Karlsruhe Institute of Technology

Fraunhofer ISI

Dekarbonisierung des Energiesystems durch verstärkten Einsatz erneuerbaren Stroms im Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor bei gleichzeitigen Stilllegungen von Kraftwerken – Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Süddeutschland

Bilderquellen:
NASA Earth Observatory image by Robert Simmon on Visible Earth (http://visibleearth.nasa.gov/view.php?id=79765)
https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Ligne_haute-tension.jpg
Adam Opel AG, CC BY-NC 3.0, (https://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0/deed.de) image unchanged
https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Power_County_Wind_Farm_002.jpg

Karlsruhe Institute of Technology (KIT)
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion
Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Hertzstr. 16, Geb. 06.33
D-76187 Karlsruhe
Telefon:+49 721 608 44460/44569
Fax:+49 721 608 44682
info@iip.kit.edu
www.iip.kit.edu

Dekarbonisierung des Energiesystems durch verstärkten Einsatz erneuerbaren Stroms im Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor bei gleichzeitigen Stilllegungen von Kraftwerken – Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Süddeutschland

Autoren:

Rupert Hartel, Viktor Slednev, Hasan Ümitcan Yilmaz, Armin Ardone, Dogan Keles, Wolf Fichtner
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Lehrstuhl für Energiewirtschaft (KIT)

Anke Eßer, Marian Klobasa, Matthias Kühnbach, Pia Manz, Joachim Globisch, Rainer Elsland, Martin Wietschel
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Ansprechpartner:
Dogan Keles, Wolf Fichtner
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Lehrstuhl für Energiewirtschaft (KIT)

Gefördert vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (BWES16005)

Zusammenfassung

Der Umbau der Energieversorgung von einem auf fossilen Energieträgern basierenden zu einem von erneuerbaren Energien dominierten Energiesystem soll der Erreichung der Umwelt- und Klimaziele dienen, ohne dass dabei die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit unverhältnismäßig beeinträchtigt werden. In diesem Sinne soll nicht nur die Stromerzeugung auf erneuerbare Energien umgestellt, sondern auch der Verkehrs-, Industrie- und Wärmesektor durch den verstärkten Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energiequellen dekarbonisiert werden. Somit stellt sich die Frage, wie sich die zukünftig zu erwartende steigende Stromnachfrage aufgrund der Nutzung neuer Technologien, wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, bei gleichzeitiger Reduzierung des Anteils fossiler Kraftwerke (z. B. klimapolitisch bedingte Stilllegungen) auf die Versorgungssicherheit, insbesondere in Süddeutschland, auswirken wird. Zur Analyse der Versorgungssicherheit wird ein Modellkonzept entwickelt und angewendet, das sowohl die Untersuchung der Entwicklung der Stromnachfrage als auch die Bestimmung der optimalen Erzeugungstechnologien unter Berücksichtigung technischer, ökonomischer und klimapolitischer Restriktionen gestattet. Die Modelle FORECAST und eLoad ermöglichen es, Szenarios für die Entwicklung der Stromnachfrage und deren Struktur (Lastkurve) zu entwickeln. Auf der Angebotsseite wird das Optimierungsmodell PERSEUS-RES eingesetzt, um die regionale Verteilung und die technologische Zusammenstellung der erneuerbaren Energien zu ermitteln. PERSEUS-ADQ ermittelt den notwendigen Zubaubedarf zur Gewährleistung des definierten Zuverlässigkeitsniveaus von 99,97%. PERSEUS-EU bestimmt den ausgabenminimalen Technologiemix zur Deckung der Nachfrage zu jedem Zeitpunkt. Hierfür berücksichtigt das Modellportfolio das gesamte europäische Stromversorgungssystem und teilt zusätzlich Deutschland in zwei Regionen, Deutschland-Süd (DES) und Deutschland-Nord (DEN), auf. Untersuchungsge-

genstand sind zwei Szenarios „Low-Flex“ und „High-Flex“, die sich hinsichtlich des Anteils der steuerbaren Lasten (hier Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) unterscheiden. Hierbei wurde zusätzlich zwischen einer rein regionalen Betrachtung der Versorgungssicherheit (regionale Autarkie) und einer kooperativ-europäischen Lösung unterschieden. Darüber hinaus wurden im Rahmen weiterer Analysen die Auswirkungen eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kohleverstromung in Deutschland und Europa in Kombination mit einem verzögerten Netzausbau untersucht (CoalPhaseOut). Ferner wurde mit PERSEUS-NET eine Lastflussanalyse unter Hinzunahme von Sensitivitätsrechnungen, wie z. B. die Berücksichtigung des N-1-Kriteriums, durchgeführt.

Die Analyse mit dem Modellkonzept zeigt, dass der Einsatz von Strom im Wärme- und Verkehrssektor einen signifikanten Einfluss auf die Stromnachfrage und deren Struktur haben wird. Kurz- und mittelfristig (bis ca. 2030) kann die zusätzliche Nachfrage aus den Sektoren Wärme und Verkehr durch die Ausschöpfung von Energieeffizienzpotenzialen bei den klassischen Stromanwendungen kompensiert werden. Langfristig ist aber eine relevante Erhöhung der Stromnachfrage um bis zu 30% zu erwarten.

Die Ergebnisse der Systemanalysen hinsichtlich des Kapazitätsbedarfs im Low Flex-Szenario zeigen zunächst, dass zur Erreichung einer regionalen Autarkie ein hoher Kapazitätsbedarf (ca. 11 GW) an flexiblen Kraftwerken in Deutschland-Süd bereits 2020 nötig wäre. Unter den gewählten Annahmen ist im europäisch-kooperativen Szenario, das der Zielsetzung hinsichtlich einer „Energy Union” entspricht, dagegen von einem relativ geringen Neubaubedarf an flexiblen Kraftwerken in Deutschland bis 2025 auszugehen. Falls der sogenannte „Ten Year Network Development Plan” (TYNDP) eingehalten wird, steigt bis 2050 der über den gesamten Zeitraum kumulierte Neubaubedarf an gesicherter Leistung in den beiden deutschen Regionen auf jeweils ca. 23 GW. Der mit PERSEUS-EU ermittelte optimierte Kraftwerkszubau zur Deckung des Leistungsbedarfs besteht in frühen Perioden des Betrachtungshorizonts aus einer Mischung aus Gas- und

Dampfturbinen-Kraftwerken (GUD) und Gasturbinen, in den späteren Jahren hingegen in Deutschland-Süd überwiegend aus Gasturbinen. Unter Berücksichtigung der Pumpspeicherkraftwerke und der im Markt verbleibenden Bestandskraftwerke zeigt die Analyse, dass über den gesamten Planungszeitraum die Bereitstellung von ca. 70 GW flexibler Kapazität in Gesamtdeutschland notwendig ist.

Im Gegensatz zu dem Ausgangsszenario Low-Flex wird im Szenario „Coal-PhaseOut“, das einen gestuften Kohleausstieg und eine Verzögerung beim Netzausbau gegenüber dem „Netzentwicklungsplan 2014“ vorsieht, bereits im Jahr 2025 rund 10 GW neue Kapazität benötigt (ca. 3 GW entfallen auf Deutschland-Nord und ca. 7 GW auf Deutschland-Süd). Der Bedarf für zusätzliche Kraftwerksleistung steigt über den Analysezeitraum an, aber der Unterschied zwischen den beiden Szenarios bleibt nahezu konstant (46 GW für Gesamtdeutschland im Jahr 2050 im Low-Flex-Szenario und 55 GW im CoalPhaseOut-Szenario). Dieser Unterschied liegt darin begründet, dass im CoalPhaseOut-Szenario in Deutschland im Jahr 2050 keine kohlebefeuerte Kraftwerksleistung mehr vorhanden ist.

Die Analysen mit PERSEUS-NET zeigen, dass ein stabiler Netzbetrieb sowohl kurzfristig (bis zum Jahr 2025) als auch langfristig (bis zur letzten betrachteten Periode 2050) möglich ist und dass die Versorgungssicherheit auch unter Transportnetzrestriktionen über verschiedene Szenarios hinweg gesichert ist, falls die innerdeutschen Leitungen nach dem Netzentwicklungsplan 2014 ausgebaut werden und der TYNDP ohne nennenswerte Verzögerungen realisiert wird. Allerdings ist zu betonen, dass hierfür der Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien in gewissem Maße regional und technologisch diversifiziert erfolgen muss, dass der erwähnte regionale Kapazitätsbedarf realisiert werden muss und dass der europäische Stromausgleich nicht behindert werden darf.

Abstract

The European Union and national governments foster the transition from a fossil-fuel-based energy system to an energy system dominated by renewable energies to achieve environmental and climate targets without compromising security of supply and economic efficiency. Therefore, it is not only aimed to convert the electricity sector to a renewable-based system, but also to decarbonize the transport, industrial and heating sector. This is supposed to be achieved, among other means, by increasing the use of electricity from renewable energy sources in these sectors. The increase of electricity demand in the other sectors due to the introduction of new technologies, such as electric vehicles and heat pumps, raises the following question: How will this increase affect security of supply, especially in southern Germany, taking into account that at the same time fossil-fueled power plants might be closed faster (than typical lifetimes of conventional plants), e.g. because of political measures. To analyse this research question, a model concept has been developed and applied to investigate the development of electricity demand and the optimal portfolio of generation technologies. The model concept takes into account technical, economic and climate policy restrictions. The two demand side models (FORECAST and eLoad) synthesize scenarios for the development of electricity demand and its shape (load curve). On the supply side, optimization models are applied to determine both the regional distribution of fluctuant renewable energies (PERSEUS-RES) and the need for flexible technologies (PERSEUS-ADQ), taking into account stochastic failures and planned outages in the power plant portfolio. The models allow dividing Germany into two regions, Germany-South and Germany-North. The outcome of these models (including PERSEUS-EU to determine to expenditure-minimal share of technologies) with regard to capacity expansion is then applied as an input to PERSEUS-NET for the unit commitment with grid restrictions. The PERSEUS-NET model anal-

yses whether a stable grid operation is possible with the calculated power plant capacities and demand can be served at all system nodes.

The analysis using the model concept shows that the use of electricity in the heating and transport sector will have a significant impact on electricity demand and its structure. In the short- and mid-term (until 2030), the additional demand from the heating and transport sectors can be compensated by exploiting energy efficiency potentials of traditional electricity devices. In the long term, however, demand for electricity is expected to increase by up to 30% compared to the 2015 level. However, additional demand peaks can be compensated, for example, by flexible control of heat pumps and intelligent charging of electric vehicles.

The analysis of the expected demand for new power plant capacity is carried out for two different scenarios, “Low-Flex” and “High-Flex”, which differ in the amount of heat pumps and electric cars available for load shifting. For the Low-Flex scenario, the new capacity demand is determined again for two cases: first, by a purely regional self-sufficiency requirement, without the possibility of electricity imports. Second, the demand for new capacity is calculated in a European cooperative scenario, i.e. the possibility of electricity imports is given, which corresponds to the current political objectives with regard to the "Energy Union". The results indicate that a large amount of new capacity (approx. 11 GW) would already be needed in 2020 in Germany-South to achieve regional self-sufficiency. However, under the assumed conditions the demand for new flexible power plants will be rather low until 2025 in the European cooperative scenario, if the projects of the so-called "Ten Year Network Development Plan" are realized in time. By 2050, the cumulative capacity requirement over the entire period will increase to around 23 GW of secured capacity in each of the two German model regions. The new capacity determined by the model initially consists of combined cycle gas power plants and gas turbines. In the later years (after 2035), predominantly gas turbines are expected to be built in Germany-South. Including pumped storage power plants and the existing power

plants remaining in the market, the availability of approximately 70 GW of flexible capacity (in Germany) is a prerequisite over the entire planning period to ensure that demand is met with the pre-defined level of security of supply.

A further scenario called "CoalPhaseOut" is also investigated to consider a coal phase-out in Germany and some European countries and a delay in grid expansion compared to the so-called "Grid Development Plan 2014". In contrast to the initial scenario Low-Flex, in this scenario Germany already requires around 10 GW new capacity in 2025 (approx. 3 GW in Germany-North and approx. 7 GW in Germany-South). The need for additional power plant capacity increases over time, but the difference between the two scenarios remains almost constant (46 GW in 2050 in the Low-Flex scenario and 55 GW in the CoalPhaseOut scenario). This difference is due to the fact that in case of a phase-out policy, no coal-fired power plant capacity at all will be available in Germany in 2050.

The analyses with the PERSEUS-NET model show that stable grid operation is possible in the short term (until 2025) and in the long term (until 2050). The security of supply is guaranteed also under grid restrictions across various scenarios, but it is necessary that inner German lines are expanded according to the Grid Development Plan 2014 and the TYNDP is implemented without delays. Furthermore, it is worth to mention that to a certain extent the expansion of fluctuating renewable energies must be regionally and technologically diversified, that the above-mentioned regional capacity requirements must be met and that European electricity exchange must not be hindered.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung ..... **i**

Abstract ..... **v**

Inhaltsverzeichnis ..... **ix**

Abbildungsverzeichnis ..... **xiii**

Tabellenverzeichnis ..... **xix**

Vorwort ..... **xxi**

1. Einleitung und Struktur der Studie **1**

2. Annahmen und Szenariobeschreibung **5**

2.1. Szenariorahmen 5

2.2. Szenarioübergreifende Annahmen 6

2.2.1. Allgemeine energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen 6

2.2.2. Annahmen zur Nachfrageentwicklung 8

2.2.3. Annahmen Angebotsseite 11

2.2.4. Annahmen Stromnetzentwicklung 12

2.3. Szenariospezifische Annahmen 14

2.3.1. Annahmen zur Nachfrageentwicklung 14

2.3.2. Annahmen Angebotsseite 17

3. Methodische Vorgehensweise **19**

3.1. Modellkonzept 19

3.2. Modellierung der zukünftigen Stromnachfrage 21

3.2.1. Modellierung der jährlichen Stromnachfrage 23

3.2.2. Modellierung der stündlich aufgelösten Last und Simulation von Lastmanagement 40

3.3. Modellierung des zukünftigen erneuerbaren Stromangebots 42

3.4. Bestimmung des Kraftwerksbedarfs/ Gewährleistung der Versorgungssicherheit 46

3.5. Kraftwerksausbaumodell 51
3.6. Lastflussoptimierung 53

4. Ergebnisse: Entwicklung der Nachfrage und Lastprofile 59
4.1. Entwicklung der jährlichen Nachfrage 59
4.1.1. Entwicklung neuer Stromanwendungen 60
4.1.2. Industriesektor 61
4.1.3. Haushaltssektor 63
4.1.4. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen 64
4.1.5. Verkehrssektor 65
4.1.6. Regionale Analysen der Stromnachfrage 66
4.1.7. Entwicklung der Stromnachfrage der Anrainerstaaten 69
4.1.8. Entwicklung der CO_2-Emissionen in Deutschland und Baden-Württemberg 71
4.2. Entwicklung der stündlich aufgelösten Nachfrage in Deutschland unter Berücksichtigung von Lastmanagement 72
4.2.1. Analyse von Lastmanagement in Deutschland 79
4.2.2. Entwicklung der stündlich aufgelösten Nachfrage in Baden-Württemberg 82
4.2.3. Entwicklung der stündlich aufgelösten Nachfrage für ausgewählte Regionen 85
4.2.4. Entwicklung der stündlich aufgelösten Nachfrage für die Anrainerstaaten Deutschlands 89
4.2.5. Schlussfolgerungen zur Entwicklung der Systemlast 91
4.3. Akzeptanzanalysen von Power-to-Heat-Technologien für Eigenheimbesitzer 92
4.3.1. Methodische Herangehensweise 92
4.3.2. Ergebnisse der Akzeptanzstudie 95

5. Ergebnisse: Kraftwerksbedarf und Erzeugungssicherheit 101
5.1. PERSEUS-RES: Kostenminimale Allokation erneuerbarer Energien unter Netzrestriktionen 101
5.2. Low-Flex-Szenario: Kraftwerkspark und Erzeugungssicherheit 106

5.2.1. Bestimmung des Kapazitätsbedarfs unter Berücksichtigung stochastischer Kraftwerksausfälle 107
5.2.2. Optimaler Kraftwerkspark in Europa und Deutschland..... 111
5.2.3. Analyse der Erzeugungssicherheit unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen..... 115
5.3. Implikationen eines möglichen Kohleausstiegs 118
5.3.1. Bestimmung des Kapazitätsbedarfs unter Berücksichtigung stochastischer Kraftwerksausfälle 118
5.3.2. Optimaler Kraftwerkspark in Europa und Deutschland..... 120
5.4. Sensitivitätsanalysen 122
5.4.1. Analyse der Erzeugungssicherheit im Falle eines Kohleausstiegs unter Berücksichtigung von zusätzlichen Netzrestriktionen..... 123
5.4.2. Implikationen einer verstärkten Speicherdurchdringung auf den Kraftwerksmix..... 126
5.4.3. Einfluss höherer Verfügbarkeit an Flexibilität 128

6. Schlussfolgerungen 131

Literaturverzeichnis.....135

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Szenariobaum der modellbasierten Analysen. 6

Abbildung 2: Relative Entwicklung der Bevölkerung (POP) und des Bruttoinlandsprodukts (BIP) in Deutschland. Quelle: Capros et al. 2016..... 7

Abbildung 3: Entwicklung der Energieträger- und CO_2-Zertifikatspreise. 8

Abbildung 4. Entwicklung der Grenzkuppelkapazitäten nach Deutschland in Anlehnung an den 12

Abbildung 5: Aufteilung des deutschen Transportnetzes (2015) in die Regionen DE-Nord (DEN) und DE-Süd (DES). 13

Abbildung 6: Diffusionspfade für die Steuerungsfähigkeit von Elektro-Fahrzeugen und Wärmepumpen. Diese sind dem Szenario B (Low-Flex) bzw. C (High-Flex) des Begleitgutachtens für den Netzentwicklungsplan 2014 entnommen. 15

Abbildung 7: Entwicklung der Stein- und Braunkohlekapazität in Deutschland im CoalPhaseOut-Szenario. 17

Abbildung 8: Überblick über das entwickelte Modellkonzept. 21

Abbildung 9: Zeitliche und räumliche Auflösung der Modelle FORECAST und eLOAD..... 22

Abbildung 10: Struktur des Modells FORECAST. 25

Abbildung 11: Schematische Darstellung der Modellhierarchie von FORECAST-Industry am Beispiel des Papiergewerbes..... 29

Abbildung 12: Verhältnis der Benzin- und Strompreise in den EU-Ländern. 37

Abbildung 13: Prozessschaubild des Ablaufs der Modellierung der stündlich aufgelösten Nachfrage mit dem Modell eLOAD. 41

Abbildung 14: Ansatz zur Ableitung von Profilen und Potentialen für eine Allokationsplanung erneuerbarer Energien. 43

