-Ansatz nach Landkreisen differenziert** wird.

Folgende Parameter wurden für die Verteilungsschlüssel der einzelnen Sektoren angewandt:

- Haushaltssektor: Spezifische Stromnachfrage je Haushalt, Anzahl der Haushalte, Bevölkerung, verfügbares Einkommen, Wohnfläche, gewichteter Mittelwert aus Außentemperatur und solarer Einstrahlung (Klimafaktor)
- Industriesektor: Spezifische Stromnachfrage je Prozess, Bruttowertschöpfung je Subsektor, Produktionskapazität je Standort (Postleitzahlen-spezifische Informationen wurden in einem vorgelagerten Schritt auf die NUTS3-Ebene projiziert)
- GHD-Sektor: Schlüssel: Spezifische Stromnachfrage je Subsektor, Bruttowertschöpfung je Subsektor, Beschäftigte je Subsektor
- Verkehrssektor: Spezifische Stromnachfrage je Verkehrsträger, Bruttowertschöpfung, PKW-Bestand und -Neuanmeldungen, Annahmen zur Entwicklung der Ladeinfrastruktur von Elektroautos

Dieser Ansatz führt zu einer differenzierten Aufschlüsselung der nationalen Stromnachfrage nach Landkreisen und kreisfreien Städten (NUTS 3). Parallel dazu findet ein Abgleich der Treiber und der Stromnachfrage auf der Ebene der Landesbilanzen je Bundesland statt, eine sogenannte **Multilevel-Validierung**. Diese Art der Validierung stellt einen wesentlichen Mehrwert dieses Ansatzes ggü. herkömmlichen Ansätzen dar, bei denen die Validierung in der Regel ausschließlich auf der Grundlage der Stromnachfrage auf nationaler Ebene stattfindet, wodurch es für manche Regionen zu sehr hohen Korrekturfaktoren kommt. Das heißt, die Multilevel-Validierung liefert eine höhere Konsistenz hinsichtlich der Zusammensetzung der regionalen Stromnachfrage.

Einen Überblick über die räumliche Auflösung der nationalen Stromnachfrage ist in Abbildung 4 dargestellt.

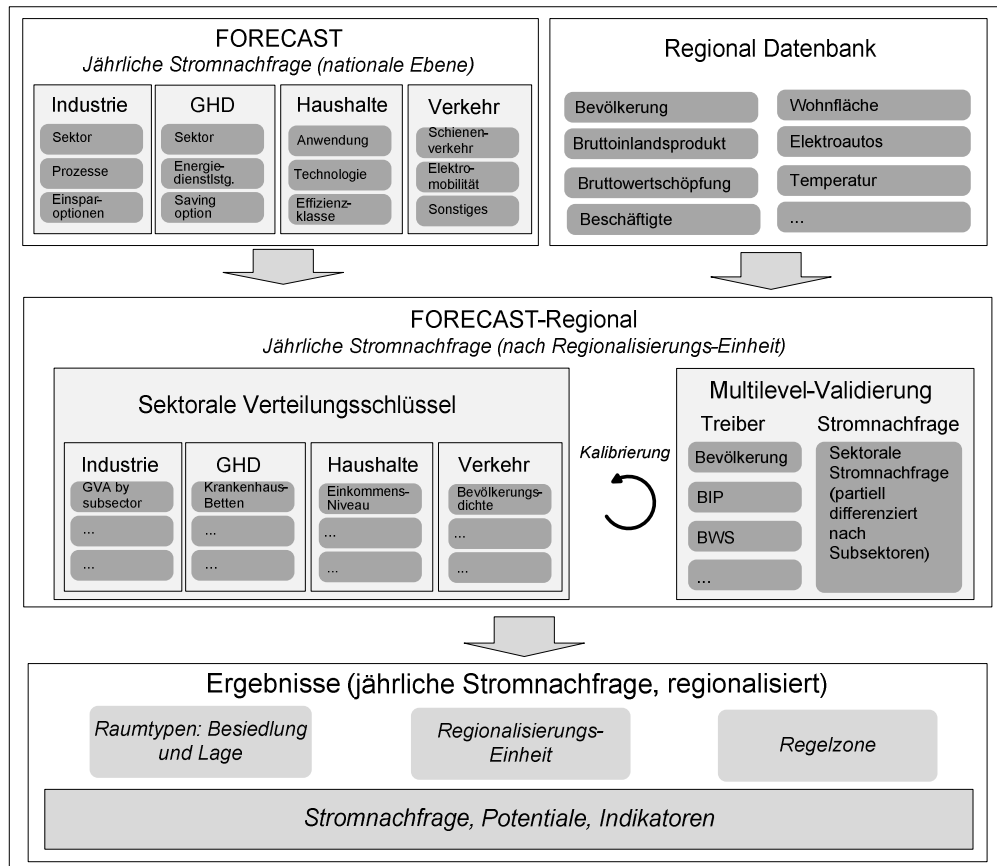


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Struktur des Regionalisierungs-Moduls

2.2.3

Validierung der räumlich aufgelösten Stromnachfrage

Die räumliche Auflösung der Stromnachfrage erfolgt auf der Ebene von Landkreisen bzw. kreisfreien Städten (NUTS 3) und basiert auf regionalen Strukturdaten (siehe Kapitel 2.2.2). Die Einbindung der Stromnachfrage-Ergebnisse in die Netzberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber findet jedoch über sogenannte **Netzgruppen** statt, welche netztechnisch (d.h. elektrisch) abgegrenzten Gebieten in der Verteilnetzebene entsprechen und ein räumliches Aggregat der NUTS-3-Ebene darstellen. Entsprechend wurde von Fraunhofer ISI und den vier Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam eine Zuordnung von Landkreisen zu den Netzgruppen hergestellt, bei der die Landkreis-Stromnachfrage den Netzgruppen zugeschlüsselt wird.

Diese Zuschlüsselung zwischen Landkreisen und Netzgruppen bietet zum einen die Möglichkeit, die regionale Stromnachfrage zu **validieren** und zum anderen auf einer detaillierten Ebene des Modells zu **kalibrieren**. Wesentliche Verbesserungen konnten in diesem Zuge vor allem bei der regionalen Stromnachfrage-Berechnung der energieintensiven Industrie erzielt werden.

Für die Bestimmung der **statistischen Güte** wurden die finalen Ergebnisse der FORECAST-Berechnungen den Netzgruppendaten der vier Übertragungsnetzbetreiber gegenübergestellt. Bei der Validierung konnte eine numerische Übereinstimmung von nahezu 90% festgestellt werden; die restlichen 10% wurden über statistische Differenzmengen mit in die regionale Analyse einbezogen.

In Abbildung 5 sind die beiden Datensätze für das Jahr 2013 in Form eines Streudiagramms gegenübergestellt.

Methodischer Ansatz

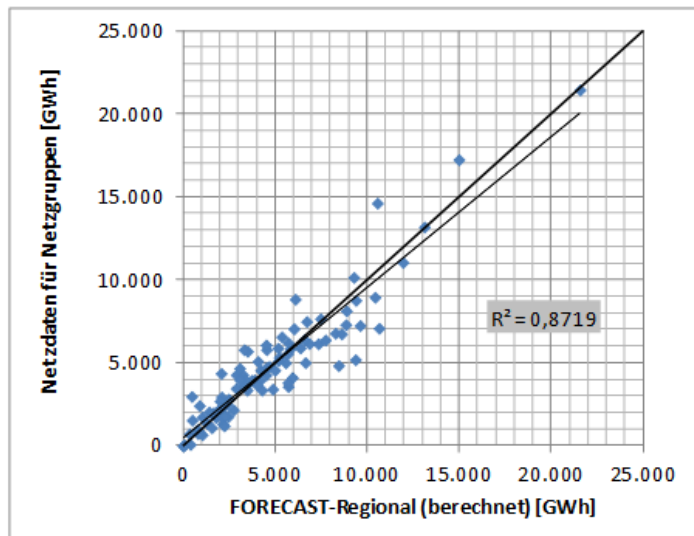


Abbildung 5: Statistische Güte der regional aufgeschlüsselten Stromnachfragen auf der Ebene der einzelnen Netzgruppen für das Jahr 2013

2.3

Modellierung der Lastprofile

2.3.1

Nationale Last

Das Lastgang-Modell eLOAD verwendet die Methode der **partiellen Dekomposition**, um die Auswirkungen struktureller Änderungen in der jährlichen Nachfrage auf den zukünftigen stündlichen Lastverlauf zu berücksichtigen. Aufbauend auf einer historischen Lastkurve und Wetterdaten, werden die Lastverläufe sämtlicher Technologien angepasst, welche eine überdurchschnittliche Änderung ihrer Verbrauchsintensität aufweisen (vgl. Abbildung 6).

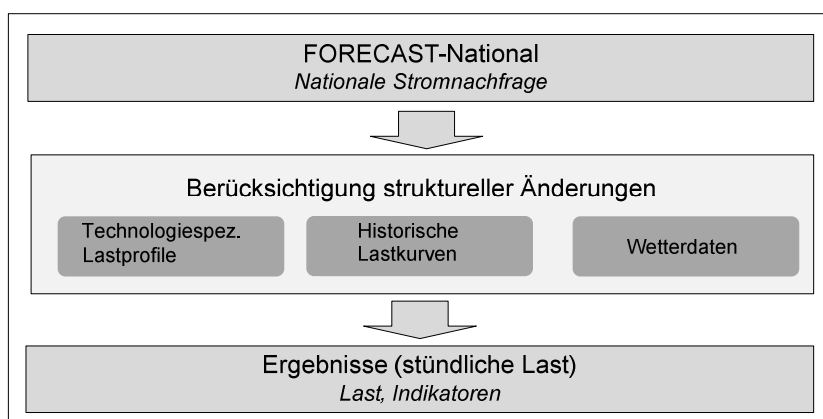


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Struktur des eLOAD-Modells

Hierzu steht eine umfangreiche Datenbank mit über **600 technologiespezifischen Lastprofilen** aus Feldstudien, Gebäudesimulationen und internen Daten aus Industrieprojekten zur Verfügung. Dieser sogenannte Partialansatz stellt einen zentralen Mehrwert ggü. herkömmlichen Ansätzen der Last-Modellierung dar: Im Gegensatz zur

konventionellen Skalierung der Lastkurve entsprechend der sich ändernden jährlichen Strommengen gestattet der Partialansatz eine Transformation des Lastkurvenprofils und somit eine veränderte Verteilung der Nachfrage explizit in der Struktur des Profils zu berücksichtigen.

Um den Mehrwert des methodischen Ansatzes zu verdeutlichen illustriert Abbildung 7 **exemplarisch die Ergebnisse der Lastkurvenprojektion**. In dem der Darstellung zugrunde liegenden Beispiel wird von substantiellen Effizienzsteigerungen (speziell bei weißer Ware, Beleuchtung) und gleichzeitigem Nachfragezuwachs durch Elektrofahrzeuge ausgegangen. Bei Letzteren wird unterstellt, dass der Ladevorgang am Abend, nach dem letzten Weg des Tages, stattfindet. Folglich ist durch die Effizienzgewinne eine Absenkung des Lastniveaus in Tages- und Nachtstunden zu beobachten, wohingegen sich in den frühen Abendstunden durch die Elektrofahrzeuge eine deutliche Lastspitze ausbildet. Hier wird deutlich, dass eine einfache Skalierung historischer Lastkurven solche Phänomene nicht adäquat wiedergeben kann.

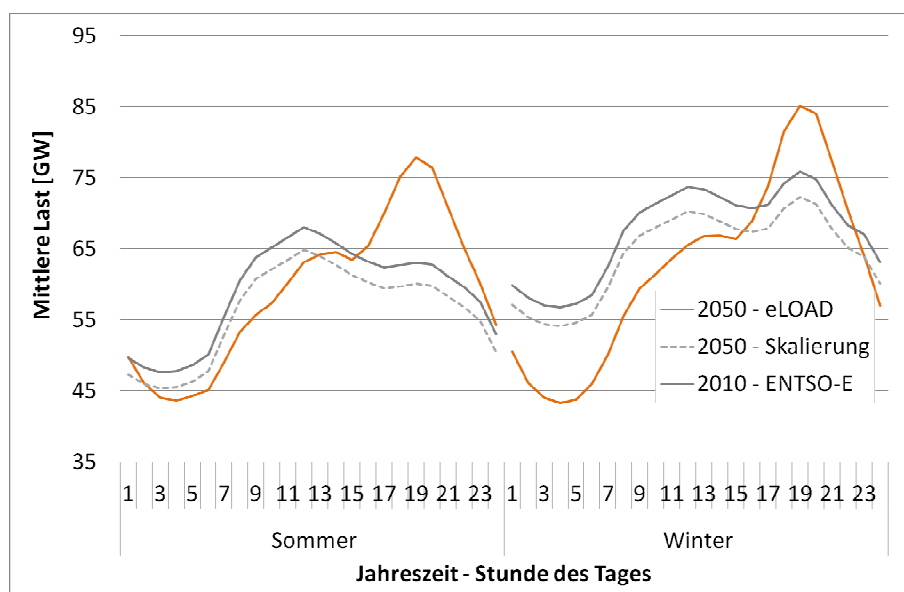


Abbildung 7: Exemplarische Darstellung der Veränderung der Systemlastkurve bis zum Jahr 2050 aufgrund struktureller Veränderungen in der Zusammensetzung der Stromnachfrage

Neben der Abbildung der veränderten Zusammensetzung der zukünftigen Lastkurve gestattet der Partialansatz eine **adäquate zeitliche Verteilung der wetter- und tageslichtabhängigen Technologien** (z.B. Heiz- und Kühlsysteme, Beleuchtung) anhand von Temperatur- und Strahlungsprofilen.

In einem nachgelagerten Schritt kann mithilfe des Lastgang-Modells ermittelt werden, inwieweit flexible Stromanwendungen (z.B. Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen) zur **Glättung der Residuallast** und somit zur **Integration der erneuerbaren Energien** und einer Absenkung der Strompreise beitragen können (sog. marktdienliches Verhalten). Hierzu wird eine Optimierung des Lastverlaufs der flexiblen Technologien durchgeführt. Zielgröße der Optimierung ist die Minimierung der Strombezugskosten dieser Anwendungen. Die Optimierung erfolgt unter Berücksichtigung verschiedener zeitvariabler Tarife (z.B. Real-Time-Preis, Time-of-Use-Preis, direkte Teilnahme am Spotmarkt) und verschiedener technischer oder organisatorischer Restriktionen (z.B. max. Verlagerungsdauer, Mindestpausenzeiten etc.). Die entsprechenden Parameter der einzelnen Restriktionen sind für alle Technologien (namentlich Industrieprozesse, Heiz- und Klimatisierungsanwendungen, weiße Ware sowie Elektrofahrzeuge) im Modell hinterlegt. Im Rahmen des NEP 2030 wird lediglich eine Optimierung des

Lastverlaufs von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen durchgeführt. Weitere flexible Anwendungen werden im Modellansatz der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt.

Bei den Last-Analysen ist zu beachten, dass in dieser Studie kein netzdienliches Lastmanagement vorgenommen wurde und somit eine Glättung der Residuallast nicht zwangsweise mit einer **Entlastung des Stromnetzes** einhergeht. Für den Fall, dass bspw. bedeutende Stromnachfragemengen in Stunden hoher erneuerbarer Stromerzeugung verlagert werden, kann es zu zusätzlichen Netzbelastungen kommen, wenn sich die Stromquellen und -senken an unterschiedlichen Punkten im Netz befinden.

2.3.2

Räumliche Auflösung der Last

Die **Regionalisierung des nationalen Lastverlaufs** findet zunächst für das Basisjahr statt und erfolgt anhand des Verteilungsschlüssels für die jährliche sektorale Stromnachfrage auf die einzelnen Landkreise (vgl. Kapitel 2.2.2). Diese Vorgehensweise unterstellt einheitliche sektorale Lastprofile in allen Landkreisen, die sich hinsichtlich des absoluten Lastniveaus unterscheiden. Dadurch ergeben sich Unterschiede des Lastverlaufs in den einzelnen Landkreisen aufgrund der unterschiedlichen Anteile an der sektoralen Stromnachfrage. Dadurch werden stündliche synthetische Lastverläufe auf Landkreisebene generiert, die die sektoralen Charakteristika abbilden.

Für die **Projektion der regionalen Lastverläufe** wird der Ansatz der partiellen Dekomposition (siehe Erläuterungen in Kapitel 2.3.1) angewandt, der entsprechend der regionalen FORECAST-Nachfrageprojektionen eine Anpassung der sektoralen Lastverläufe und somit der Gesamlastverläufe erlaubt.

Einen Überblick über den schematischen Ansatz zur stündlichen Auflösung des regionalisierten Nettostrombedarfs ist in Abbildung 8 dargestellt.

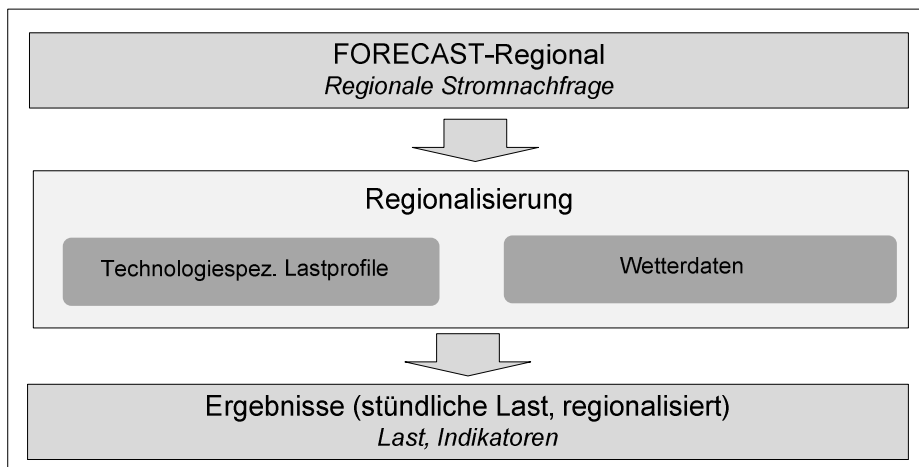


Abbildung 8: Schematische Darstellung der Struktur des eLOAD-Regionalisierungs-Modells

Entsprechend zur Stromnachfrage erfolgt die Einbindung der Lastverläufe in die Netzberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber für einzelne **Netzgruppen**.

2.4

Modellierung dezentraler Solarstromspeicher zur Eigenversorgung

2.4.1

Nationale Eigenerzeugung und Speicher

Aufgrund der politischen Rahmenbedingungen mit hohen Steuern bzw. Abgaben und somit hohen Strompreisen für die Endverbraucher ist derzeit die – teilweise abgabenfreie – **Nutzung von Eigenstrom aus erneuerbaren Energien begünstigt** (VDE 2015). Mithilfe von dezentralen Batteriespeichersystemen kann diese Nutzung von Eigenstrom erhöht werden. Trotz stark gesunkener Preise der Batteriespeicher befindet sich die Speicherung derzeit erst an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit. Durch ein weiteres Absinken der Preise könnte sich das in Zukunft ändern. Zudem besteht die Möglichkeit der Second-Life-Nutzung von Batterien aus der Elektromobilität. Mit einer Restkapazität von weniger als 80% werden Batteriespeicher in der Regel nicht mehr im Fahrzeugbetrieb verwendet und können zu einem geringeren Verkaufspreis als Eigenstromspeicher erworben werden (Fischhaber et al. 2016).

Das **größte techno-ökonomische Potential für stationäre Batteriespeicher** wird in erster Linie im Sektor der privaten Haushalte in Kombination mit PV-Eigenversorgung erwartet (Deutsch und Graichen, 2015). Für den Gewerbesektor ist zu erwarten, dass in vielen Fällen ein relativ hoher direkter Eigenverbrauch ohne Speichernutzung möglich ist, da der Lastverlauf in der Regel besser mit der PV-Leistungskurve übereinstimmt (EU Commission 2015). Im Industriesektor werden häufig große Energiemengen benötigt, die mit Anlagen bis 10 kW (EEG 2014 Kleinstanlagenregelung) nicht gedeckt werden können. Größere Anlagen sind nicht mehr vollständig von Abgaben befreit. Hinzu kommt die häufig von Unternehmen erwartete kurze Amortisationszeit, die auch mittelfristig mit der Nutzung von Batteriespeichern zur Verbesserung der Eigenversorgung nicht zu erwarten ist. Entsprechend wird in den folgenden Ausführungen ausschließlich der Einsatz von dezentralen Speichern zur Maximierung der PV-Eigenversorgung in privaten Haushalten betrachtet.

Die Modellierung der **zukünftigen Verbreitung von Solarstromspeichern** (Marktdiffusion) basiert auf einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus der Perspektive von Entscheidungsträgern in privaten Haushalten. Die relevanten Parameter für die ökonomische Berechnung sind die Höhe des Eigenverbrauchs, die Menge an Netzbezug sowie die Höhe an Speicherverlusten für verschiedene Haushaltstypen und Speichergrößen, die in einer Optimierung des Speichereinsatzes ermittelt werden. In Abbildung 9 ist schematisch der Ablauf der Marktdiffusion von Solarstromspeichern dargestellt.

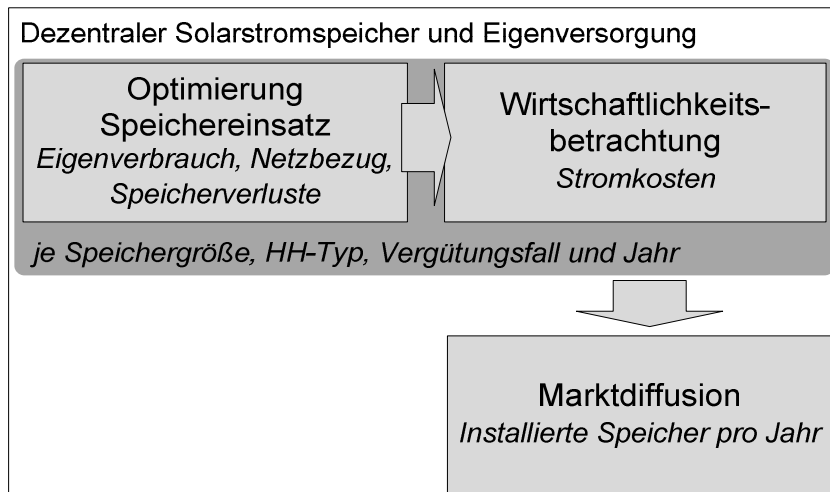


Abbildung 9: Schematische Darstellung der Modellierung der Marktdiffusion dezentraler Solarstromspeicher

Vor dem Hintergrund der gesetzlichen Regelungen werden im Rahmen des Haushaltssektors ausschließlich **Ein- und Zweifamilienhäuser (EFH und ZFH)** betrachtet, da für **Mehrfamilienhäuser (MFH)** die Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgung aufgrund der folgenden Punkte eingeschränkt ist:

- Damit **Eigenversorgung nach EEG 2014** vorliegt, und einhergehend damit eine Befreiung von der EEG-Umlage, ist es gesetzlich vorgeschrieben, dass der Strom einer PV-Anlage vom Betreiber verbraucht wird (Personenidentität) und zudem der räumliche Zusammenhang von Erzeugung und Verbrauch gegeben ist. Beides ist in MFH nicht gegeben und daher ist hier die volle EEG-Umlage zu entrichten. Durch die zusätzliche Aufwendung der EEG-Umlage wird Eigenversorgung und damit auch deren Erhöhung mittels Batteriespeichern weniger wirtschaftlich.
- Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass durch die größere Anzahl von Stockwerken das **Verhältnis von PV-Leistung zu Stromverbrauch** geringer ausfällt. Daher wird in weniger Stunden des Jahres Überschussstrom produziert, der von einem Batteriespeicher zur Erhöhung der Eigenversorgung aufgenommen werden kann.
- Ein weiterer Punkt, der die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen größer 10 kW reduziert, ist die **verminderte Einspeisevergütung** dieser Leistungsklasse.
- Auch die oft angeführte **Mehrzahlungsbereitschaft**, die sich aus dem Autarkiegedanken ableitet, ist hier nicht gegeben, da sich ein neues Abhängigkeitsverhältnis zwischen den Mietern und dem Eigentümer der PV-Anlage einstellt.

Aufgrund der oben diskutierten eingeschränkten Wirtschaftlichkeit kommen Batteriespeicher in MFH bis zum Jahr 2035 nicht zum Einsatz. Mittel- bis langfristig ist es jedoch denkbar, dass geänderte Rahmenbedingungen die Eigenversorgung in MFH vereinfachen und/oder stark gesunkene Technologiepreise von Batteriespeichern Eigenversorgung ermöglichen.

Zur Modellierung der **Wirtschaftlichkeit von Solarstromspeichern** wird zunächst für beide Haushaltstypen (Ein- und Zweifamilienhäuser) die Speicherbewirtschaftung optimiert, um minimale Stromversorgungskosten zu erreichen. Bei der Entscheidungsfindung wird die Logik eines durchschnittlichen Akteurs unterstellt. In der Optimierung werden dabei Haushaltslast- sowie PV-Leistungsverläufe berücksichtigt.

Aus den Ergebnissen der Optimierung werden jährliche Stromkosten für verschiedene Speichergrößen (von 1 bis 15 kWh) berechnet. In diesen Stromkosten sind die folgenden Preisbestandteile enthalten:

- Investitionen von PV-Anlage und Speicher
- Zinssatz
- jährliche Wartungskosten
- Strombezugskosten aus dem öffentlichen Versorgungsnetz
- EEG-Einspeisevergütung
- KfW-Speicherförderung (bis 2018)
- Umsatzsteuerrückerstattung

Die KfW-Speicherförderung reduziert die Investition in einen Batteriespeicher um 25% zu Programmbeginn bzw. 10% zu Programmende. Des Weiteren wurde der Zubau von PV-Anlagen differenziert nach Landkreisen berücksichtigt, der von den vier Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellt wurde.

Zudem wird noch ein weiterer Fall betrachtet: **Nach dem Auslaufen der EEG-Einspeisevergütung** für PV-Anlagen nach 20 Betriebsjahren, besteht für die Akteure die Möglichkeit ihre Batteriespeicher nachzurüsten, um größere Anteile des eigenerzeugten Stroms zu nutzen. Hier entfallen sowohl Investitionen für die PV-Anlage als auch die Einspeisevergütung und lediglich die Kosten für den Speicher müssen aufgewandt werden.

Zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit wird die oben beschriebene Berechnung der Stromkosten mit den Kosten der PV-Eigenversorgung ohne Solarstromspeicher verglichen.

Die **Marktdiffusion der Solarstromspeicher** basiert auf der beschriebenen Wirtschaftlichkeitsberechnung. Dabei wird unterstellt, dass stets der größtmögliche Speicher installiert wird, bei dem noch keine wirtschaftlichen Verluste gemacht werden. Dadurch lässt sich die vorhandene Mehrzahlungsbereitschaft von Haushaltskunden, die sich vor allem im Partizipationswillen und im Wunsch nach Autarkie begründet, implizit mit abbilden. Diese Annahme gilt bis zu einer Speicherkapazität von 7 kWh für EFH bzw. 8 kWh für ZFH. Bei größeren Speichern sinkt der Nutzen aufgrund geringerer Vollzyklenzahlen stark ab, d.h. die Investitionen steigen stark an ohne dass der Autarkiegrad wesentlich gesteigert werden kann.