Abbildung 15: Verteilung von (Bestands-) Windkraftanlagen in Europa. 45
Abbildung 16: Ablaufdiagramm zur Bestimmung der Kapazitätslücke mit PERSEUS-ADQ. 47
Abbildung 17: Grafische Ableitung der Kapazitätslücke (links: schematisch, rechts: exemplarisch für DES im Jahr 2020). 49
Abbildung 18: Vereinfachte Darstellung des PERSEUS-EU Modells. 51
Abbildung 19: PERSEUS-EU Modell umfasst den Stromsektor von 28 europäischen Ländern (EU28 ohne die Inseln Zypern und Malta, jedoch mit der Schweiz und Norwegen). 52
Abbildung 20: Regionalisierungsansatz zur Ableitung nodaler Lastprofile und erneuerbarer Einspeiseprofile. 54
Abbildung 21: Modellvarianten zur Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen. 56
Abbildung 22: Entwicklung der jährlichen Nachfrage bis 2050 in den einzelnen Sektoren bzw. Anwendungen bis 2050 in Deutschland (links) und Baden-Württemberg (rechts). 59
Abbildung 23: Entwicklung des Stromverbrauchs durch Sektorkopplungs-technologien. 61
Abbildung 24: Stromnachfrage bis 2050 in den Industrie-Subsektoren in Deutschland. 62
Abbildung 25: Stromnachfrage bis 2050 nach Anwendungen im Haushaltsbereich in Deutschland. 63
Abbildung 26: Stromnachfrage bis 2050 nach Branchen im GHD-Sektor in Deutschland. 64
Abbildung 27: Stromnachfrage bis 2050 durch Verkehrsanwendungen in Deutschland. 66
Abbildung 28: Prozentuale Veränderung der Stromnachfrage in 2050 in Bezug auf 2015 in den Landkreisen und kreisfreien Städten in Deutschland mit (links) und ohne (rechts) neue Anwendungen. 66

Abbildung 29: Veränderung der sektoralen Stromnachfrage (links) und des Anteils der jeweiligen Sektoren an der Stromnachfrage (rechts) in 2050 im Vergleich zu 2015 im Stadtkreis Stuttgart 67

Abbildung 30: Veränderung der sektoralen Stromnachfrage (links) und des Anteils der jeweiligen Sektoren an der Stromnachfrage (rechts) in 2050 im Vergleich zu 2015 im Landkreis Schwäbisch Hall 68

Abbildung 31: Veränderung der sektoralen Stromnachfrage (links) und des Anteils der jeweiligen Sektoren an der Stromnachfrage (rechts) in 2050 im Vergleich zu 2015 im Landkreis Baden-Baden 68

Abbildung 32: Entwicklung der sektoralen Stromnachfrage im europäischen Ausland bis 2050 69

Abbildung 33: Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland und Baden-Württemberg für den Gebäude- und Industriesektor in Bezug auf 2015 71

Abbildung 34: Entwicklung der durchschnittlichen Systemlast ohne Lastmanagement, im Low-Flex- und High-Flex-Szenario für Deutschland von 2020 bis 2050 73

Abbildung 36: Entwicklung der durchschnittlichen Systemlast ohne Lastmanagement für Deutschland von 2020 bis 2050. 74

Abbildung 37: Entwicklung der durchschnittlichen Systemlast im Low-Flex-Szenario für Deutschland von 2020 bis 2050. 75

Abbildung 38: Entwicklung der durchschnittlichen Systemlast im High-Flex-Szenario für Deutschland von 2020 bis 2050. 76

Abbildung 38: Maximale innerhalb eines Jahres (nicht zeitgleich) verschobene Leistung im High-Flex-Szenario nach Prozessen im Sektor Industrie in Deutschland. 80

Abbildung 39: Maximale, innerhalb eines Jahres (nicht zeitgleich) verschobene Leistung im High-Flex-Szenario nach Prozess im Sektor Industrie in Deutschland. 81
Abbildung 40: Entwicklung der maximalen Lastverschiebung (nicht zeitgleich) von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen für das Low-Flex- und High-Flex-Szenario. 82
Abbildung 41: Entwicklung der Gesamtlast des Bundeslandes Baden-Württemberg im Durchschnitt über den Tagesverlauf für die betrachteten Szenarios bis zum Jahr 2050. 83
Abbildung 42: Entwicklung der regionalen Gesamtlast im Jahresdurchschnitt über den Tagesverlauf am Beispiel Stuttgart. 85
Abbildung 43: Diffusion der Elektromobilität in der Region Stuttgart (Low-Flex-Szenario) für die Jahre 2020 und 2035. 86
Abbildung 44: Entwicklung der regionalen Gesamtlast im Jahresdurchschnitt über den Tagesverlauf am Beispiel Schwäbisch Hall. 87
Abbildung 45: Diffusion der Elektromobilität in der Region Schwäbisch Hall (Low-Flex-Szenario) für die Jahre 2020 und 2035. 88
Abbildung 46: Entwicklung der regionalen Gesamtlast im Jahresdurchschnitt über den Tagesverlauf am Beispiel Baden-Baden. 88
Abbildung 47: Beispiel für Tarife mit flexiblen Wärmepumpen und Pufferspeicher sowie Auszug des daran anschließenden Fragebogens 93
Abbildung 48: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energiequellen in Europa und Deutschland 102
Abbildung 49: Entwicklung der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen in Europa und Deutschland 103
Abbildung 50: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energiequellen in DES und DEN 104
Abbildung 51: Entwicklung der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen in DES und DEN 104

Abbildung 52: Verteilung der Wind Onshore-Kapazitäten in Jahr 2015 (links), 2035 (Mitte) und 2050 (rechts) 105

Abbildung 53: Verteilung der PV-Kapazitäten in Jahr 2015 (links), 2035 (Mitte) und 2050 (rechts) 106

Abbildung 54: PERSEUS-ADQ - Kapazitätsbedarf in Deutschland-Süd (DES) und Deutschland-Nord (DEN) ohne die Möglichkeit des Stromaustausches (regionale Autarkie) 108

Abbildung 55: Entwicklung der Residuallastkurve für Deutschland-Nord und Süd über den Analysehorizont 109

Abbildung 56: Ergebnis der Monte-Carlo Simulation: Kapazitätsbedarf in Deutschland-Süd (DES) und Deutschland-Nord (DEN) mit der Möglichkeit des Stromaustausches 110

Abbildung 57: Ergebnis der Monte-Carlo Simulation: Kapazitätsbedarf für ausgewählte Regionen 110

Abbildung 58: Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa und Deutschland 111

Abbildung 59: Entwicklung der Stromerzeugung in Europa und Deutschland 112

Abbildung 60: Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland-Süd und -Nord 113

Abbildung 61: Entwicklung des Produktionsmix in Deutschland-Süd und -Nord 114

Abbildung 62: Reduktion der CO_2-Emissionen in der EU und Deutschland 115

Abbildung 63: Auslastung des deutschen Transportnetzes im Jahr 2025 ... 116

Abbildung 64: Leitungsauslastung zur Stunde der höchsten Residuallast in Deutschland im Jahr 2025 im Falle einer DC-Optimierung (links) und einer AC-Optimierung (rechts) 117

Abbildung 65: PERSEUS-ADQ - Kapazitätsbedarf in Deutschland-Süd (DES) und Deutschland-Nord (DEN) im Low-Flex- und CoalPhaseOut-Szenario 119

Abbildung 66: Unterschied in der Kapazitätsentwicklung des CoalPhaseOut-Szenarios zum Low-Flex-Szenario in Deutschland-Süd und -Nord 120
Abbildung 67: Unterschied in der Stromproduktion des CoalPhaseOut-Szenarios zum Low-Flex-Szenario in Deutschland-Süd und -Nord 121
Abbildung 68: Entwicklung der CO_2-Emissionen in Europa (links) und Deutschland (rechts) 122
Abbildung 69: Einspeisung aus konv. Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken im Jahr 2025 unter Berücksichtigung der N-1 Restriktion..... 124
Abbildung 70: Kraftwerkseinsatz im Extremfall bei einer stochastischen N-1 sicheren Optimierung..... 125
Abbildung 71: Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa unter Berücksichtigung von Stromspeicherinvestitionen..... 128

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vereinbarte Treibhausgasminderung im Jahr 2050 in Bezug auf 1990. 7
Tabelle 2: Technische Lebensdauern von Kraftwerkstechnologien. 11
Tabelle 3: Parametrierung der Lastmanagementsimulation. 16
Tabelle 4: Eingangsdaten der Sektormodelle von FORECAST. 27
Tabelle 5: Branchenstruktur von FORECAST-Industry (nach Eurostat). 30
Tabelle 6: Klassifizierung der Branchen von FORECAST-Tertiary. 31
Tabelle 7: Entwicklung von mittlerer und maximaler Systemlast sowie der Auswirkungen von Lastmanagement in Deutschland im Szenarienvergleich. 79
Tabelle 8: Übersicht über die Entwicklung der Gesamtlast Baden-Württembergs in den betrachteten Szenarios. 84
Tabelle 9: Übersicht über die Entwicklung der Systemlast in den Nachbarstaaten Deutschlands 90
Tabelle 10: Einfluss der Tarifmerkmale auf die Tarifbewertung 96
Tabelle 11: Vergleich der techno-ökonomischen Parameter von Gasturbinen und Batteriespeichern in den Jahren 2030 und 2050. Die Annahmen basieren auf (Andreas Schröder, 2013) (Babrowski, 2015) (O. Schmidt, 2017) 127

Vorwort

Der vorliegende Abschlussbericht beschreibt die wesentlichen Ergebnisse und Arbeiten im Rahmen des Forschungsvorhabens „DESK - Dekarbonisierung des Energiesystems durch verstärkten Einsatz erneuerbaren Stroms im Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor bei gleichzeitigen Stilllegungen von Kraftwerken – Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Süddeutschland“.

Die globalen und nationalen Umwelt- und Klimaschutzziele sind nur durch eine weitgehende Dekarbonisierung der Energieversorgung zu erreichen. Die Dekarbonisierung erfordert allerdings, dass nicht nur die Stromerzeugung auf erneuerbare Energien umgestellt wird, sondern dass der „erneuerbare Strom“ auch zunehmend die Nutzung fossiler Energieträger im Verkehrs-, Industrie- und Wärmesektor substituiert (sogenannte Power-to-X-Optionen). Dabei stellt sich die Frage, ob und wie die Versorgungssicherheit bei einer nahezu vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems garantiert werden kann. Dies ist eine der zentralen energiepolitischen Fragestellungen, zu der dieses Forschungsvorhaben mithilfe des entwickelten Energiemodellsystems Lösungsalternativen erarbeitet hat. Im Rahmen dieses Berichtes sollen diese nicht nur vorgestellt, sondern insbesondere auch ein Beitrag zu der in diesem Zusammenhang geführten Diskussion geleistet werden.

Das Vorhaben wurde vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg unter der Kennziffer BWES16005 gefördert. Die Autoren bedanken sich sehr herzlich für die Förderung.

Ebenso herzlicher Dank geht an Frau Herrmann vom Projektträger Karlsruhe für die Unterstützung insbesondere bei der formalen Abwicklung des Projekts.

Nicht unerwähnt bleiben sollen ferner die wertvollen Anregungen der Vertreter aus Industrie, Forschung und Ministerien, die unter anderem im Rahmen des Stakeholder-Workshops am 28.02.2018 in Stuttgart das Forschungsvorhaben unterstützt haben.

Karlsruhe im Dezember 2018

1. Einleitung und Struktur der Studie

Die Erreichung der globalen und nationalen Umwelt- und Klimaschutzziele erfordert die Dekarbonisierung der Energieversorgung. Der Wandel von einem auf fossilen Energieträgern basierenden zu einem von erneuerbaren Energien (EE) dominierten Energiesystem dient der Erreichung der Umwelt- und Klimaziele, jedoch ohne dass dabei die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigt werden. Die Dekarbonisierung erfordert allerdings auch, dass nicht nur die Stromerzeugung auf erneuerbare Energien umgestellt wird, sondern dass der „erneuerbare Strom“ auch zunehmend die Nutzung fossiler Energieträger im Verkehrs-, Industrie- und Wärmesektor substituiert.

Gleichzeitig werden aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit unter den heutigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen immer mehr Stilllegungsanträge für Gas- und Kohlekraftwerke bei der Bundesnetzagentur gestellt. Darüber hinaus forciert die Bundesregierung die Stilllegung von CO2-intensiven Braunkohlekraftwerken, in dem diese zunächst in eine sogenannte „Sicherheitsbereitschaft“ überführt und schließlich stillgelegt werden. Somit stellt sich die Forschungsfrage, wie sich die zukünftig zu erwartende steigende Stromnachfrage durch die Nutzung neuer Technologien wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen bei gleichzeitiger Reduzierung des Anteils an fossilen Kraftwerken auf die Versorgungssicherheit auswirken wird. Dabei ist zu beachten, dass die neuen Erzeugungszentren erneuerbaren Stroms (vor allem in Norddeutschland) entfernt von den Verbrauchszentren (in West- und Süddeutschland) liegen und Netzengpässe im Übertragungsnetz die Versorgungssicherheit beeinträchtigen können.

Zur Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung der beschriebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen werden im Rahmen dieser Studie Energiesystemmodelle erweitert (datentechnisch und methodisch) und gekoppelt. Es werden Modelle zur

Simulation und Optimierung sowohl der Angebotsseite als auch der Nachfrageseite des Stromsektors herangezogen, die geographisch und zeitlich hoch aufgelöst sind. In einem ersten Schritt werden mit den Nachfragemodellen FORECAST und eLOAD die Gesamtstromnachfrage sowie die stündlichen Nachfrageprofile basierend auf einem Bottom-up-Ansatz ermittelt. Bei der Erweiterung dieser Modelle liegt ein Schwerpunkt auf der Berücksichtigung von Power-to-X-Techniken. Zudem werden bestehende Studien zur Akzeptanz von Elektrofahrzeugen ausgewertet und neue Akzeptanzanalysen mit dem Schwerpunkt Wärmepumpen durchgeführt. Die so ermittelte Entwicklung der Stromnachfrage sowie der Nachfrageprofile fließen in die nachgelagerten Modelle ein.

Die nächsten Schritte analysieren die erwartbaren Entwicklungen im Kraftwerkssystem. Neben technisch und/oder altersbedingten Rück-bauten werden Szenarios bezüglich vorzeitiger Stilllegung aufgrund politischer Zielvorgaben (Klimaschutz) definiert. Parallel zu den Rückbauten der konventionellen Bestandsanlagen erfolgt der Zubau der EE. Mittels eines optimierenden Modells (PERSEUS-RES) wird - unter Einhaltung vorgegebener Randbedingungen (z. B. Mindest¬anteile PV in frühen Jahren) - der kostenminimale Technologie¬mix für erneuerbare Energien unter Berücksichtigung hochaufgelöster geographischer Informationen (u. a. Ausschlussgebiete und Netz¬restriktionen) ermittelt. Auf Basis dieser Ergebnisse werden mit Hilfe hochaufgelöster Daten historischer Wetterjahre (2001 - 2015) zeitsynchrone, stündliche Einspeiseprofile (pro Netzknoten in Europa) errechnet.

Mittels Monte-Carlo-Simulation wird mit dem Modell PERSEUS-ADQ für die untersuchten Stützjahre (2015 bis 2050 in 5-Jahres-Schritten) pro Stunde und Wetterjahr 200 Ausfallziehungen für die thermischen Kraftwerke betrachtet. Hierbei wird geprüft, ob das System (regional autark oder alternativ unter Berücksichtigung von tatsächlich zu „diesem Zeitpunkt“ möglichen Importen) in der Lage ist, die Nachfrage ohne Lastabwurf zu decken. Diese Information wird im nächsten Schritt an das europäische

Kraftwerksausbaumodell PERSEUS-EU übergeben, welches die Entwicklung des Kraftwerksparks für den Betrachtungszeitraum bestimmt.

Der für Deutschland und im Speziellen für Süddeutschland bestimmte Kraftwerkspark wird in einem letzten Schritt in das Kraftwerkseinsatz- und Stromnetzmodell PERSEUS-NET übergeben. Dieses ermittelt, ob die unter optimalen Bedingungen ("Kupferplatte" innerhalb der Regionen und NTC an den Kuppelstellen) marktgetriebenen Kraftwerksinvestitionen die künftige Erzeugungssicherheit -insbesondere die in Süddeutschland- auch unter Berücksichtigung von möglichen Netzengpässen garantieren kann.

2. Annahmen und Szenariobeschreibung

In diesem Kapitel wird zunächst ein Überblick über die entwickelten Szenarios gegeben. Daran anschließend wird auf die Annahmen eingegangen, die in allen Szenarios identisch sind. Dies betrifft vor allem die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie Annahmen zur Stromnachfrage. Abschließend wird auf szenariospezifische Annahmen eingegangen.

2.1. Szenariorahmen

Zur Analyse der Systemlast werden nachfrageseitig zwei Szenarios definiert: Low-Flex und High-Flex. Dabei werden unterschiedliche Diffusionspfade für steuerungsfähige Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge unterstellt. Im Low-Flex-Szenario sind beispielsweise im Jahr 2050 50%, im High-Flex-Szenario 100% aller installierten Wärmepumpen für Lastmanagement verfügbar. Flexible Lasten schließen neben den genannten Verbrauchern auch klassische Anwendungen in der Industrie ein, die bereits heute für Lastmanagement genutzt werden. Hinsichtlich der Aktivierung dieser Lasten wird zwischen den Szenarios nicht unterschieden. Als Preissignal für die Lastoptimierung wird vereinfachend die Residuallast herangezogen.

Bezüglich der Rahmenbedingungen im Erzeugungssystem wird für Low-Flex zusätzlich das Szenario CoalPhaseOut (Szenario II) untersucht. In diesem Szenario wird im Gegensatz zum Low-Flex-Szenario (Szenario I) ein forcierter Kohleausstieg für Deutschland und Europa unterstellt. Überdies wird für Deutschland ein um 5 Jahre verzögerter Netzausbau angenommen. Dieses Szenario stellt bezüglich der Versorgungssicherheit entsprechend eine größere Herausforderung dar. Abbildung 1 gibt einen Überblick über die betrachteten Szenarios.

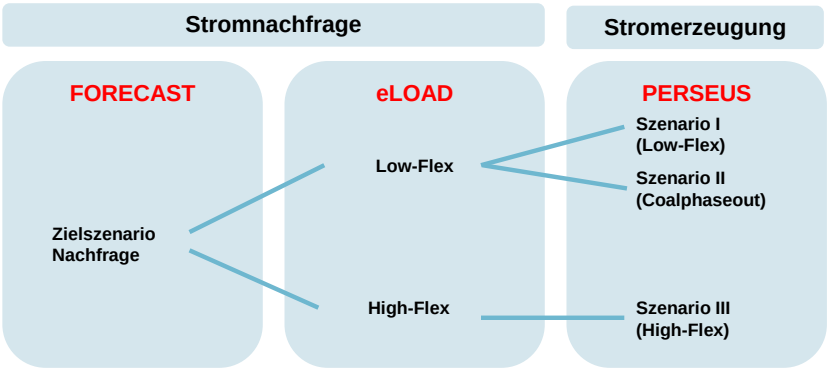

Abbildung 1: Szenariobaum der modellbasierten Analysen.

2.2. Szenarioübergreifende Annahmen

2.2.1. Allgemeine energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die in diesem Projekt entwickelten Szenarios orientieren sich an den energie- und klimapolitischen Zielen der Bundesregierung sowie auf Bundeslandebene, die insbesondere die Minderung von Treibhausgasemissionen betreffen. Die Ziele und damit verbundene Maßnahmen sind auf mehreren Ebenen vereinbart worden. Hierzu zählen das integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg, sowie die nationalen und internationalen Abkommen vor dem Hintergrund der Pariser Klimaschutzkonferenz 2015. Die für die Studie zugrunde gelegten Ziele für 2050, die sich aus diesen regulatorischen Rahmenbedingungen ergeben, sind in Tabelle 1 dargestellt. Daraus wird ersichtlich, dass das Land Baden-Württemberg eine höhere Treibhausgasminderung im Vergleich zum Bund und der EU anstrebt. Für den deutschen Stromsektor wird eine CO_2-Minderung von 95% angenommen.

Tabelle 1: Vereinbarte Treibhausgasminderung im Jahr 2050 in Bezug auf 1990.

THG-Minderung 2050	alle Sektoren
EU und Deutschland	80 %
Baden-Württemberg	90 %

Ein weiterer zentraler Einflussparameter ist die zugrunde gelegte sozio-ökonomische Entwicklung. Hierzu zählen beispielsweise die Bevölkerungsentwicklung, das Wirtschaftswachstum (Bruttoinlandsprodukt und sektorale Bruttowertschöpfung) sowie die Entwicklung der Energiepreise. Die Bevölkerungsentwicklung sowie die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurden dem EU Reference Scenario 2016 (Capros et al. 2016) entnommen und sind in Abbildung 2 für Deutschland dargestellt. Hier ist ein jährliches Wirtschaftswachstum von durchschnittlich 1,8% hinterlegt und ein Rückgang der Bevölkerung auf ein Niveau 75 Mio. in 2050. Die Energieträgerpreise und CO_2-Zertifikatspreise werden mit dem Angebotsmodell abgestimmt und auf Endkundenpreise für die Nachfragemodelle umgerechnet.

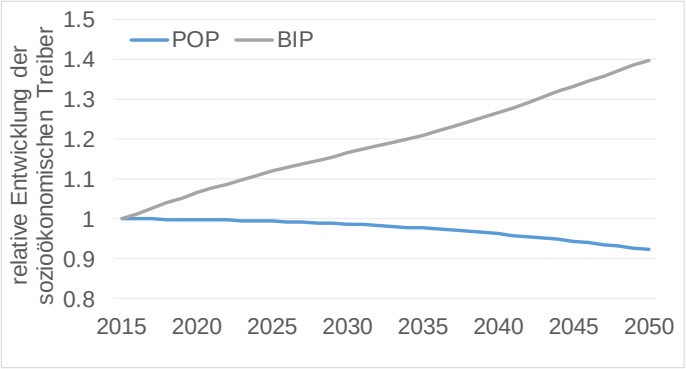

Abbildung 2: Relative Entwicklung der Bevölkerung (POP) und des Bruttoinlandsprodukts (BIP) in Deutschland. Quelle: Capros et al. 2016.

Darüber hinaus wird eine Preisentwicklung für Energieträger sowie CO_2-Zertifikate unterstellt. Diese wurden aus zwei Szenarios des World Energy Outlooks 2016 (WEO 2016) entnommen und zu einer neuen Preisentwicklung kombiniert (siehe Abbildung 3).

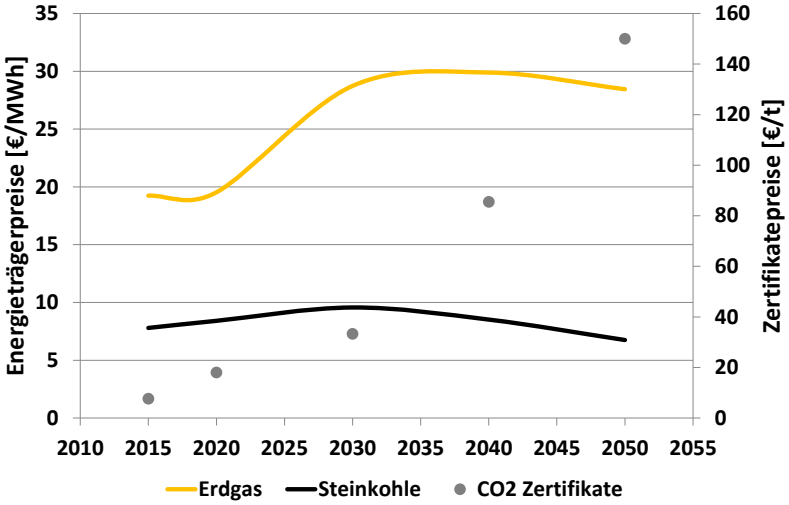

Abbildung 3: Entwicklung der Energieträger- und CO_2-Zertifikatspreise.

2.2.2. Annahmen zur Nachfrageentwicklung

Zur Zielerreichung der Treibhausgasminderung werden im Szenario über alle Sektoren hinweg substantielle Effizienzsteigerungen sowie eine Diffusion von strombasierten Sektorkopplungsoptionen (wie Elektromobilität und Wärmepumpe) zur Substitution von fossilen Brennstoffen angenommen.

Weiterhin werden die sektorübergreifenden Eingangsdaten (Energieträgerpreise, sozio-ökonomische Entwicklung) im Nachgang auf die vier Nachfrage-Sektoren (Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr) heruntergebrochen, ergänzt um Annahmen technologischen Entwicklung.

Im Industriesektor sind die wirtschaftlichen Rahmendaten zentrale Einflussgrößen zur Abbildung der Stromnachfrage. Die Produktionsmenge in Tonnen je Produkt weist eine hohe Korrelation mit dem Energieverbrauch auf und wird aus der wirtschaftlichen Entwicklung je Subsektor abgeleitet. Prinzipiell wird von einem moderaten Wirtschaftswachstum ausgegangen, wobei die energieintensiven Industrien weniger stark wachsen. Weitere Einflussdaten für die Modellierung der Stromnachfrage des Industriesektors sind die Beschäftigten je Subsektor. Die energiepolitischen Annahmen des Industriesektors beinhalten die Weiterentwicklung bestehender Instrumente für Energieeffizienzmaßnahmen, kein Carbon Capture and Storage (CCS) und die Ausschöpfung von Materialeffizienzpotentialen (Kreislaufwirtschaft). Es ist hervorzuheben, dass im Industriesektor ambitionierte Maßnahmen sowohl sektorübergreifend als auch technologiespezifisch nötig sind, um die klimapolitischen Ziele zu erreichen. Dies beinhaltet die Substitution von fossilen Brennstoffen (v.a. Gas und Kohle), Prozesswechsel und Effizienzgewinne. Die größte Herausforderung stellen hierbei einerseits prozessbedingte Emissionen im Stahl- und Zementsektor, andererseits die für die Erzeugung von Prozesswärme, wie Dampferzeuger und Öfen zur Herstellung von Stahl, Zement und Glas, benötigten fossilen Brennstoffe dar.

Für den Haushaltssektor sind die Entwicklung der Haushalte, Gebäudeanzahl und die beheizten Gebäudeflächen die relevanten Einflussgrößen. Die Anzahl der Haushalte bzw. Gebäude leitet sich aus der Höhe der Bevölkerung ab und einem Trend zu weniger Personen pro Haushalt ab, wodurch die beheizten Flächen ansteigen. Weiterhin wird von einer Steigerung der Ausstattungsraten von IKT-Anwendungen ausgegangen. Für Haushaltsgeräte werden die Mindesteffizienzstandards weiter verschärft und neue Effizienzklassen eingeführt. Der wesentliche Einfluss auf den Wärmebedarf in

Gebäuden ist auf Sanierungsmaßnahmen zurückzuführen. Eine Steigerung der Sanierungsrate auf 1,8% wird vorgegeben, während die Sanierungstiefe modellendogen ermittelt wird. Hierbei wird von einer Verschärfung der Richtlinien (EnEV und EE-WärmeG) und einer weiteren Förderung von Sanierungsmaßnahmen (MAP und KfW-Programm) ausgegangen. Im Modell wird zwischen Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie zwischen Baualtersklassen unterschieden. Wie in der Industrie sind auch im Wohngebäudebereich ambitionierte Maßnahmen notwendig, um die derzeitige Sanierungsrate zu verdoppeln und den Marktanteil von Wärmepumpen und erneuerbaren Energien im Wärmebereich zu erhöhen. Der Ausbau von Fernwärmenetzen zur Versorgung von Wohn- und Nichtwohngebäuden wird angenommen, wobei die Erzeugung der Fernwärme dekarbonisiert wird und zu einer Erhöhung des Strombedarfs beiträgt.

Im GHD-Sektor wird die wirtschaftliche Entwicklung über die Bruttowertschöpfung und Anzahl an Beschäftigten in den einzelnen Subsektoren beschrieben. Entsprechend der empirischen Entwicklung wird auch für die Projektion ein stärkeres Wirtschaftswachstum als für das produzierende Gewerbe angenommen. Der wesentliche technologische Trend im GHD-Sektor ist die zunehmende Technisierung sowie die Zunahme an IKT-basierten Stromanwendungen (z.B. Server). Der Wärmebedarf wird vergleichbar zum Haushaltssektor anhand einer vorgegeben Sanierungshäufigkeit und einer endogen ermittelten Sanierungstiefe ermittelt.

Die Entwicklung der Stromnachfrage im Verkehrssektor wird hauptsächlich durch die Diffusion von elektrischen Antrieben im Personen- und Güterverkehr getrieben. Es wird angenommen, dass die Marktanteile von batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) und Plug-in Hybriden (PHEV) signifikant ansteigen. Im Güterverkehr werden Oberleitungen auf den meist befahrenen Strecken der Autobahnen in Europa gebaut, was im Güterverkehr zur Diffusion von Hybrid-Oberleitungs-LKWs (HO-LKW) führt. Die Auslastung des Güter- und Personenverkehrs auf der Schiene steigt moderat an und weitere Strecken werden elektrifiziert.

Die jährliche Stromnachfrage wird bis 2050 in einem Zielerreichungsszenario ausgewiesen. Im Basisjahr wird die sektorale Nachfrage auf die nationalen Energiebilanzen sowie auf Länderebene kalibriert. Deutschland wird national sowie auf Landkreisebene (NUTS 3-Regionen), die Nachbarländer national modelliert.

2.2.3. Annahmen Angebotsseite

In der vorliegenden Studie wird der europäische Elektrizitätssektor mit speziellem Fokus auf Deutschland und Süddeutschland analysiert. Ausgangspunkt ist der existierende europäische Kraftwerkspark, der kraftwerksscharf abgebildet wird. Es wird die Annahme getroffen, dass die existierenden Kraftwerke nach Erreichen ihrer technischen Lebensdauer stillgelegt werden. Tabelle 2 enthält die angenommen Lebensdauern.

Tabelle 2: Technische Lebensdauern von Kraftwerkstechnologien.

Brennstoff	Technische Lebensdauer
Kernkraft	50a
Kohle	45a
Erdgas	40-60a

Zentrale Annahme und treibende Kraft für die Transformation des Energiesystems ist, dass die CO_2-Emissionen des europäischen Elektrizitätssektors ausgehend von der Emissionsmenge im Jahr 1990 mindestens um 80%, sowie die des deutschen Elektrizitätssektors in Deutschland-Nord und Deutschland-Süd jeweils um 95% bis zum Jahr 2050 reduziert werden. Als wesentlicher Bestandteil zur Erreichung der Emissionsreduktion wird ein verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) unterstellt. Bis zum Jahr 2050 erreichen die EE in Europa einen Anteil von 85% bezogen auf die europäische Stromnachfrage. In Deutschland wird ein Anteil von 90% in 2050 angenommen.

2.2.4. Annahmen Stromnetzentwicklung

Zur Abbildung des interregionalen europäischen Stromaustauschs werden Grenzkuppelkapazitäten in Form von NTC-Werten (Net Transfer Capacity) abgebildet. Die Entwicklung der Kapazitäten über den Analysezeitraum ist in

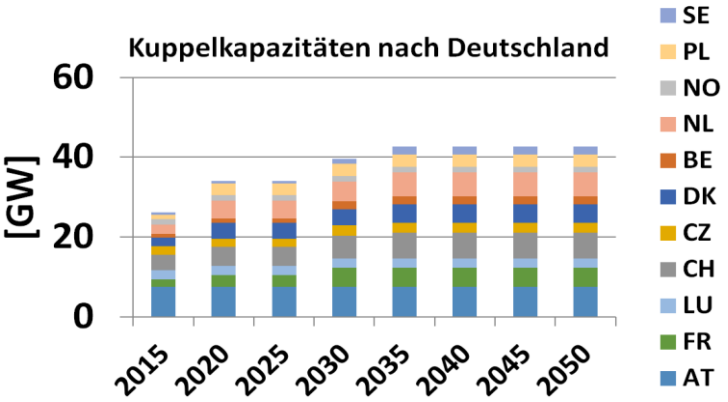

Abbildung 4 dargestellt. Für die Entwicklung des innerdeutschen Transportnetzes wird ein Netzausbau gemäß des Netzentwicklungsplans 2014 (NEP 2014) unterstellt.

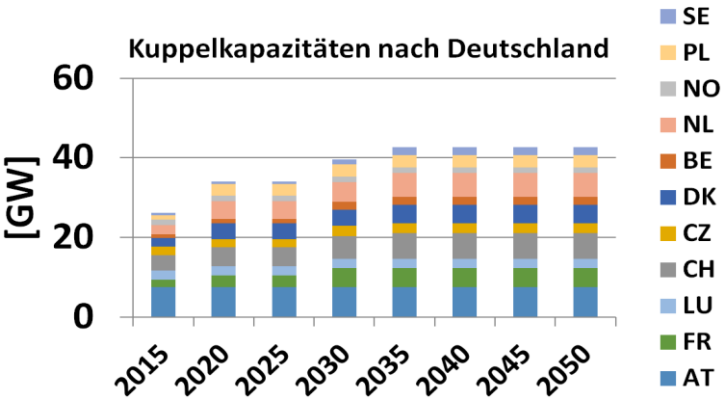

Abbildung 4. Entwicklung der Grenzkuppelkapazitäten nach Deutschland in Anlehnung an den

Für die Untersuchung der Erzeugungssicherheit in Süddeutschland wird die in der folgenden Abbildung dargestellte, am Übertragungsnetz orientierte Aufteilung vorgenommen.

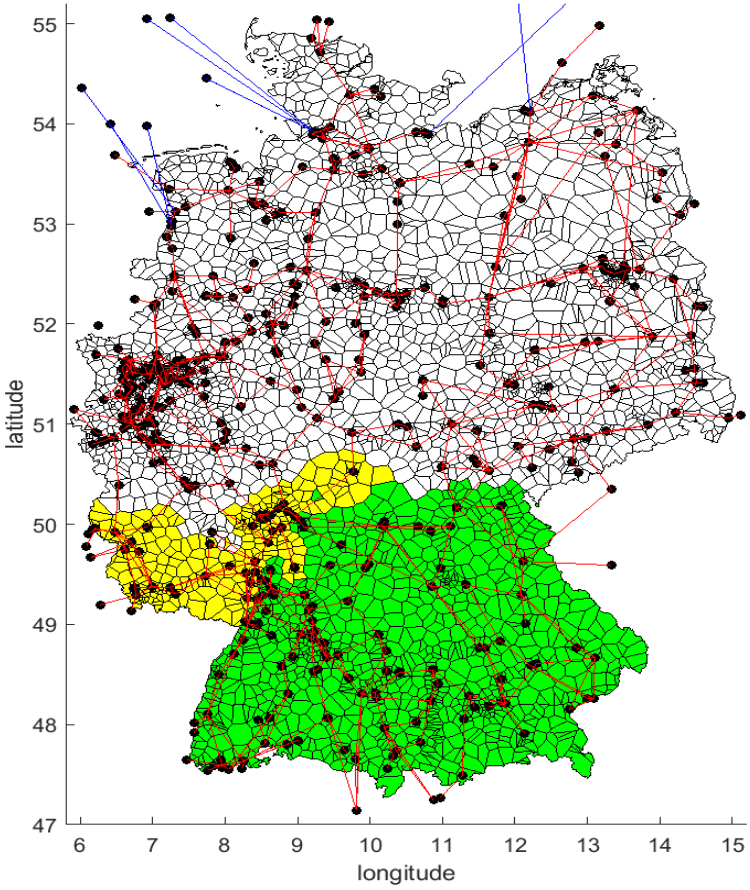

Abbildung 5: Aufteilung des deutschen Transportnetzes (2015) in die Regionen DE-Nord (DEN) und DE-Süd (DES).

Hierbei werden zu Süddeutschland die Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern und das Saarland sowie Teile Hessens gezählt. Die Aufteilung folgt dabei dem Prinzip des minimalen Kantenschnitts, um eine Trennung stark vermaschter Netzregionen möglichst gering zu halten.

2.3. Szenariospezifische Annahmen

2.3.1. Annahmen zur Nachfrageentwicklung

Zur Analyse der Systemlast werden zwei Szenarios, das Low-Flex- und das High-Flex-Szenario, definiert: Dabei werden unterschiedliche Diffusionspfade für steuerungsfähige Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge angenommen. Im *Low-Flex-Szenario* sind im Jahr 2050 50%, im *High-Flex-Szenario* 100% aller installierten Wärmepumpen für Lastmanagement verfügbar. Flexible Lasten schließen neben den genannten Verbraucher auch klassische Anwendungen in der Industrie ein, die bereits heute für Lastmanagement genutzt werden. Innerhalb beider betrachteten Szenarios wird von einer grundsätzlichen Zunahme der Flexibilisierung der Last ausgegangen.

Ziel des Lastmanagementeinsatzes insgesamt ist die Reduktion von Überschussstrom aus EE in Situationen in denen der Markt diese Mengen nicht aufnehmen kann sowie die Glättung der für den Kraftwerkseinsatz relevanten Residuallast (diese entspricht der Gesamtstromnachfrage abzüglich der Stromeinspeisung aus EE). Daher wird die Residuallast als Optimiersignal verwendet. Dies entspricht einer marktdienlichen Real-Time-Pricing-Strategie.

Da der Fokus der Analyse von Flexibilitätspotenzialen auf den Sektorkopplungsoptionen Wärmepumpe und Elektromobilität liegt, wird für diese von einer Zunahme der Lastflexibilisierung über den betrachteten Zeitraum bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Diese steigt von 0 auf 100 % im Zeitverlauf an, sodass bis 2050 im High-Flex-Szenario alle Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge flexibel eingesetzt werden können (siehe Abbildung 6). Im Low-Flex-

Szenario werden die hohen Anteile flexibler Lasten erst später oder überhaupt nicht erreicht.