Im eingangs beschriebenen Rahmen der Betrachtungen (PV-Eigenversorgung mit Speicher nur in EFH und ZFH) lässt sich die **Anzahl der installierten Solarstromspeicher in Abhängigkeit vom Zubau der PV-Aufdachanlagen** wie folgt abschätzen (siehe Abbildung 10).

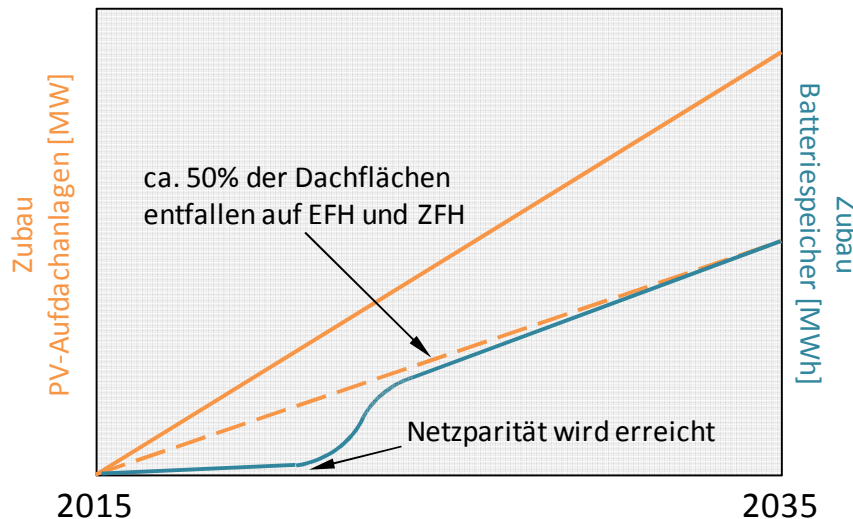


Abbildung 10: Abschätzung der installierten Speicherkapazität in Abhängigkeit der Neuinstallationen von PV-Aufdachanlagen.

Etwa die Hälfte aller **Dachflächen in Deutschland** entfällt auf Ein- und Zweifamilienhäuser (Abschätzungen mittels Geodaten). Es wird daher angenommen, dass der PV-Zubau ebenso zur Hälfte auf Ein- und Zweifamilienhäuser entfällt. Die durchschnittliche PV-Anlage der privaten Haushalte liegt momentan bei einer Größe von $5,7 \text{ kW}_p^2$ (Fraunhofer ISI, 2016). Da aufgrund der sinkenden Einspeisevergütung die Netzeinspeisung von PV-Strom zunehmend an Wirtschaftlichkeit verliert und die PV-Anlagen über selbstverbrauchten Strom finanziert werden, ist zu erwarten, dass die installierte PV-Leistung zukünftig sinkt. In dieser Studie wurde ein schrittweises Absinken der Leistung in $0,5 \text{ kW}_p$ -Schritten pro Jahr auf eine Mindestleistung von 3 kW_p angenommen.

Über diese durchschnittlichen Anlagengrößen kann aus den von den Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellten projizierten Zubauzahlen bis 2030 (bzw. 2035) auf die Anzahl **zukünftig installierter PV-Anlagen** geschlossen werden. Zudem kann über statistische PV-Installationszahlen abgeschätzt werden, wie viele Anlagen zukünftig pro Jahr aus der EEG-Vergütung fallen, da sie eine Laufzeit von 20 Jahren überschritten haben. Sobald mit den oben beschriebenen Rahmenbedingungen eine Wirtschaftlichkeit der Speicher erreicht wird, beginnt sich die Technologie im Markt zu verbreiten. Trotz der Wirtschaftlichkeit der PV- und Speichersystemkombination wird die eigentliche Adaption der Technologie, d.h. der Erwerb des Speichersystems, durch diverse Faktoren gehemmt. Diese Faktoren sind sehr vielseitig und schließen unter anderem fehlende Installateure, Informationsdefizite, fehlende Finanzierungsmöglichkeiten usw. ein.

Da diese verschiedenen **Hemmnisse** nur bedingt modelliert werden können, wird hier die Technologieverbreitung anhand einer Diffusionskurve abgebildet. Die Diffusionskurve wird aus der empirischen Marktentwicklung vergleichbarer Technologien übernommen und szenariospezifisch angepasst. Für bereits vorhandene PV-Anlagen, die nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung fallen, ist lediglich das

² Basis historischer Auswertungen und Potentialschätzungen. Auf einem durchschnittlichen Satteldach können auf jeder Seite 5 kW_p installiert werden. Eine Installation auf beiden Seiten lohnt sich allerdings nur in seltenen Fällen und bei West-Ost-Ausrichtung des Daches.

Nachrüsten eines Batteriespeichers erforderlich. Hier wird davon ausgegangen, dass die Hemmnisse der Technologieadaption geringer ausfallen.

2.4.2

Räumliche Auflösung der Eigenerzeugung und Speicher

Die **Installation der Batteriespeicher** findet potentiell in den Ein- und Zweifamilienhaushalten statt, entweder in Kombination mit der Installation einer neuen PV-Anlage oder in Ergänzung zu einer bereits installierten PV-Anlage, die das Betriebsalter von 20 Jahren überschritten hat. Für die räumliche Verteilung der Solarstromspeicher ist somit zum einen der Zubau von PV-Aufdachanlagen ein relevanter Parameter als auch der Anteil an Ein- und Zweifamilienhäusern am regionalen Gebäudebestand. Die Zahlen zum Gebäudebestand werden auf Landkreisebene vom Statistischen Bundesamt veröffentlicht (Destatis, 2015d).

Die Anzahl an **neu installierten PV-Anlagen nach Landkreisen** wird auf Basis der von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten PV-Zubauzahlen nach der oben beschriebenen Methode (vgl. Kapitel 2.4.1) über die durchschnittliche Anlagengröße abgeschätzt.

Basierend auf diesen Parametern wurde für die **räumliche Verteilung der installierten Solarstromspeicher** ein Verteilungsschlüssel entwickelt, in den sowohl der regionale Anteil der installierten PV-Leistung als auch der Anteil von Ein- und Zweifamilienhäusern am Wohngebäudebestand zu gleichen Teilen eingehen.

2.5 Berücksichtigung zusätzlicher Einflussfaktoren durch den entwickelten methodischen Ansatz

Im Rahmen des NEP 2030 wurde ein grundlegend **neuer modellgestützter Ansatz entwickelt** um die Entwicklung der Stromnachfrage, Lasten und der dezentralen Speichertechnologien zu untersuchen (siehe Kapitel 2.1-2.4). In den vorherigen Netzentwicklungsplänen wurde in sämtlichen Szenarien von einer konstanten Stromnachfrage und Last ausgegangen, wobei keine explizite Berücksichtigung von zukünftigen Stromanwendungen (z.B. Elektromobilität) stattgefunden hat. Darüber hinaus wurde auch von einer konstanten regionalen Verteilung der Stromnachfrage und Last ausgegangen, die sich nicht über die Zeit ändern. Entsprechend wurde im Zuge des NEP 2030 ein modellgestützter Ansatz entwickelt, der die Dynamiken des strukturellen und technologischen Wandels szenariospezifisch auf einer nationalen und regionalen Ebene abbildet. In diesem Kapitel wird ein zusammenfassender Überblick über die Berücksichtigung der zusätzlichen Einflussfaktoren des NEP 2030 und daraus resultierender neuer Erkenntnisse gegeben.

Neuerungen, die bei der Analyse der **jährlichen Stromnachfrage** berücksichtigt wurden:

- sektorübergreifende (Entwicklung der Bevölkerung und Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts) und sektorspezifische (z.B. Bruttowertschöpfung, Anzahl der Haushalte) Strukturparameter auf nationaler und regionaler (NUTS3) Ebene ermöglichen den demographischen Wandel und die zukünftige Prosperität Deutschlands mit zu berücksichtigen
- sektorale Endverbraucherpreise ermöglichen die Abbildung einer preisinduzierten Investitionsentscheidung; neben monetären Einflussgrößen werden bei der Investitionsentscheidung auch Hemmnisse berücksichtigt
- wesentliche energie- und klimapolitische Maßnahmen in Form von ordnungsrechtlichen Vorgaben, monetären Anreizen sowie preis- bzw.

mengeninduzierten Steuerungsinstrumenten ermöglichen die Berücksichtigung aktueller und zukünftiger politischer Rahmenbedingungen

Methodischer Ansatz

- sektorale Analyse unter Einbeziehung der sektorspezifischen Besonderheiten wie der Technologie-Struktur oder Heterogenität von Akteuren
- explizite Berücksichtigung neuer Stromverbraucher, die die dynamische Verbreitung von Wärmepumpen und Elektromobilität bei der Analyse mit abbilden
- räumliche Auflösung der Stromnachfrage auf der Ebene von Landkreisen bzw. kreisfreien Städten (NUTS 3) unter Berücksichtigung einer Validierung mit den Netzgruppendaten der vier Übertragungsnetzbetreiber

Neuerungen, die bei der Analyse der **Lasten** berücksichtigt wurden:

- Veränderungen in der strukturellen Zusammensetzung der Stromnachfrage wirken sich auf die Form der Systemlast aus und haben somit direkte Implikationen für die Entwicklung der Höchstlast bzw. der Lastgradienten.
- Stundenscharfe Modellierung von Lastmanagement liefert Erkenntnisse über den potentiellen Beitrag zur Lastglättung.
- Zeitliche Verfügbarkeit von Technologien wird explizit berücksichtigt bspw. um ein vermindertes Lastmanagement-Potential von Wärmepumpen im Sommer abzubilden.
- Explizite Lastanalyse auf der Ebene einzelner Landkreise; je nach Entwicklung der Stromnachfrage verändert sich auch der Lastverlauf wodurch auch sektorale Untersuchungen der regionalen Lasten ermöglicht werden.

Neuerungen, die bei der Analyse von **dezentralen Speichern** berücksichtigt wurden:

- Explizite Berücksichtigung der Marktdiffusion von Solarstromspeichern zur Erhöhung der PV-Eigenstromversorgung anhand des PV-Ausbaus, der von den Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellt wurde.
- Explizite Berücksichtigung unterschiedlicher Haushaltstypen und der Preis- bzw. Kostenentwicklung von dezentralen Speichersystemen ermöglichen zukünftige Preissenkungen mit in die Analyse einzubinden.

3 Rahmenparameter der Szenario-Analyse

3.1

Einbindung der Nachfrage- und Last-Analysen in den NEP 2030

Die Analysen der zukünftigen Nachfrage- und Last-Entwicklungen im Rahmen des NEP 2030 stellen die **Eingangsgrößen für die markt- und netzseitigen Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber** dar. Dabei sind die Arbeiten des Fraunhofer ISI in der Form eingebettet, dass gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern zunächst eine qualitative Definition von drei Szenario-Alternativen diskutiert wurde, die schließlich vom Fraunhofer ISI quantitativ ausgestaltet und iterativ mit den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt wurde (Abbildung 11). Bei diesen Analysen wurde eine explorative Vorgehensweise zugrunde gelegt, wobei die Szenarien-Ergebnisse ausschließlich auf der endogenen Berechnungsmethodik des Energienachfragemodells FORECAST und des Lastgang-Modells eLOAD basieren.

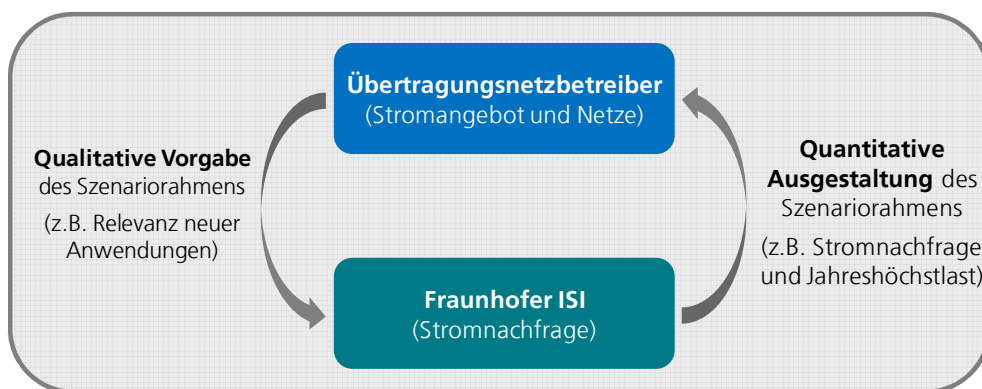


Abbildung 11: Einbindung der Nachfrage- und Last-Analysen in den NEP 2030

3.2

Szenarien-Auswahl und -Definition

Im Rahmen der Szenarioarchitektur werden die grundlegende Philosophie und die Ausprägungen dargelegt, durch die sich die drei Szenarien unterscheiden. Die übergeordnete Ausgestaltung der Szenarien wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber definiert, bezogen auf die Nachfrage- und Last-Entwicklung wurde Folgendes abgeleitet:

- **Szenario A** beschreibt eine Welt, in der Effizienzsteigerungen nur in einem eher untergeordnetem Ausmaß vorhanden sind und es zu einer geringen Einführung neuer Anwendungen (z.B. Elektromobilität) kommt. Eine Verschiebung von Wärmeanwendungen in den Stromsektor ist kaum zu beobachten, Speicher spielen aufgrund der fehlenden staatlichen Förderung keine Rolle und für Demand-Side-Management (DSM) ist nur ein eingeschränktes Potential vorhanden.
- **Szenario B** beschreibt eine Welt, in der die heutige Politik der Energiewende fortgesetzt wird und somit wesentliche Effizienzsteigerungen beim Stromverbrauch zu beobachten sind. Darüber hinaus existieren Anreize für eine stärkere Verbreitung von Elektromobilität. Zudem findet eine

Verschiebung von Wärmeanwendungen in Richtung Strom statt. Des Weiteren werden Fördermittel für Speicher bereitgestellt und einer Verbrauchsflexibilisierung in Form von DSM wird ein erhöhtes Potential beigemessen.

Rahmenparameter der Szenario-Analyse

- **Szenario C** beschreibt eine Welt mit einer beschleunigten Energiewende hin zu einem klimafreundlichen, smarten und flexiblen Stromverbrauch unter starker Nutzung neuer Anwendungen. Gegenüber dem Szenario B kommt es hier zu einer zusätzlichen Durchdringung neuer Anwendungen und Speicher sowie zu einer zusätzlichen Erschließung von Lastflexibilisierungspotentialen.

Das **Basisjahr der drei Szenarien stellt das Jahr 2013** dar. Die Zieljahre der Szenarien sind das Jahr 2030 (für alle drei Szenarien) bzw. das Jahr 2035 (für das Szenario B). Zusätzlich wurde für alle drei Szenarien noch ein Ausblick bis 2050 berechnet. Die qualitative Abgrenzung der einzelnen Treiber der Szenarien ist in Abbildung 12 dargelegt. Im Nachfolgenden wird eine quantitative Ausgestaltung der Treiber erläutert.

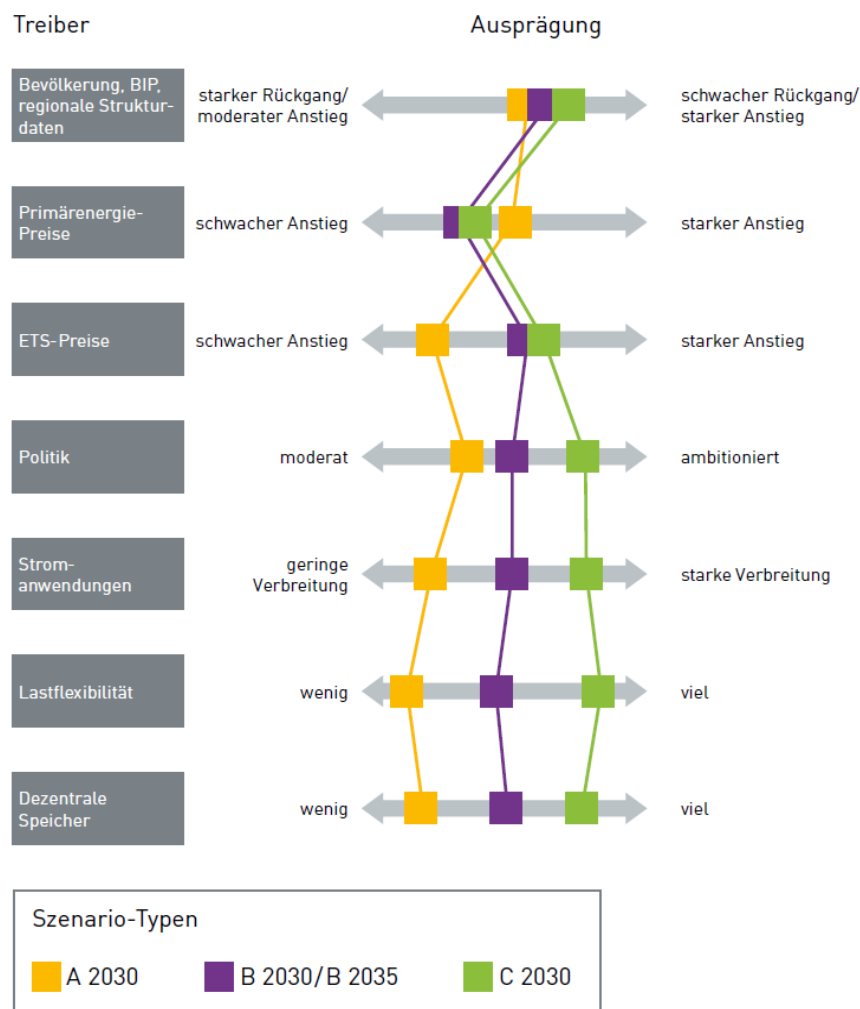


Abbildung 12: Abgrenzung der Treiber in den drei Szenarien (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

3.3 Sozio-ökonomische Rahmenparameter

3.3.1 Bevölkerungsentwicklung

Die Bevölkerungsentwicklung basiert auf der **13. koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung** des Statistischen Bundesamtes. In dieser Bevölkerungsentwicklung sind die Ergebnisse des Migrationsberichts 2011 des Bundesamtes für Migration und Flüchtlinge (BMI, 2013) und des Zensus von 2011 berücksichtigt (Destatis, 2013). Im Rahmen der Bevölkerungsvorausrechnung werden unterschiedliche Varianten analysiert, die sich durch unterschiedliche Fertilitätsraten, Lebenserwartungen und Wanderungssalden unterscheiden. Häufig wird dabei auf die Variante 1 zurückgegriffen, bei der ein durchschnittlicher Wanderungssaldo (entspricht der Nettomigration) von 100.000 Personen unterstellt wird.

In Anbetracht der derzeitigen und zukünftig antizipierten Migrations-Entwicklungen wird in dieser Studie die **Variante 2 „Kontinuität bei stärkerer Zuwanderung“** unterstellt. In der Variante 2 wird von einem jährlichen Wanderungssaldo von 200.000 Personen ausgegangen. Entsprechend zur Variante 1 wird bei der Variante 2 eine Geburtenrate je Frau von 1,4 Kindern unterstellt sowie eine Lebenserwartung bei Jungen von 84,8 Jahren und bei Mädchen von 88,8 Jahren. Im Bezug auf die Zielsetzung dieser Studie, mittel- bis langfristige Nachfrage-Pfade zu zeichnen, bedeutet dies, dass die Gesamtbevölkerung in Variante 2 ggü. Variante 1 in 2050 um 3,8 Mio. höher ist. Trotzdem kommt es im Vergleich zum Ausgangsjahr zu einem Rückgang der Gesamtbevölkerung um 5,5%.

Die Entwicklung der Gesamtbevölkerung aus Variante 2 ist in Tabelle 2 dargestellt, die in allen Szenarien identisch ist.

Tabelle 2: Entwicklung der Gesamtbevölkerung, basierend auf der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung – Variante 2 (Destatis, 2015a)

	2012	2020	2030	2040	2050
	Anzahl [1000]				
Gesamtbevölkerung	80.523	81.953	80.919	78.906	76.115
ggü. 2012 (Index)	100	101,8	100,5	98,0	94,5

3.3.2 Wirtschaftsentwicklung

Die Ableitung der Entwicklungstrends auf gesamtwirtschaftlicher Ebene basiert auf dem OECD Economic Outlook (OECD, 2012). Dabei steigt die Projektion des preisbereinigten Bruttoinlandsprodukts (BIP) durchschnittlich mit einem **BIP per capita von etwa 361 Euro pro Kopf und Jahr**. Dies entspricht einer Entwicklung von 2647 Mrd. Euro in 2012 bis hin zu 3547 Mrd. Euro in 2050.

Bezogen auf die Industrie (Verarbeitendes Gewerbe) bedeutet dies einen durchschnittlichen Anstieg von 0,79 % p.a. bis 2035. Entsprechend wird eine **Erholung der Industrie von der Wirtschaftskrise mit anschließender Stabilisierung** unterstellt. Langfristig verlieren insbesondere industrielle Massenprodukte an Marktanteilen und Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Schwellenländern, wie z.B. China. Wohingegen der Maschinenbau und Fahrzeugbau, sowie die Konsum- und Investitionsgüter die gewinnenden Sektoren darstellen.

Im Dienstleistungs-Sektor kommt es zu einem durchschnittlichen Wachstum von 0,97 % bis 2035. Das bedeutet eine leichte **Zunahme des Anteils des Dienstleistungs-Sektors an der wirtschaftlichen Aktivität** von 68,8 auf 70,6% bis 2035. Entsprechend zur Vergangenheit wird bei der Landwirtschaft ein leicht rückläufiger Trend zugrunde gelegt.

Die Entwicklung des BIP und die sektoral differenzierte Bruttowertschöpfung sind in Tabelle 3 dargestellt. Für sämtliche Szenarien wird von einem identischen Bruttoinlandsprodukt und einer identischen Bruttowertschöpfung ausgegangen. Neben den ausgewiesenen Sektoren beinhaltet die Bruttowertschöpfung gesamt auch das Baugewerbe, die Energiesektoren und sonstige Sektoren.

Tabelle 3: Preisbereinigte Bruttowertschöpfung nach Sektoren und Bruttoinlandsprodukt (Destatis, 2015b; OECD, 2012; eigene Berechnungen)

	2012	2020	2030	2040	2050
	Mrd. Euro (2010)				
Bruttowertschöpfung des Verarbeitenden Gewerbes	528	550	610	652	690
Bruttowertschöpfung aus Dienstleistungen	1.636	1.797	1.978	2.105	2.224
Bruttowertschöpfung der Landwirtschaft	20	19	19	18	17
Bruttowertschöpfung gesamt	2.378	2.563	2.804	2.975	3.133
Bruttoinlandsprodukt	2.647	2.883	3.126	3.334	3.547

3.3.3

Primärenergieträgerpreise und Strom-Großhandelspreise

Die Primärenergieträgerpreise für Deutschland (Frei Grenze) und die Strom-Großhandelspreise werden von den vier Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellt; die **Strom-Großhandelspreise basieren auf der Strommarktmodellierung der Übertragungsnetzbetreiber** und liegen über den Projektionszeitraum zwischen 42,7 Euro / MWh (2012) und 70,5 Euro/MWh (2012). Die Primärenergieträgerpreise sind aus dem World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur (IEA) abgeleitet (IEA, 2015). In Tabelle 4 zeigt sich, dass in Szenario A eine höhere Preis-Trajektorie unterstellt wird.

Tabelle 4: Primärenergieträgerpreise (IEA, 2015; Abschätzungen der ÜNB)

	2012	2025	2030	2035
	Primärenergieträgerpreise Euro / MWh (2012)			
Szenario A - Öl	5,35	5,97	6,50	6,88
Szenario B / Szenario C - Öl	5,35	5,50	5,75	5,97
Szenario A - Gas	3,11	3,13	3,35	3,45
Szenario B / Szenario C - Gas	3,11	2,94	3,07	3,14
Szenario A - Kohle	0,93	1,04	1,08	1,12
Szenario B / Szenario C - Kohle	0,93	0,97	1,00	1,02

3.3.4

Preise für Treibhausgasemissions-Zertifikate

Die Preise der **Treibhausgasemissionen-Berechtigungen für die drei Szenarien** wurden ebenfalls von den vier Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellt. Die Preise von 2012 bis 2014 basieren auf dem Jahresdurchschnitt des Spotpreises für EU Emission Allowance. Während es im Szenario A eher zu einem moderaten Anstieg der Preise für Treibhausgasemissionen-Berechtigungen bis zu 31 Euro pro Tonne CO₂ in 2035 kommt, erfolgt im Szenario B und Szenario C ein stärkerer Anstieg auf ein Niveau von 71 Euro pro Tonne CO₂ in 2035.

3.4

Energie- und klimapolitische Instrumente

Die Energie- und Klimapolitik wird im Rahmen der Szenarien-Analyse über unterschiedliche Instrumententypen beschrieben. Dabei wird unterschieden zwischen **ökonomischen Instrumenten**, die sich wiederum nach Subventionen und Zuschüssen bzw. Preis- und mengenpolitischen Steuerungsmechanismen unterscheiden, und **ordnungsrechtlichen Vorschriften**. Die Definitionen der Instrumententypen sind in Tabelle 5 dargestellt.

Im **Szenario A** wird definiert, dass für Subventionen und Zuschüsse bestehende Fördervolumina noch für den derzeit geplanten Zeithorizont zur Verfügung gestellt werden (i.d.R. bis zum Jahr 2020) und anschließend auslaufen. Ordnungsrechtliche Maßnahmen werden beibehalten und keine weitere Novellierung durchgeführt. Bei Preis- und mengenpolitischen Steuerungsmechanismen erfolgt eine instrumentenspezifische Festlegung.

Im **Szenario B und Szenario C** wird von einer Beibehaltung der Subventionen und Zuschüsse ausgegangen, die Preis- und mengenpolitischen Steuerungsmechanismen steigen stärker an als im Szenario A (siehe Kapitel 3.3.4) und die ordnungsrechtlichen Vorschriften werden weiter novelliert.

Tabelle 5: Klassifikation der Instrumententypen (reduziert auf relevante Instrumente)

Rahmenparameter der Szenario-Analyse

Instrumententyp		Definition
Ökonomische Instrumente	Subventionen und Zuschüsse	Förderung aus öffentlichen Mitteln – haushaltswirksam (z.B. verbilligte Kredite)
	Preis- und mengenpolitische Steuerungsmechanismen	Monetäre Anreiz-Mechanismen – nicht haushaltswirksam (z.B. handelbare Zertifikate)
Ordnungsrechtliche Vorschriften		Gesamtheit der Rechtsvorschriften, die sich regulierend auf den Einsatz oder die Auswahl von Investitionsgütern auswirken (z.B. Produktkennzeichnung)

3.5

Technologische Rahmenparameter

3.5.1

Klassische Technologien und sektorale Entwicklungen

Ergänzend zu den energie- und klimapolitischen Instrumenten (Kapitel 3.4) werden weitere Annahmen für die klassischen Technologien und die sektoralen Entwicklungen getroffen, die den Berechnungen zugrunde liegen.

Für den **Haushaltssektor** wird unterstellt, dass sich die Weiße Ware (z.B. Kühlschränke) in weiten Teilen bereits im Bereich der Marktsättigung befindet. Bei Beleuchtungstechnologien wird von einer weiteren Marktdurchdringung von Leuchtdioden (LED) ausgegangen, die zunehmend Glüh-, Halogen- und Leuchtstofflampen verdrängen. Auch bei Informations-, Kommunikations- und Entertainment-Technologien (IKET) kommt es zu einer weiteren Verbreitung im Markt. Nachtspeicherheizungen erfahren einen rückläufigen Trend, d.h. werden teilweise durch andere Technologien ersetzt und zudem ist deren Neuinstallation rückläufig. Die beheizte Wohnfläche pro Kopf steigt in den kommenden Jahren weiter an.