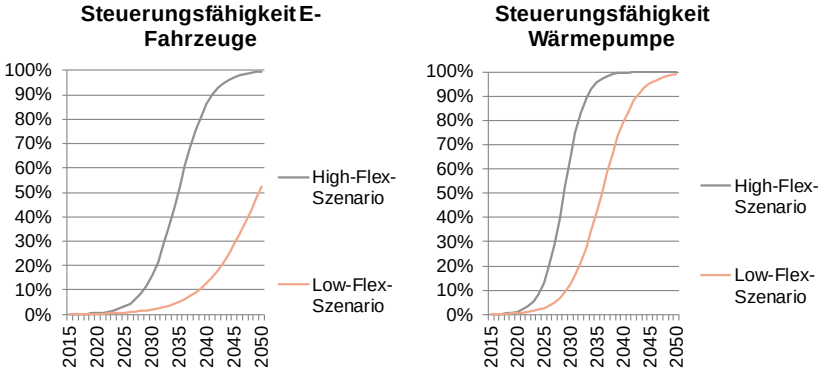

Abbildung 6: Diffusionspfade für die Steuerungsfähigkeit von Elektro-Fahrzeugen und Wärmepumpen. Diese sind dem Szenario B (Low-Flex) bzw. C (High-Flex) des Begleitgutachtens für den Netzentwicklungsplan 2014 entnommen.

Neben dem Lastverlagerungspotenzial dieser Anwendungen gibt es weitere lastmanagementgeeignete Anwendungen aus dem Bereich der Industrie und der Haushalte. Kenngrößen zur Abbildung des Flexibilisierungspotenzials sind der Anteil flexibler Lasten im Status Quo sowie die Zeitdauer und der Optimierungshorizont für einen flexiblen Einsatz (siehe Tabelle 3). Im Gegensatz hierzu wird die Steuerungsfähigkeit klassischer Nachfrageprozesse als konstant über den Zeitverlauf angenommen. Es ist zu beachten, dass im Rahmen der Optimierung flexibler Lasten im Verkehrssektor ausschließlich Elektro-PKWs betrachtet werden. Der Strombedarf des schweren Güterverkehrs durch Oberleitungs-LKWs wird für den Lastmanagementeinsatz als nicht geeignet angenommen, weshalb die aus der Diffusion dieser Anwendung herrührende Stromnachfrage als nicht veränderbar angesehen wird.

Tabelle 3: Parametrierung der Lastmanagementsimulation.

Sektor/ Branche	Anwendung	Art der Last-änderung	Anteil flexibler Last heute	Prognose- & Optimier-intervall
Haushalt / Raumwärme	Wärmepumpe	Last-verschiebung	0 %	24 h
Verkehr	Elektro-PKW	Last-verschiebung	0 %	24 h
Aluminium-industrie	Elektrolyse	Lastkappung	75 %	168 h
Stahlindustrie	Lichtbogen-öfen	Lastkappung	50 %	168 h
Stahlindustrie	Walzstahl	Last-verschiebung	50 %	168 h
Zement-industrie	Zement- und Rohmühlen	Last-verschiebung	100 %	168 h
Papier-industrie	Holzstoff-Verfahren	Last-verschiebung	100 %	168 h
Haushalt	Geschirrspüler	Last-verschiebung	25 %	24 h
Haushalt	Gefrier- & Kühlschränke	Last-verschiebung	33 %	24 h
Haushalt	Trockner &	Last-	25 %	24 h

	Wasch-maschinen	verschiebung		

Darüber hinaus werden im Rahmen der vorliegenden Studie (innerhalb der Lastmanagementanalyse) weder Netzrestriktionen betrachtet noch netzdienliches Verhalten simuliert. In diesem Kontext wird darüber hinaus darauf hingewiesen, dass auch für die Quantifizierung regionaler Lastmanagementpotenziale von zentralen Anreizen ausgegangen wird.

2.3.2. Annahmen Angebotsseite

Neben der unterschiedlichen Stromnachfrage im Low- und High-Flex Szenario wird angebotsseitig für das Low-Flex Szenario ein weiteres Szenario entworfen. In diesem Szenario wird ein forcierter Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland und Europa unterstellt. Es wird angenommen, dass in Deutschland alle Kohlekraftwerke, sowohl Stein- als auch Braunkohle, bis 2040 stillgelegt werden. Die Stilllegung erfolgt hierbei anhand des Jahres der Inbetriebnahme und der erwarteten Lebensdauer. Ältere Kraftwerke werden daher in früheren Perioden stillgelegt. Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der Stein- und Braunkohlekapazitäten in Deutschland für den Analysezeitraum.

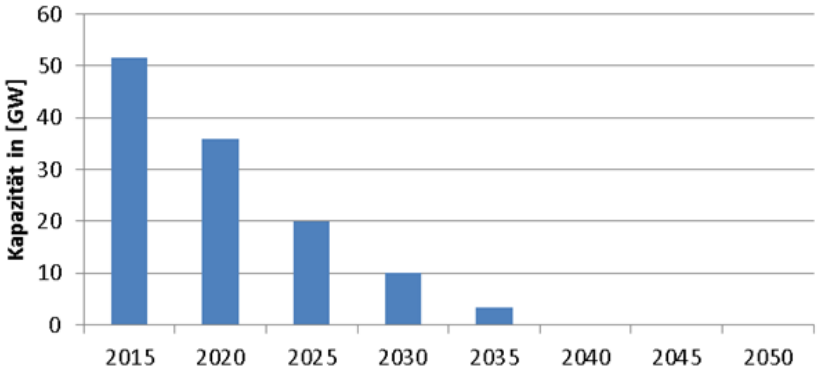

Abbildung 7: Entwicklung der Stein- und Braunkohlekapazität in Deutschland im CoalPhaseOut-Szenario.

Neben dem forcierten Kohleausstieg wird in diesem Szenario gleichzeitig ein verzögerter Netzausbau für Deutschland unterstellt. Es wird hierbei angenommen, dass alle geplanten Netzausbaumaßnahmen nach NEP 2014 um 5 Jahre verzögert fertig gestellt werden.

3. Methodische Vorgehensweise

Zur Beantwortung der Forschungsfrage wird ein Modellkonzept, das wiederum aus mehreren Submodellen besteht, entwickelt und angewendet. Hierbei dienen die Ergebnisse eines Modells als Input für ein weiteres Modell. Der Austausch zwischen den Modellen ist teilweise einmalig, kann aber auch iterativ erfolgen. Darüber hinaus kommen Modelle zur Anwendung, die Ergebnisse aus mehreren Modellen als Eingangsgröße verwenden. Zunächst werden in diesem Kapitel die Submodelle und deren Zusammenspiel generell beschrieben, eine detailliertere methodische Beschreibung der Submodelle erfolgt in den nachfolgenden Unterkapiteln.

3.1. Modellkonzept

Startpunkt der Modellkette bildet das FORECAST-Modell, mithilfe dessen die zukünftige Stromnachfrage für jedes europäische Land als Energiemenge ermittelt wird. Diese Stromnachfrage wird an das eLOAD-Modell übergeben. Die länderspezifischen Nachfragemengen werden mithilfe von eLOAD in stündlich aufgelöste Stromnachfrageprofile umgewandelt. Diese Profile stellen die Grundlage dar für die Modelle, die zur Analyse des zukünftigen Kraftwerksparks verwendet werden. Zum einen wird in einem ersten Rechenschritt mit PERSEUS-RES anhand der regional aufgelösten Energiemenge die kostenminimale Allokation von erneuerbaren Energien in Europa (in ausgewählten Ländern unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen) vorgenommen. Unter Berücksichtigung des EE-Ausbauziels und regionaler Kostenpotentiale für EE ergibt sich ein kostenminimaler Kapazitätsmix an EE. Für witterungsabhängige EE, wie Wind und Photovoltaik, werden die Kapazitäten durch historische Wetterdaten in Erzeugungsprofile umgerechnet. Dies erfolgt für 15 historische Wetterjahre. Die errechneten Kapazitäten und Erzeugungsprofile gehen wiederum in weitere Modelle, die zur Analyse der Versorgungssicherheit Anwendung finden, ein. Zum einen werden sie mit PERSEUS-ADQ zur Berechnung der notwendigen Kapazitäten für die

Gewährleistung eines definierten Niveaus der Versorgungssicherheit verwendet. Zum anderen kommen sie im Optimiermodell PERSEUS-EU zur Berechnung des konventionellen europäischen Kraftwerksparks zum Einsatz. Ergebnisse aus der Monte-Carlo-Simulation (PERSEUS-ADQ) dienen wiederum als Input für das PERSEUS-EU-Modell.

Der so errechnete Kraftwerkspark geht abschließend in PERSEUS-NET ein, in dem zusätzlich das Übertragungsnetz abgebildet ist. In diesem letzten Schritt wird geprüft, ob der errechnete Kraftwerkspark auch unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen die Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Abbildung 8 gibt einen Überblick über das entwickelte Modellkonzept.

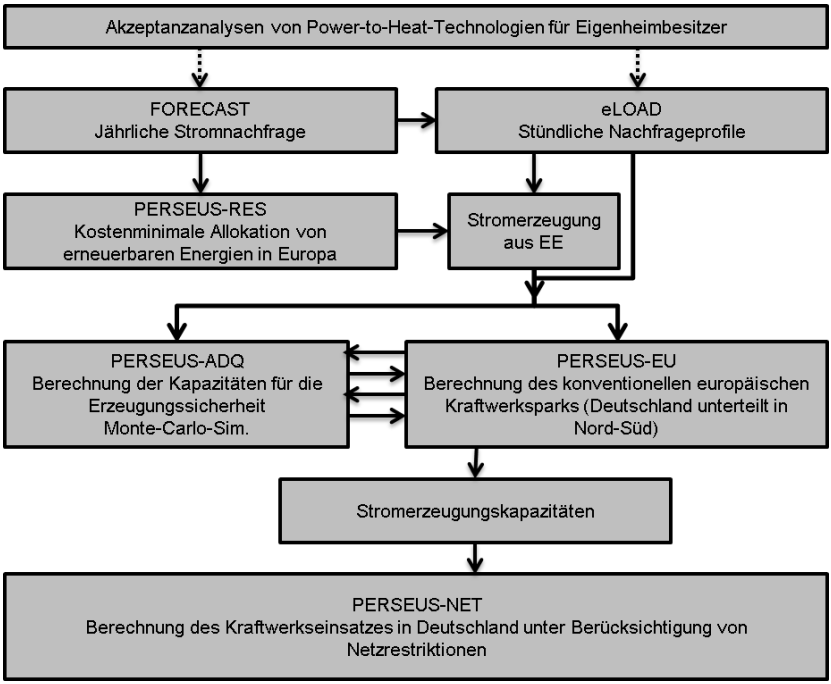

Abbildung 8: Überblick über das entwickelte Modellkonzept.

3.2. Modellierung der zukünftigen Stromnachfrage

Die Entwicklung der Stromnachfrage spielt nicht nur für die Bewertung der Versorgungssicherheit, sondern auch für die Definition realistischer Anforderungen an die Modellierung der Elektrizitätserzeugung eine relevante Rolle. Um hierbei einerseits Erkenntnisse über die Entwicklung individueller Technologien und Verbraucher zu gewinnen und andererseits Aufschluss darüber zu erhalten, welche Stromnachfrage diese im Verlauf eines Jahres besitzen, werden dazu die am Fraunhofer ISI entwickelten Simulationsmodelle FORECAST und eLOAD gekoppelt. Mit FORECAST werden makroökonomische und demografische Treiber mit technologiespezifischen

sowie ökonomischen Einflussfaktoren kombiniert, damit Projektionen auf jährlicher Basis entwickelt und auf diese Weise der technologisch, gesellschaftlich und politisch bedingte Wandel der Stromnachfragestruktur abgebildet. Dies findet einerseits auf nationaler, andererseits auf Ebene der Landkreise statt. Das Modell eLOAD ist in der Lage, die jährliche Stromnachfrage in eine stündlich aufgelöste Systemlast umzuwandeln, wodurch strukturelle Änderungen der Systemlast abgebildet und identifiziert werden können. Zusätzlich kann für geeignete Prozesse der Einsatz von Lastmanagement optimiert und untersucht werden. Beide Modelle werden im Rahmen dieses Kapitels vorgestellt.

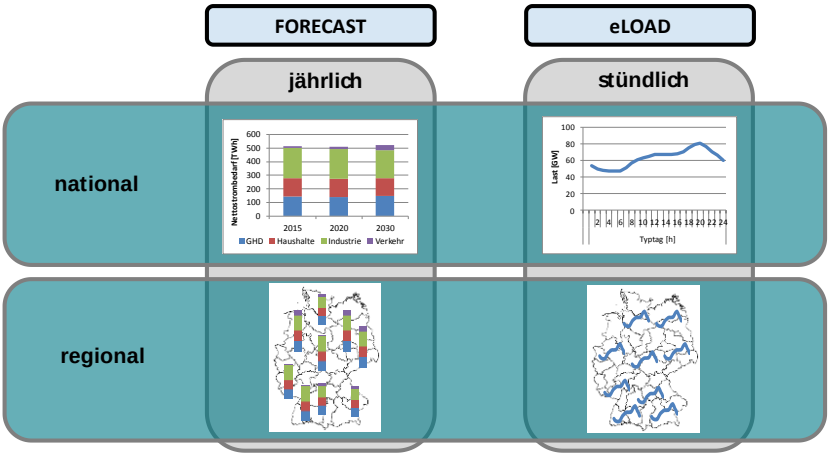

Abbildung 9: Zeitliche und räumliche Auflösung der Modelle FORECAST und eLOAD.

Das zentrale Ergebnis der Modellierung mit FORECAST und eLOAD ist eine jahres- und stundenscharfe Nachfrageprojektion bis zum Jahr 2050. Diese umfasst einerseits eine landkreisscharfe Modellierung der Nachfrageentwicklung für Deutschland und andererseits eine Projektion der jährlichen und stündlichen Last der Anrainerstaaten auf nationaler Ebene. Da zusätzlich der Lastmanagementeinsatz geeigneter Technologien innerhalb

zweier Szenarios simuliert wird, werden daraus resultierende Erkenntnisse für die Systemlast sowie die Angebotsseite gewonnen.

Darüber hinaus wird die sozio-techno-ökonomische Komponente der Stromnachfrage mithilfe einer Repräsentativbefragung deutscher Eigenheimbesitzerinnen und Eigenheimbesitzer evaluiert. Hierbei wird die Akzeptanz flexibler Sektorkopplungslösungen im Haushaltswärmebereich analysiert.

3.2.1. Modellierung der jährlichen Stromnachfrage

Das Modell FORECAST[1] (FORecasting Energy Consumption Analysis and Simulation Tool) wurde am Fraunhofer ISI in Zusammenarbeit mit TEP Energy GmbH und IREES zur Modellierung der Energienachfrage für die Sektoren Industrie, Haushalte und GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistung) entwickelt. Die Analysen für die Sektoren Haushalte, GHD und Industrie werden um Ergebnis-Analysen zum Verkehrssektor ergänzt, um die Nachfrage - entsprechend der bilanziellen Abgrenzung der AG Energiebilanzen - vollständig abzubilden. Die Modellierung des Verkehrssektors basiert auf dem Model ALADIN[2] (ALternative Automobiles Diffusion and INfrastructure), das ebenso wie FORECAST bereits häufig zur Industrie- und Politikberatung eingesetzt wurde. ALADIN basiert ebenfalls auf einem Simulationsansatz, so dass eine Kombination mit FORECAST auch aus methodischer Sicht konsistent ist. Im Folgenden wird die Methodik und Ergebnisstruktur von FORECAST und ALADIN beschrieben.

FORECAST basiert auf einem techno-ökonomischen Bottom-Up Ansatz und analysiert die jährliche Energie- bzw. Stromnachfrage für Deutschland und die Länder der Europäischen Union. Die Modellierung erfolgt zunächst auf Länderebene, wobei nachgelagert mithilfe des FORECAST-Regional-Moduls der Stromverbrauch auf Landkreisebene berechnet werden kann. Dies

[1] Für mehr Informationen, siehe: http://www.forecast-model.eu
[2] Für mehr Informationen, siehe: https://www.aladin-model.eu/

erfolgt in der gleichen technologischen Granularität (Elsland et al., 2015, Elsland et al. 2016).

Es 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. Dabei werden die wesentlichen konkurrierenden Technologien, die miteinander im Wettbewerb stehen, berücksichtigt.

Neben einer hohen technologischen Granularität basiert die sektorale Nachfrage-Analyse von FORECAST Aktivitätsgrößen und Endverbraucherpreisen, die jeweils in einem Makro-Modul bzw. Pricing-Modul berechnet werden:

- 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. Die Endverbraucherpreise werden abgeleitet, indem die Weltmarkt- bzw. Großhandelspreise mit Steuern, Abgaben und Umlagen beaufschlagt werden (z.B. EEG-Umlage).

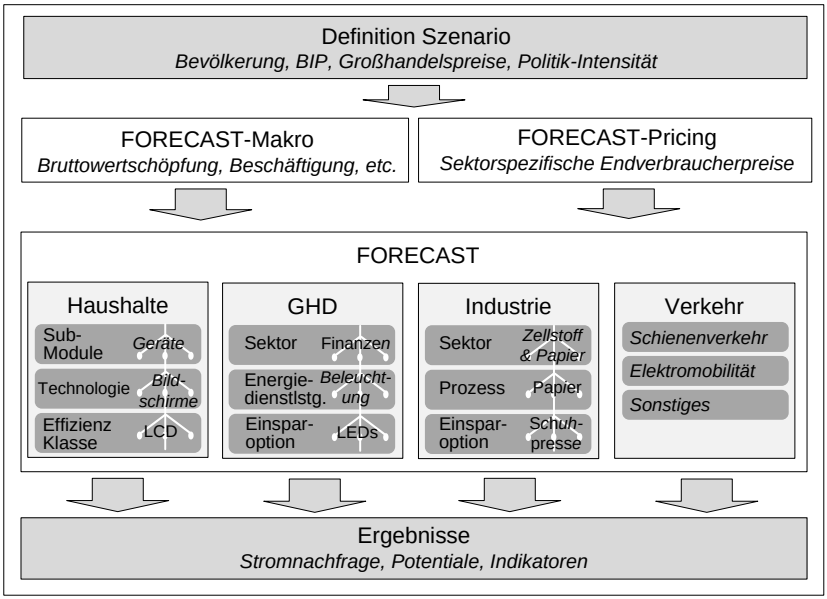

Abbildung 10: Struktur des Modells FORECAST.

Für die Berechnung der Endenergienachfrage bzw. der Stromnachfrage werden die Aktivitäts- und Preis-Parameter mit den techno-ökonomischen Parametern der einzelnen Technologien verrechnet. Hierzu werden die Sektoren Haushalte, GHD und Industrie je über ein eigenständiges Modul abgebildet. Jedes der Module ist 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 Endenergiebedarf auf nationaler Ebene (Fokussierung auf den Energieträger Strom in dieser Studie). Ergänzend zur Stromnachfrage je Technologie können zudem Potentiale und Indikatoren ausgewiesen werden. Der strukturelle Aufbau von FORECAST ist in Abbildung 10 schematisch dargestellt.