Im **Dienstleistungssektor** kommt es ebenfalls zu einer weiteren Verbreitung von effizienter Beleuchtungstechnologie, die den größten Anteil an der sektoralen Stromnachfrage ausmachen. Bei Gebäuden kommt es zu einer zunehmenden Ausrüstung mit Lüftungs- und Klimatisierungsanlagen (z.B. in Rechenzentren). Insgesamt wird von einem zunehmenden Grad an Technisierung ausgegangen.

Im **Industriesektor** sind in etwa zwei Drittel der Stromnachfrage auf elektromotorbasierte Querschnittstechnologien (z.B.: Druckluftsysteme) zurückzuführen. Ergänzend zu energiepolitischen Instrumenten wie der Festlegung von Mindesteffizienzstandards führen bspw. auch die Verbreitung von Energieeffizienznetzwerken und weitere flankierende Maßnahmen zu einer Steigerung der Energieeffizienz. Im Bezug auf den intrastrukturellen Wandel wird unterstellt, dass die energieintensiven Industrien schwächer wachsen ($\sim +0,4\%$ p.a.) als die übrigen Industrien ($\sim +1,1\%$ p.a.). Die größten Zugewinne sind beim Maschinenbau, Fahrzeugbau und der Konsumgüterindustrie (insbesondere Elektronik, Computer) zu verzeichnen.

Beim **Verkehrssektor** ist die Stromnachfrage im Basisjahr 2013 nahezu vollständig auf den Schienenverkehr zurückzuführen. Dabei wird von einem weiteren Anstieg an Import- und Exportaktivitäten ausgegangen, wobei aufgrund von Engpässen im

Schienennetz lediglich von einer begrenzten zusätzlichen Verlängerung auf die Schiene ausgegangen wird. Der wesentliche Anteil der zukünftigen neuen Stromnachfrage ist auf die Elektromobilität zurückzuführen, die in dem Kapitel „neue Technologien“ (Kapitel 3.5.2) diskutiert wird.

3.5.2 Neue Technologien

Jüngere Szenario-Analysen, die die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2050 untersuchen, zeigen wesentliche Potentiale von neuen strombasierten Technologien, die häufig auch als Power-to-X bezeichnet werden. Im Rahmen der endogenen Szenario-Analyse des NEP 2030 wurde gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern festgelegt, dass als neue Technologien lediglich **Wärmepumpen und Elektromobilität** explizit betrachtet werden.

Bei den **Wärmepumpen** kommt es im **Szenario A** zu einer geringen Verschiebung von Wärmeanwendungen in den Stromsektor, was sich letztendlich in einer begrenzten Verbreitung von Wärmepumpen widerspiegelt. Demgegenüber kommt es im **Szenario B** und **Szenario C** zu einer zusätzlichen Durchdringung von Wärmepumpen basierend auf einer höheren Präferenz der Entscheidungsträger zugunsten neuer Technologien sowie hin zu zunehmendem energie- und klimapolitischem Bewusstsein. Bei der Bestandsentwicklung der Wärmepumpen im Haushaltssektor in Tabelle 6, die für die Bereitstellung von Raumwärme eingesetzt werden, ist zu berücksichtigen, dass die Steigerung der Effizienz der Gebäudehüllen und damit der Rückgang des Raumwärmebedarfs zu einem geringeren spezifischen Strombedarf der Wärmepumpen von Szenario A zu Szenario C führen.

Tabelle 6: Bestandsentwicklung von Wärmepumpen für die Bereitstellung von Raumwärme im Haushaltssektor (eigene Berechnungen)

	2013	2025	2030	2035
	Bestand [1000]			
Szenario A	712	1.787	2.267	3.001
Szenario B	712	1.995	2.724	3.678
Szenario C	712	2.153	3.085	4.446

Um die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung zu erreichen (80%-Emissionsminderung) ist ein **nahezu emissionsfreier Verkehrssektor** notwendig, bei dem Stromanwendungen aufgrund des begrenzten Biokraftstoffpotentials einen wesentlichen Beitrag leisten. Derzeitige Studien gehen beim erdgebundenen Verkehr von nahezu 90% strombasierten Anwendungen in 2050 aus. Wenn dieser Pfad beschritten wird, dann entspricht dies einer Anzahl von grob 10 Mio. Elektroautos im Markt in 2035.

Bei **Elektromobilität** wird im **Szenario A** davon ausgegangen, dass es in einem geringen Ausmaß zur Einführung von Elektromobilität kommt, da keine ausreichenden monetären Anreize vorhanden sind. Im **Szenario B** existieren erweiterte monetäre Anreize, was zu einer stärkeren Verbreitung von Elektromobilität führt. Im **Szenario C** wird zudem unterstellt, dass bei den Entscheidungsträgern eine höhere Präferenz zugunsten neuer Technologien und hin zu zunehmendem energie- und klimapolitischem Bewusstsein vorhanden ist. Des Weiteren wird eine stärkere Kostendegression der Batterien unterstellt. Die Bestandsentwicklung der

Elektrofahrzeuge – differenziert nach PHEV und BEV – in den drei Szenarien ist in Tabelle 7 dargestellt.

Rahmenparameter der Szenario-
Analyse

Tabelle 7: Bestandsentwicklung der Elektrofahrzeuge, für detaillierte Berechnungen noch weiter differenziert nach PHEV und BEV (NPE, 2015; Gnann, 2015; eigene Berechnungen)

	2013	2025	2030	2035
	Bestand			
Szenario A - PKW	8.500	654.932	1.140.563	1.819.671
Szenario B - PKW	8.500	1.969.698	4.054.940	6.926.317
Szenario C - PKW	8.500	2.943.115	8.611.863	10.080.755

3.5.3

Lastflexibilität

In der vorliegenden Szenario-Analyse wird unterstellt, dass sowohl **Wärmepumpen als auch Elektrofahrzeuge** mittels Lastmanagement zur Steigerung der Flexibilität im Elektrizitätssystem beitragen können.³

Bestehende Analysen zeigen, dass **beide Technologien substantielle Flexibilitätspotentiale** aufweisen (vgl. Gils, 2014; Klobasa, 2007; VDE, 2012). Gleichzeitig ist bereits heute absehbar, dass die rapide wachsenden Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien den Bedarf an Flexibilität im Stromsystem deutlich steigern werden (Boßmann, 2015). Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass die flächendeckende Einführung von Elektrofahrzeugen bei unkontrolliertem Laden der Fahrzeuge (Laden nach dem letzten Weg) zu einer maßgeblichen Ausprägung neuer Lastspitzen beitragen kann (Boßmann und Staffell, 2015). Lastmanagement bietet hier die Möglichkeit, die zusätzliche Stromnachfrage systemverträglich zu integrieren.

Es besteht jedoch **große Unsicherheit** darüber, inwieweit und zu welchem Zeitpunkt Lastmanagement flächendeckend eingesetzt wird. Dallinger (2012) hat errechnet, dass die potentiellen Erlöse für den Besitzer eines Elektrofahrzeugs – durch die Verwendung eines Lastmanagement-Systems und die Ausnutzung der Preis-Spreads am Spotmarkt – in der Größenordnung von ca. 100 bis 200 € pro Jahr liegen. Stellt man diesen Erlös den potentiellen Investitionen von ca. 2000 bis 5000 € (laut Brancheninformationen) für eine intelligente Ladesäule gegenüber, wird deutlich, dass sich solch eine Investition für einen privaten Autobesitzer kaum rechnet. Andererseits ist es denkbar, dass Energieversorger oder Verteil- sowie Übertragungsnetzbetreiber ein Interesse haben, das Flexibilitätspotential der Nachfrageseite durch entsprechende Anreizzahlungen zu heben. Gleichermaßen ist es möglich, dass der Gesetzgeber Finanzierungsprogramme auflegt, falls sich abzeichnen sollte, dass die Einführung von Lastflexibilität (insbesondere im Vergleich mit anderen Flexibilitätsoptionen) mit einem volkswirtschaftlichen Mehrwert verbunden ist.

³ Die explizit für Lastmanagement berücksichtigten Technologien beschränken sich auf Wärmepumpen im Haushaltssektor zur Bereitstellung von Raumwärme sowie auf PKW und leichte Nutzfahrzeuge mit reinem batterieelektrischen und Hybrid-Antrieb.

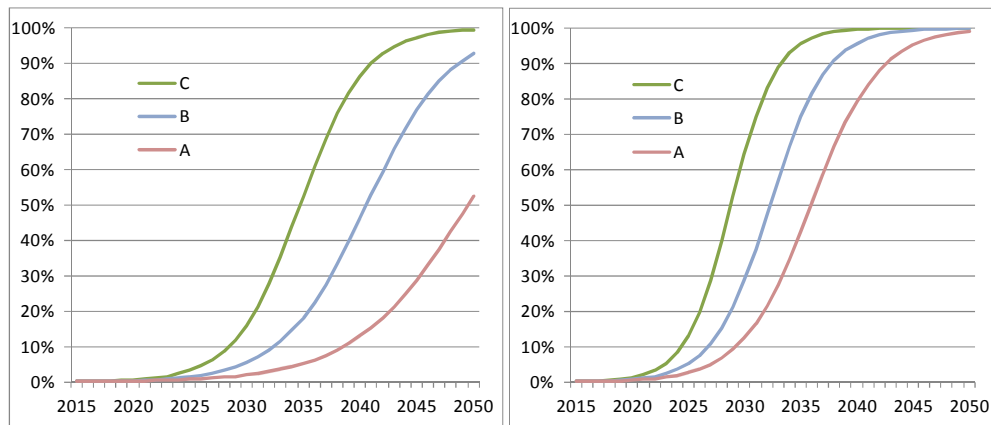
Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die **Marktdiffusion smarter Ladeinfrastruktur** für Elektrofahrzeuge sowie **intelligenter Steuerungskonzepte für den Einsatz von Wärmepumpen** hoher Unsicherheit unterliegt. Es kann allerdings als verhältnismäßig sicher erachtet werden, dass die entsprechenden Technologien schnell in den Markt eingeführt werden können, da sie nicht der relativ langsamen zeitlichen Taktung bei der Bestandsumwälzung von Fahrzeugen und Heizsystemen unterliegen. Der Umstieg auf eine intelligente Beladung von Elektrofahrzeugen hängt primär von der Ladeinfrastruktur ab. Solange keine Rückspeisung aus der Fahrzeug-Batterie ins Stromnetz unterstellt wird (sog. vehicle-to-grid-Konzept), kann ein Elektrofahrzeug beliebig an einer intelligenten Ladesäule wie auch an einem konventionellen Stromanschluss geladen werden, ohne dass eine Umrüstung des Fahrzeugs notwendig ist. Die Stromnachfrage von Wärmepumpen wird z.T. bereits heute per Rundsteuerung kontrolliert. Folglich liegt die entsprechende Infrastruktur schon vor oder kann relativ einfach nachgerüstet werden, ohne dass ein kompletter Austausch des Heizsystems notwendig ist.

Analog zur übergeordneten Szenariodefinition wurden **drei Diffusionsszenarien** für den Einsatz intelligenter Ladekonzepte für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen entwickelt. Die Szenarioausgestaltung findet zunächst im Hinblick auf das Jahr 2050 statt. Darauf aufbauend werden die relativen Anteile intelligenter Ladekonzepte am Elektrofahrzeug- bzw. Wärmepumpenbestand in den Jahren 2030 und 2035 abgeleitet.

Im **Szenario A** wird aufgrund des verzögerten Ausbaus der erneuerbaren Energien und der verhältnismäßig geringen Anzahl an Elektrofahrzeugen davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 nur begrenzt Bedarf an Lastflexibilität besteht. Folglich wird in diesem Szenario unterstellt, dass im Jahr 2050 nur bei ca. der Hälfte aller Elektrofahrzeuge das Laden intelligent gesteuert wird (vgl. Abbildung 13). Aufgrund der leichteren Ansteuerbarkeit von Wärmepumpen wird im Szenario A davon ausgegangen, dass bis 2050 die Gesamtheit aller Wärmepumpen intelligent gesteuert wird.

Im **Szenario B** ist die Notwendigkeit für Lastflexibilität durch Elektrofahrzeuge höher als im Szenario A, aufgrund eines ambitionierteren Ausbaus der erneuerbaren Energien und eines potentiell höheren Risikos der Ausbildung neuer Lastspitzen. Entsprechend wird bis zum Jahr 2050 das Ziel der steuerbaren Ladung aller Elektrofahrzeuge verfolgt, aber um ca. 7% verfehlt. Bei Wärmepumpen wird ebenfalls von einer vollständigen Ansteuerbarkeit der Wärmepumpen ausgegangen, die bereits 2046 erreicht wird.

Szenario C beschreibt eine beschleunigte Energiewende hin zu einem von erneuerbaren Energien dominierten Energieversorgungssystem, verbunden mit einer starken Nutzung neuer Technologien. Aufgrund der hohen Anzahl an Elektrofahrzeugen wird davon ausgegangen, dass bis 2050 alle Elektrofahrzeuge intelligent geladen werden. Die Stromnachfrage der Gesamtheit aller Wärmepumpen ist bereits ab 2040 steuerbar.



Rahmenparameter der Szenario-Analyse

Abbildung 13: Diffusionspfad von Lastmanagement bei Elektrofahrzeugen (links) und Wärmepumpen (rechts) bis zum Jahr 2050

Aus den zuvor genannten Szenariokonfigurationen und den entsprechenden Diffusionspfaden können die **Anteile flexibler Anwendungen am Gesamtbestand** von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen für die Jahre 2030 bzw. 2035 abgeleitet werden (vgl. Tabelle 8). Für alle drei Szenarien wird unterstellt, dass die intelligente Ladeinfrastruktur sowohl im privaten Bereich als auch am Arbeitsplatz und im öffentlichen Raum Verbreitung erfährt und die Fahrzeuge entsprechend ihrer jeweiligen Anwesenheit und Stillstandszeiten dort geladen werden können.

Tabelle 8: Überblick über die Anteile Lastmanagement tauglicher Anwendungen am Gesamtbestand

	Szenario	2020	2030	2035
Elektrofahrzeuge	A	0,3%	2,0%	
	B	0,4%	5,4%	18,1%
	C	0,6%	16,0%	
Wärmepumpen	A	0,5%	12,4%	
	B	0,7%	28,8%	74,9%
	C	1,2%	64,4%	

3.5.4

Dezentrale Solarstromspeicher

Die Analyse der dezentralen Batteriespeicher basiert auf den technischen Daten von Stand-der-Technik **Lithium-Ionen-Akkumulatoren**. Diese Batterietechnik ist laut Herstellerangaben für den Tageszykluseinsatz in Kombination mit PV-Systemen geeignet. In Tabelle 9 sind die wesentlichen Parameter aufgeführt. Für den Betrieb des Solarspeichers ist zudem ein Wechselrichter notwendig. Der Inverterwirkungsgrad ist in der Tabelle ebenfalls aufgelistet.

Die **Entladerate** in Tabelle 9 ist ein Parameter, der den Lade- und Entladevorgang einer Batterie unabhängig von deren Kapazität beschreibt. Eine Entladerate von 0,5 C bedeutet, dass die Batterie innerhalb von einer Stunde zur Hälfte be- oder entladen werden kann. Ein 7 kWh Speicher mit einer Entladerate von 0,5 C hat damit eine Be- bzw. Entladeleistung von 3,5 kW.

Tabelle 9: Technische Daten für die modellierten Batteriespeicher

Speicherart	Lithium-Ion
Entladetiefe	90%
Entladerate	0,5 C
Effizienz (DC-Wirkungsgrad)	92%
Effizienz Inverter	96% ⁴

Es wird angenommen, dass sich im Zeitverlauf eine **Kostendegression der Batteriespeicher** ergibt, die technischen Parameter jedoch vergleichbar bleiben. Insbesondere beim Inverter handelt es sich um eine ausgereifte Technologie, die bereits einen hohen Wirkungsgrad besitzt. Auch für die Entladerate der Batterie wird keine große Änderung erwartet, da 0,5 C für den privaten Haushalt i.d.R. ausreichend ist und höhere Be- und Entladeraten die Lebensdauer des Speichers verkürzen. Für die ökonomische Lebensdauer der Speichersysteme wird aufgrund von typischen Herstellergarantien 10 Jahre unterstellt. Auch hier wird in Zukunft keine Änderung erwartet.

Die Annahmen der **Endkundenpreise für Solarstromspeicher** basieren auf aktuellen Herstellerangaben⁵. Mögliche Entwicklungen der Zell- und Modulkosten für Lithium-Ionen-Batterien bis zum Jahr 2030 orientieren sich an den Annahmen der Studie „Roadmap Energiespeicher 2030“ (Thielmann, 2014). Unter der Annahme, dass weitere kostensenkende Faktoren wie Second-Life von Batterien aus der Elektromobilität und technologische Fortschritte eintreten, leitet sich der in Tabelle 10 dargestellte, ambitionierte Preisepfad ab. Bei der Kostendegression der Batteriespeicher wird unterstellt, dass diese im Wesentlichen durch den Weltmarkt getrieben ist und sich in allen Szenarien identisch einstellt.

Tabelle 10: Preisepfad für Solarstromspeicher

Entwicklungspfad		2015	2020	2025	2030	2035
Endverbraucherpreise Solarstromspeicher	EUR/kWh	726	388	314	276	238

3.6 Regionale Strukturparameter

Ergänzend zu den nationalen Annahmen werden auch regionale Setzungen getroffen, die für die verschiedenen Szenarien identisch sind. Die Datenbasis für die regionalen Strukturdaten stellt die **Raumordnungsprognose 2035** des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) dar (BBSR, 2015). Die Raumordnungsprognose bietet eine Datenbasis für die Entwicklung der Bevölkerung, Haushalte und Erwerbspersonen bis zum Jahr 2035. Diese regionalen Strukturdaten sind die

⁴ Bosch Power Tec: aufgerufen am 12.11.2015

http://www.bosch-power-tec.com/de/bpte/produkte/wechselrichter/bpt_s_3_368_4_46_1

⁵ Siehe z.B. <http://green.wiwo.de/wp-content/uploads/2015/05/Tabelle-Energiespeicher1.pdf>

wesentlichen Einflussgrößen für die zukünftige Entwicklung der Stromnachfrage in den einzelnen Landkreisen.

Im Bezug auf die **Entwicklung der Bevölkerung** ist in Abbildung 14 die prozentuale Veränderung für den Zeitraum 1990-2012 und den Zeitraum 2012-2035 dargestellt. Für den Zeitraum 1990-2012 ist zu erkennen, dass bis auf das Bundesland Brandenburg die Bevölkerung ausschließlich in West-Deutschland gewachsen ist mit teilweise mehr als 10%. Dahingegen hat Ost-Deutschland in vielen Regionen eine starke Schrumpfung der Bevölkerung erfahren von teilweise bis zu 15% und darüber. Für den Zeitraum 2012-2035 zeigt sich, dass der Anstieg der Bevölkerung im Wesentlichen in den Gebieten um Ballungszentren herum erfolgt, wohingegen sich die Schrumpfung der Bevölkerung auf einem ähnlichen und partiell sogar noch höheren Niveau abspielt.

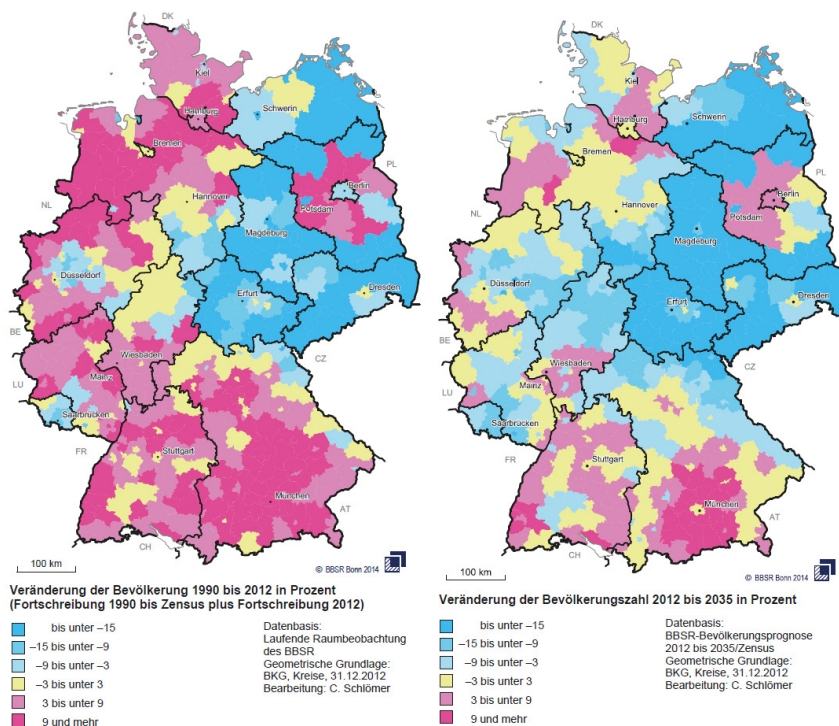


Abbildung 14: Prozentuale Veränderung der Bevölkerungsentwicklung für den Zeitraum 1990-2012 und den Zeitraum 2012 bis 2035 (BBSR, 2015)

Die Bevölkerungsentwicklung ist ein sektorübergreifender Strukturparameter, der sich direkt auf die sektorspezifischen Strukturparameter der Anzahl an Haushalte und die Erwerbsbevölkerung auswirkt.

In Abbildung 15 ist die Entwicklung der **Anzahl an Haushalten** differenziert nach 1- und 2-Personen-Haushalten und 3- und Mehr-Personen-Haushalten für den Zeitraum 2012 bis 2035 dargestellt. Hierbei ist zu erkennen, dass bei den 1- und 2-Personen-Haushalten in Potsdam und in einigen Regionen ist West-Deutschland von einem Wachstum von 20% und darüber ausgegangen wird, was sich unter anderem durch den Trend hin zu mehr Single-Haushalten erklären lässt. Dahingegen zeigt sich bei 3- und mehr Personen-Haushalten nahezu deutschlandweit ein rückläufiger Trend, wobei es in Ost-Deutschland teilweise zu Schrumpfungsraten von über 35% für den Zeitraum 2012-2035 kommt.

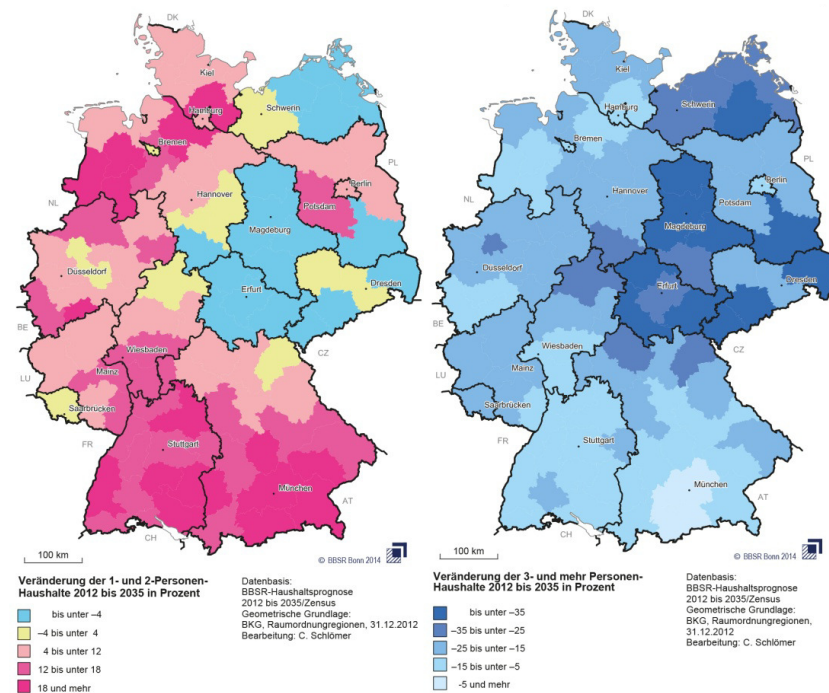


Abbildung 15: Prozentuale Veränderung der 1- und 2-Personen-Haushalte und der 3- und mehr Personen-Haushalte für den Zeitraum 2012 bis 2035 (BBSR, 2015)

Die **Entwicklung der unter und über 45-jährigen Erwerbspersonen** für den Zeitraum 2012 bis 2035 ist in Abbildung 16 dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass aufgrund des demographischen Wandels die unter 45-jährigen Erwerbspersonen stärker schrumpfen als die über 45-jährigen Erwerbspersonen.

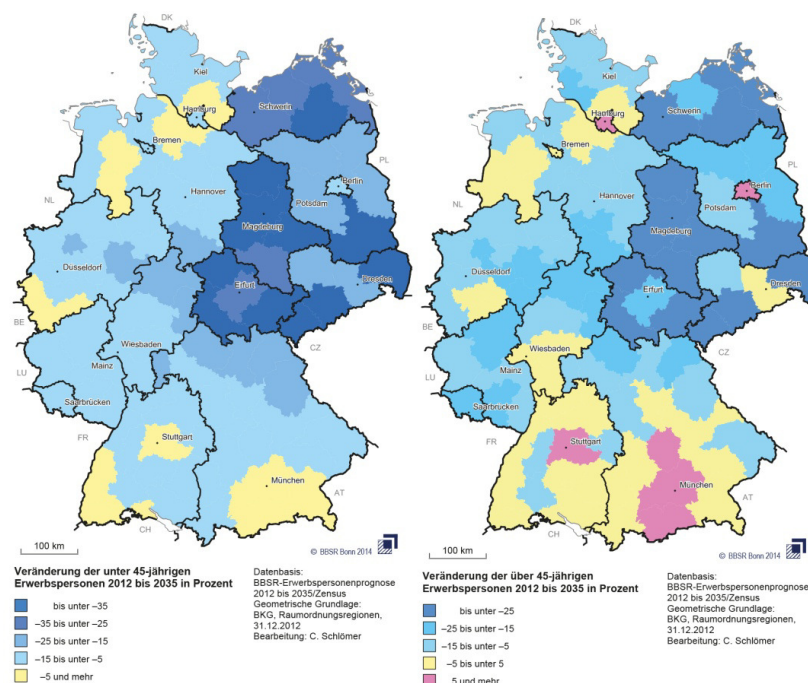


Abbildung 16: Prozentuale Veränderung der unter und über 45-jährigen Erwerbspersonen für den Zeitraum 2012 bis 2035 (BBSR, 2015)

Im Rahmen der Szenarien-Analyse ist eine **Konsistenz zwischen regionalen und nationalen Strukturdaten sicherzustellen**. Eine Gegenüberstellung der Bevölkerungsentwicklung der Raumordnungsprognose 2035 mit der nationalen Bevölkerungsentwicklung zeigt, dass die kumulierten Bevölkerungsdaten der Landkreise nahezu identisch zur 1. Variante der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung des Statistischen Bundesamtes sind (siehe Kapitel 3.3.1). Da in Kapitel 3.3.1 die 2. Variante der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung gewählt wurde (höheres durchschnittliches Wanderungssaldo im Vergleich zur 1. Variante in Höhe von 100.000 Personen pro Jahr), stellt sich bei den regionalen Strukturparametern die Herausforderung, ein konsistentes Mengengerüst zwischen nationalen und regionalen Daten herzustellen. Diese Konsistenz lässt sich gewährleisten, indem im Rahmen der Modellierung eine Skalierung der Entwicklungstrends der Raumordnungsprognose stattfindet. Dies wirkt sich entsprechend auch auf die Entwicklung der Anzahl an Haushalten und der Erwerbsbevölkerung aus.

Rahmenparameter der Szenario-Analyse

In die regionalen Daten der Raumordnungsprognose 2035 fließen diejenigen Informationen ein, die sich wesentlich auf den **strukturellen Wandel in den einzelnen Landkreisen und kreisfreien Städten** auswirken. Beispiele hierfür sind die Geburtenraten, der Anteil von Männern und Frauen an der Bevölkerung, Sterberaten und die Binnenwanderung zwischen den einzelnen Regionen. Zudem wird dabei differenziert nach unterschiedlichen Lagetypen (sehr zentral, zentral, peripher und sehr peripher). Entsprechend lassen sich dadurch Dynamiken von regionalen Strukturdaten explizit mit in die Nachfrage- und Last-Analyse einbeziehen.

In den **exemplarischen Darstellungen in Abbildung 17 und Abbildung 18** wird darüber hinaus nach Ost- und Westdeutschland differenziert. In Abbildung 17 wird die Änderung der Bevölkerung zwischen den Jahren 2012 und 2020 der Änderung der Anzahl an Haushalten für denselben Zeitraum gegenübergestellt. Im Bezug auf die Bevölkerung bedeutet dies, dass wenn ein Datenpunkt den X-Achsen-Wert null besitzt, die Höhe der Bevölkerung im Jahr 2012 und im Jahr 2020 identisch ist. Ist der X-Achsen-Wert höher als null, dann ist die Bevölkerung im Zeitraum bis 2020 gewachsen und ist der Wert geringer als null, dann ist die Bevölkerung in diesem Zeitraum geschrumpft. Die entsprechende Interpretation trifft auch auf die Anzahl der Haushalte zu, liegt der Wert bei null, kam es zwischen 2012 und 2020 zu keiner Änderung der Haushalte, liegt der Wert darüber, kam es zu einem Anstieg und liegt der Wert darunter, dann gibt es einen Rückgang bei der Anzahl der Haushalte. Verdeutlicht am Beispiel Stuttgart bedeutet dies, dass die Bevölkerung mit einem Wert von etwa 0,05 bis 2020 wächst, jedoch die Anzahl der Haushalte mit einem Wert von 0,08 in demselben Zeitraum stärker wachsen. Da die Bevölkerung in Stuttgart langsamer wächst als die Anzahl an Haushalten lässt sich daraus schlussfolgern, dass Haushalte mit einer geringen Belegungszahl bzw. der Trend zu Single-Haushalten in dem Zeitraum zwischen 2012 und 2020 in Stuttgart zunehmen wird. In Abbildung 18 lassen sich dieselben Trends wie in Abbildung 17 erkennen, allerdings für den Zeitraum 2012 vs. 2035.

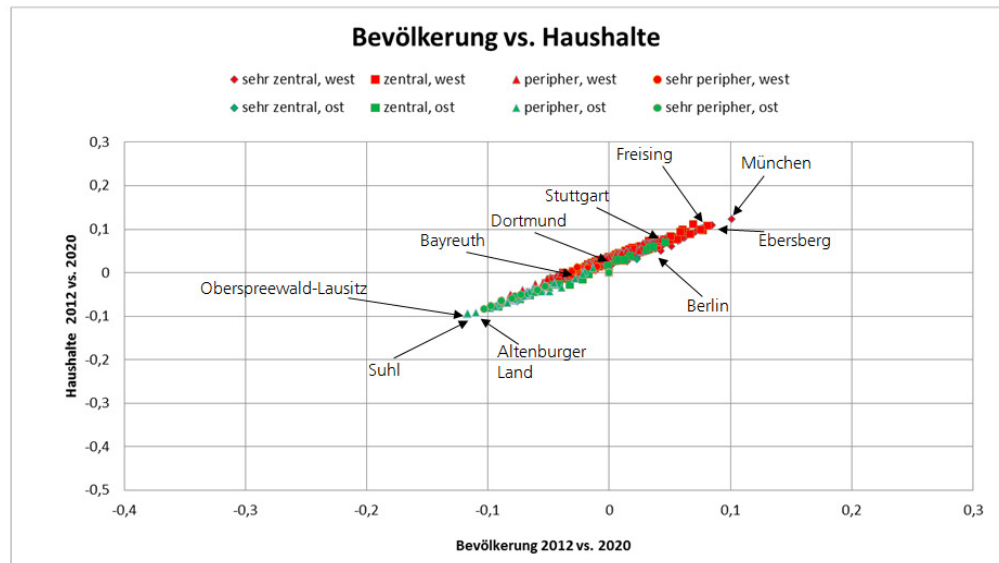


Abbildung 17: Entwicklung der Personen pro Haushalt in den Landkreisen und kreisfreien Städten 2012 vs. 2020

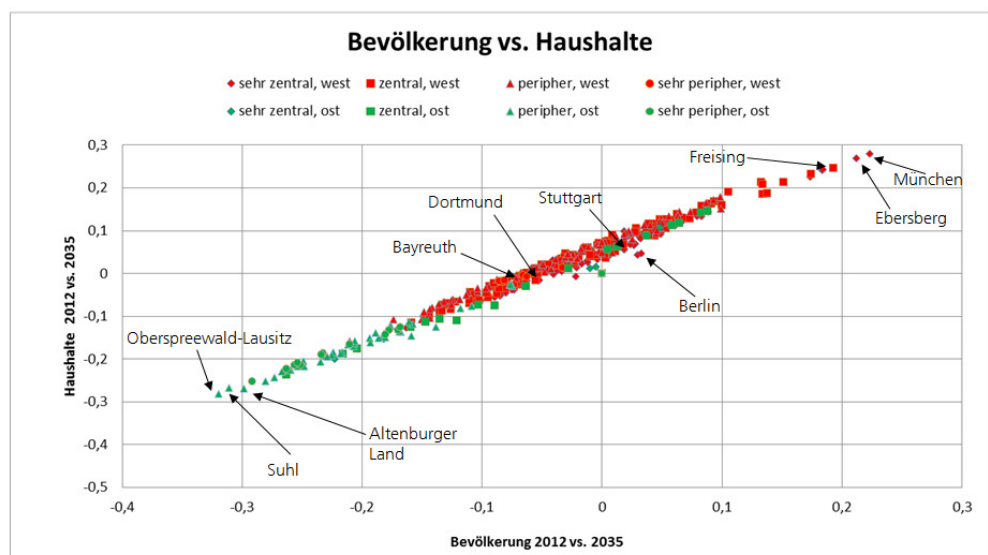


Abbildung 18: Entwicklung der Personen pro Haushalt in den Landkreisen und kreisfreien Städten 2012 vs. 2035

Weitere regionale Strukturdaten werden basierend auf der Raumordnungsprognose und nationalen Daten abgeleitet: Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung, Wohnflächen sowie verfügbares Einkommen (Destatis, 2015c). Zudem wird die Heterogenität der klimatischen Bedingungen berücksichtigt in Form der Klimafaktoren des Deutschen Wetterdienstes (DWD), die eine Kombination aus Außentemperatur und Strahlungsdaten darstellen (DWD, 2015).

4 Szenario-Ergebnisse

4.1 Einführung zur Szenario-Analyse

Die **Analyse der Szenarien** erfolgt entsprechend der eingesetzten Modelle in drei verschiedenen Kapiteln: Analyse der Stromnachfrage (Kapitel 4.2), Analyse der Last (Kapitel 4.3) und Analyse der dezentralen Stromspeicher (Kapitel 4.4). Dabei findet jeweils zunächst eine Analyse auf nationaler Ebene und anschließend differenziert nach Bundesländern bzw. Landkreisen statt. Des Weiteren wird die jährliche Stromnachfrage-Analyse des NEP 2030 um einen Ausblick bis 2050 ergänzt, der dazu dient die Entwicklungen bis 2030 bzw. 2035 noch einmal in eine Perspektive zu langfristigen Transformationspfaden zu setzen.

4.2 Analyse der Stromnachfrage

4.2.1 Nationale Ergebnisse bis 2030/2035

Die **modellgestützte Analyse führt zu dem Ergebnis**, dass es in Szenario A und Szenario B bis 2030 zu einem Rückgang der Stromnachfrage kommt auf 504,2 TWh bzw. auf 489,7 TWh (493,9 TWh in Szenario B in 2035). Da die Bevölkerung bis 2030 auf einem Niveau von knapp über 80 Mio. verharrt, wirkt diese nicht verbrauchsreduzierend innerhalb des Szenariohorizonts. Der wesentliche verbrauchssenkende Faktor ist die Wirkung von ordnungsrechtlichen Maßnahmen (Steigerung der Energieeffizienz bei herkömmlichen Anwendungen). Weiterer wesentlicher Faktor für den Rückgang der Stromnachfrage in den Szenarien ist der kontinuierlich abnehmende Bestand an Nachtspeicherheizungen. Die Entwicklung der Szenarien differenziert nach Sektoren ist in Abbildung 19 dargestellt. Dabei ist die Elektromobilität ausschließlich dem Verkehrssektor zugerechnet und nicht anteilig den Haushalten zugeschlüsselt.

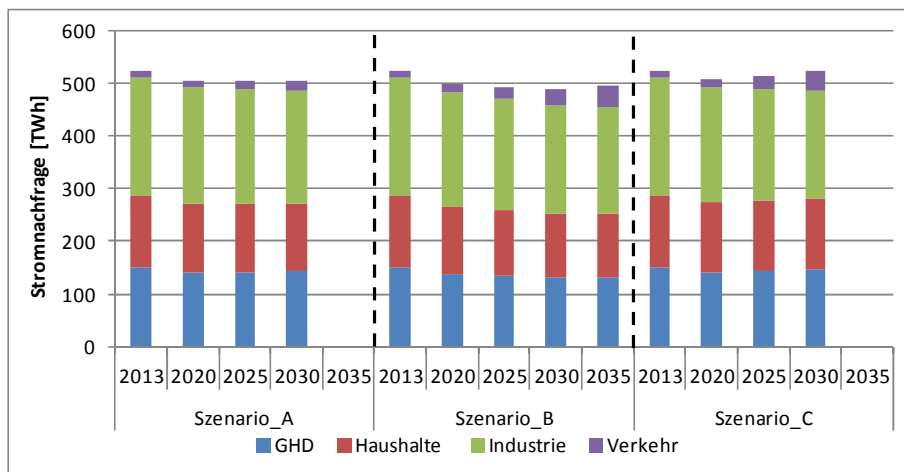


Abbildung 19: Nationale Stromnachfrage differenziert nach Szenarien und Sektoren 2013 bis 2030/2035

Im **GHD-Sektor** sinkt die Stromnachfrage im Szenario A auf etwa 142,8 TWh, im Szenario B auf etwa 132,7 TWh (130,8 TWh in 2035 in Szenario B) und im Szenario C auf etwa 146,9 TWh. Wesentlicher verbrauchsmehrender Faktor ist der zunehmende Trend hin zu einer sogenannten Dienstleistungsgesellschaft, der sich über die

Entwicklung der Bruttowertschöpfung bzw. der Anzahl der Beschäftigten widerspiegelt. Des Weiteren zeigt sich ein kontinuierlicher Anstieg der Stromnachfrage durch Lüftungs- und Klimaanlageanlagen und auch der Bedarf an Dienstleistungen durch Rechenzentren steigt zunehmend an. Dem wirken Mindeststandards für die Energieeffizienz von Geräten und die Steigerung der Effizienz bei Beleuchtung entgegen, deren Anteil an der Stromnachfrage in 2013 etwa 40% entspricht.

Die Stromnachfrage im **Haushaltssektor** sinkt von etwa 136,0 TWh in 2013 auf etwa 128,1 TWh im Szenario A, 120,7 TWh im Szenario B (120,9 TWh in 2035 in Szenario B) und 133,4 TWh im Szenario C in 2030. Der Rückgang ist im Wesentlichen dadurch begründet, dass die größte Verbrauchergruppe der Weißen Ware sich bereits nahe der Sättigungsgrenze befindet und hier somit im Wesentlichen Effizienzsteigerungen wirken. Auch bei der Beleuchtung kommt es zu einer signifikanten Reduktion der Nachfrage durch den Ersatz mittels effizienter LED-Beleuchtungsmittel. Die Steigerung der thermischen Gebäudeeffizienz wirkt sich lediglich bedingt auf die Entwicklung der Nachfrage aus, da die strombasierten Heizsysteme zur Bereitstellung von Raumwärme etwas unter 20% der gesamten Stromnachfrage des Haushaltssektors ausmachen. Die zunehmende Verbreitung von Wärmepumpen ist der wesentliche Treiber, der dem effizienzbedingten Rückgang der Stromnachfrage entgegenwirkt.

Im **Industriesektor** kommt es bis 2030 im Szenario A zu einer Senkung der Stromnachfrage auf etwa 214,3 TWh, und im Szenario B sowie Szenario C auf etwa 205,5 TWh. Aufgrund der identischen Annahmen bei Rahmenparametern, politischen Instrumenten und regionalen Strukturparametern sind die Verläufe der industriellen Stromnachfrage in den Szenarien B und C identisch. Bezogen auf etwa 224,3 TWh industrielle Stromnachfrage in 2013 bedeutet dies für das Szenario A einen prozentualen Rückgang der Stromnachfrage von 4,5% (0,26% p.a.) und für das Szenario B und C von 8,4% (0,49% p.a.). In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass die energieintensiven Industrien zwar weiter wachsen werden in den kommenden Jahren, aber auf einem geringeren Niveau als die nicht-energieintensiven Industrien. Im Bezug auf die Technologie-Struktur lässt sich erkennen, dass der Rückgang der Stromnachfrage ist im Wesentlichen auf Querschnittstechnologien (z.B. Elektromotor-basierte Systeme) zurückzuführen ist, die etwa zwei Drittel der industriellen Stromnachfrage ausmachen.

Der **Verkehrssektor** stellt den Sektor mit der größten Änderung der Stromnachfrage bis 2030 bzw. 2035 dar. Im Szenario A kommt es zu einem Anstieg auf etwa 19,1 TWh, in Szenario B auf etwa 30,9 TWh (38,9 TWh in 2035 in Szenario B) und in Szenario C auf etwa 37,5 TWh bis 2030. Der Schienenverkehr spielt hier lediglich eine untergeordnete Rolle, da sich der kapazitätsbedingte Anstieg des Aktivitätsniveaus durch zunehmenden Infrastrukturausbau und die Steigerung der Effizienz im Wesentlichen aufheben. Dem hingegen findet die Verbreitung von Elektromobilität äußerst dynamisch statt, wo es bereits im Szenario A bis 2030 zu einem Anstieg um 5,6 TWh, im Szenario B um 16,0 TWh (24,5 TWh Anstieg bis 2035 im Szenario B) und im Szenario C um 22,7 TWh kommt. Wesentliche Treiber sind hier die Degression der Batteriepreise, der Ausbau von Infrastruktur und die zunehmende Nutzerakzeptanz. Um die dynamische Auswirkung der Elektromobilität auf die Änderung der Stromnachfrage zu veranschaulichen ist in Abbildung 20 eine indizierte Entwicklung der sektoralen Stromnachfrage dargestellt, einmal mit und einmal ohne Verkehrssektor.

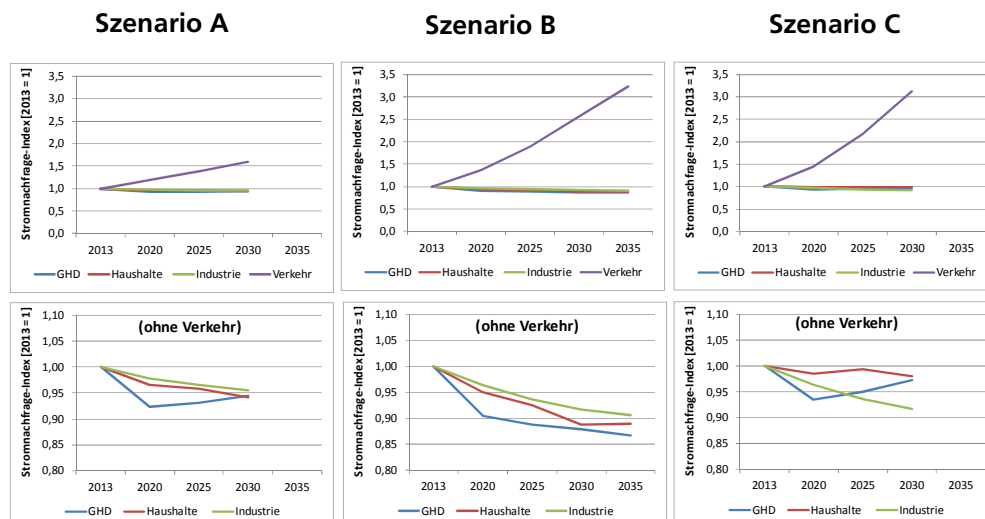


Abbildung 20: Nationale Stromnachfrage differenziert nach Szenarien und Sektoren 2013 bis 2035

4.2.2 Räumliche Auflösung der Stromnachfrage

Dieses Kapitel liefert einen differenzierten Einblick in die Stromnachfrage-Entwicklung nach **Bundesländern (NUTS1) und Landkreisen bzw. kreisfreien Städten (NUTS3)**. Um eine vollständige Vergleichbarkeit zwischen den regionalen Ergebnissen zu gewährleisten, erfolgt die Gegenüberstellung der Szenarien ausschließlich für den Zeitraum 2013-2030, der für alle drei Szenarien untersucht wurde.

Eine Gegenüberstellung der absoluten Änderung der **sektorübergreifenden Stromnachfrage für die einzelnen Bundesländer** ist in Abbildung 21 dargestellt. Im Bezug auf den Rückgang der Stromnachfrage zeigt sich, dass diese in Nordrhein-Westfalen in allen drei Szenarien bis 2030 am stärksten ausgeprägt ist, zwischen 3,5 TWh und 10,3 TWh. Auf der anderen Seite zeigt sich der größte Anstieg der Stromnachfrage bis 2030 in Baden-Württemberg (etwa 5,2 TWh in Szenario C) und Bayern (etwa 5,0 TWh in Szenario C). Die prozentuale Änderung der Stromnachfrage in Abbildung 22 zeichnet jedoch ein deutlich anderes Bild, wobei Nordrhein-Westfalen mit -8,9% in Szenario B bis 2030 bei den Bundesländern mit schrumpfender Stromnachfrage an siebter (von vierzehn) Stelle steht. Der größte prozentuale Rückgang stellt sich bei den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Thüringen im Szenario B mit nahezu 20% Schrumpfung oder gar darüber ein. Dahingegen liegt der prozentuale Anstieg der Stromnachfrage in Szenario C in Bayern lediglich bei 5,7% bzw. 7,6% in Baden-Württemberg. Der größte relative Anstieg der Stromnachfrage zeigt sich in Berlin mit 15,3% im Szenario C.

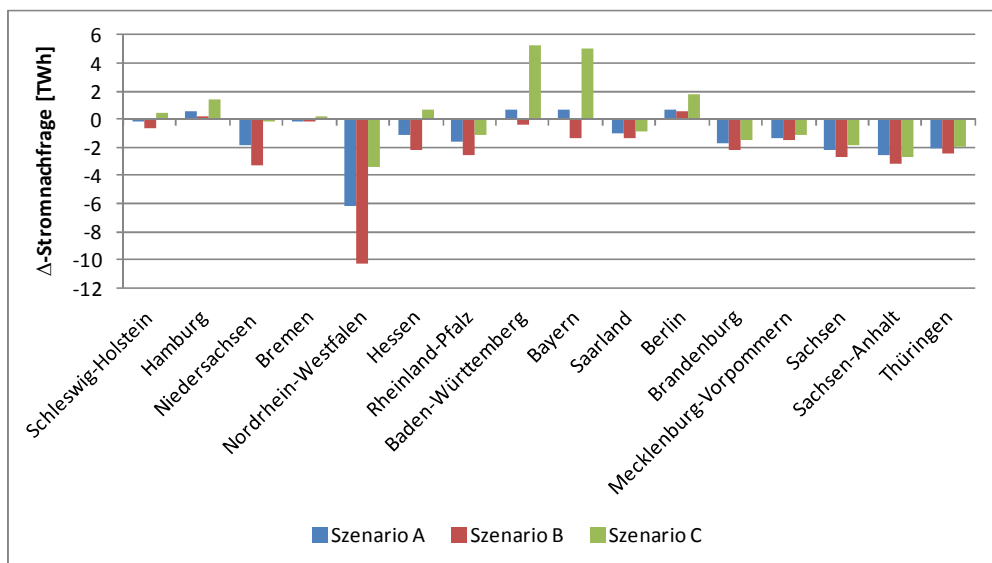


Abbildung 21: Absolute Änderung der Stromnachfrage differenziert nach Szenarien und Bundesländern 2013 vs. 2030

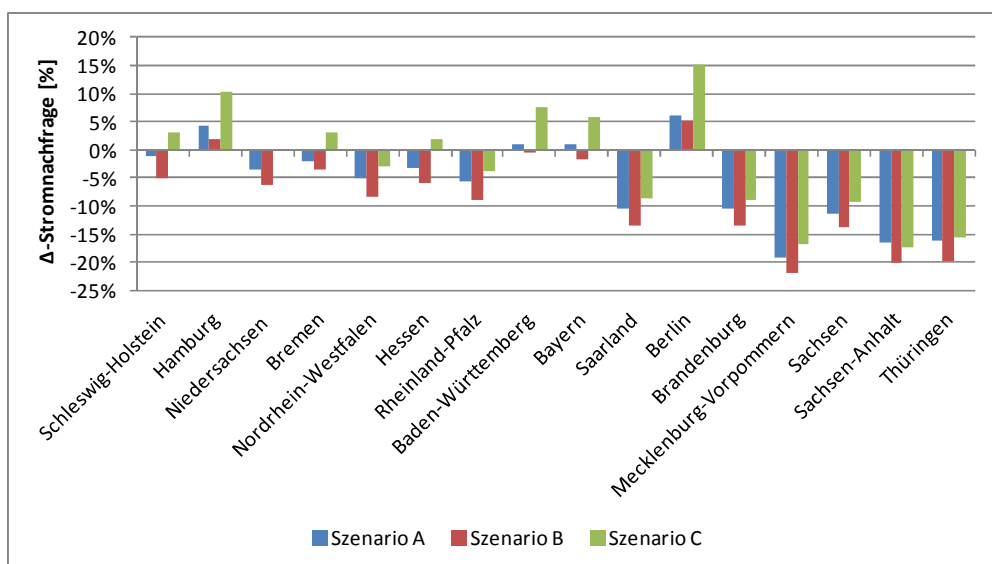


Abbildung 22: Prozentuale Änderung der Stromnachfrage differenziert nach Szenarien und Bundesländern 2013 vs. 2030

Eine detaillierte Analyse der **sektorübergreifenden Stromnachfrage pro Kopf in 2013 in den 402 Landkreisen** zeigt, dass sich die einzelnen Landkreise im Bezug auf das absolute Niveau der Stromnachfrage deutlich unterscheiden, was auf die sektorale Zusammensetzung zurückzuführen ist (Abbildung 23). In sämtlichen Landkreisen mit einer besonders hohen Stromnachfrage pro Kopf sind energieintensive Industrien angesiedelt. Beispiele hierfür ist der hohe Anteil an chemischer Industrie in Stade (Niedersachsen), Rhein-Kreis-Neuss (Nordrhein-Westfalen) oder Altötting (Bayern). Ein anderes Beispiel ist der hohe Anteil der Eisen- und Stahlindustrie in Brandenburg an der Havel (Brandenburg).

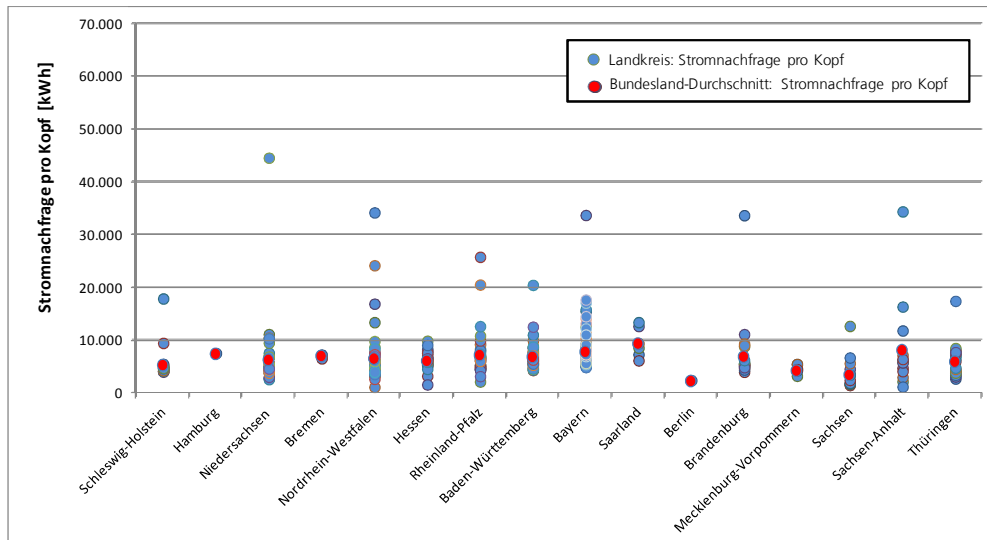


Abbildung 23: Stromnachfrage pro Kopf in den Landkreisen und im Bundeslanddurchschnitt nach Bundesland in 2013

Abbildung 23 macht deutlich, dass die **prozentuale Veränderung der sektorübergreifenden Stromnachfrage nach Landkreisen und kreisfreien Städten** vor dem Hintergrund des jeweiligen Niveaus der Stromnachfrage zu interpretieren ist. Das bedeutet, dass eine orangene Einfärbung einzelner Landkreise in Abbildung 24 – im Falle einer niedrigen Nachfrage in 2013 – bedeutet, dass sich die Stromnachfrageänderung auf einem niedrigen Niveau bewegt. Aus der Abbildung geht hervor, dass sich die zukünftigen Trends innerhalb der einzelnen Bundesländer und je nach Szenario unterscheiden (Abbildung 24). Aus der Analyse auf NUTS3-Ebene geht deutlich hervor, dass besonders urbane Regionen bzw. angrenzende Gebiete ein Wachstum an Stromnachfrage zu verzeichnen haben. Dahingegen sind schrumpfende Tendenzen – bis auf einige Ausnahmen – im Wesentlichen in den neuen Bundesländern zu erkennen und ebenso in peripheren Gebieten.