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 inTabelle 4 verdeutlicht die Granularität der einzelnen Module. Jeder Sektor basiert auf drei Typen von Eingangsdaten: Aktivitätsgrößen, Endverbraucherpreise und techno-ökonomische Parameter.

Durch diese technologisch granulare Analyse, erlaubt die Bottom-up-Modellierung eine detailliertere Aufschlüsselung der Energienachfrage im Vergleich zu den Statistiken der Arbeitsgemeinschaft für Energiebilanzen. Dies ist ebenso der Fall für die Nachbarländer, da die FORECAST-Analyse für sämtliche Länder in identischer Granularität erfolgen. Weiterführende Informationen zu den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie werden dargelegt.

Tabelle 4: Eingangsdaten der Sektormodelle von FORECAST.

	Haushalte	GHD	Industrie	Sonstige
Aktivitäts-größen	- Anzahl der Haushalte - Wohnfläche pro Haushalt - Verfügbare Einkommen	**nach Subsektoren:** - Anzahl der Beschäftigten - Grundfläche pro Beschäftigtem - Bruttowert-schöpfung	**nach Subsektoren (und Prozessen):** - physikalische Produktion - Bruttowert-schöpfung	- Personen- & Tonnenkilometer - Produktion - Bewässerungs-flächen - etc.
	- Bevölkerung (sektorübergreifend) Bruttoinlandsprodukt (sektorübergreifend)			
Endverbraucher Preise	- Energieträger-preise (Haushalte)	- Energieträger-preise (GHD)	- Energieträger-preise (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.

FORECAST-Industry (Industriesektor)

Das Modul FORECAST-Industry ist hierarchisch aufgebaut und unterteilt die Industrie anhand der Energiebilanzen auf einzelne Wirtschaftszweige bzw. Branchen. Den Branchen sind Prozesse zugeordnet, welche durch einen spezifischen Energieverbrauch und eine Aktivitätsgröße beschrieben werden. Letztere ist in den meisten Fällen die Produktion in Tonnen. Die Definition eines Prozesses kann je nach Anwendungszweck deutlich variieren. Ein Prozess kann eine gesamte Kette an Verarbeitungsschritten bis zu Herstellung des fertigen Produkts enthalten. Alternativ kann ein Prozess auch einen einzelnen Verarbeitungsschritt repräsentieren. Die Abgrenzung richtet sich nach der Datenverfügbarkeit und der Energieintensität.

Den insgesamt 65 Prozessen von FORECAST-Industry sind Einsparoptionen zugeordnet. Je Einsparoption sind spezifische Daten zum Einsparpotenzial hinterlegt, die sich zunehmend im Anlagenbestand verbreiten und somit zur Anwendung kommen. Durch die Diffusion tragen die Einsparoptionen dazu bei, dass sich der spezifische Energiebedarf des Prozesses reduziert und dadurch auch der Energiebedarf des Sektors, dem Prozess zugeordnet ist, bzw. der Industrie als Ganzes. Einsparpotenziale ergeben sich somit auf Ebene der einzelnen Einsparoptionen, als auch höher aggregiert auf Ebene der Prozesse und Branchen, indem alternative Szenarien bezüglich der Diffusion der Einsparoptionen verglichen werden.

Neben den Prozessen sind jeder Branche auch Querschnittstechnologien (QT) zugeordnet. Diese werden in ähnlicher Form branchenübergreifend eingesetzt und erlauben so eine relativ breite Abbildung der Technologiestruktur auch in Bereichen mit sehr heterogenen Produktionsprozessen und einer hohen Vielzahl an Produkten. Querschnittstechnologien sind unterteilt in Anwendungen, die Strom verbrauchen und solche, die Wärme bereitstellen:

- Stromseitig: Vorwiegend Elektromotoren und Arbeitsmaschinen wie Kompressor, Ventilator oder Pumpe samt der dazu gehörigen Systeme zur Bereitstellung von mechanischer Energie oder Kälte. Weiterhin Beleuchtungsanlagen.

- Wärmeseitig: Industrielle Verbrennungsanlagen im Temperaturbereich unterhalb 500°C (Kessel, reine industrielle Dampferzeuger). Anlagen im höheren Temperaturbereich sind häufig sehr prozessspezifisch und werden somit in den einzelnen Prozessen berücksichtigt.

Zur Veranschaulichung ist die Struktur von FORECAST-Industry beispielhaft für das Papiergewerbe in Abbildung 11 dargestellt.

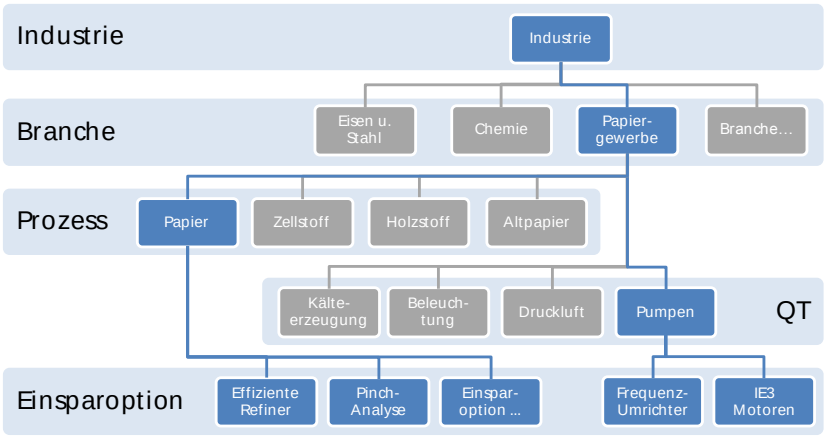

Abbildung 11: Schematische Darstellung der Modellhierarchie von FORECAST-Industry am Beispiel des Papiergewerbes.

Die Branchenstruktur des Industriemodells orientiert sich an der Einteilung der Energiebilanzen nach Eurostat, oder für die Berechnung einzelner Länder an nationalen Energiebilanzen wie der AG-Energiebilanzen für Deutschland. Für die Energiebilanzen nach Eurostat umfasst die Branchenstruktur die acht separaten Branchen des Abschnitts C „Verarbeitendes Gewerbe“ der NACE 2 Klassifizierung (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5: Branchenstruktur von FORECAST-Industry (nach Eurostat).

Bezeichnung	NACE 2 Nummer
Stahlindustrie	24.1, 24.2, 24.3, 24.51, 24.52
NE-Metallindustrie	24,4, 24.53, 24.54
Papier- und Druckindustrie	17, 18
Nichtmetallische Mineralstoffe verarbeitenden Industrie	23
Chemischen Industrie	20
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	10, 11, 12
Maschinenbau und anderen metallverarbeitenden Industrien	25, 26, 27, 28, 29, 30
Anderer Industriezweige	Restliche verarbeitendes Gewerbe (C)

Quelle: FORCAST (Fraunhofer ISI)

Für die Wirtschaftszweige Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau, Maschinenbau, Metallverarbeitung, Fahrzeugbau und das sonstige Verarbeitende Gewerbe wird keine Tonnenproduktion berücksichtigt, da die Struktur dieser Sektoren mit einer Vielzahl verschiedener Produkte sehr heterogen ist. Somit basieren die Projektionen in diesen Sektoren ausschließlich auf den Prognosen für die Entwicklung der Wertschöpfung.

FORECAST-Tertiary (GHD-Sektor)

Das Modul FORECAST-Tertiary ist vom Aufbau vergleichbar mit dem Industrie-Modul, allerdings an Datenverfügbarkeit und Technologiestruktur im Dienstleistungssektor angepasst. Im Tertiär-Modul wird daher über ein Mengengerüst der Energieverbrauch einzelner Branchen und Energiedienstleistungen in Abhängigkeit von Rahmenbedingungen (u.a. Wirtschaftsentwicklung, Effizienzpolitik, Energiepreise) berechnet.

Zentrale Aktivitätsgrößen sind die Anzahl der Beschäftigten und die Nutzfläche je Branche des tertiären Sektors. Beide Größen sind direkter an den

Energieverbrauch gekoppelt als die Wertschöpfung des Sektors. Dabei sind die Beschäftigten eher für Energiedienstleistungen wie EDV-Ausstattung relevant, während die Nutzfläche für die gebäudebezogenen Energiedienstleistungen die zentrale Größe ist. Die sektorale Einteilung der Aktivitätsgrößen orientiert sich dabei an der Klassifizierung der Wirtschaftszweige 2003 (WZ 2003) und unterscheidet acht Branchen (Tabelle 6).

Tabelle 6: Klassifizierung der Branchen von FORECAST-Tertiary.

Bezeichnung	WZ 2003
Beherbergungs- und Gaststätten (Gastronomie und Hotels)	H
Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen (Gesundheitswesen)	N
Erziehung und Unterricht (Bildungswesen)	M
Groß- und Einzelhandel (Einzelhandel)	G
Verkehr und Nachrichtenübermittlung (Verkehrswesen)	I
Öffentliche Verwaltung, Verteidigung, Sozialversicherung (Öffentliche Einrichtungen)	L
Kreditinstitute und Versicherungen (Finanzwesen)	J
Sonstige Dienstleistungen (Abfall, Sport, Soziale Dienstleistungen) + Grundstücks- und Wohnungswesen (Sonstige)	O+K

Der Energiebedarf in diesen Branchen wird einzelnen Anwendungen bzw. bis zu 13 einzelnen Energiedienstleistungen (EDL) zugeordnet, die zusammen für den Großteil des Stromverbrauchs im tertiären Sektor verantwort-

lich sind. Beispiele für EDL sind Beleuchtung, Kühlung oder IKT-Anwendungen. Bei den meisten EDL ergibt sich die absolute Nachfrage aus der globalen Aktivitätsgröße (entweder Fläche oder Beschäftigte) und der EDL-bezogenen Aktivitätsgröße (z.B. Anteil beleuchtete Fläche). Einige EDL sind nicht an die globalen Aktivitätsgrößen geknüpft, wie z.B. die Straßenbeleuchtung.

Durch die Abbildung dieser Anwendungen im Modell ist es möglich, den Strombedarf der einzelnen Branchen - ausgehend von der technologischen Struktur - zu berechnen und so einen Großteil des Stromverbrauchs des tertiären Sektors durch die technologischen Entwicklungen zu erklären. Somit können Energieeffizienzmaßnahmen explizit ins Modell aufgenommen und an technologische Entwicklungen gekoppelt werden. Die Verbreitung von Effizienzmaßnahmen senkt den spezifischen Energieverbrauch einzelner Energiedienstleistungen und spiegelt so eine unterschiedliche Überwindung von Hemmnissen durch politische Instrumente zur Förderung der Energieeffizienz wider bzw. variierende Energiepreise. Modelliert wird die Diffusion von Effizienzmaßnahmen als eine Summe von Investitionsentscheidungen der Unternehmen. Die explizite Darstellung von Effizienzmaßnahmen erlaubt unter anderem Annahmen zu den Wirkungen politischer Instrumente, wie etwa bei den Durchführungsmaßnahmen der Ökodesign-Richtlinie, direkt in das Modell zu übernehmen und dadurch Szenarios zu erstellen, die mit der aktuellen politischen Agenda kompatibel sind.

FORECAST-Residential (Haushaltssektor)

Das Sektor-Modell für den Haushaltssektor, FORECAST-Residential, setzt sich neben einem Modul für die Haushaltsgeräte (Geräte-Modul) auch aus Modulen für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung (Gebäude-Modul) zusammen.

Das Modul Haushaltsgräte von FORECAST-Residential berücksichtigt die folgenden Gerätekategorien, die des Weiteren nach Technologien und/oder Effizienzklassen differenziert werden:

- Große elektrische Haushaltsgeräte (darunter: Kühl- und Gefriergeräte, Spülmaschinen, Waschmaschinen, Trockner, Herde)
- Endgeräte der Informations- und Kommunikationstechnologien IKT (darunter: Desktop-Computer, PC-Bildschirme, Laptops, Fernseher, Set-Top-Boxen, Modem/Router)
- Elektrische Kleingeräte (darunter: Kaffeemaschinen, Staubsauger)
- Beleuchtung
- Klimageräte
- Sonstige elektrische Anwendungen: diese Kategorie stellt ein Restaggregat dar, das alle in den übrigen Bereichen noch nicht berücksichtigten elektrischen Anwendungen in den privaten Haushalten umfasst. Diese Kategorie beinhaltet sowohl eine Vielzahl an weiteren elektrischen Kleingeräten (u.a. Dunstabzugshauben, Mikrowellenherde, Bügeleisen, Fön, Toaster, Rasierer) als auch die Stromnachfrage von potentiell neuen Geräten, die bis 2050 neu in den Markt diffundieren.

Die aufgeführten Gerätekategorien beinhalten bis auf die Herde ausschließlich strombasierte Anwendungen.

Aufgrund der hohen Datenverfügbarkeit über die Anzahl und den durchschnittlichen spezifischen Energieeinsatz von Haushaltsgeräten wird deren Endenergienachfrage über ein Bestandsmodell berechnet. Da für die Berechnung der Bestandsumwälzung auch vergangenheitsbezogene Daten zu erheben sind, werden in einem vorgelagerten Schritt empirische Zeitreihen für die jahresspezifische Geräteanzahl und den spezifischen Verbrauch

der Geräte (differenziert nach Betrieb und Standby) ermittelt bzw. geschätzt. Die Projektion des Gerätebestandes erfolgt mittels einer logistischen Funktion, die sich aus einer kleinsten-Quadrate-Abweichung, basierend auf der empirischen Bestandsentwicklung und einer geschätzten Sättigungsgrenze, berechnet. Nachgelagert findet die hierbei noch eine Berechnung anhand einer Logit-Funktion statt, das die Investitionsentscheidung abbildet und die Marktanteile der Substitutionsalternativen kostenbasiert bestimmt.

Die Bestandsumwälzung bzw. die Marktdiffusion neuer Geräte erfolgt anhand einer gerätespezifischen Nutzungsdauer mit normalverteilter Ausfallwahrscheinlichkeit, durch die der Zeitpunkt des Nutzungsdauer-Endes eines alten Gerätes und des Nutzungsdauer-Anfangs eines neuen Gerätes determiniert wird. Die Wahl der Technologien bzw. Effizienzklassen der ersetzten Altgeräte und des Bestandszuwachses, die als Neugeräte in den Bestand diffundieren, orientiert sich an der Ausgestaltung eines Szenarios. Die jährliche Endenergienachfrage aller Geräte errechnet sich demzufolge aus dem spezifischen Verbrauch (basiert entweder auf den Betriebsstunden bspw. bei Fernsehern oder auf der Anzahl an Zyklen pro Jahr bspw. bei Spülmaschine), der durchschnittlichen Ausstattungsrate (bei der Beleuchtung entspricht dies dem Anteil der Beleuchtungspunkte pro Wohneinheit) und der Anzahl der privaten Haushalte.

Dieser Aufbau gilt grundsätzlich für alle berücksichtigten Gerätekategorien mit Ausnahme des Restaggregats der sonstigen elektrischen Anwendungen. Bei dieser Kategorie lässt sich dieser Ansatz aufgrund der großen Heterogenität nicht durchführen. Die Stromnachfrage im Basisjahr wird für die sonstigen elektrischen Anwendungen daher als Differenz zur Stromnachfrage laut der Energiebilanz (ohne den Verbrauch für Raumwärme und Warmwasser) ermittelt und für die Zukunft anhand einer abgeschätzten Ausstattungsrate fortgeschrieben.

Das Gebäude-Modul von FORECAST-Residential ist wie folgt aufgeschlüsselt:

- Gebäude: Bestandsgebäude und Neubauten (differenziert nach Baualtersklasse, Gebäudegrößenklassen und Gebäudestandards)

- Raumwärme- und Warmwasser-Technologien: Strom-, Öl-, Kohle-, Gas-, Biomasse-, Fernwärme- und Solar-Technologien

Das Ergebnis der Gebäude-Projektion wird als Nutzwärmebedarf ausgewiesen. Bei den Technologien für Raumwärme und Warmwasser werden sämtliche Endenergieträger berechnet.

Aufgrund der hohen Datenverfügbarkeit über die deutsche Gebäudetypologie wird der Nutzwärmebedarf über ein Bestandsmodell berechnet. Da für die Berechnung der Bestandsumwälzung auch vergangenheitsbezogene Daten zu erheben sind, wird in einem vorgelagerten Schritt die Zusammensetzung der aktuellen Bestandsgebäude (differenziert nach Baualtersklasse, Gebäudegrößenklassen und Gebäudestandards) ermittelt. Die Projektion des Gebäudebestandes basiert neben den Abriss-, Sanierungs- und Neubauraten ebenfalls auf einer Logit-Funktion.

Die Berechnung der Raumwärme (Bedarfsdeckung) erfolgt in einem nachgelagerten Schritt zur Berechnung des Gebäudebestandes (Bedarfsermittlung). Die Datenverfügbarkeit ist hier im Vergleich zu den Gebäuden und den Geräten auf einem weniger detaillierten Niveau vorhanden. Die Datengrundlage für Raumwärme stellt der Endenergieverbrauch der einzelnen Energieträger im Basisjahr dar. Die Projektion der Raumwärme-Technologien erfolgt neben einer standardnormalverteilten Lebensdauer auf einer Logit-Funktion. Die Berechnung des Endenergieverbrauchs durch Warmwasser-Technologien erfolgt entsprechend zum Raumwärme-Berechnung bis auf den Unterschied, dass der zu deckende Bedarf hier durch die Anzahl an Litern Warmwasser und das durchschnittliche Temperaturniveau des Warmwassers definiert wird.

ALADIN (Verkehrssektor)

Das Modell ALADIN (ALternative Antriebe Diffusion und Infrastruktur) wird für die zukünftige Marktdiffusion von alternativen Antrieben im Straßenverkehr eingesetzt. Dabei ist das Grundprinzip des Modells, dass basierend auf einer Vielzahl von Einzelfahrzeugen über das Fahrverhalten der Marktanteil alternativer Antriebe bestimmt wird (MOP 2010, Fraunhofer ISI 2014, KiD 2010, truckscout 2016). Der Fokus liegt im Pkw-Bereich auf Elektrofahrzeugen (BEV, PHEV und FCEV) und ihrer Ladeinfrastruktur, im Straßengüterverkehr werden verschiedene alternative Antriebsarten untersucht, wobei der aktuelle Fokus auf Hybrid-Oberleitungs-Lkw liegt (Plötz et al. 2013, Plötz et al. 2014, Gnann et al. 2015, Gnann 2015, Wietschel et al. 2017). Während der Beobachtungsraum bislang auf Deutschland bis 2030 begrenzt war, wurde das Modell im Rahmen dieses Projekts auf Europa und die Entwicklung bis 2050 erweitert.