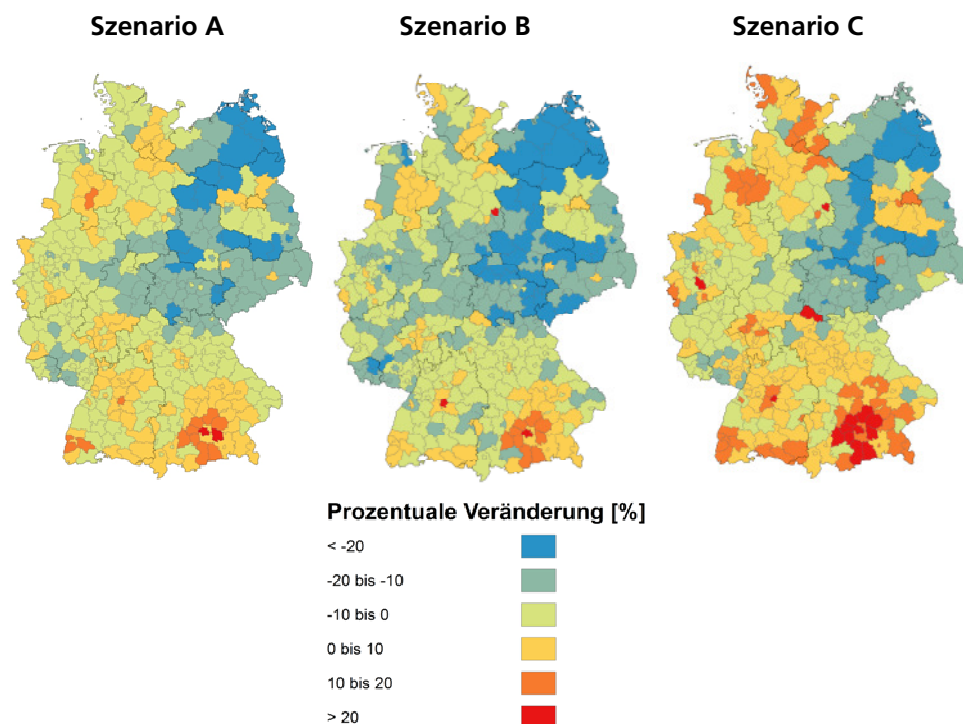


Abbildung 24: Änderung der sektorübergreifenden Stromnachfrage differenziert nach Szenarien auf NUTS3-Ebene 2013 vs. 2030

In den folgenden Ausführungen werden die deutschen Bundesländer teilweise in abgekürzter Schreibweise genannt. Hierfür werden die Abkürzungen aus Tabelle 11 verwendet.

Tabelle 11: Abkürzungen der Bundesländer nach ISO 3166

BB	Brandenburg	NI	Niedersachsen
BE	Berlin	NW	Nordrhein-Westfalen
BW	Baden-Württemberg	RP	Rheinland-Pfalz
BY	Bayern	SH	Schleswig-Holstein
HB	Bremen	SL	Saarland
HE	Hessen	SN	Sachsen
HH	Hamburg	ST	Sachsen-Anhalt
MV	Mecklenburg-Vorpommern	TH	Thüringen

Abbildung 25 gibt einen Einblick in die **heterogene sektorale Zusammensetzung der Stromnachfrage** in den einzelnen Bundesländern in 2013. Des Weiteren ist in der Abbildung auch die prozentuale Zusammensetzung in 2030 für das Szenario B dargestellt, wodurch erste strukturelle Veränderungen im zeitlichen Verlauf erkennbar sind. Bundesland übergreifend ist zu erkennen, dass der Anteil an strombasiertem Verkehr kontinuierlich wächst, was im Wesentlichen auf die Entwicklung der Elektromobilität zurückzuführen ist. Die Sektoren Industrie, Haushalte und GHD entwickeln sich stark unterschiedlich, im Wesentlichen bedingt durch unterschiedliche Annahmen bei den regionalen Strukturparameter (siehe Kapitel 3.6).

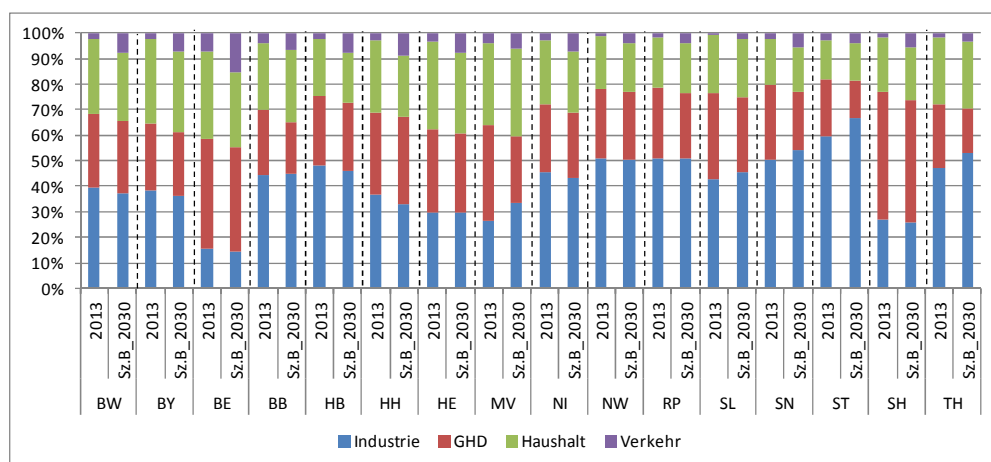


Abbildung 25: Prozentuale Änderung der Stromnachfrage differenziert nach Bundesländern in 2013 UND 2030 (Szenario B)

In Abbildung 26 und Abbildung 27 ist die **Änderung der sektoralen Stromnachfrage** für die einzelnen Bundesländer differenziert nach Szenarien für das Jahr 2013 vs. 2030 dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die industrielle Stromnachfrage im Szenario A stets am stärksten sinkt, während sich in den Szenarien B und C jeweils eine geringe Stromnachfrage einstellt. Beim Dienstleistungssektor entwickeln sich die einzelnen Bundesländer stark unterschiedlich; während es bspw. in Bundesländern wie Baden-Württemberg oder Bayern in den Szenarien A und C zu einem Anstieg der Stromnachfrage und in Szenario B zu einem Rückgang der Stromnachfrage kommt, zeigt sich bspw. in Brandenburg oder Rheinland-Pfalz Szenarien-übergreifend eine Senkung der Stromnachfrage. Beim Haushaltssektor zeigt sich entsprechend zum Industriesektor in fast allen Bundesländern ein ähnliches Muster. Dabei kommt es bis auf die Stromnachfrage von Bayern, Brandenburg und Schleswig-Holstein in Szenario C zu einem Rückgang der Stromnachfrage bis 2030. Ein entgegengesetzter Trend zeigt sich sektorübergreifend für den Verkehr, bei dem es in allen Bundesländern und Szenarien bis 2030 zu einem Anstieg der Stromnachfrage kommt.

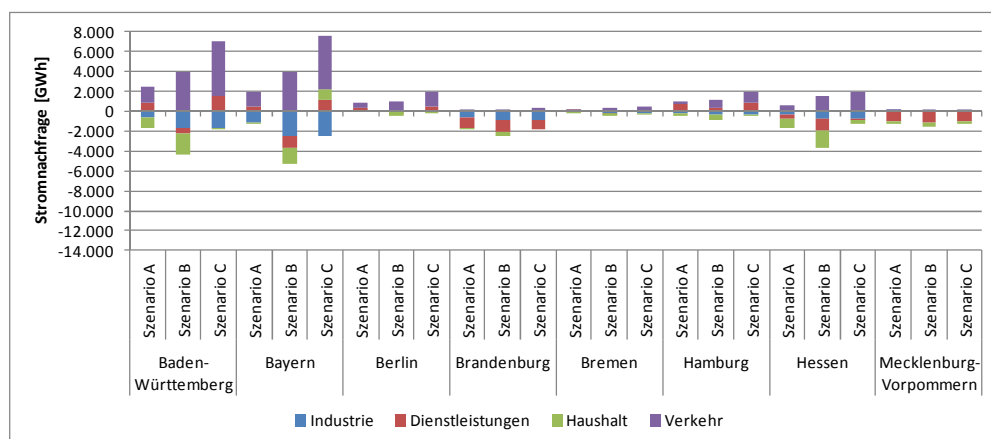


Abbildung 26: Änderung der sektoralen Stromnachfrage differenziert nach Szenarien und den Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern, Berlin, Brandenburg, Bremen, Hamburg, Hessen und Mecklenburg-Vorpommern, 2013 vs. 2030

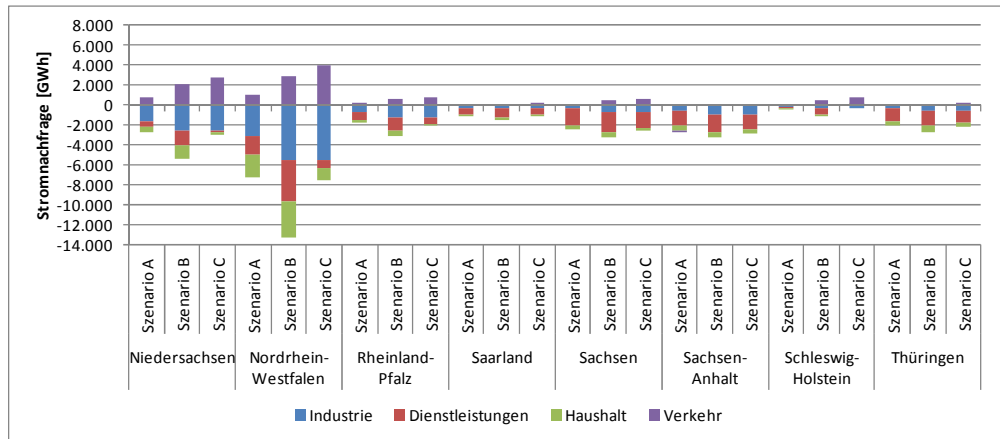


Abbildung 27: Änderung der sektoralen Stromnachfrage differenziert nach Szenarien und den Bundesländern Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Saarland, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein und Thüringen, 2013 vs. 2030

Eine detailliertere **Analyse auf der Ebene von einzelnen Landkreisen und kreisfreien Städten** (NUTS3) ist in Abbildung 28 dargestellt. Die größte Änderung der Stromnachfrage ist im GHD-Sektor zu verzeichnen, wobei es bspw. in Ost-Deutschland teilweise zu einem Rückgang von über 20% kommt, während angrenzende Bereiche an große Städte vereinzelt auch über 20% wachsen. Dahingegen streut die Stromnachfrage-Änderung im Haushaltssektor in den meisten Landkreise lediglich in einem Bereich von -10% bis 10%. Beim Industriesektor kommt es im Szenario A größtenteils zu einem Anstieg der Stromnachfrage und in Szenario B und C – bis auf einzelne Landkreise – zu einem moderaten Rückgang der Stromnachfrage.

Des Weiteren zeigt die **sektorale Analyse auf der NUTS3-Ebene**, dass der höchste Anteil an Haushaltssektor-bedingter Stromnachfrage maximal ein Drittel je Landkreis beträgt (z.B. Halle, Magdeburg, Berlin). Dahingegen liegt der höchste Anteil an GHD-bedingter Stromnachfrage auf der Ebene von einzelnen Landkreisen bereits bei etwa 40-50% (z.B. Potsdam, Weimer, Leipzig). Die Analyse zeigt den mit Abstand höchsten Anteil an Sektor-bedingter Stromnachfrage im Bezug auf die Industrie. Bspw. in Landkreisen wie Stade, Ludwigshafen am Rhein oder Peine kann der industrielle Anteil bis zu 90% betragen. Solch ein hoher Anteil bedeutet, dass in diesen Landkreisen energieintensive Industrien angesiedelt sind.

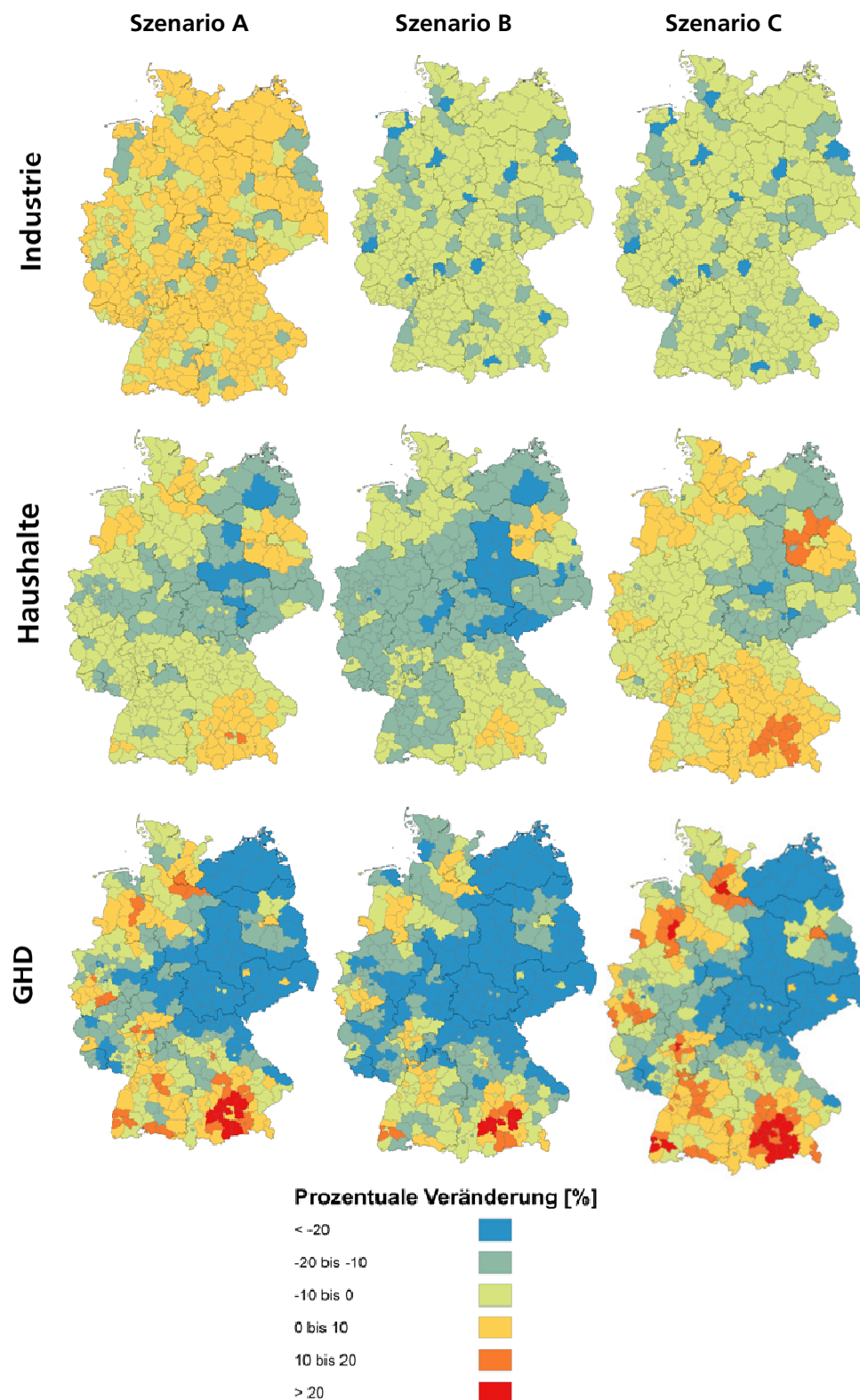


Abbildung 28: Änderung der Industrie-, Haushalts- und GHD-Stromnachfrage 2013 vs. 2030 differenziert nach Szenarien auf NUTS3-Ebene

4.2.3 Ausblick der nationalen Ergebnisse bis 2050

Ergänzend zu dem Zeithorizont der NEP 2030 Szenarien – 2030 bzw. 2035 – wurde ein **Ausblick der Stromnachfrage-Entwicklung bis 2050** erstellt, um die Szenarien-Ergebnisse in den Kontext langfristiger Transformationspfade zu setzen. Für diese Analyse wurden keine zusätzlichen Technologien berücksichtigt, so dass die daraus abgeleiteten Implikationen direkt mit den NEP 2030 Szenarien vergleichbar sind. Weitere Technologien, die zu einer zusätzlichen Erhöhung der langfristigen Stromnachfrage führen können (z.B. Oberleitungs-Lkw) werden in Kapitel 4.2.4 diskutiert.

Die Entwicklung der Stromnachfrage in den drei Szenarien zeigt einen Rückgang bis 2030 bzw. einen Wiederanstieg der Stromnachfrage auf das Niveau von 2013 (Abbildung 29). Aus der Analyse des Zeithorizonts darüber hinaus bis zum Jahr 2050 geht jedoch hervor, dass es sich bei den Jahren 2030 bzw. 2035 um einen Wendepunkt der langfristigen Trajektorie der Stromnachfrage handelt, wodurch sich für den **Zeitraum von 2013 bis 2050 für die drei Szenarien eine Wannenkurve** einstellt. Bis zum Jahr 2050 führt die zu einem erneuten Anstieg um etwa 30 TWh (Szenario A) bis 47 TWh (Szenario C). Dieser erneute Wiederanstieg ist darin begründet, dass die Entwicklung bis 2030/2035 wesentlich durch die Steigerung der Energieeffizienz von herkömmlichen Anwendungen getrieben ist, wohingegen im anschließenden Zeitraum die Nachfrageerhöhung durch die Verbreitung neuer Anwendungen (z.B. Elektromobilität) den dominierenden Effekt darstellt.

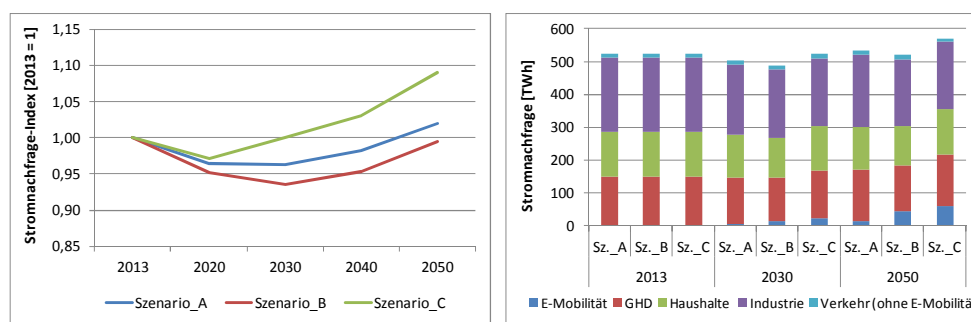


Abbildung 29: Entwicklung der Stromnachfrage differenziert nach Szenarien und Sektoren zwischen 2013-2050

Die **sektorale Analyse** zeigt, dass es im GHD-Sektor in den Szenarien A und C langfristig zu einer Trendänderung der Stromnachfrage kommt, die im Szenario A durch eine wenig ambitionierte Energiepolitik bedingt ist und im Szenario C durch eine starke Verbreitung von Wärmepumpen. Da im Industriesektor – in dieser Studie – neue Anwendungen eine untergeordnete Rolle spielen, spiegelt sich der Ambitionsgrad der energiepolitischen Maßnahmen direkt in der Entwicklung der industriellen Stromnachfrage. Im Haushaltssektor kommt es lediglich im Szenario C zu einem Vorzeichenwechsel, der im Wesentlichen auf die Verbreitung von Wärmepumpen zurückzuführen ist. Die mit Abstand stärkste Änderung zeigt sich bei der Elektromobilität, die für den Zeitraum 2030-2050 noch einmal deutlich an Dynamik gewinnt. Im Schienenverkehr ist auch über 2030 hinaus lediglich mit geringen Änderungen zu rechnen.

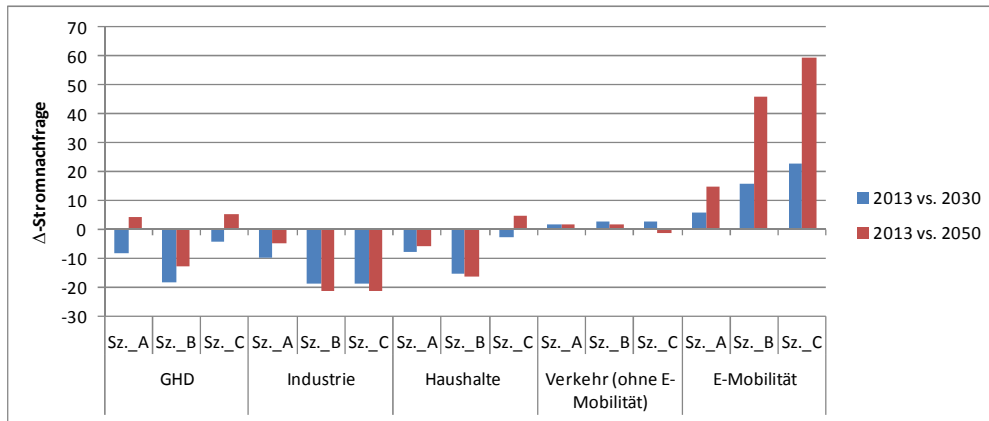


Abbildung 30: Änderung der Stromnachfrage differenziert nach Szenarien und Sektoren für den Zeitraum 2013 vs. 2030 und 2013 vs. 2050

4.2.4 Weitere Potentiale durch Sektorkopplungsoptionen

In dieser Studie wurde zusätzlich die Szenarien des NEP 2030 bis 2030 bzw. 2035 (Kapitel 4.2.1) analysiert und aufbauend darauf ein Ausblick bis zum Jahr 2050 gegeben (Kapitel 4.2.3), um zusätzlich die langfristigen Transformationspfade der Nachfrageentwicklung zu untersuchen. Die Analyse hat gezeigt, dass die Stromnachfrage für den gesamten Zeitraum bis 2050 wesentlich durch die dynamische Verbreitung von Elektromobilität und Wärmepumpen geprägt ist, die in dieser Studie als „neue Anwendungen“ bezeichnet werden. In der Literatur kommt hierfür häufig die Bezeichnung **Sektorkopplungsoptionen** oder Power-to-X zum Einsatz, die darauf abzielen, mithilfe von Strom aus erneuerbaren Energien zur Dekarbonisierung der energienachfragenden Sektoren (Haushalte, GHD, Industrie und Transport) beizutragen, indem neue strombasierte Anwendungen eingeführt oder intensiver genutzt werden (Fraunhofer ISI und DVGW, 2015). Sektorkopplungsoptionen stellen neben einer Dekarbonisierung auch eine zusätzliche Möglichkeit zur flexiblen Ausgestaltung des Energiesystems dar. Des Weiteren werden im Rahmen dieser Studie auch die Sektorkopplungsoptionen der direkten Stromnutzung für die Wärmebereitstellung (Elektrowärme) und der verstärkte Einsatz von Lichtbogenöfen in der Stahlindustrie analysiert. Beide spielen jedoch für die langfristige Entwicklung der Stromnachfrage eine untergeordnete Bedeutung.

Bei den Sektorkopplungsoptionen wird je nach **Verwendungszweck des eingesetzten Stroms** von erneuerbaren Energien nach folgenden Kategorien unterschieden:

- Power-to-Heat: Strom wird zur Erzeugung von Wärme für die Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser oder industrielle Prozesswärme eingesetzt
- Power-to-Gas: Strom kommt zum Einsatz, um Gas mittels Elektrolyse herzustellen, das anderweitig stofflich oder als Energieträger genutzt wird, bspw. zur Ammoniak- oder Methansynthese
- Power-to-Liquid: Analog zu Power-to-Gas, mit dem Unterschied, dass flüssige Energieträger produziert werden
- Power-to-Move: Einsatz von Strom zur Fortbewegung im Verkehrssektor bspw. mittels batteriebetriebener PKW (BEV), leichter Nutzfahrzeuge (LNF) oder Oberleitungs-LKW.

Außerdem wird unterschieden in welchen Sektoren die Power-to-X-Technologien eingesetzt werden (Abbildung 31).

		Anwendungssektoren		
		Haushalte GHD	Verkehr (Power-to-Mobility)	Industrie (Power-to-Industry)
Stromumwandlung	Power-to-Heat	• Wärmepumpe • Elektrowärme (Elektrokessel)		• Elektrische Schmelzöfen (Stahl, NE-Metalle, Glas) * • Wärmepumpe (u.a. Nahrungsmittel, Textilindustrie) • Elektrowärme * (u.a. Nahrungsmittel, Chemie, Zellstoffherstellung, Textilindustrie)
	Power-to-Liquid		• Verbrennungsmotor • Brennstoffzelle	
	Power-to-Gas	• Brennstoffzelle	• Brennstoffzelle • Verbrennungsmotor	• Elektrolyse (Ammoniak, Methanol, Raffinerie, Chemie) • Brennstoffzelle
	Power-to-Move		• Elektrofahrzeuge (Batterie) • Oberleitungs-LKWs • Leitungsgebundene * Elektrifizierung • Bahn, Busse	
	Direkt			• Elektrifizierung Betriebsmittel Gasnetz • Plasmaverfahren (u.a. Acetylen)

* Über bestehende Anwendungen hinausgehende Substitution von fossil basierten Verfahren/Antriebssystemen

Abbildung 31: Einsatzgebiete von Power-to-X-Technologien (Fraunhofer ISI und DVGW, 2015)

Diejenigen Sektorkopplungsoptionen die bisher noch nicht wirtschaftlich einsetzbar sind oder deren rechtlicher Rahmen noch nicht klar definiert ist, werden häufig als neue Anwendungen der 2-ten Generation bezeichnet. Diese **2-te Generation von Sektorkopplungsoptionen** bietet entsprechend zusätzliche Potentiale zur Dekarbonisierung und Flexibilisierung des Energiesystems. Da Sektorkopplungsoptionen der 2-ten Generation noch mit einer hohen Unsicherheit behaftet sind und im Wesentlichen erst im Zeitraum nach 2030 zum Tragen kommen, wurden sie im Rahmen der Szenario-Analyse explizit nicht berücksichtigt.

Aufgrund der Unsicherheit schwanken die **Schätzungen zu Sektorkopplungsoptionen der 2-ten Generation** in derzeitigen Studien naturgemäß recht deutlich zwischen 50 TWh bis mehreren 100 TWh. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Abschätzungen nur schwer zu vergleichen sind, da die Studien unterschiedliche Zielsetzungen verfolgen; entweder werden Szenarien analysiert – wobei zwischen explorativen und normativen Untersuchungen zu unterscheiden ist – oder es werden Potentialschätzungen durchgeführt.

Gemäß des explorativen Analyse-Ansatzes dieser Studie kommt eine **eigene Abschätzung** zu dem Ergebnis, dass Oberleitungs-Lkw (OL-Lkw) bis 2050 zu einer zusätzlichen Stromnachfrage von ca. 35 TWh führen können. OL-Lkw kommen nur für eine Teilmenge des Güterverkehrs in Betracht. Wenn der gesamte Straßengüterverkehr über PtX-Lösungen dekarbonisiert wird, fallen in Abhängigkeit der gewählten Technologieoption in der Summe ca. 80 bis 100 TWh an zusätzlicher Stromnachfrage an. Für die Stromnachfrage zur industriellen Dampferzeugung unter 500°C könnten weitere 30 TWh bis 2050 anfallen.

Da Sektorkopplungsoptionen einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems leisten können, ist auch zu berücksichtigen, dass deren **regulatorischer Rahmen zukünftig immer noch starken Änderungen** unterliegen kann. Beispielsweise wird hinsichtlich der Elektromobilität derzeit diskutiert, ab 2030 ein Zulassungsverbot für Benziner und Diesel zu erlassen. Vor dem Hintergrund, dass

die durchschnittliche Lebensdauer eines PKW in Deutschland etwa 12 Jahren entspricht, würde dies nahezu zu einer vollkommenen Elektrifizierung des PKW-Verkehrs bis 2050 führen und somit zu einer weiteren Erhöhung der Stromnachfrage in 2050 (eine komplette Umstellung des Pkw-Verkehrs bis 2050 kann zu einer Stromnachfrage von bis zu 120 TWh führen).

Entsprechend könnten Sektorkopplungsoptionen der 2-ten Generation ergänzt um ein Zulassungsverbot von Benzinern und Diesel – verglichen mit der Stromnachfrage des Szenario C in 2050 – zu einer **zusätzlichen Stromnachfrage von 125 TWh** führen (Abbildung 32).