Für die Diffusion von Elektrofahrzeugen in Europa werden die Ergebnisse aus Deutschland auf die anderen Länder übertragen und dabei an die besonderen Rahmenbedingungen in den Ländern angepasst. Im Einzelnen wird der aktuelle Marktanteil von Elektrofahrzeugen in den Ländern als Ausgangspunkt genommen gemäß (EAFO 2017). An den Markthochlauf für Deutschland in den Jahren 2020 – 2030 gemäß dem komplexen ALADIN-Modell für Deutschland (Plötz et al. 2013, Gnann 2015) wird eine logistische Wachstumskurve gelegt (gemäß Minimierung der quadrierten Differenzen). Diese logistische Wachstumskurve für Deutschland enthält zwei Parameter: die Wachstumsrate des Marktes und den Zeitpunkt zu dem 50% Marktanteil für Elektrofahrzeuge erreicht sind. Da sich die Energiekosten für Benzin bzw. Diesel und Elektrizität zwischen den betrachteten Ländern stark unterscheiden, werden die durchschnittlichen Ersparnisse pro Kilometer für ein Elektrofahrzeug im Vergleich zu einem verbrennungsmotorischen Fahrzeug berechnet. Europaweit liegen diese Ersparnisse zwischen drei und acht Eurocent pro km. Die Wachstumsrate des logistischen Wachstums im einzelnen Land wird aufgrund der höheren oder niedrigeren Kraftstoffkos-

tenersparnisse erhöht oder erniedrigt. Dafür wird der lineare Zusammenhang zwischen Wachstumsraten und Ersparnissen zwischen den Pro- und Contra-EV-Szenarien für Deutschland verwendet und auf die Wachstumsraten in den anderen Ländern extrapoliert. Die erforderlichen Benzin- und Strompreise werden aus (Eurostat 2017c, EC 2017) übernommen. Zur Illustration zeigt Abbildung 12 Benzin- und Strompreise in den einzelnen Europäischen Ländern. Man erkennt, dass Norwegen bspw. eine für Elektrofahrzeuge besonders günstige Kombination aufweist.

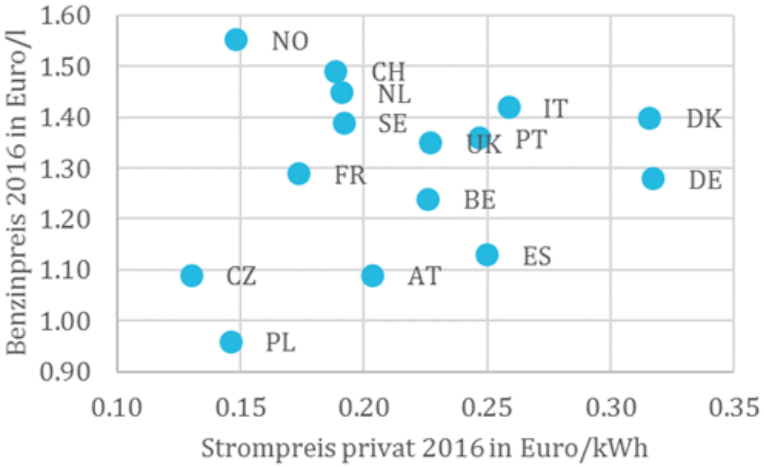

Abbildung 12: Verhältnis der Benzin- und Strompreise in den EU-Ländern.

Der zweite Parameter des logistischen Wachstums, der Zeitpunkt mit 50% Marktanteil von Elektrofahrzeugen, wird für das jedes Land so bestimmt, dass das logistische Wachstum an den Marktanteil von Elektrofahrzeugen 2016 anschließt. Damit sind logistische Wachstumskurven für alle Länder mit Berücksichtigung der Landesspezifika bestimmt und diese werden bis 2050 fortgeschrieben.

Der gesamte Energieverbrauch pro Jahr ergibt sich aus den Neuzulassungen und Verbräuchen der Elektrofahrzeuge. Die Energienachfrage W_t^{PEV} folgt aus den elektrischen Fahranteilen $s_t^{el,PEV}$ im Betrachtungsjahr t multipliziert mit der Summe des Produkts der Marktanteile MS_τ^{PEV}, der Jahresfahrleistung VKT_τ^{PEV} und dem elektrischen Verbrauch $c_\tau^{el,PEV}$ wie folgt

$$W_t^{PEV} = \sum_{\tau=t-T}^{t} MS_\tau^{PEV} \cdot VKT_\tau^{PEV} \cdot c_\tau^{el,PEV} \cdot s_\tau^{el,PEV}$$

Dabei ist der elektrische Fahranteil 100% für BEV und wird für PHEV aus dem Deutschland-Modell von ALADIN übertragen.

Der zweite Teil der Modellierung umfasst die Diffusion von Hybrid-Oberleitungs-Lkw in Europa. Untersuchungsgegenstand sind hierbei Lkw mit einem zulässigen Gesamtgewicht über 12 Tonnen, die nicht als Baufahrzeuge, sondern vornehmlich im Langstreckenverkehr eingesetzt werden. Die detaillierte Datengrundlage stellt hierbei die Studie (Wietschel et al. 2017) dar, in der die Machbarkeit von Hybrid-Oberleitungs-Lkw in Europa untersucht wurde. In dieser Studie werden für rund 7.000 Jahresfahrleistungen von Lkw unterschiedlicher Größenklassen mit einem Kostenvergleich die besten Antriebsarten für 2015 und 2030 berechnet und das Marktpotenzial eines Antriebs anhand des Anteils in der Größenklasse bestimmt (KiD 2010, truckscout 2016). Dieses wird auf die Fahrzeuge, die vornehmlich in Deutschland fahren, reduziert und mit einer beschränkten Modellverfügbarkeit limitiert. Mittels polynomieller Interpolation der Neuzulassungen und anschließender Summation kann der Bestand bestimmt werden. Von großer Wichtigkeit ist dabei die detaillierte Bestimmung der Fahrten eines Fahrzeugs an der Oberleitung, da dieses deutlich günstiger ist, als das Fahren im Dieselbetrieb. Hierfür muss das Fahren auf Autobahnen mit Oberleitung abgeschätzt werden, wofür Regressionen auf Basis der Nutzung bestimmt werden.

Da keine derart detaillierten Daten für die Fahrzeugnutzung in Europa zur Verfügung stehen, wird der Markthochlauf von Deutschland basierend auf Wietschel et al. (2017) auf Europa übertragen und als gleich angenommen. Da in der vorliegenden Studie bis zum Jahr 2030 gerechnet wird, und eine Fortschreibung sämtlicher Einzelparameter im Vergleich zur Fortschreibung des Markthochlaufs als fehleranfälliger angesehen wird, werden die Marktanteile bis 2050 extrapoliert. Das heißt, die Marktanteile sind in allen Ländern gleich hoch, die Differenzierung erfolgt aber über die verschiedenen Zulassungszahlen und deren Entwicklung. Zudem wird nach 2030 angenommen, dass der elektrische Fahranteil durch den Einsatz von größeren Batterien im Fahrzeug bis 2050 auf 100% ansteigt.

Für die zukünftige Entwicklung des Güterverkehrs wird das Referenzszenario von PRIMES verwendet, das von einer Steigerung des Güterverkehrs von etwa 60% zwischen 2010 und 2050 ausgeht (EU 2017). Die Neuzulassungen werden hierfür aus der Straßengüterverkehrsleistung (in Tonnenkilometern) berechnet. Hierbei wird der Bestand berechnet, indem 90% der Tonnenkilometer (Anteil, die durch Sattelzugmaschinen erbracht werden) durch eine durchschnittliche Jahresfahrleistung von 100.000 km (gewichtetes Mittel der Fahrzeuge von 12-26 t und Sattelzugmaschinen aus (Wietschel et al. 2017)) und durch ein Fahrzeuggewicht von 14 t (bei mittlerer Zuladung von 50%) geteilt wird. Darüber werden die Neuzulassungen mit Hilfe einer Haltedauer von sechs Jahren ermittelt. Mithilfe dieser Neuzulassungen kann die Marktdiffusion nach Ländern und die Energienachfrage W_t^{CHV} als elektrischer Fahranteil $s_t^{el,CHV}$ im Betrachtungsjahr t multipliziert mit der Summe des Produkts der Marktanteile MS_τ^{CHV}, der Jahresfahrleistung VKT_τ^{CHV} und des elektrischen Verbrauchs $c_\tau^{el,CHV}$ berechnet werden

$$W_t^{CHV} = s_t^{el,CHV} \sum_{\tau=t-T}^{t} MS_\tau^{CHV} \cdot VKT_\tau^{CHV} \cdot c_\tau^{el,CHV}$$

Für die Energienachfrage nach Ländern muss die Gesamtstrommenge nach dem Inlandsprinzip verteilt werden, da die Nutzung nicht ausschließlich von

Fahrzeugen aus dem Inland (Inländerprinzip) erfolgt. Detailanalysen zeigen jedoch eine starke Korrelation zwischen beiden Größen, so dass für die Fortschreibung der Güterverkehrsnachfrage nach dem Inlandsprinzip ebenfalls das Referenzszenario von PRIMES verwendet wird (EU 2017).

3.2.2. Modellierung der stündlich aufgelösten Last und Simulation von Lastmanagement

Zur Modellierung der stündlich aufgelösten Stromnachfrage wird das Modell eLOAD (energy load curve adjustment tool) verwendet (Boßmann, 2015).

Die Verwendung des Modells dient dazu, technologisch, strukturell oder gesellschaftlich bedingten Wandel, der sich auf einzelne Prozesslasten und darüber hinaus auf die Gesamtsystemlast auswirkt, zu identifizieren und zu bewerten. Insofern besteht der Mehrwert dieses Partialansatzes darin, dass im Gegensatz zu konventionellen Methoden, die die Systemlast durch Skalierung an die Jahresnachfragemenge anpassen, Strukturänderungen berücksichtigt werden. Die innerhalb des Modells bis zum Jahr 2050 berechnete Systemlast wird anschließend dem Modell Perseus-EU übergeben und dient diesem als Input.

Lastverlaufsprojektion

Das Simulationsmodell eLOAD ist in zwei Module aufgeteilt. Innerhalb der Lastverlaufsprojektion wird die Systemlast der Zieljahre modelliert. Dies geschieht mithilfe einer partiellen Dekomposition und ist in Abbildung 13 dargestellt: Mithilfe einer Datenbank, die unter anderem mehr als 1000 prozess- und anwendungsspezifische Lastprofile sowie Wetterdaten enthält und der aus dem Modell FORECAST entnommenen prozessspezifischen Jahresnachfrage wird die historische Systemlast des Jahres 2014 (ENTSOE, 2018) in sektorale, subsektorale und anwendungsspezifische Lastkurven sowie eine „Restlast“ zerlegt. Nachfolgend werden diese Lastkurven in Abhängigkeit von zukünftigen Nachfragemengen skaliert und im letzten Schritt zur Systemlast des Zieljahres zusammengesetzt. Auf diese Weise

werden inter- und intrasektorale Nachfrageänderungen auch in die stündlich aufgelöste Nachfrage transportiert und Auswirkungen auf diese zeitlichen Ebene im Detail analysiert.

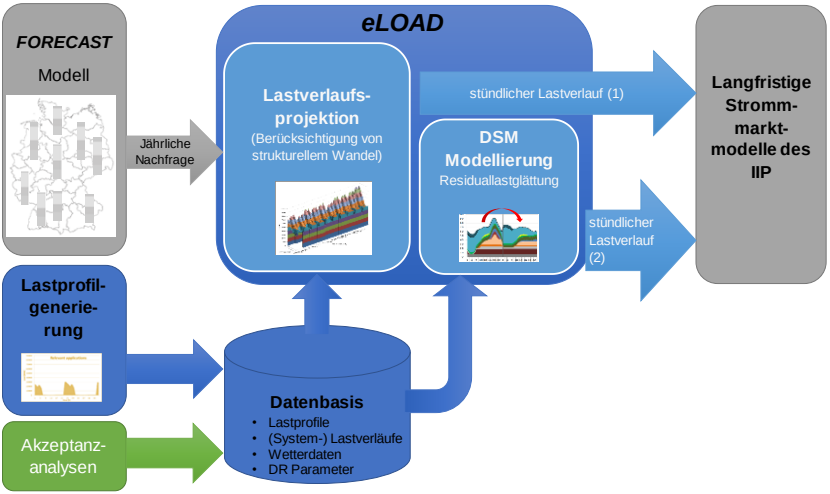

Abbildung 13: Prozessschaubild des Ablaufs der Modellierung der stündlich aufgelösten Nachfrage mit dem Modell eLOAD.

DSM-Modellierung

Innerhalb der Lastverlaufsprojektion wird von statischen, unelastischen Prozesslasten ausgegangen. Im DSM-Modul („Demand Side Management“, dt.: „Lastmanagement“) wird hingegen nachfrageseitig für geeignete Prozesse und Anwendung von der Möglichkeit eines flexiblen Einsatzes ausgegangen. Das bedeutet, der Einsatz von Lastmanagement sowie dessen Einfluss auf die Systemlast wird simuliert, indem die Prozesslast unter Berücksichtigung technischer und ökonomischer Restriktionen verschoben wird. Dazu werden die Gesamtkosten des Einsatzes der flexiblen Anwen-

dungen und Prozesse durch Lösung eines gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems minimiert. Innerhalb des DR Moduls wird jeder Prozess einzeln optimiert. Resultat des Vorgangs sind einerseits optimierte Prozesslastprofile und andererseits die Systemlast nach Optimierung.

Zur Modellierung der räumlich aufgelösten (optimierten) Systemlast wird vorgelagert die Systemlast auf NUTS-3-Ebene (Landkreise) berechnet. Dies erfolgt ebenfalls durch eine partielle Dekomposition. Dazu wird die anhand des Verteilungsschlüssels (siehe Abschnitt 3.2.2) berechnete sektorale Jahresnachfrage mit Lastprofilen hinterlegt. Dies bedeutet, dass die Lastprofile aller Landkreise als einheitlich betrachtet werden. Unterschiede zwischen den regionalen Systemlasten ergeben sich durch die unterschiedlichen Anteile der Sektoren an der Gesamtstromnachfrage.

Die regionalisierte Systemlast wird an das Modell Perseus-EU und die anderen angebotsseitigen Modelle, die im Folgenden beschrieben werden, übergeben, um die Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz zu ermitteln.

3.3. Modellierung des zukünftigen erneuerbaren Stromangebots

Die Umsetzung politischer Zielvorgaben zum Ausbau erneuerbarer Energien erfolgt mit PERSEUS-RES auf Basis der regional hoch aufgelösten kostenminimalen Allokationsplanung nach Slednev et al. 2017. Hierbei werden neben einer größtenteils anlagenscharfen Entwicklung der erneuerbaren Bestandsanlagen sowie der jeweiligen Potentiale für weitere EE-Anlagen, die auf der 110kV-Stromnetzebene installiert werden können und politische Zielvorgaben zur regionalen und technologiespezifischen Entwicklung einzelner erneuerbarer Energieträger berücksichtigt. Treiber der Entwicklung ist in jedem europäischen Land die jährliche Erreichung eines Mindestanteils von erneuerbaren Energien an der Bruttostromnachfrage.

Grundlage für die Bestimmung des Ausbaus erneuerbarer Energien ist eine detaillierte Parametrierung der erneuerbaren Bestandsanlagen sowie die Ableitung von Potentialen auf Verteilnetzebene in Europa. Hierfür werden die für die jeweilige Investitionsoption geeigneten Flächen mit den Wetterzellen einer Meteorologischen Datenbank (ANEMOS, 20x20 km Auflösung) sowie den Voronoi-Polygonen auf Verteilnetzebene verschnitten, um einen einheitlichen Bezugsrahmen mit gleicher Ressourcenverfügbarkeit zu schaffen.

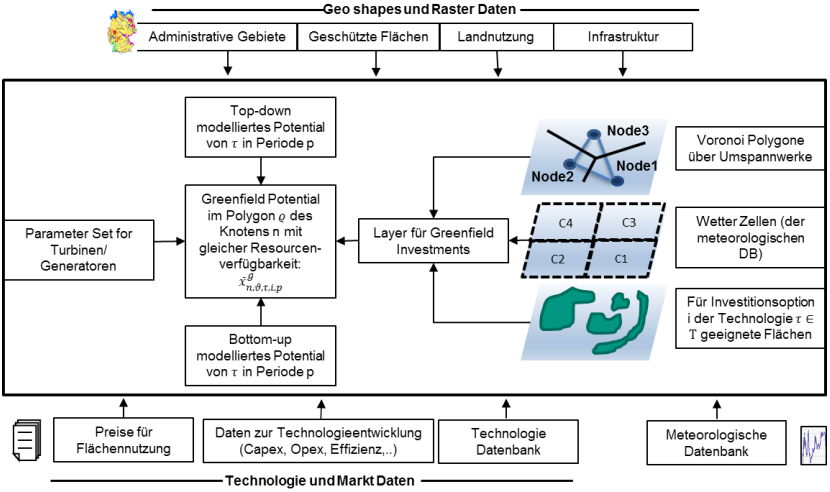

Abbildung 14: Ansatz zur Ableitung von Profilen und Potentialen für eine Allokationsplanung erneuerbarer Energien.

In Kombination von Bottom-Up-basierten Ansätzen zur Bestimmung des Potential von Windenergie und Photovoltaik mit Top-Down Ansätzen zur Regionalisierung von Biomasse-Potentialen sowie der durch Bestandsanlagen bereits ausgenutzten Potentiale werden für jede Technologie die zur Verfügung stehenden optimalen jährlichen Neu- und Reinvestitionsoptionen bestimmt. Im Rahmen einer räumlich hoch aufgelösten, jährlichen Investi-

tionsplanung bis 2050 erfolgt die kostenminimale Ausbauplanung auf Basis eines linearen Problems mit perfekter Voraussicht. Neben technologiespezifischen Kapazitäts- und Einspeiserestriktionen werden ferner Netzrestriktionen anhand einer Abschätzung der Transportnetzkapazitäten des per Shortest-Path ermittelten nächsten Transportnetzknotens berücksichtigt.

Die Ermittlung von Profilen erfolgt für die dargebotsabhängige Einspeisung von Windenergie und Photovoltaik durch einen Bottom-Up-Ansatz auf Basis der lokalen Resourcenverfügbarkeit (Windgeschwindigkeit, Einstrahlung usw.) sowie der jeweiligen Anlagenparametrierung (Nabenhöhe, Kennlinie, Ausrichtung, usw.). Wind-Onshore- und Wind-Offshore-Bestandsanlagen werden dabei mit den jeweils recherchierten bzw. modellierten Anlagenkonfigurationen bezüglich Nabenhöhe, Turbinenkennlinie, Zubaujahr anlagenscharf abgebildet, während für Neubau/Repowering (soweit nicht bereits bekannt) eine für den Standort jeweils ideale Anlagenkonfiguration angenommen wird. Basierend auf einer Datenbank von 617 Kennlinien sowie der Nabenhöhen ergeben sich somit alleine für Deutschland über 20.000 unterschiedliche Einspeiseprofile.

Abbildung 15: Verteilung von (Bestands-) Windkraftanlagen in Europa.

Die Parametrierung von Photovoltaikmodulen basiert auf der statistischen Streuung bezüglich der Ausrichtung und des Neigungswinkels und wird für Bestandsanlagen und sowie für Investitionskandidaten im Rahmen einer stochastischen Ziehung ermittelt. Nach dem Clustern der Anlagen zur Reduktion der Profilanzahl gehen alleine in Deutschland über 148.000 Profile für Aufdachanlagen in die Modellierung ein.

Im Gegensatz zur detaillierten Modellierung fluktuierender erneuerbarer Energien werden für die Abbildung der Einspeisung aus Biomasse, Biogas, Laufwasser und von Saisonalspeichern die historischen nationalen Ein-

speiseprofile zugrunde gelegt und mit der jeweiligen lokal installierten Leistung skaliert.

3.4. Bestimmung des Kraftwerksbedarfs/ Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Für die Bestimmung des notwendigen Kapazitätsbedarfs zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit muss in einem ersten Schritt das Niveau definiert werden, unter dem das Erzeugungssystem als versorgungssicher gilt. In der vorliegenden Studie wird die Annahme getroffen, dass Versorgungssicherheit bezüglich der Elektrizitätserzeugung vorliegt, wenn in maximal drei Stunden eines Jahres (im Durchschnitt über alle betrachteten Jahre) eine kontrollierte Teilabschaltung von Stromverbrauchern notwendig ist. Dies entspricht einer Versorgungssicherheit von 99,97% und berücksichtigt die Tatsache, dass ein (ohnehin theoretisch nie erreichbares) Niveau der Versorgungssicherheit von 100% volkswirtschaftlich aufgrund der verbundenen Kosten nicht sinnvoll ist.

Die Bestimmung des notwendigen Kapazitätsbedarfs erfolgt in PERSEUS-ADQ in einem myopischen Verfahren in 5-Jahres-Schritten auf Basis der (Nicht-)Verfügbarkeit konventioneller und regenerativer Kraftwerksleistung unter Berücksichtigung 15 verschiedener (historischer) Wetterjahre sowie der expliziten Berücksichtigung möglicher Stromimporte aus dem Ausland. Hierbei wird die stündliche Nichtverfügbarkeit des konventionellen Kraftwerkparks auf Basis geplanter Revisionen und stochastischer Kraftwerksausfälle definiert, während die Nichtverfügbarkeit erneuerbarer Energien aus den simulierten Einspeisezeitreihen auf Basis der Wetterjahre 2001 bis 2015 abgeleitet wird. Im Gegensatz zu vereinfachenden Ansätzen wird im Rahmen dieser Studie bei der Abbildung möglicher Stromimporte nicht nur die verfügbare Übertragungsleistung selbst, sondern ebenso das

Vorhandensein (in der jeweils modellierten Stunde) von freien Erzeugungskapazitäten in den entsprechenden Nachbarländern berücksichtigt.

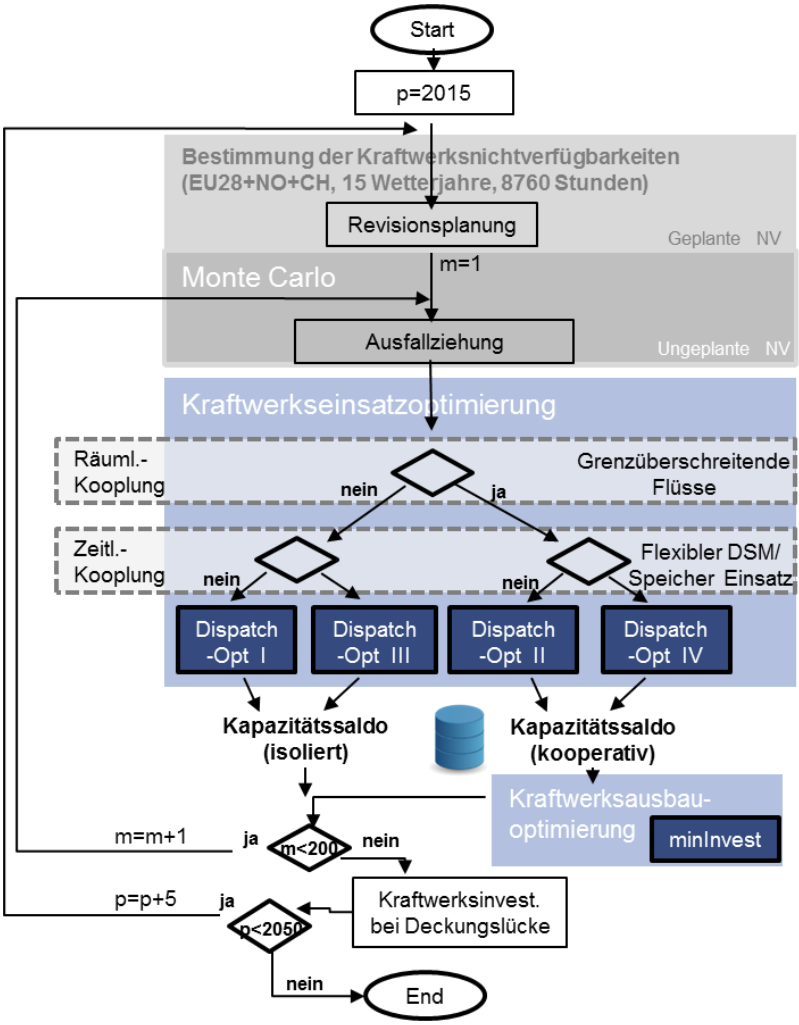

Abbildung 16: Ablaufdiagramm zur Bestimmung der Kapazitätslücke mit PERSEUS-ADQ.

Ausgehend von einem gegebenen Kraftwerkspark in der jeweiligen Simulationsperiode sowie der zu deckenden stündlichen Residuallast[3] in 15 Wetterjahren wird zunächst für die einzelnen Länder/Zonen (EU28+NO+CH sowie DE in DES/DEN) eine Revisionsplanung durchgeführt. Ziel der Revisionsplanung ist hierbei eine zum Residuallastniveau gleichmäßige Verteilung der konventionellen Kapazitäten sowie eine Verminderung von Kapazitätsengpässen[4]. Anschließend werden ungeplante Nichtverfügbarkeiten im Rahmen einer Monte-Carlo Simulation mit 200 Ausfallziehungen der verbliebenen verfügbaren Kraftwerke berücksichtigt[5].

Im Falle einer isolierten Analyse der Versorgungssicherheit in einzelnen Ländern/Zonen sowie fehlender Möglichkeiten zur Flexibilisierung des DSM Einsatzes oder der Einspeisung saisonaler Speicher im Kontext von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten (DispatchOpt. I), kann die Deckungslücke anhand des Kapazitätssaldos analytisch bestimmt werden. So definiert das 0.03% Perzentil der stündlichen Kapazitätssalden, die angeben, um wie viel die Residuallast über- bzw. unterdeckt wird (positive/negative Salden), die Deckungslücke bei Erreichung einer Versorgungssicherheit von 99,97%. Bei 200 Ziehungen in 15 Wetterjahren in stündlicher Auflösung ist somit die 7884te kritischste Stunde von 26,27 Mio. analysierten Lastsituationen auslegungsrelevant. Aus Sicht von PERSEUS-ADQ besteht eine Deckungs-

[3] Eload Nachfrage auf Basis des Wetterjahres 2012, abzüglich der simulierten erneuerbaren Einspeisung auf Basis der Wetterjahre 2001 bis 2015. Die Berücksichtigung viertelstündiger Lastspitzen erfolgt durch eine entsprechende Skalierung basierend auf historischen Werten für jedes Land.

[4] In einem heuristischen Verfahren werden hierzu nacheinander die Revisionen der nach ihrer Leistung absteigend sortierten Kraftwerke so eingeplant, dass die quadrierten Abweichungen zum maximal erreichbaren Kapazitätspuffer (Installierte Leistung – Residuallast) sowie die quadrierten negativen Kapazitätssalden (Verfügbare Leistung – Residuallast) minimiert werden.

[5] Im Rahmen der Monte-Carlo Ziehungen wird auch das Eintreten eines 5 bzw. 10 Jahres-Winters durch eine entsprechende stochastische Skalierung der Nachfrage in den Wintermonaten berücksichtigt.

lücke, sofern in dieser „Stunde“ ein negativer Kapazitätssaldo zu beobachten ist.

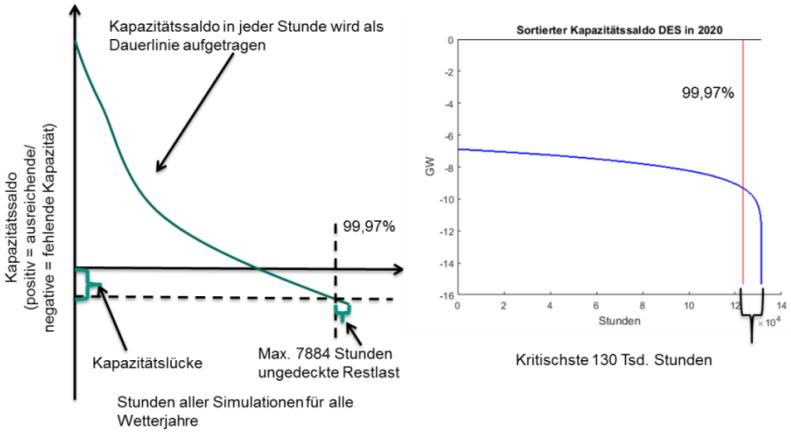

Abbildung 17: Grafische Ableitung der Kapazitätslücke (links: schematisch, rechts: exemplarisch für DES im Jahr 2020).

Im Anschluss an die Bestimmung der Deckungslücke eines Landes bzw. einer Zone in einem Simulationsjahr wird diese durch Kraftwerksinvestitionen geschlossen, damit diese im nächsten Simulationsjahr bei der Revisionsplanung und der Ausfallziehung berücksichtigt werden können.

Die Analyse der Versorgungssicherheit im kooperativen Fall, welcher die Möglichkeit von Stromimporten beinhaltet, gestaltet sich etwas aufwendiger und erfolgt in einem zweistufigen Optimierungsansatz. Ausgehend von einer fixierten Residuallast (DispatchOpt. II) werden zunächst die kritischen Stunden mit Hilfe einer Monte-Carlo Ziehung bestimmt, indem die nationalen/zonalen Kapazitätssalden im Rahmen eines Transportproblems optimiert werden. Ziel ist die Minimierung der Deckungslücken in den einzelnen Ländern unter Berücksichtigung von Grenzkuppelkapazitäten und dem Verbot von Nettoexporten aus Zonen mit einem negativen Kapa-

zitätssaldo. Basierend auf den kritischsten Stunden der aktuellen sowie vorherigen Monte-Carlo Ziehungen wird mit PERSEUS-ADQ anschließend eine im europäischen Kontext minimale Zubauleistung zum Erreichen eines Sicherheitsniveaus von 99,97% in jedem Land bestimmt. Die Herausforderung liegt hierbei zum einen darin, dass von einer Investition in einer Zone automatisch alle anderen Zonen profitieren. Zum anderen darin, dass die auslegungsrelevanten Situationen vor Durchführung sämtlicher Monte-Carlo Ziehungen noch nicht bekannt sind. Um in der Optimierung eine räumliche und zeitliche Kopplung von über 26 Millionen Lastsituationen zu vermeiden, basiert die Optimierung im zweiten Schritt nur auf einer Auswahl zuvor ermittelter potentiell kritischer Stunden und beinhaltet die Lösungen vorhergehender Ziehungen als untere Schranke auf den Investitionsvariablen[6].

Eine flexible Reaktion von DSM und Saisonalspeichern auf Kraftwerksausfälle ist im Rahmen der Optimierungen DispatchOpt. III und DispatchOpt. IV sowohl für den räumlich gekoppelten als auch für den ungekoppelten Fall möglich. Last und Einspeiseflexibilität werden hierbei als Speicher modelliert, die im Rahmen der jeweiligen technologischen Grenzen zu einer Verschiebung der ursprünglichen Profile führen können. Hierfür wird die Zielfunktion der Minimierung der Deckungslücken um eine normierte Merit-Order des Kraftwerkeinsatzes erweitert.

Die einmal bestimmte Kapazitätslücke wird dem nachgelagerten Modell, PERSEUS-EU, als zu installierende Mindestkapazität vorgegeben. Mit PERSEUS-EU wird unter Berücksichtigung der neuen Nebenbedingung der optimale konventionelle Kraftwerkspark bis zum Jahr 2050 ermittelt. Der errechnete Kraftwerkspark wird wiederum an PERSEUS-ADQ zur Prüfung übergeben.

[6] Die Startwertproblematik dieses Ansatzes wird dahingehend berücksichtigt, dass in einer vorgeschalteten Initialisierungsphase von 20 Ausfallziehungen die zweistufige Optimierung separat ausgeführt wird und die ermittelten Deckungslücken in einer Zone anschließend gemittelt werden.

3.5. Kraftwerksausbaumodell

Das am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) entwickelte PERSEUS-EU Modell (Programme Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply) gehört zu einer Vielzahl heute existierender Energiesystemmodelle. Die optimierenden Energie- und Stoffflussmodelle umfassen meist eine integrierte Kapazitätsausbau und –einsatzplanung und dienen zur Entscheidungsunterstützung in Bereichen, die sich mit der Energieumwandlung und dem Stromtransport beschäftigen. Im PERSEUS-EU Modell wird die Umwandlungskette ausgehend von den Primärenergieträgern über die Energieumwandlung hin zum Transport und der Verwendung abgebildet. Zentrale Ergebnisse sind ein optimaler Kraftwerkspark, der Primärenergieverbrauch, die CO_2-Emissionen sowie der internationale Stromaustausch. Vereinfacht kann das PERSEUS-EU Modell wie in Abbildung 18 dargestellt werden.

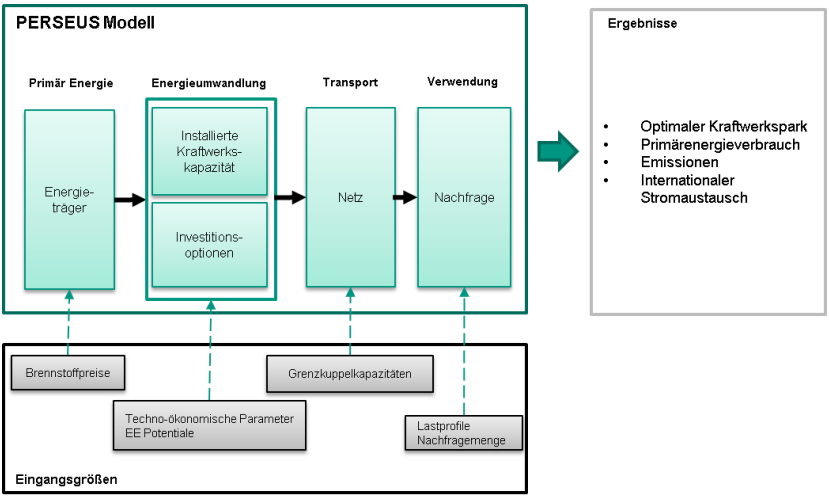

Abbildung 18: Vereinfachte Darstellung des PERSEUS-EU Modells.

Die PERSEUS-Modellfamilie eignet sich besonders für Szenarioanalysen und insbesondere für die Wirkungsanalyse veränderter Rahmenbedingungen aus politischen oder ökologischen Gründen. Ziel der integrierten Einsatz- und Ausbauplanung, umgesetzt in dem linearen Optimiermodell PERSEUS-EU (Heinrichs, 2014), ist die Minimierung der systemrelevanten Ausgaben des europäischen Kraftwerksparks, der zur Deckung der exogen vorgegebenen Stromnachfrage notwendig ist. Die geographische Auflösung des PERSEUS-EU Modells umfasst den Stromsektor von 28 europäischen Ländern (siehe Abbildung 19).Das Modell umfasst eine detaillierte Abbildung des existierenden europäischen Kraftwerkparks hinsichtlich der installierten Kraftwerksleistung. Zu den wichtigsten Eingangsdaten zählen Investitionen in neue Erzeugungsblöcke sowie betriebsabhängige Kosten für Energieträger, variable und fixe Betriebskosten der Kraftwerke und Laständerungskosten. Der Ausbau der Grenzkuppelkapazitäten wird durch extern vorgegebene Daten berücksichtigt.

Abbildung 19: PERSEUS-EU Modell umfasst den Stromsektor von 28 europäischen Ländern (EU28 ohne die Inseln Zypern und Malta, jedoch mit der Schweiz und Norwegen).

Die Zielfunktion des PERSEUS-EU Modells ist die Minimierung der Gesamtkosten der Stromerzeugung. Diese Kosten umfassen im Wesentlichen die investitionsabhängigen Kosten, Brennstoffkosten, CO_2-Kosten, sonstige fixe und variable Kosten für Betrieb und Wartung sowie Lastwechselkosten von Energieumwandlungstechnologien. Alle entscheidungsrelevanten Systemkosten werden auf das Basisjahr 2015 abgezinst. Neben der Zielfunktion werden weitere Nebenbedingungen hinzugefügt, um die techno-ökonomischen Gegebenheiten des europäischen Elektrizitätserzeugungssystems zu berücksichtigen. Allen voran steht die Bilanzgleichung, die gewährleistet, dass zu jedem Zeitpunkt die vorgegebene Stromnachfrage in dem jeweiligen Land (Netzknoten) durch die vorhandenen Erzeugungsanlagen oder durch Importe von Elektrizität aus Nachbarländern (Netzknoten) gedeckt wird. Darüber hinaus sind Nebenbedingungen enthalten, die bspw. die Kapazitätsrestriktionen oder die Laständerungskosten abbilden. In der Optimierung wird unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen eine Lösung gefunden, die einen ausgabenminimalen Kraftwerkseinsatz/-zubau, Stromaustausch zwischen den Ländern, die als Regionen des Modells abgebildet sind, sowie die Verwendung von Energieträgern bei Einhaltung der CO_2-Minderungsziele bestimmt. Für die langfristige Kapazitätsausbauplanung wird der Analysehorizont von 2015 bis 2050 durch fünfjährige Perioden abgebildet. Unterjährig werden 6 Typwochen und eine Extremwoche für die Beschreibung der Nachfrage und die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes verwendet. Als Extremwoche wurde die Woche mit der höchsten Residuallast in Deutschland abgebildet. Jede dieser Typwochen weist eine stündliche Auflösung auf.

3.6. Lastflussoptimierung

Die Evaluierung des einmal bestimmten Kraftwerkparks hinsichtlich der Versorgungssicherheit erfolgt mit PERSEUS-NET im Rahmen einer europäischen Kraftwerkseinsatzoptimierung, die unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen in Deutschland und Grenzkuppelkapazitäten im europäischen Ausland stattfindet. Vor dem Hintergrund der zu minimierenden

Ausgaben zur Deckung der Stromnachfrage in Europa wird hierbei im ersten Schritt der optimale Netzanschluss für den vorher bestimmten konventionellen Kraftwerkszubau in Deutschland bestimmt. Die hierfür erforderliche Regionalisierung sämtlicher Eingangsgrößen der Stromnachfrage und -erzeugung entsprechend der jeweiligen Netztopologie eines Jahres, siehe Abbildung 20, erfolgt nach Slednev et al. 2017. Im Anschluss wird die Versorgungssicherheit im Rahmen einer rollierenden, stündlichen Einsatzplanung untersucht.