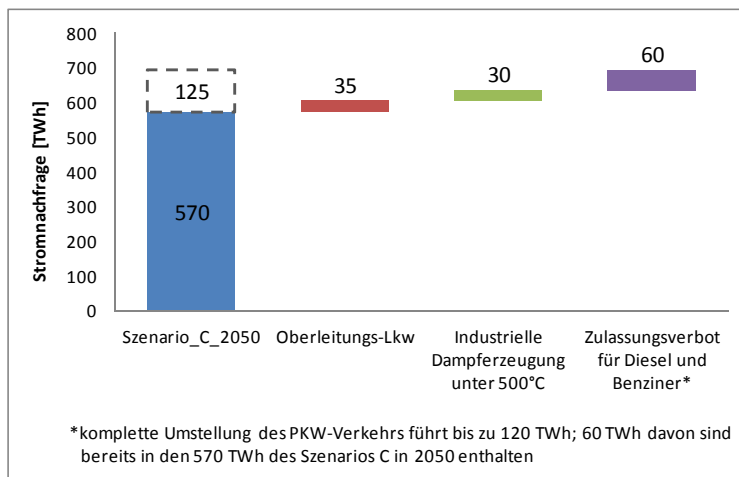


Abbildung 32: Zusätzliche Stromnachfrage durch Sektorkopplungsoptionen der 2-ten Generation ergänzt um ein Zulassungsverbot von Benzinern und Diesel

Zusätzlich zur Schätzung in Abbildung 32 wird der **Brennstoffzellen-Technologie bzw. der Anwendung von Wasserstoff** ein großes Potential beigemessen. Ein Beispiel für die industrielle Anwendung in der Stahlindustrie wäre eine Direktreduktion über Wasserstoff, anstatt der weiteren Nutzung von Kohle. Da auf diesem Gebiet noch sehr viele Unsicherheiten vorhanden sind in Bezug auf infrastrukturelle und wirtschaftliche Fragen, wurde hierzu von einer eigenen Abschätzung abgesehen.

4.3

Analyse der Last

4.3.1 Nationale Ergebnisse bis 2030/2035

Die nationale Stromnachfrage hat bis 2030 in allen Szenarien wesentliche Effizienzgewinne zu verbuchen, die teilweise durch die zunehmende Verbreitung neuer Anwendungen wieder kompensiert werden (siehe Kapitel 4.2.1). Die **Effizienzfortschritte** zeigen sich in der stündlichen Lastentwicklung durch ein allgemeines **Absinken des Lastniveaus**, das im Wesentlichen in den Nacht- und frühen Morgenstunden stattfindet.

Die stärkste Lastabsenkung ist im **Szenario B** zu beobachten, wobei jedoch mittelfristig, bis zum Jahr 2035, das Lastniveau aufgrund der erhöhten Elektrifizierung im Wärme- und Transportsektor wieder ansteigt. In **Szenario A** ist ein vergleichsweise niedriger Effizienzfortschritt und eine geringe Verbreitung von Elektrofahrzeugen zu beobachten. Das höchste Lastniveau, speziell in den Abendstunden, tritt im **Szenario C** auf. Die Ursache dafür ist die erhöhte Diffusion von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. In Abbildung 33 sind die mittleren Lastverläufe in den drei Szenarien für das Jahr 2030 bzw. 2035 (Szenario B) dargestellt. Es zeigt sich, dass die unterschiedlichen Entwicklungen und Trends in den Szenarien A und B dazu führen,

dass das Lastniveau in A-2030 und B-2035 wieder auf einem mit aktuellen Werten vergleichbaren Niveau liegt.

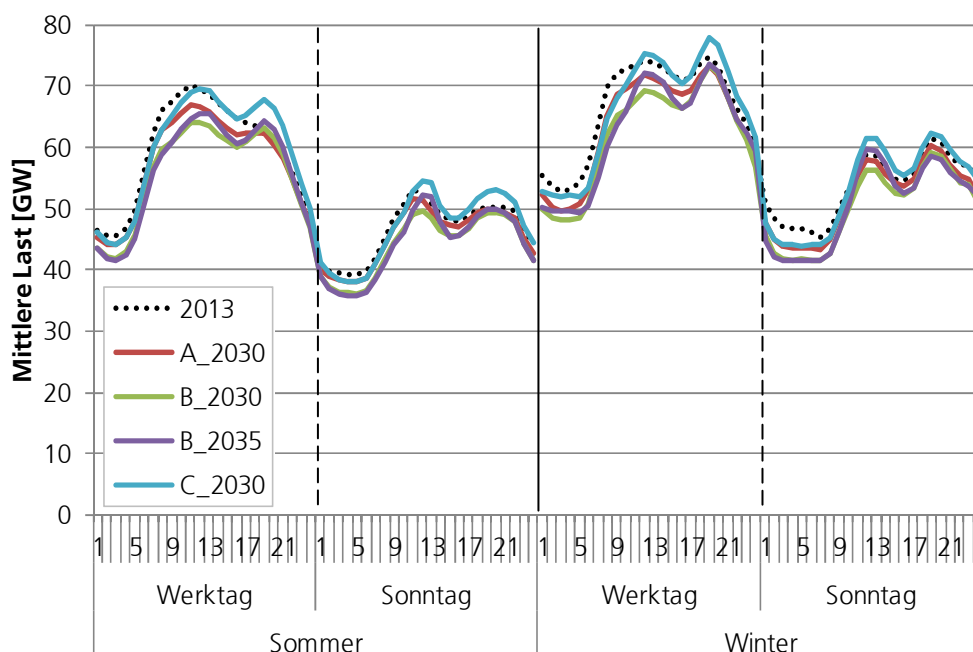


Abbildung 33: Mittlerer Lastverlauf im Basisjahr und für 2030/2035 in den drei Szenarien

Ein ähnliches Bild zeigt sich auch bei der Auswertung der Entwicklung der Lastkennzahlen. Gegenüber 2013 ist ein **Rückgang der Höchstlast in den Szenarien A und B** zu verzeichnen. Aufgrund des hohen Strombedarfs der Elektromobilität, die sich stark auf die Abendstunden konzentriert, **steigt die Höchstlast im Szenario C** bis 2030 noch an (siehe Tabelle 12). Gleichzeitig gehen die minimal auftretenden Lasten sowie die mittlere Last in allen drei Szenarien gegenüber 2013 zurück. Aufgrund der geringeren Verbreitung von Elektromobilität im Szenario A, sinkt hier die Höchstlast stärker als die minimale Last und der Lastfaktor (Quotient aus mittlerer zu maximaler Last) wächst. In den anderen Szenarien ist das Gegenteil der Fall: Hier nimmt die Höchstlast weniger stark ab als die mittlere Last und der Lastfaktor wird leicht gesenkt. Dies hat eine Absenkung des Lastfaktors zur Folge.

Tabelle 12 listet die minimalen, maximalen und mittleren Lastwerte auf, sowie den Lastfaktor (LF).

Tabelle 12: Minimale, maximale und mittlere Lasten sowie Lastfaktor im Basisjahr und im Jahr 2030 bzw. 2035 in den Szenarien

[GW]	2013	A-2030	B-2030	B-2035	C-2030
P min	37,2	36,3	34,5	34,0	36,4
P max	82,5	81,1	80,7	80,2	85,0
P mittel	59,7	57,6	55,9	56,4	59,7
LF	71%	72%	69%	70%	70%

Eine weitere Analyse der Lastentwicklung auf der Ebene individueller Technologien und Prozesse führt zu einem besseren Verständnis der dahinter liegenden Entwicklungen. Szenarioübergreifend zeigt sich, dass Effizienzsteigerungen und **Außerbetriebnahmen von Nachtspeicherheizungen** zur Minderung des Lastniveaus in den Mittags- und Nachtstunden beitragen. Speziell bei der Beleuchtung sind Effizienzgewinne zu verzeichnen. Dem entgegengesetzt führt die **Einführung von Elektrofahrzeugen** gleichzeitig zu einem Anstieg der Last in den frühen

Abendstunden. Zudem kompensiert der Einsatz von Wärmepumpen einen Teil der Lastniveausenkung während des Tages sowie in den Nachtstunden. Als Nettoeffekt lässt sich beobachten: zukünftig ist der Strombedarf nachts und tagsüber niedriger als heute. In den Abendstunden bleibt die Last trotz rückläufiger Jahresstromnachfragemengen auf einem vergleichbaren Niveau wie heute bzw. kann sogar ansteigen. Die Lastfluktuation nimmt zukünftig zu.

Abbildung 34 stellt die **individuellen Prozesslastkurven** mit wachsender und sinkender Stromnachfrage dar. Die Elektromobilität, die Beleuchtung und Wärmeanwendungen im Haushaltssektor dominieren in ihrem Einfluss die Lastentwicklung. Weitere Effizienzgewinne sind im Bereich der IKT-Anwendungen, weißer Ware und Industrieprozessen zu finden.

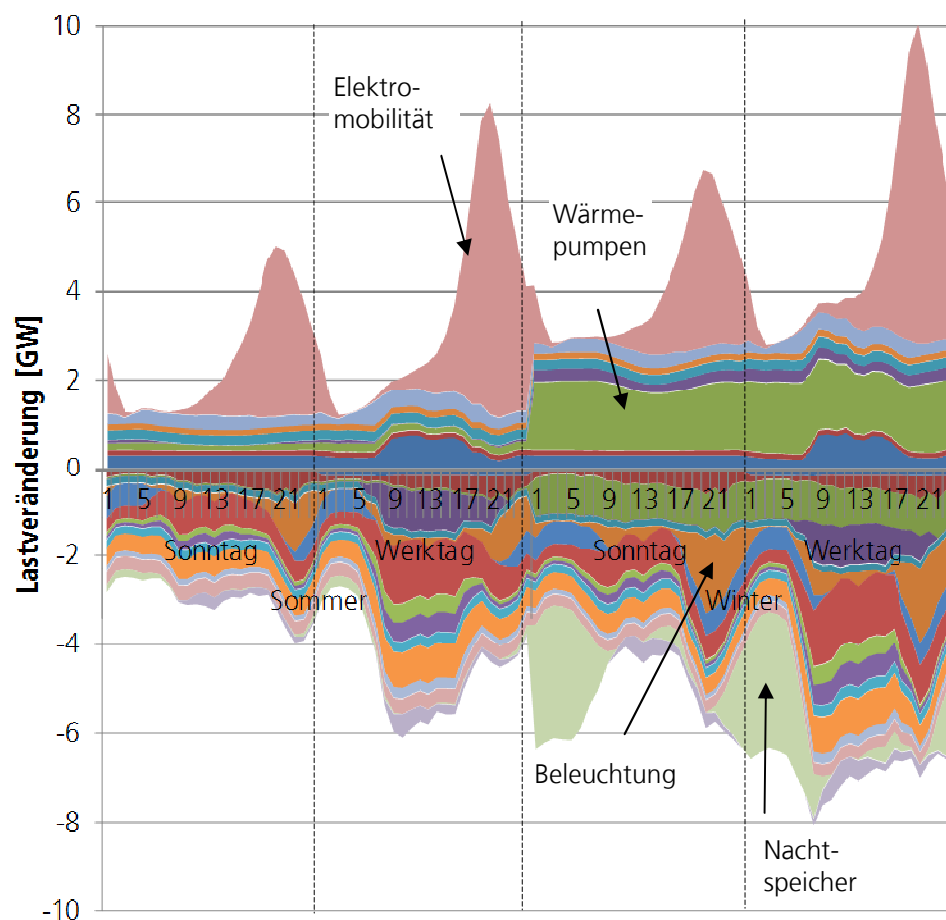


Abbildung 34: Prozesse mit wachsender und sinkender Stromnachfrage für Sonn- und Werktage im Sommer (links) und Winter (rechts) im Szenario B 2030

Die nationale Last wird für die Modellierung der regionalen Lastverläufe nach den vier energienachfragenden Sektoren (**Haushalte, GHD, Industrie und Transport**) differenziert (siehe Kapitel 2.3). Um die technologischen Dynamiken von Abbildung 34 auch bei der sektoralen Aufteilung zu veranschaulichen, wird von der ausschließlichen Einteilung nach Sektoren abgewichen, indem der Haushaltssektor nochmals nach Wärmepumpen, andere strombasierten Heizungen und den übrigen elektrischen Anwendungen unterteilt wird; im Transportsektor wird die Elektromobilität und der Schienenverkehr getrennt betrachtet.

Die **sektorale Analyse** zeigt, dass der Beitrag von Nachtspeicherheizungen (im Basisjahr dominierend in der Kategorie andere Heizungen im Haushaltssektor) in allen

Szenarien abnimmt, wobei die Elektrofahrzeuge hingegen zu einer Anhebung der Lastspitze am Abend führen. Je nach energiepolitischer Ausrichtung des Szenarios ist diese neue Lastspitze mehr oder weniger stark ausgeprägt. Als generelle Faustformel lässt sich sagen, dass 1.800 GWh zusätzliche Last durch Elektromobilität bzw. durch Wärmepumpen etwa 1 GW zusätzlicher Spitzenlast entspricht.

In den restlichen Nachfragesektoren ist im Wesentlichen ein **Absinken des Lastniveaus** aufgrund von Effizienzgewinnen zu verzeichnen. Die sektorale Aufteilung in Abbildung 35 ist exemplarisch für die drei Szenarien an einem mittleren Winter-Werktag zu sehen.

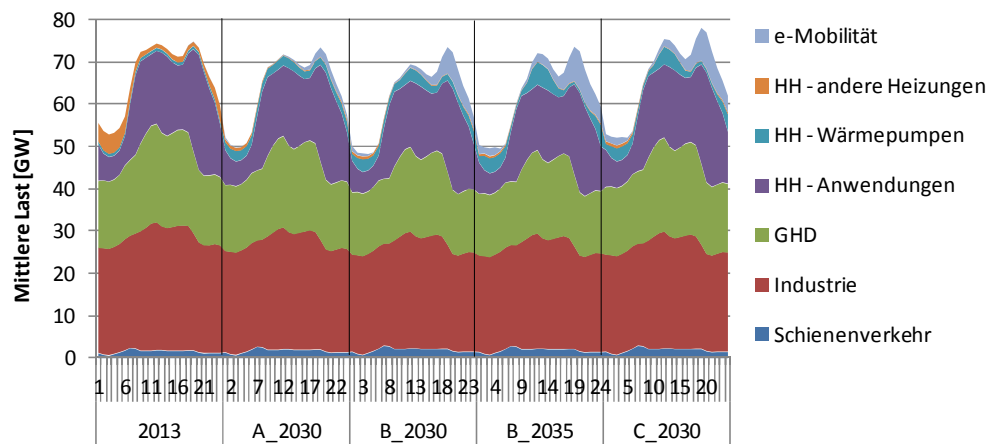


Abbildung 35: Sektorale Aufteilung der Last für Winter-Werktage im Basisjahr und im Zieljahr der Szenarien

Besonders interessant ist der Lastverlauf von **Elektromobilität und Wärmepumpen** aufgrund deren starker Änderung über den Szenario-Horizont. Für diese zukunftssträchtigen Technologien wird angenommen, dass sie anteilig durch Lastmanagement zur **Glättung der Residuallast** beitragen. Die Anteile -lastmanagement-fähiger Fahrzeuge und Wärmepumpen sind szenarioabhängig definiert (siehe Kapitel 3.5.2).

Im Szenario A wird ein geringer **Anteil intelligent geladener Fahrzeuge** unterstellt, wodurch die Fahrzeuge primär nach dem letzten Weg geladen werden, d.h. in den frühen Abendstunden. Die Szenarien B und C weisen höhere Anteile lastmanagementfähiger Elektrofahrzeuge auf. In diesen Fällen kann folglich ein größerer Teil der Last in die Mittagsstunden (im Sommer) bzw. Nachtstunden (im Winter) verlagert werden. Die Möglichkeit zum Lastmanagement in der Elektromobilität ergibt sich natürlich nur, wenn die Elektrofahrzeuge sich an einer Ladestation befinden. Den in dieser Studie ausgewiesenen Ergebnissen unterliegt die Annahme, dass eine ausreichende Ladeinfrastruktur am Arbeitsplatz und im öffentlichen Raum zur Verfügung steht und dass somit Lastmanagementpotential uneingeschränkt genutzt werden kann.

Durch intelligentes Laden wird so die Last der Elektrofahrzeuge im Mittel in den Abendstunden um ca. 1,5 GW (Szenario B-2035 bzw. Szenario C-2030) reduziert; in einzelnen Stunden bis zu 2,5 GW. Dadurch wird die **Last in den Mittagsstunden im Mittel um ca. 2 GW angehoben**, in einzelnen Stunden um bis zu 4 GW. Der sich ergebende absolute Lastverlauf für Werktage im Sommer, Winter und der Übergangszeit ist in Abbildung 36 dargestellt.

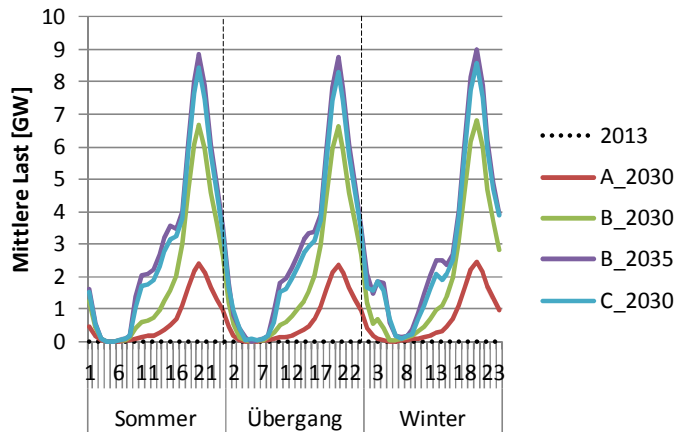


Abbildung 36: Mittlerer Lastverlauf der Elektrofahrzeuge für einen Werktag in Sommer, Übergangszeit und Winter im Basisjahr und für das Jahr 2030 bzw. 2035

Im Basisjahr ist der Strombedarf für Elektrofahrzeuge noch vernachlässigbar gering, wird jedoch mittelfristig ansteigen und dadurch zunehmend relevant für die Struktur der Systemlast. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Lastverlagerung in den Mittagsstunden wesentlich von dem Anteil an lastmanagementfähigen Fahrzeugen abhängt. In Szenario A ist lediglich ein geringer Stromverbrauch in der Mittagszeit zu verzeichnen und es findet fast ausschließlich das Laden nach dem letzten Weg statt (lediglich 2% der Fahrzeuge nehmen am Lastmanagement teil). Im ambitionierteren Szenario C-2030, mit über 64% lastmanagementfähiger Fahrzeuge, findet hingegen eine deutliche Verlagerung der Last in die Mittagsstunden statt bzw. im Winter zusätzlich in die Nachtstunden. Unabhängig vom Lastniveau ist daher eine **unterschiedliche Charakteristik des Lastverlaufs in den drei Szenarien** zu verzeichnen, wie anschaulich in der normierten Darstellung in Abbildung 37 gezeigt wird.

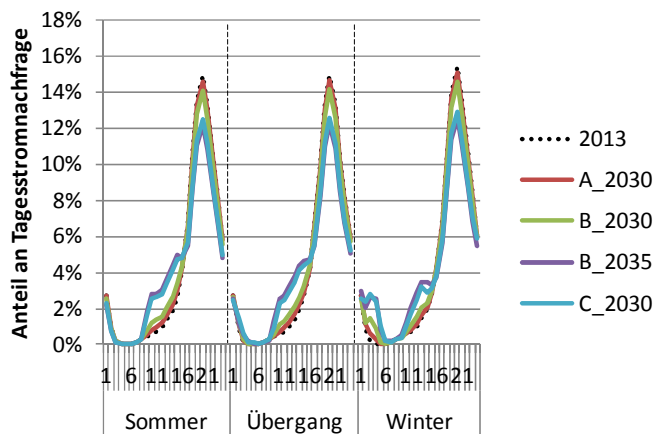


Abbildung 37: Normierter Lastverlauf der Elektrofahrzeuge (anteilig an der Tagesstromnachfrage) für Werktage in Sommer, Übergangszeit und Winter im Basisjahr und für das Jahr 2030 bzw. 2035

Eine Analyse der Lastcharakteristika (Tabelle 13) zeigt, dass das intelligente Laden der Elektrofahrzeuge den Lastfaktor (LF) lediglich in einem sehr geringen Maße verändert. Im Jahr 2030 ist die ausgeprägte **Ladespitze** für alle Szenarien **um 20 Uhr** am Abend.

Tabelle 13: Minimale, maximale und mittlere Lasten sowie Lastfaktor der Elektromobilität im Basisjahr und im Jahr 2030 bzw. 2035 in den Szenarien

[GW]	2013	A-2030	B-2030	B-2035	C-2030
P min	0	0	0	0	0
P max	0,02	3,1	8,5	11,2	10,7
P mittel	0,001	0,64	1,8	2,8	2,6
LF	20%	20%	20%	20%	20%

Neben den Elektrofahrzeugen werden zukünftig auch **Wärmepumpen** zum Lastmanagement herangezogen. Wie in Abbildung 38 zu sehen ist, wird mit zunehmender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bzw. steigendem Anteil lastmanagementfähiger Wärmepumpen die Last im Sommer in die Mittagsstunden und im Winter in die Mittags- und Nachtstunden verlagert. Aufgrund mangelnder thermischer Speicherkapazitäten und einem hohen Wärmebedarf findet im Winter die Verlagerung der Wärmepumpen-Stromnachfrage in die Nacht statt, jedoch ist selbst bei 100%iger Flexibilität der Nachfrage keine vollständige Verlagerung möglich, weshalb auch im Winter in der Mittagszeit eine neue Lastspitze entsteht.

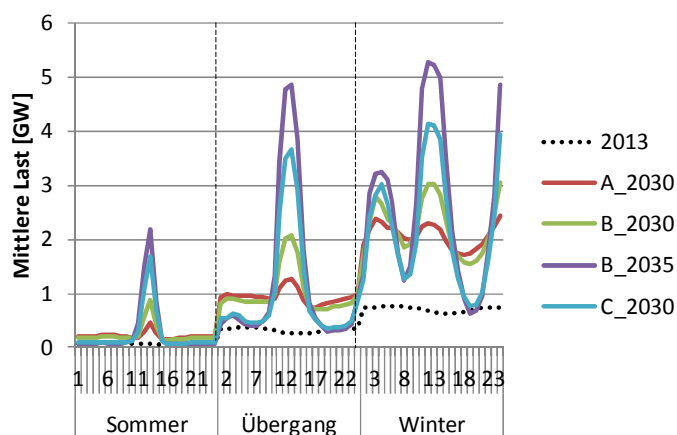


Abbildung 38: Mittlerer Lastverlauf der Wärmepumpen für Werktage in Sommer, Übergangszeit und Winter im Basisjahr und für das Jahr 2030 bzw. 2035

Im Mittel wird die Last der Wärmepumpen in Stunden mit hoher Stromnachfrage um ca. 1 GW reduziert, in einzelnen Stunden sogar bis zu 4 GW. Die mittlere **Lasterhöhung in den Mittagsstunden mit hoher PV-Stromproduktion** beträgt ca. 2,5 GW, vereinzelt bis zu 5 GW (Szenario B-2035 bzw. Szenario C-2030). Auch im Falle der Wärmepumpen wird die unterschiedliche Lastcharakteristik anhand der normierten Verläufe in Abbildung 39 noch deutlicher.

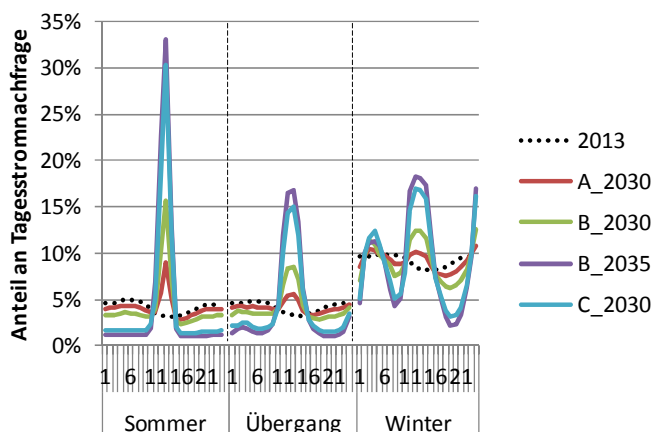


Abbildung 39: Normierter Lastverlauf der Wärmepumpen (anteilig an der Tagesstromnachfrage) für einen Werktag in Sommer, Übergangszeit und Winter im Basisjahr und für das Jahr 2030 bzw. 2035

Im Falle von **temperaturabhängigen Technologien** wie bspw. Wärmepumpen wird vor allem die unterschiedliche Betriebsweise in den Jahreszeiten deutlich. Aus Tabelle 14 ist zu entnehmen, dass zu jeder Stunde des Jahres eine geringe Stromnachfrage durch Wärmepumpen besteht. Dies ist auf die Brauchwasserbereitstellung zurückzuführen. Durch immer stärkere Lastverlagerung in den Szenarien B-2035 und Szenario C-2030 entstehen neue Lastspitzen im Wärmepumpenprofil und der Lastfaktor (LF) der Wärmepumpen wird um einen Prozentpunkt reduziert.

Tabelle 14: Minimale, maximale und mittlere Lasten sowie Lastfaktor der Wärmepumpen im Basisjahr und im Jahr 2030 bzw. 2035 in den Szenarien

[GW]	2013	A-2030	B-2030	B-2035	C-2030
P min	0,03	0,08	0,07	0,03	0,03
P max	1,7	5,2	5,6	6,8	5,7
P mittel	0,38	1,1	1,2	1,4	1,2
LF	22%	22%	22%	21%	21%

In Abbildung 40 sind alle **Lastverlagerungen über einen gemittelten Tag** dargestellt. Es zeigt sich deutlich, dass zur Glättung der Residuallast der Stromverbrauch aus den Vormittags- und Abendstunden in die Mittagsstunden mit hoher PV-Erzeugung verlagert wird oder auch in die Nachtstunden zwischen 24 Uhr und 3 Uhr morgens. Letzteres ist der Fall, sofern eine geringe Nachfrage vorliegt bzw. im Winter, wenn hohe Mengen an Windstrom produziert werden.

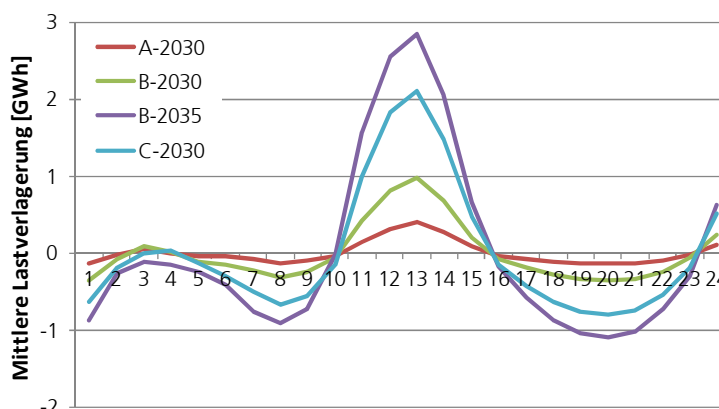


Abbildung 40: Mittlere Lastverlagerung – Summe über alle lastmanagementfähigen Anwendungen

4.3.2 Räumliche Auflösung der Last

Aufgrund der feinen **räumlichen, sektoralen und technologischen Auflösung** ergeben sich mehrere Dimensionen der Szenario-Auswertung. Um eine anschauliche und verständliche Ergebnis-Analyse zu gewährleisten, konzentriert sich die Diskussion in diesem Kapitel im Wesentlichen auf Szenario B. Ergänzend hierzu werden die zentralen Erkenntnisse der anderen Szenarien gegenübergestellt und diskutiert.

In der räumlich differenzierten Betrachtung der Last lassen sich **bereits im Basisjahr regional sehr unterschiedliche Lastcharakteristika** feststellen. In Tabelle 15 sind die minimalen, maximalen und mittleren Lastwerte der Bundesländer aufgelistet sowie deren Lastfaktoren (LF).

Tabelle 15: Lastcharakteristika der Bundesländer im Basisjahr (Einheit der Last: GW)

	BB	BE	BW	BY	HB	HE	HH	MV	NI	NW	RP	SH	SL	SN	ST	TH
P min	1.14	0.74	4.53	5.65	0.36	2.41	1.00	0.43	3.86	9.72	2.09	0.87	0.72	1.25	1.15	0.87
P max	2.53	1.98	11.2	14.4	0.78	6.18	2.04	1.14	8.31	18.73	4.32	2.10	1.61	3.17	2.26	2.00
P mittel	1.83	1.34	7.87	9.93	0.57	4.25	1.50	0.77	6.06	14.23	3.22	1.50	1.17	2.27	1.77	1.44
LF	72%	68%	71%	69%	74%	69%	73%	68%	73%	76%	75%	72%	73%	71%	79%	72%

Hintergrund der regional verschiedenen Lastverläufe ist die **heterogene sektorale Zusammensetzung**. Aufgrund ihrer Größe weisen die Länder Baden-Württemberg (BW), Bayern (BY) und Nordrhein-Westfalen (NW) die größten Spitzenlasten auf. Die Länder mit hohem Industrieanteil wie Nordrhein-Westfalen oder Sachsen-Anhalt (ST) haben den flachsten Lastverlauf und damit einen hohen Lastfaktor. Der Grund hierfür ist die Bandlastcharakteristik des Industriestrombedarfs. Berlin (BE) dagegen, mit hohem Bevölkerungsanteil und geringer Industrie, zeigt den geringsten Lastfaktor und damit die am meisten fluktuierende Last. Die Zahlen aus der Tabelle 15 sind in Abbildung 41 veranschaulicht.

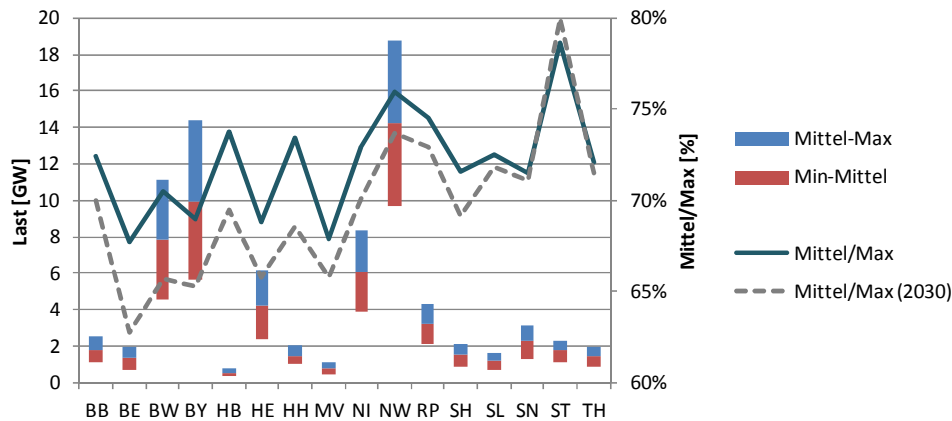


Abbildung 41: Graphische Darstellung der Lastcharakteristika der Bundesländer im Basisjahr bzw. Entwicklung Mittel/Max für das Szenario B-2030

Um ein besseres Verständnis für die regionalen Unterschiede und die Entwicklung des Lastverlaufs zu bekommen, wird die räumliche Lastverteilung im Folgenden auf der **Ebene von Landkreisen** betrachtet. Abbildung 42 zeigt die Spitzenlast und den Lastfaktor auf Landkreisebene im Basisjahr, wobei die explizit ausgewiesenen Landkreise in der nachfolgenden Analyse exemplarisch diskutiert werden.

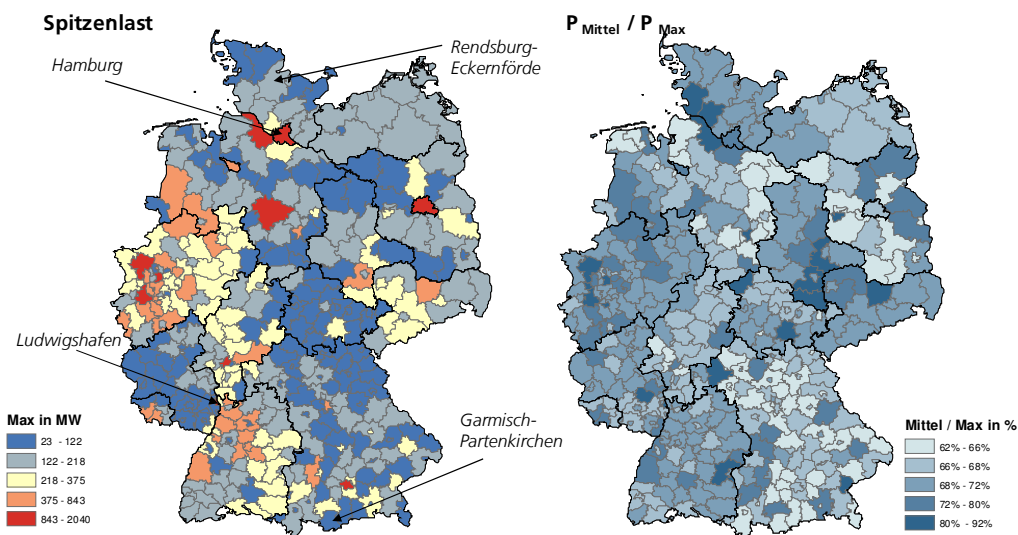


Abbildung 42: Spitzenlast (links) und Lastfaktor P_{Mittel} / P_{Max} (rechts) auf Landkreisebene im Basisjahr

Beispielsweise weist der Landkreis Garmisch-Partenkirchen einen **hohen Anteil an Haushaltslast** und ein sehr niedriges Lastniveau auf, hat allerdings einen niedrigen Lastfaktor und somit hohe Lastschwankungen (Abbildung 43, links). Der Abendspitze im Winter durch die Beleuchtung steht eine geringe Stromnachfrage in den Sommernächten gegenüber. Landkreise mit einem **hohen Anteil des GHD-Sektors**, wie bspw. Rendsburg-Eckernförde, weisen in der Regel eine weniger fluktuierende Last auf als Landkreise, die durch den Haushaltssektor geprägt sind (Abbildung 43, rechts). Jedoch zeigen auch Landkreise mit hohem GHD-Anteil kein charakteristisches Bandlastverhalten entsprechend zu industriell geprägten Kreisen auf. Beispielsweise ist in Rendsburg-Eckernförde die Abendspitze weniger stark ausgeprägt als in haushaltsdominierten Landkreisen, dafür zeigt sich eine charakteristische Mittagsspitze im Sommer, die durch die erhöhte Aktivität des Sektors während des Tages hervorgerufen wird.

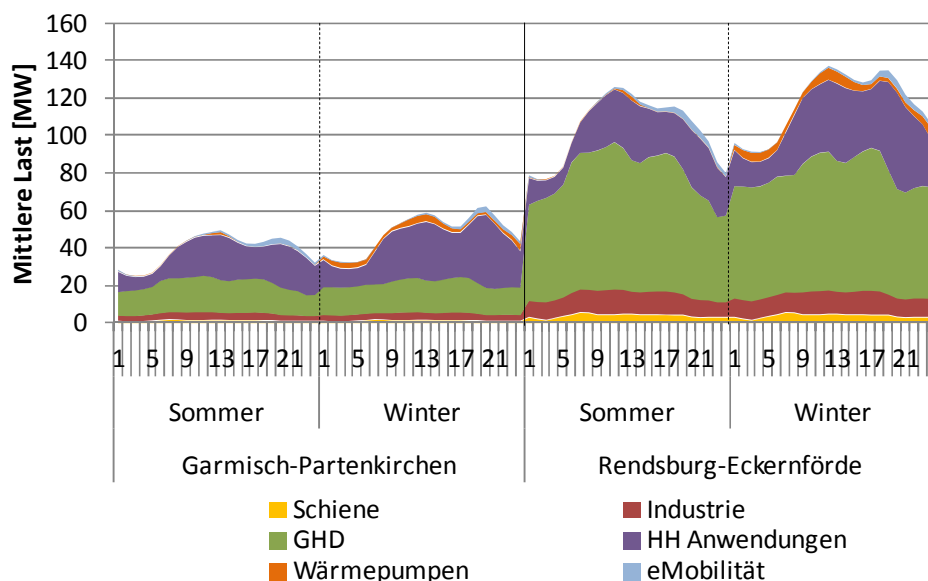


Abbildung 43: Sektoriale Betrachtung des Lastverlaufs in Sommer und Winter des Basisjahres 2013 in Garmisch-Partenkirchen (links) und Rendsburg-Eckernförde (rechts)

Landkreise mit einem Industriestandort wie bspw. Ludwigshafen am Rhein (siehe Abbildung 44) zeigen im Gegensatz dazu geringe Lastschwankungen auf einem sehr hohen Lastniveau. Grund dafür ist die relativ konstante Stromnachfrage der dort ansässigen Industrie.

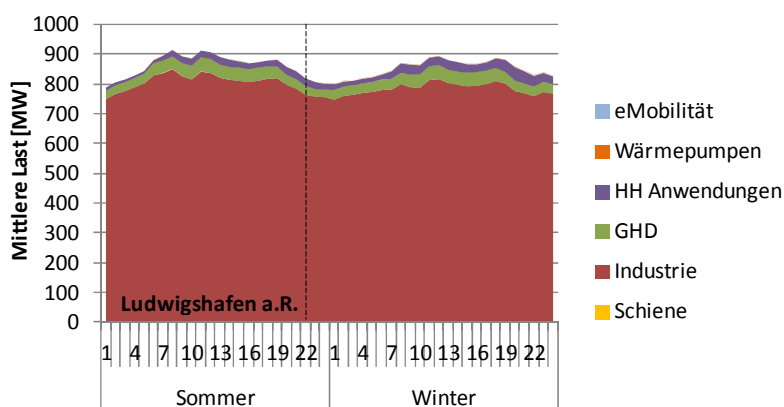


Abbildung 44: Sektoriale Betrachtung des Lastverlaufs in Sommer und Winter des Basisjahres 2013 in Ludwigshafen am Rhein

Es lässt sich für die Lastprojektion szenarioübergreifend feststellen, dass sich die **Spitzenlast prinzipiell in dieselbe Richtung wie die jährliche Nachfrage entwickelt**. Strukturschwache Regionen mit schrumpfender Bevölkerung weisen bis zum Jahr 2030 bzw. 2035 sinkende Spitzenlasten auf, wie bspw. Sachsen-Anhalt (ST) oder Thüringen (TH); Stadtstaaten Bundesländer wie Berlin (BE) oder Hamburg (HH) weisen den stärksten Anstieg der Spitzenlast auf, gefolgt von den Regionen Baden-Württemberg (BW) und Bayern (BY). Beides spiegelt sich auch in der jährlichen Nachfrageentwicklung wider. In der Tabelle 16 ist die Spitzenlast nach Bundesländern dargestellt für das Basisjahr und das Zieljahr der Szenarien.

Tabelle 16: Spitzenlast in GW in den Bundesländern im Basisjahr und in den Szenarien (oben); Entwicklung der Spitzenlast zwischen 2013 und 2030/35 (unten)

Szenario-Ergebnisse

	BB	BE	BW	BY	HB	HE	HH	MV	NI	NW	RP	SH	SL	SN	ST	TH
2013	2.53	1.98	11.16	14.4	0.78	6.18	2.04	1.14	8.31	18.73	4.32	2.1	1.61	3.17	2.26	2
A-2030	2.33	2.13	11.63	14.91	0.77	6.1	2.17	0.94	8.12	18.09	4.13	2.09	1.45	2.81	1.86	1.68
B-2030	2.26	2.24	11.9	14.97	0.8	6.08	2.23	0.92	8.11	17.72	4.02	2.06	1.41	2.75	1.77	1.62
B-2035	2.28	2.34	12.1	15.14	0.81	6.04	2.26	0.9	8.08	17.5	4.06	2.08	1.36	2.75	1.75	1.58
C-2030	2.35	2.45	12.73	15.68	0.86	6.46	2.42	0.95	8.55	18.55	4.22	2.2	1.46	2.88	1.84	1.68
A-2030	-8%	8%	4%	4%	-1%	-1%	7%	-17%	-2%	-3%	-4%	0%	-10%	-11%	-18%	-16%
B-2030	-11%	13%	7%	4%	3%	-2%	9%	-19%	-2%	-5%	-7%	-2%	-13%	-13%	-21%	-19%
B-2035	-10%	18%	8%	5%	4%	-2%	11%	-21%	-3%	-7%	-6%	-1%	-16%	-13%	-23%	-21%
C-2030	-7%	24%	14%	9%	10%	4%	18%	-16%	3%	-1%	-2%	5%	-9%	-9%	-18%	-16%

Bei einer feineren Auflösung der Lasten auf Landkreisebene zeigt sich allerdings, dass sich die **Spitzenlast oft stärker entwickelt als die jährliche Stromnachfrage** (siehe Abbildung 45). Die explizit genannten Landkreise in der Abbildung werden in der nachfolgenden Diskussion exemplarisch diskutiert.

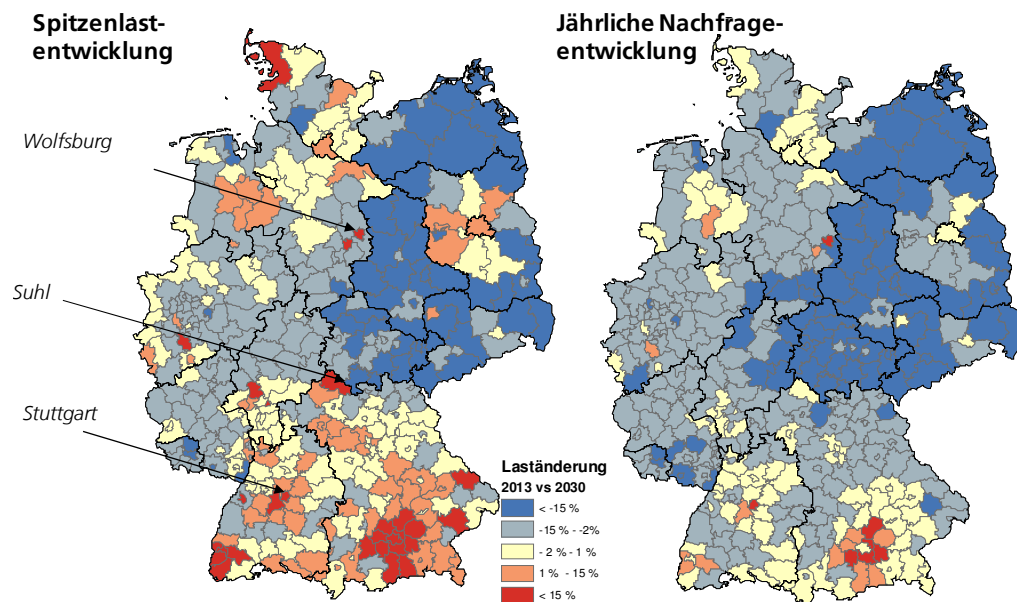


Abbildung 45: Entwicklung der Spitzenlast (links) im Vergleich mit der jährlichen Nachfrageentwicklung (rechts) zwischen 2013 und 2030 im Szenario B

Der primäre Grund für die überproportional starke Entwicklung der Spitzenlast ist der Zuwachs von Elektromobilität, der vor allem in den **Stadtstaaten und stadtnahen Regionen** mit hohen Bevölkerungsdichten wie bspw. München, Stuttgart oder Wolfsburg stattfindet. Hier nehmen die Spitzenlasten bis zum Jahr 2030 in allen Szenarien um über 15 % zu. Exemplarisch ist die Lastentwicklung für die Kreisstadt Stuttgart in Abbildung 46 dargestellt. Hier wächst die Spitzenlast von 647 MWh in 2013 um 25% (A-2030) bzw. 62% (B-2030) bzw. 84% (C-2030).

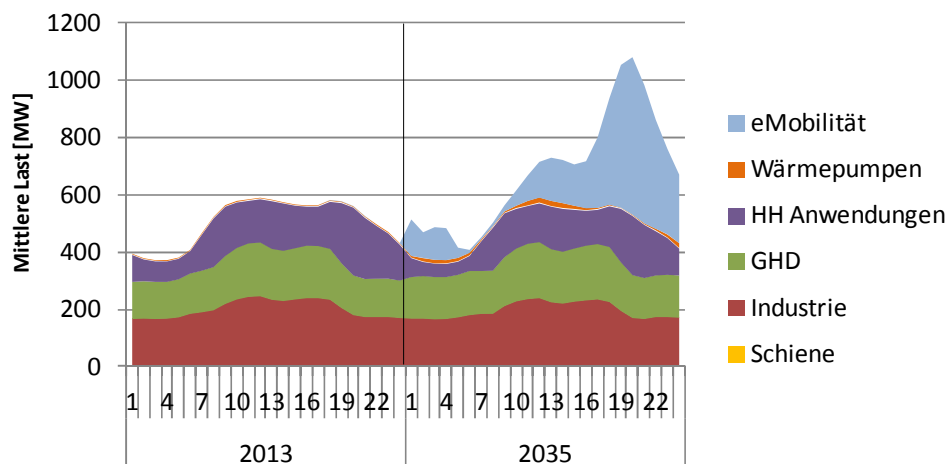


Abbildung 46: Sektorale Betrachtung des Lastverlaufs in Stuttgart an Winter-Werktagen im Basisjahr 2013 (links) und im Szenario B-2035 (rechts)

Schrumpfende Regionen, wie beispielsweise Suhl, sind vor allem durch ein Absinken der Lasten im Haushalts- und GHD-Sektor gekennzeichnet (siehe Abbildung 47). Das Schrumpfen der Sektoren Haushalte und GHD führt zudem zu einem insgesamt flacheren Lastverlauf. Nachtspeicherheizungen werden zwar auch in diesen Regionen zunehmend verdrängt und Wärmepumpen zunehmend installiert, die Entwicklung der Elektromobilität ist weniger dynamisch und ihre Stromnachfrage bleibt daher auch bis 2035 gering, was insgesamt zu einem starken Absinken der Spitzenlast führt.

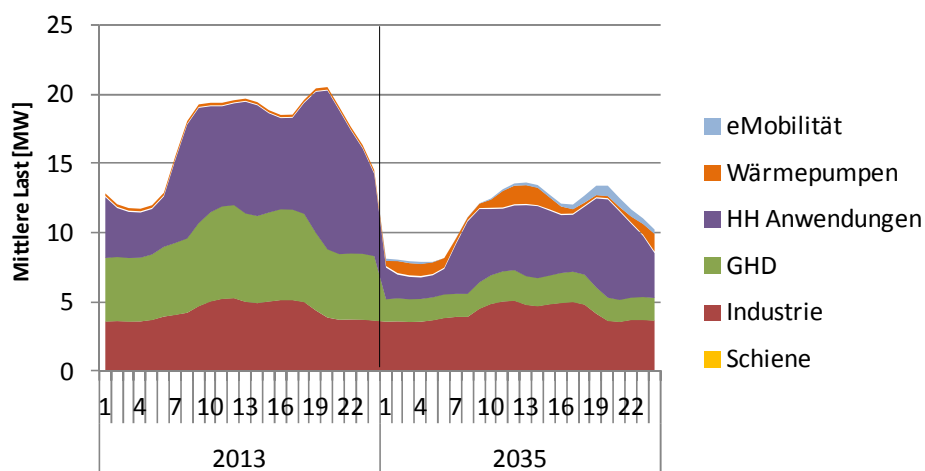


Abbildung 47: Sektorale Betrachtung des Lastverlaufs in Suhl an einem Winter-Werktag im Basisjahr 2013 (links) und im Szenario B-2035 (rechts)

Auch die **Entwicklung der minimalen Last** durchläuft bis 2030 bzw. 2035 einen Wandel (Tabelle 17). Ursachen hierfür sind die demographische Entwicklung, d.h. Regionen mit schrumpfender Bevölkerung zeigen ebenfalls schrumpfende Minimallasten. Eine weitere Ursache ist auch der Effizienzfortschritt, der selbst in wachsenden Regionen zu sinkenden Minimallasten führen kann, z. B. in Bremen (HB) wo die Spitzenlast um 14% steigt, die Minimallast dennoch um 1% sinkt.

Tabelle 17: Minimale Last in den Bundesländern im Basisjahr und in den Szenarien (oben); Entwicklung der Spitzenlast zwischen 2013 und 2030/35 (unten)

Szenario-Ergebnisse

	BB	BE	BW	BY	HB	HE	HH	MV	NI	NW	RP	SH	SL	SN	ST	TH
2013	1.14	0.74	4.53	5.65	0.36	2.41	1.00	0.43	3.86	9.72	2.09	0.87	0.72	1.25	1.15	0.87
A-2030	1.02	0.74	4.64	5.74	0.36	2.38	1.03	0.35	3.77	9.20	1.96	0.84	0.67	1.12	0.98	0.74
B-2030	0.97	0.70	4.40	5.41	0.34	2.25	0.97	0.33	3.57	8.73	1.85	0.78	0.63	1.06	0.94	0.70
B-2035	0.95	0.74	4.29	5.37	0.33	2.22	0.98	0.32	3.52	8.49	1.80	0.76	0.61	1.01	0.91	0.67
C-2030	1.01	0.77	4.68	5.76	0.36	2.42	1.04	0.35	3.76	9.08	1.92	0.84	0.67	1.10	0.96	0.73
A-2030	-10%	1%	3%	1%	-1%	-1%	3%	-20%	-2%	-5%	-7%	-3%	-8%	-11%	-14%	-15%
B-2030	-15%	-5%	-3%	-4%	-6%	-7%	-3%	-25%	-7%	-10%	-12%	-10%	-13%	-16%	-18%	-20%
B-2035	-16%	0%	-5%	-5%	-8%	-8%	-1%	-26%	-9%	-13%	-14%	-13%	-15%	-19%	-21%	-23%
C-2030	-11%	5%	3%	2%	-1%	0%	5%	-18%	-3%	-7%	-8%	-4%	-8%	-12%	-16%	-16%

Als ein Beispiel für **zukünftig steigende Lastfluktuationen** ist in Abbildung 48 die wachsende Spitzenlast in Bremen dargestellt, die fast ausschließlich auf das Laden von Elektrofahrzeugen zurückzuführen ist. Besonders in den Nachtstunden im Winter kommt es in Bremen zukünftig zu einer Reduktion der relativ niedrigen Stromnachfrage, was auf den Rückgang der Nachtspeicheröfen und einem generellen Effizienzfortschritt im GHD-Sektor und Industriesektor zurückzuführen ist.

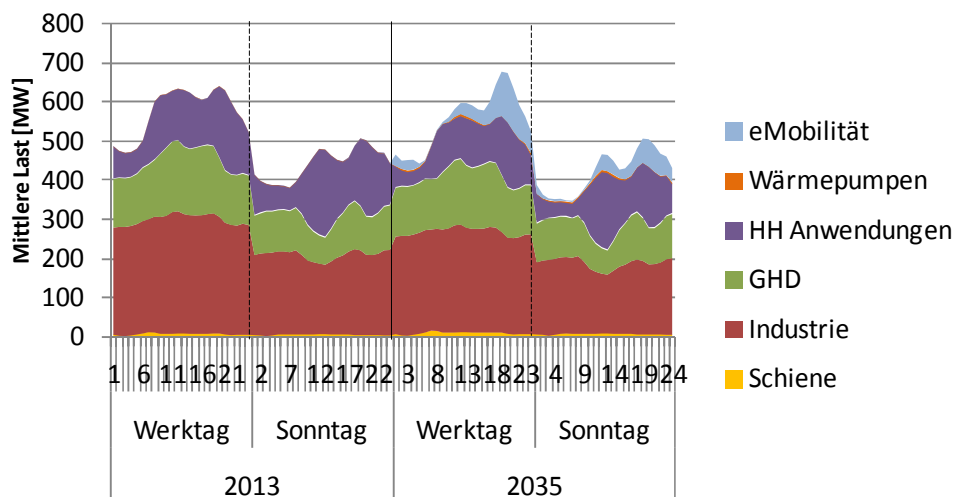


Abbildung 48: Sektoriale Betrachtung des Lastverlaufs in Bremen für Werk- und Sonntage im Winter im Basisjahr 2013 (links) und im Szenario B in 2035

Aufgrund des Effizienzfortschritts kommt es zu einem **gleichzeitigen Auftreten von erhöhter Spitzenlast und reduzierter Grundlast**, wodurch es zukünftig zu einer zunehmenden Spreizung zwischen minimaler und maximaler Last kommt (Abbildung 49). Die Abbildung zeigt die Verteilung der Last für alle Bundesländer an einem durchschnittlichen Winter-Werktag im Basisjahr und im Jahr 2030 für das Szenario B. In fast allen Bundesländern nimmt die Differenz zwischen minimaler und maximaler Last zu, außer in Sachsen-Anhalt, wo der Lastfaktor bis zum Jahr 2030 (Szenario B) um 0,12% wächst, da hier der Bevölkerungsrückgang schneller vonstattengeht als der Rückgang der (relativ hohen) Industrienachfrage. Bis zum Jahr 2035 nimmt allerdings auch in Sachsen-Anhalt die Fluktuation der Last zu (Lastfaktor -0.47%).