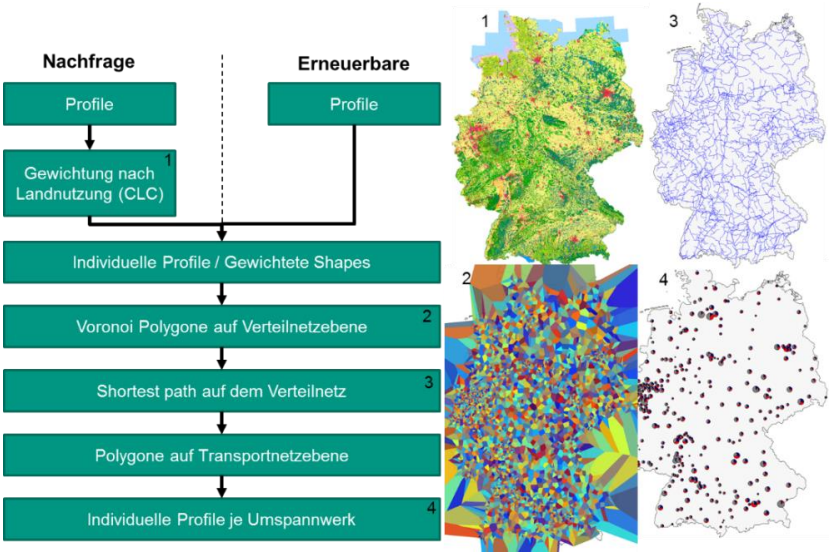

Abbildung 20: Regionalisierungsansatz zur Ableitung nodaler Lastprofile und erneuerbarer Einspeiseprofile.

Basis der Kraftwerksanschluss- und -einsatzplanung mit PERSEUS-NET bildet analog zu PERSEUS-EU ein zonales europäisches Transportproblem (TP) mit je einem Knoten pro Land/Zone und einer NTC-basierten Beschränkung der Grenzkuppelkapazitäten. Im Hinblick auf die zu untersuchende Versorgungssicherheit in Süddeutschland sowie der starken Vermaschung des

deutschen Transportnetzes werden Netzrestriktionen in gesamtdeutschen Transportnetz im Rahmen eines DC-Ansatzes (siehe Schweppe et al. 1988) berücksichtigt. Somit handelt es sich bei der verwendeten Modellklasse um eine Kombination aus einer zeitgekoppelten Lastflussoptimierung, DC-DOPF (Direct Current Dynamic Optimal Power Flow), des deutschen Transportnetzes und einem Transportproblem des europäischen Strommarktes. An der Schnittstelle beider Problemklassen sind die grenzüberschreitenden Leitungen aus dem deutschen Netzgebiet mit den jeweiligen Zonen-/Länder-Knoten des europäischen Modells verbunden und die Summe der Flüsse über den Leitungen auf den jeweiligen NTC, abzüglich eines Abschlagfaktors, beschränkt. Unter Berücksichtigung von Mindestleistungsvorgaben von Generatoren bildet das resultierende gemischt-ganzzahlige Optimierungsproblem des Kraftwerkseinsatzes, UC (Unit Commitment), die Basis für die Bewertung der Versorgungssicherheit[7]. Die Klassifizierung des verwendeten Optimierungsproblems im Basisfall und im Rahmen weiterer Sensitivitätsanalysen der verwendeten Systemgrenzen und Restriktionen ist Abbildung 21 dargestellt.

[7] Wird das Problem zusätzlich um eine binäre Zuweisungsentscheidung ergänzt, bei der die vorher bestimmten Kraftwerksneubauten in Deutschland jeweils an jede hierfür geeignete Sammelschiene angeschlossen werden können, ergibt sich das Kraftwerksanschlussproblem.

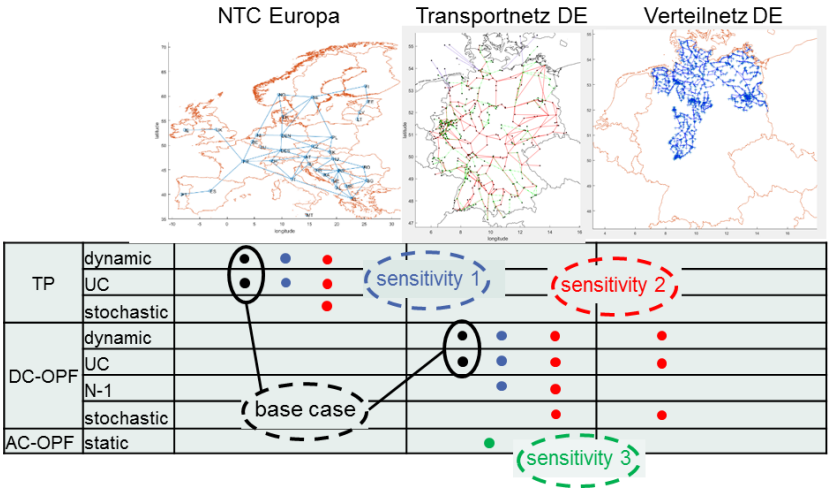

Abbildung 21: Modellvarianten zur Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen.

Zusätzliche Modellrestriktionen ermöglichen weiterhin eine detailliertere Analyse der Versorgungssicherheit. Im Rahmen dieser Studie wurde hierfür für ausgewählte Perioden die Gewährleistung der N-1-Sicherheit in einem iterativen Verfahren bestimmt. Hierbei werden im Zuge der rollierenden Einsatzplanung im ersten Schritt potentiell kritische Leitungen im Rahmen der ursprünglichen Optimierung bestimmt. Im Anschluss wird das ursprüngliche Problem um die Ausfälle dieser Leitungen sowie zusätzlich sämtlicher HGÜ-Verbindungen erweitert. Im Hinblick auf die besondere Bedeutung von (Pump-)Speichern für die Versorgungssicherheit sollte an dieser Stelle erwähnt werden, dass das resultierende SCUC (security constrained unit commitment) Problem zeitgekoppelt gelöst wird. Eine zusätzliche Restriktion des Beitrags von Speichern zur Versorgungssicherheit ergibt sich aus der Berücksichtigung von Unsicherheit bei der Optimierung. Hierfür bietet eine Modellerweiterung in PERSEUS-NET die Möglichkeit gängige Prognosefehler in der Einspeisung Erneuerbarer Energien, wie beispielsweise das

Eintreffen einer Windfront (+/-1 bis 2 Stunden) sowie die Höhe des PV-Peaks, im Rahmen einer stochastischen Optimierung zu untersuchen (stochastic security constrained unit commitment). Die Berücksichtigung von Netzrestriktionen ausgewählter Verteilnetze im Rahmen der Optimierung bildet die abschließende Erweiterung des verwendeten Modells im Rahmen dieser Studie. Hierbei wird der Lastfluss in den stark vom Wind-Onshore Ausbau betroffenen 110kV Netzregionen von SH-Netz, Avacon und Edis in die zeitgekoppelte stochastische europäische Kraftwerkseinsatzplanung zusätzlich zu den deutschen Transportnetzrestriktionen miteinbezogen.

Eine Validierung der im Rahmen dieser Studie implizit unterstellen Annahme hinsichtlich der Eignung einer DC-Linearisierung im Kontext der Versorgungssicherheitsanalyse erfolgt im Rahmen einer klassischen nichtlinearen Lastflussoptimierung im deutschen Transportnetz. Hierfür werden die in der ursprünglichen Optimierung ermittelten (Pump-) Speicherstände und grenzüberschreitenden Flüsse als Begrenzung für eine statische Lastflussoptimierung einer Stunde gesetzt und mittels MATPOWER (Zimmerman et al. 2011) gelöst.

Erwähnt werden muss, dass sämtliche Analysen sich auf die gewählten Stützjahre im Fünfjahresraster beziehen und daher keine explizite Betrachtung der „Zwischenzeiträume“ erfolgte.

4. Ergebnisse: Entwicklung der Nachfrage und Lastprofile

4.1. Entwicklung der jährlichen Nachfrage

In den Sektoren Industrie, Verkehr, Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) werden die spezifischen Treiber identifiziert und projiziert. Da das Ambitionsniveau in Bezug auf die klimapolitischen Vorgaben in Baden-Württemberg höher ist als in Gesamtdeutschland, hat dies Auswirkungen auf die Technologiewahl insbesondere im Industriesektor. Im Folgenden werden die Ergebnisse zur Entwicklung der jährlichen Stromnachfrage zunächst sektorübergreifend bis 2050 diskutiert. Daran schließt sich eine Analyse der wesentlichen Entwicklungen in den Sektoren sowie in den Regionen in Deutschland an.

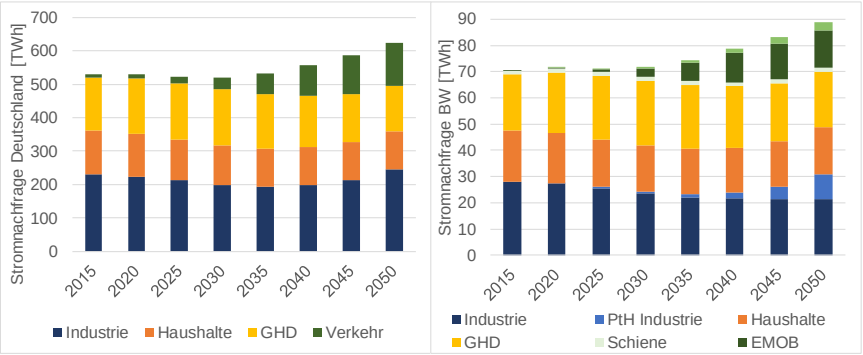

Abbildung 22: Entwicklung der jährlichen Nachfrage bis 2050 in den einzelnen Sektoren bzw. Anwendungen bis 2050 in Deutschland (links) und Baden-Württemberg (rechts).

Die Entwicklung der jährlichen Stromnachfrage (Abbildung 22) zeigt für Deutschland und Baden-Württemberg ähnliche Trends. Für Baden-Württemberg sind für die Industrie Power-to-Heat sowie für den Verkehrssektor die Endanwendungen zusätzlich ausgewiesen. Für beide räumlichen Auflösungen der Stromnachfrage führt der Effizienzfortschritt in allen Sektoren (v.a. Querschnittstechnologien in der Industrie, Haushaltsgeräte und Beleuchtung) dazu, dass die Gesamtstromnachfrage bis 2030 weitestgehend konstant bleibt. Allerdings lassen sich in diesem Zeitraum bereits strukturelle Verschiebungen zwischen den Sektoren beobachten. Ab 2030 wird der Anteil neuer Anwendungen im Verkehrssektor sowie strombasierter Wärmeerzeugungstechnologien größer, sodass die Gesamtstromnachfrage ansteigt. In 2050 sind die Technologien Wärmepumpe, Elektromobilität sowie Power-to-Heat in der Industrie für den Anstieg der Nachfrage verantwortlich und machen in Baden-Württemberg 31% der Gesamtstromnachfrage aus.

4.1.1. Entwicklung neuer Stromanwendungen

Die Sektorkopplungstechnologien, die zur Dekarbonisierung des Wärme- und Verkehrssektors benötigt werden, führen zu einer Steigerung der Stromnachfrage. Die größten Verbraucher, die in Abbildung 23 dargestellt sind, sind Wärmepumpe im Gebäudebereich, strombasierte Dampferzeugung und Öfen in der Industrie (Power-to-Heat) sowie im Verkehrsbereich Elektromobilität für den Personenverkehr und Hybrid-Oberleitungs-LKW im Güterverkehr. Die Nachfrage von Wärmepumpen steigt bis 2030 an, danach führt der verminderte Raumwärmebedarf sowie höhere COPs der Wärmepumpen zu einem kaum steigenden Strombedarf. Wärmepumpen haben in 2050 einen Marktanteil in Baden-Württemberg von nahezu 50% bei Neubauten. Im Verkehrsbereich führt der Markthochlauf der Elektromobilität in Deutschland zu einem Bestand im PKW-Bereich von 9 Mio. in 2030, während in 2050 nahezu alle PKW elektrisch sind. Im Güterverkehr gewinnen HO-LKW durch die Elektrifizierung von 4000km Autobahnstrecke an Bedeutung. In der Industrie sind vor allem

die Dampf- und Hochtemperaturprozesse der energieintensiven Industrie für eine Steigerung des Stromverbrauchs durch Power-to-Heat verantwortlich. Für die Dampferzeuger der chemischen Industrie sowie für Öfen für die Verarbeitung von Stahl, Steinen und Erden (Zement, Glas) ist Elektrifizierung ein geeignetes Mittel, um fossile Brennstoffe zu ersetzen.

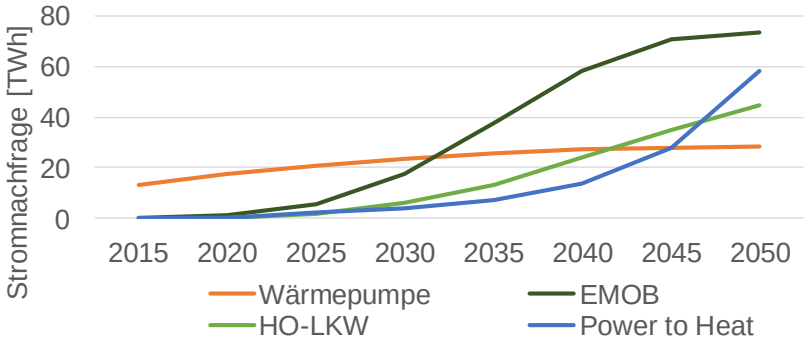

Abbildung 23: Entwicklung des Stromverbrauchs durch Sektorkopplungs-technologien.

Insgesamt beträgt die zusätzliche Stromnachfrage durch die hier vorgestellten Technologien in Deutschland 200 TWh in 2050, was die Relevanz der Kopplung des Wärme- und Transportsektors mit dem Stromsektor hervorhebt. Es ist zu erwähnen, dass dies im Gegensatz zu den Einsparzielen bzgl. Stromverbrauch im Bund und in Baden-Württemberg steht, da die Dekarbonisierung des Wärme- und Verkehrssektors zu einer Erhöhung der absoluten Stromnachfrage führt.

4.1.2. Industriesektor

Die Entwicklung der Stromnachfrage der Subsektoren der Industrie ist beeinflusst durch die jeweilige Bruttowertschöpfung der einzelnen Sektoren, ersichtlich in Abbildung 24. Der wesentliche Rückgang der Stromnachfrage bis 2035 ist auf den Effizienzfortschritt bei Querschnittstechnologien (z.B.

Pumpen, Motoren, Druckluft) zurückzuführen. Substitutionseffekte wie Prozesswechsel zu strombasierten Anwendungen (bspw. Anstieg des Anteils von Elektrostahl) sowie strombasierte Erzeugung von Prozesswärme führen zum Ersatz von fossilen Brennstoffen durch Elektrizität und sind insbesondere von 2030 bis 2050 stark ausgeprägt.

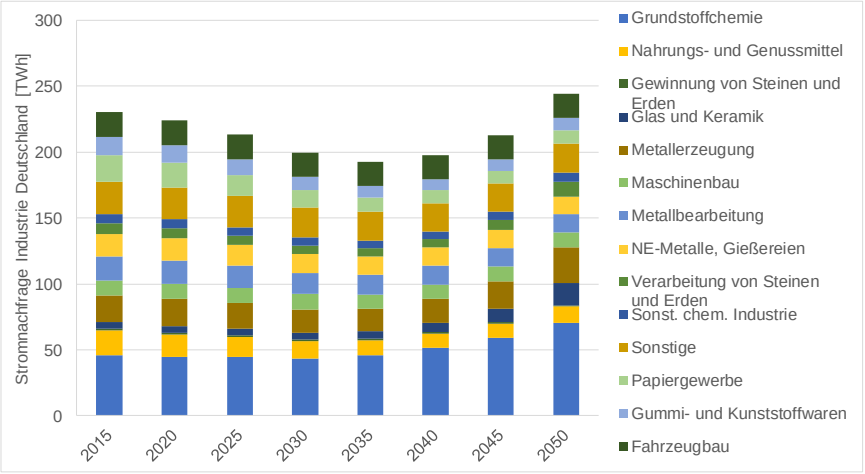

Abbildung 24: Stromnachfrage bis 2050 in den Industrie-Subsektoren in Deutschland.

In Baden-Württemberg bedeutet dies eine zusätzliche Stromnachfrage durch Power-to-Heat von 9 TWh. Es gibt dort im Vergleich zu Gesamtdeutschland einen geringeren Anteil energieintensiver Industrien, die bedeutenden Industriezweige sind Maschinenbau, Metallbearbeitung, Fahrzeugbau und Papiergewerbe. Die Prozessemissionen, die in der Zementherstellung substantiell zu den industriellen Emissionen beitragen, können durch den Einsatz von neuen, CO_2-armen Zementsorten vermindert werden. Darüber hinaus werden strombasierte Öfen für die Temperaturen von über 1000°C benötigt.

In Deutschland kommt der Stahlindustrie eine große Bedeutung bei der Reduktion von CO_2–Emissionen zu. Der Anteil der Hochöfen geht bis zum Jahr 2050 zurück, während der Anteil von Elektrostahlwerken ansteigt. Es wird zur Erzeugung von Primärstahl bis 2050 Kohle, wenn auch in geringerem Maße, eingesetzt, wodurch Prozessemissionen anfallen.

4.1.3. Haushaltssektor

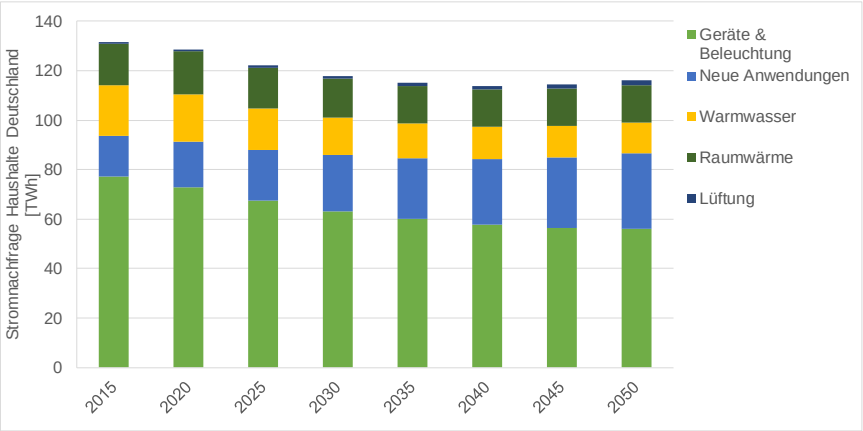

Abbildung 25: Stromnachfrage bis 2050 nach Anwendungen im