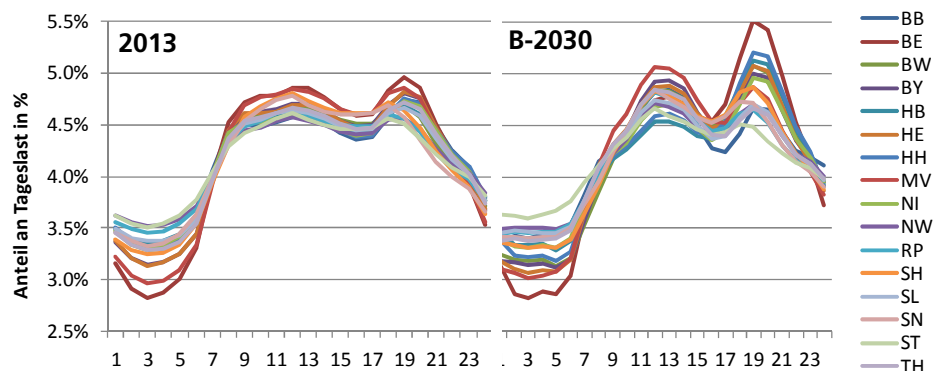


Abbildung 49: Verteilung der Last über den Tag im Basisjahr und im Szenario B in 2030 für die Bundesländer an einem mittleren Winter-Werktag

4.4

Analyse dezentraler Speicherkapazität und -leistung

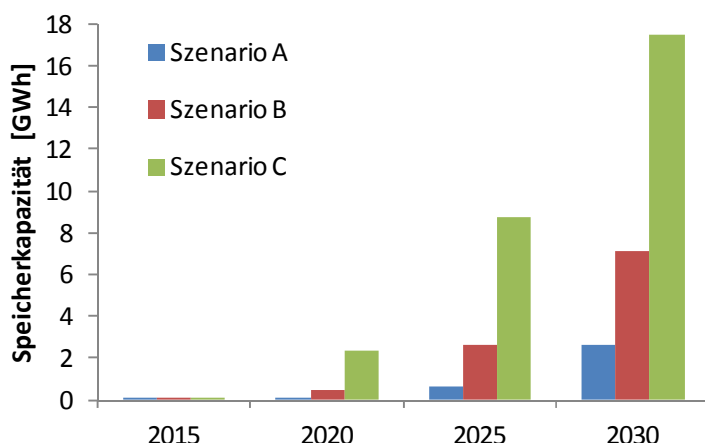
4.4.1 Nationale Ergebnisse bis 2030/2035

Die Analyse der Lastentwicklung im Kapitel 4.3 lässt auf zukünftig stärker fluktuierende Lastverläufe schließen. Dieser Trend kann zu einem erhöhten Speicherbedarf führen, der zur Lastglättung eingesetzt werden kann. Des Weiteren wird die **Installation von dezentralen Speichern** determiniert durch die PV-Ausbaupfade, die von den vier Übertragungsnetzbetreibern auf der Ebene einzelner Landkreise vorgegeben wurden. Daraus ergibt sich, dass beispielsweise im Szenario A erst in 2030 bei 50% der PV-Neuinstallationen Speicher als Kombination installiert werden. Im ambitionierteren Szenario C geschieht dies bereits im Jahr 2020 und im Jahr 2030 wird bei 95% aller PV-Installationen ein Speicher integriert.

Diese **Entwicklung des Marktwachstums** gilt sowohl für die Neuinstallation von PV-Speicher-Systemen als auch für die Nachrüstung von Solarstromspeichern. Die Speichernachrüstung findet für PV-Anlagen statt, welche nach 20 Jahren Betriebszeit aus der EEG-Vergütung fallen und somit eine alternative Anwendung zur Stromeinspeisung ins Netz notwendig wird.

In den nächsten Jahren fallen diese **Altanlagen** ohne Einspeisevergütung zunächst wenig ins Gewicht, belaufen sich auf rund 12% der Neuinstallationen in Szenario B in 2030. Für die Berechnung der Altanlagen wurde das EE-Anlagenregister⁶ ausgewertet. Die für diese Betrachtung relevanten Aufdachanlagen mit einer Leistung bis zu 10 kW_p konnten ihren Zubau ab 2000 bis zum Jahr 2011 kontinuierlich steigern, bevor ein starker Rückgang der Neuinstallationen zu verzeichnen war. Es ergibt sich die in Abbildung 50 dargestellte installierte Kapazität dezentraler Solarstromspeicher.

⁶ <http://www.energymap.info/download.html>



Szenario-Ergebnisse

Abbildung 50: Kapazität dezentraler Solarstromspeicher in Deutschland in den drei Szenarien

Während die **PV-Anlagen der Ein- und Zweifamilienhaushalte** ab 2020 konstant zunehmen (abgeleitet aus den Zubauzahlen der Übertragungsnetzbetreiber sind es in Szenario B in etwa 160.000 Neuanlagen pro Jahr), etabliert sich der Markt für Solarstromspeicher erst mit zunehmendem Zeithorizont.

Detaillierte Ergebnisse für **Kapazität und Leistung der Solarstromspeicher** sind in Tabelle 18 zu finden. In Szenario B wurde die Marktdiffusion bis zum Jahr 2035 betrachtet, die beiden anderen Szenarien enden bereits 2030. Aufgrund der Annahme, dass sich die Be- und Entladeraten der Speicher auch in Zukunft auf 0,5 C belaufen, ist die Speicherleistung zahlenmäßig die Hälfte der Kapazität.

Tabelle 18: Kapazität und Leistung dezentraler Solarstromspeicher in Deutschland in den drei Szenarien

Speicherkapazität / Speicherleistung		2015	2020	2025	2030	2035
Szenario A	GWh	0,004	0,10	0,67	2,59	--
	GW	0,02	0,05	0,33	1,30	--
Szenario B	GWh	0,02	0,50	2,63	7,13	11,05
	GW	0,01	0,25	1,31	3,75	5,52
Szenario C	GWh	0,14	2,36	8,71	17,51	--
	GW	0,07	1,18	4,36	8,76	--

Im **Szenario B** sind im Jahr **2030 etwa 7,13 GWh Speicherkapazität** in Deutschland installiert, was knapp **1 Million Heimspeichern** entspricht. Im Vergleich zu den im selben Jahr vorhandenen Elektrofahrzeugen von 8 Millionen ist dieser Zubau relativ gering. Trotzdem besteht eine gewisse Möglichkeit der Lastverlagerung. Inwieweit die Solarstromspeicher allerdings zur Glättung der Residuallast oder zur Reduktion der Spitzenlasten eingesetzt werden können, hängt davon ab, welche Anreize zukünftig gesetzt werden, um Haushalte dazu zu animieren, ihre Heimspeicher systemdienlich einzusetzen.

Nach den derzeitigen **politischen Rahmenbedingungen** ist es für die Haushalte am

rentabelsten, mithilfe der Speicher ihren Eigenverbrauch zu erhöhen. Diese individuelle Zielsetzung führt dazu, dass die Speicher nur dann für das Energiesystem zur Verfügung stehen, wenn im Einzelhaushalt kein Überschussstrom produziert wird, was in der Regel in den Wintermonaten der Fall ist. Der eigentliche Speichereinsatz wurde nachgelagert von den Übertragungsnetzbetreibern berechnet und ist nicht Gegenstand dieser Studie.

4.4.2 Räumliche Auflösung der dezentralen Speicherkapazität und -leistung

In Abhängigkeit von der Entwicklung des PV-Zubaus und der Entwicklung des Wohngebäudebestands wird die **installierte Kapazität der dezentralen Solarstromspeicher regional verteilt**. Tabelle 19 zeigt die Entwicklung der installierten Speicherkapazität in den Bundesländern in den Jahren 2015 bis 2035 für das Szenario B. Im Jahr 2015 befinden sich besonders viele Solarstromspeicher in Bayern, gefolgt von Nordrhein-Westfalen. Diese Erkenntnis deckt sich mit der Beobachtung des Speichermonitorings im Rahmen der KfW-Förderung (Kairies 2015). In Zukunft setzt sich dieser Trend fort und so sind im Jahr 2035 ebenfalls in Bayern, Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg die meisten Speicherkapazitäten vorhanden.

Tabelle 19: Entwicklung der installierten Kapazität dezentraler Solarstromspeicher in den Bundesländern im Szenario B in den Jahren 2015 bis 2035

Bundesland		2015	2020	2025	2030	2035
Baden-Württemberg	GWh	0,003	0,07	0,35	0,95	1,46
Bayern	GWh	0,007	0,13	0,70	1,88	2,90
Berlin	GWh	0,000	0,00	0,01	0,03	0,05
Brandenburg	GWh	0,001	0,02	0,10	0,27	0,42
Bremen	GWh	0,000	0,00	0,01	0,02	0,04
Hamburg	GWh	0,000	0,00	0,01	0,02	0,03
Hessen	GWh	0,001	0,03	0,16	0,45	0,69
Mecklenburg-Vorpommern	GWh	0,000	0,01	0,04	0,11	0,17
Niedersachsen	GWh	0,003	0,06	0,31	0,84	1,31
Nordrhein-Westfalen	GWh	0,003	0,07	0,36	0,98	1,53
Rheinland-Pfalz	GWh	0,002	0,04	0,20	0,53	0,82
Saarland	GWh	0,000	0,01	0,04	0,10	0,16
Sachsen	GWh	0,001	0,01	0,07	0,21	0,32
Sachsen-Anhalt	GWh	0,001	0,01	0,07	0,20	0,31
Schleswig-Holstein	GWh	0,001	0,02	0,10	0,28	0,43
Thüringen	GWh	0,001	0,02	0,10	0,26	0,40
Deutschland	GWh	0,02	0,50	2,63	7,13	11,05

Das größte **Speicherpotential** befindet sich damit zukünftig in Süddeutschland. Diese Region verzeichnet bis 2030 bzw. 2035 auch den größten Anstieg der Spitzenlasten aufgrund der wachsenden Elektromobilität in den Regionen in und um Stuttgart sowie München. Ein Lastausgleich durch einen systemdienlichen Einsatz der Solarstromspeicher ist daher möglich.

Abgesehen von der absoluten Höhe der installierten Speicherkapazität entwickeln sich die drei Szenarien vergleichbar. In Tabelle 20 ist die Kapazität der dezentralen Solarstromspeicher in den Bundesländern für die drei Szenarien im Jahr 2030 aufgeführt. In allen drei Fällen ist die größte Speicherkapazität in Bayern zu verzeichnen.

Tabelle 20: Kapazität dezentraler Solarstromspeicher in den Bundesländern in 2030 in den drei Szenarien

Bundesland		Szenario A	Szenario B	Szenario C
Baden-Württemberg	GWh	0,34	0,95	2,31
Bayern	GWh	0,69	1,88	4,52
Berlin	GWh	0,01	0,03	0,09
Brandenburg	GWh	0,10	0,27	0,67
Bremen	GWh	0,01	0,02	0,06
Hamburg	GWh	0,01	0,02	0,04
Hessen	GWh	0,16	0,45	1,11
Mecklenburg-Vorpommern	GWh	0,04	0,11	0,27
Niedersachsen	GWh	0,31	0,84	2,09
Nordrhein-Westfalen	GWh	0,35	0,98	2,45
Rheinland-Pfalz	GWh	0,19	0,53	1,31
Saarland	GWh	0,04	0,10	0,26
Sachsen	GWh	0,07	0,21	0,51
Sachsen-Anhalt	GWh	0,07	0,20	0,50
Schleswig-Holstein	GWh	0,10	0,28	0,69
Thüringen	GWh	0,09	0,26	0,64
Deutschland	GWh	2,59	7,13	17,51

Eine differenzierte Analyse nach Landkreisen zeigt für die drei Szenarien ein vergleichbares Bild: Die Solarstromspeicher werden vor allem in süddeutschen Landkreisen installiert sowie in den Kreisen im Gebiet zwischen Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen. Die Verteilung der Speicherkapazität auf die Landkreise für Szenario B in den Jahren 2030 und 2035 ist in Abbildung 51 dargestellt. Somit handelt es sich bei **Solarstromspeichern** um ein **ländliches Phänomen**. Es zeigt sich, dass in den Städten wesentlich weniger Speicher installiert werden als im umgebenden Umland, was deutlich am Beispiel der Region Stuttgart zu sehen ist. In Stuttgart selbst ist eine geringe installierte Speicherkapazität zu verzeichnen, während in den umliegenden Landkreisen die Summe der Speicher eine Kapazität von bis zu 21 MWh in Szenario B in 2030 erreicht. Die Ursache liegt in der größeren Anzahl von Ein- und Zweifamilienhäusern im ländlichen Bereich und damit verbunden auch dem höheren PV-Eigenversorgungspotential.

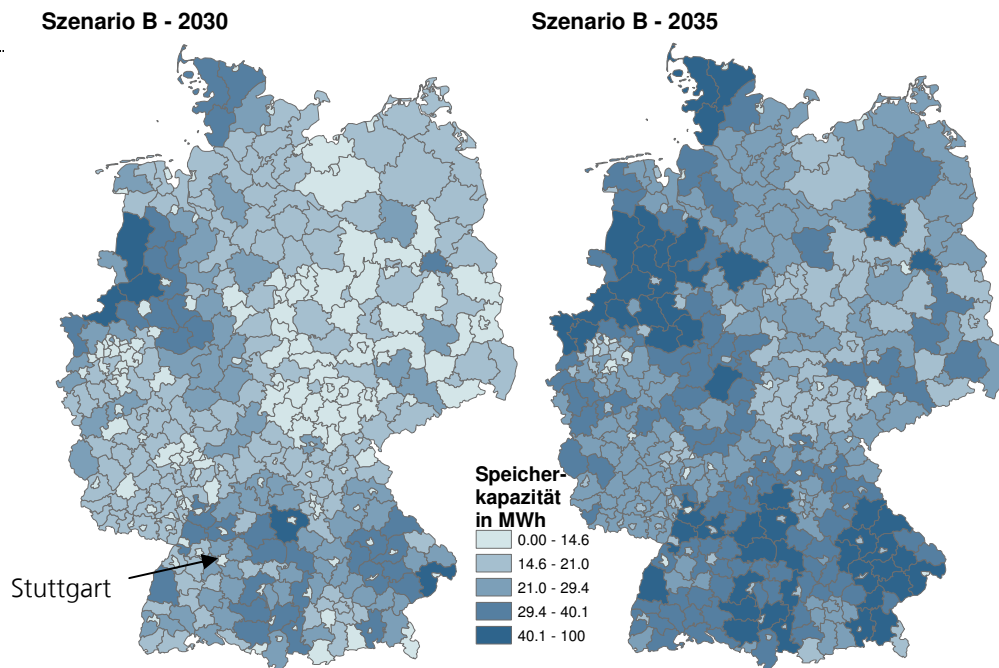


Abbildung 51: Kapazität dezentraler Stromspeicher in den Landkreisen in Szenario B in 2030 (links) und in 2035 (rechts)

Ähnliches zeigt sich auch in den Szenarien A und C im Jahr 2030, wie in Abbildung 52 dargestellt. Auch hier finden sich **Solarstromspeicher vor allem im ländlichen Bereich**. Eine Ausnahme bildet beispielsweise Berlin. In der Hauptstadt werden aufgrund relativ hoher PV-Zubauzahlen zukünftig auch vergleichsweise viele Speichersysteme installiert.

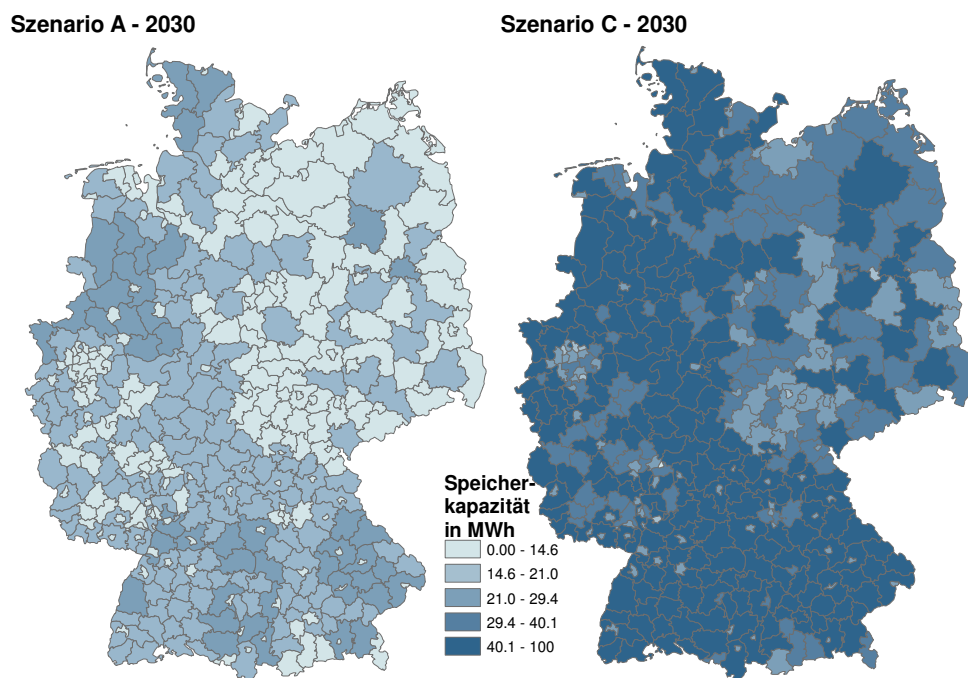


Abbildung 52: Kapazität dezentraler Stromspeicher in den Landkreisen in Szenario B in 2030 (links) und in 2035 (rechts)

Die modellgestützte Analyse der Stromnachfrage- und Lastentwicklung im Rahmen des NEP 2030 bietet die Möglichkeit einer **detaillierten Untersuchung und Darstellung zukünftiger Transformationspfade** unter Einbeziehung des technologischen und strukturellen Wandels. Die Untersuchung der Szenarien ermöglicht eine Reihe an grundlegenden Erkenntnissen, die im Folgenden dargelegt werden.

Im Bezug auf die zukünftige **Entwicklung der Stromnachfrage im NEP 2030** zeigt sich für das Szenario B ein nahezu kontinuierlich sinkender Trend bis zum Jahr 2030 auf das Niveau von etwa 490 TWh (-6,4% bezogen auf das Jahr 2013). Ursachen hierfür sind im Wesentlichen der Effizienzfortschritt von bestehenden Technologien, die den verbrauchserhöhenden Effekt von zusätzlicher Elektromobilität und Wärmepumpen überkompensieren. Demgegenüber führt im Szenario A die weniger ambitioniert ausgestalteten energiepolitischen Maßnahmen und die geringeren Anreize zur Verbreitung neuer Technologien zu einem gedämpften Rückgang der Stromnachfrage bis 2030 auf etwa 504 TWh (-3,7% bezogen auf das Jahr 2013). Der stärkste Anstieg der Stromnachfrage stellt sich im Szenario C ein, wobei es zunächst zu einem Rückgang der Stromnachfrage bis 2019 kommt, der im Wesentlichen durch eine Verbreitung von effizienter Beleuchtungstechnologie und der Deinstallation von Nachtspeicheröfen begründet ist. In den folgenden Jahren kommt es zu einem kontinuierlichen Anstieg der Stromnachfrage bis 2030, wobei das Stromnachfrage-Niveau in etwa wieder den 523 TWh aus 2013 entspricht. Der Anstieg ist durch eine sehr dynamische Verbreitung von neuen Anwendungen begründet, die aus der Szenario-Philosophie einer beschleunigten Energiewende hin zu smarten und flexiblen Stromverbrauchern resultiert.

Des Weiteren bietet der **Ausblick der Stromnachfrageentwicklung bis 2050** interessante Einblicke in deren strukturellen Verlauf. Es zeigt sich, dass die Entwicklung der Stromnachfrage in sämtlichen Szenarien die Struktur einer Wannenkurve aufweist, die bis zum Jahr 2030 bzw. 2035 im Wesentlichen durch einen effizienzbedingten Rückgang der Stromnachfrage determiniert ist. In den Jahren bis 2050 kommt es dann in allen drei Szenarien zu einem Anstieg der Stromnachfrage auf etwa 521 TWh im Szenario B, 534 TWh im Szenario A und 570 TWh im Szenario C. Trotz eines Rückgangs der Bevölkerung zwischen 2030 und 2050 um etwa 4 Mio. – der sich unmittelbar auf die Anzahl an Haushalten, das Arbeitskräftepotential und die Bruttowertschöpfung auswirkt – dominiert der nachfrageerhöhende Effekt der Verbreitung von Wärmepumpen und Elektromobilität in diesem Zeithorizont. Vor dem Hintergrund, dass die Analyse der Stromnachfrage-Entwicklung einen zentralen Baustein für die Planung des Infrastrukturausbaus der Stromnetze darstellt, wirft dies die Frage auf, inwieweit ein Ausblick der Stromnachfrageentwicklung ein Bestandteil der Netzentwicklungsplanung darstellen sollte.

Die Ergebnisse zur **regionalen Darstellung der Stromnachfrage** sind sowohl von der Qualität der landkreisspezifischen Strukturdaten als auch von dem analytischen Ansatz zur Ableitung von Verteilungsschlüsseln abhängig. Ein weiterer wichtiger Parameter ist auch die statistische Güte, mit der die modellgestützte Abbildung der regionalen Stromnachfrage im Ausgangsjahr die Netzgruppendaten der vier Übertragungsnetzbetreiber approximiert. Dafür konnte eine numerische Übereinstimmung von etwa 90% festgestellt werden, wodurch eine hohe statistische Güte gewährleistet ist. Die Nähe zwischen modellgestützten Ergebnissen und empirischen Netzdaten zeigt sich besonders bei Landkreisen mit einem relativ hohen Anteil an energieintensiver Industrie wie bspw. Stade, Rhein-Kreis Neuss oder

Ludwigshafen, die starke Ausreißer bei der landkreisspezifischen Analyse der Stromnachfrage darstellen. Eine detailliertere Untersuchung, differenziert nach Landkreisen und kreisfreien Städten, liefert szenarioübergreifend eindeutige Trends. Urbane Regionen und angrenzende Gebiete zeigen prinzipiell wachsende Tendenzen der Stromnachfrage, während ein Großteil der Landkreise in den neuen Bundesländern und sehr periphr gelegene Gebiete eher schrumpfende Tendenzen aufweisen.

Auf nationaler Ebene ergibt die **Analyse der Lastentwicklung** und der **Höchstlasten** eine insgesamt sinkende Last über den gesamten Tagesverlauf. Da der Nachfragerückgang insbesondere auf Effizienzgewinne von Beleuchtung und Wärmeanwendungen zurückzuführen ist, findet ein Absenken der Last primär in den frühen Morgen- und Nachtstunden statt. Der Rückgang der Last durch elektrische Heizsysteme ist dabei im Wesentlichen durch die Außerbetriebnahme von Nachtspeicherheizungen charakterisiert. Allerdings wird diese Reduktion der Stromnachfrage besonders in den Szenarien B und C durch die Verbreitung von Elektromobilität teilweise wieder aufgehoben oder sogar überkompensiert. Im Szenario C steigt die Spitzenlast trotz intelligenter Ladestrategien weiter an. Sinkende Stromnachfrage in den Morgen- und Nachtstunden sowie steigende Lasten durch das Laden von Elektrofahrzeugen in den Abendstunden erhöhen damit in den Szenarien B und C die Lastfluktuation.

Im Rahmen der **regionalen Analyse des Lastverlaufs** zeigte sich, dass sich die unterschiedliche sektorale Zusammensetzung der Stromnachfrage auf Landkreis-Ebene im Lastverlauf widerspiegelt. Industriell geprägte Landkreise wie Ludwigshafen am Rhein oder Suhl zeigen einen eher flacheren Lastverlauf mit hoher Grundlast. Landkreise, die vor allem durch den Haushalts- und GHD-Sektor geprägt sind, weisen hingegen stärkere Fluktuationen auf. Diese Schwankungen zeigen sich sowohl saisonal als auch über den Tagesverlauf. Ebenso hat die Verbreitung von Elektromobilität einen großen Einfluss: In Städten, in denen mit einer hohen Anzahl an Elektrofahrzeugen gerechnet wird, wie Stuttgart oder Wolfsburg, erhöht sich die Spitzenlast in den Abendstunden trotz der Berücksichtigung von Lastverlagerungsstrategien.

- BBSR (Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung) (2015): Die Raumordnungsprognose 2035 nach dem Zensus, Bonn.
- Boßmann (2015): The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- Boßmann und Staffell (2015): The shape of future electricity demand: Exploring load curves in 2050s Germany and Britain, Energy Vol. 90, Teil 2, October 2015, S. 1317-1333.
- Boßmann und Wietschel (2015): Lastmanagement als bedeutender Baustein für die Energiewende. In Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 65. Jg. (2015), Heft 11, S. 62-65.
- BMI (Bundesministerium des Inneren) (2013): Migrationsbericht des Bundesamtes für Migration und Flüchtlinge im Auftrag der Bundesregierung. Migrationsbericht 2011, Berlin.
- Dallinger (2012): Plug-in electric vehicles integrating fluctuating renewable electricity. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- Destatis (2013): Zensus 2011 – Ausgewählte Ergebnisse, Wiesbaden.
- Destatis (2015a): Bevölkerung Deutschlands bis 2060 – Ergebnisse der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung, Wiesbaden.
- Destatis (2015b): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen – Inlandsproduktberechnung Lange Reihen ab 1970, Fachserie 18, Reihe 1.5, Wiesbaden.
- Destatis (2015c): Gemeindeverzeichnis Gebietsstand: 31.12.2013, Wiesbaden.
- Destatis (2015d): Wohgebäude- und Wohnungsbestand, regionale Tiefe: Kreise und kreisfreie Städte, Wiesbaden.
- Deutsch und Graichen (2015): Was wäre, wenn ein flächendeckender Rollout von Solar-Speicher-Systemen stattfände?, Hintergrundpapier der Agora Energiewende.
- DWD (Deutscher Wetterdienst) (2015): WebWerdis, https://werdis.dwd.de/werdis/start.js_JSP.do, abgerufen am 12.08.2015.
- EU Commission (2015): Best practices on renewable energy self-consumption. Commission staff working document.
- Fischhaber et al. (2016), Fischhaber, S.; Regett, A.; Schuster, S.; Hesse, H.: Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen – Analyse von Nachnutzungsanwendungen, ökonomischen und ökologischen Potentialen. Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität (BuW). Ergebnisrapport Nr. 18.
- Fraunhofer ISI und DVGW (2015): Kurz- und mittelfristige Sektorkopplungspotentiale, noch nicht veröffentlicht, Karlsruhe, 2015.
- Fraunhofer ISI und DVGW (2015): Kurz- und mittelfristige Sektorkopplungspotentiale, Studie im Rahmen des UFOPLAN 2014, Karlsruhe.
- Fraunhofer ISI (2016): EEG-Öffnung. Projektbericht für das BMWi. Veröffentlichung voraussichtlich im April 2016.

- Gils (2014): Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. Energy, Volume 67, 1 April 2014, S. 1–18.
- Gnann (2015): Market diffusion of plug-in electric vehicles and their charging infrastructure. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- Hoffmann (2014): Importance and Evidence for Cost Efficient Electricity Storage. Forum Solarpraxis, Berlin.
- IEA (International Energy Agency) (2015): World Energy Outlook 2015, Paris.
- Kairies, Haberschusz, Magnor, Leuthold, Badede, Sauer (2015): Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher – Jahresbericht 2015. Studie des Instituts für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen.
- Klobasa (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation, ETH Zürich, Zürich.
- Matthes, et al., (2014), Matthes, F.; Repenning, J.; Emele, L.; Braungardt, S.; Eichhammer, W.; Fleiter, T.; Elsland, R.; Pfluger, B.; Schade, W.; Schlomann, B.; Sensfuß, F., et al.: Klima schutzszenario 2050, Öko-Institut, Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (Fraunhofer ISI), Berlin, Karlsruhe, 2014.
- NPE (Nationale Plattform Elektromobilität) (2013): Bericht des Beratergremiums der Bundesregierung und Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Acatech), München.
- OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) (2012): Medium and long-term scenarios for global growth and imbalances. OECD Economic Outlook, Vol. 2012, Seiten 191-224.
- Prognos et al. (2010), Prognos AG, EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln), GWS (Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Basel, Köln, Osnabrück, 2010.
- Prognos et al. (2014), Prognos AG, EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln), GWS (Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose, Basel, Köln, Osnabrück, 2014.
- Tesla Motors (2015): Technische Daten Powerwall, abgerufen am 4.11.2015: http://www.teslamotors.com/de_DE/powerwall.
- Thielmann, Sauer, Wietschel (2015): Gesamt-Roadmap stationäre Energiespeicher 2030. Studie des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung.
- VDE (2012): Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland.
- VDE (2015): Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene.
- Weniger, Bergner, Tjaden, Quaschnig (2015): Dezentrale Stromspeicher für die Energiewende. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin.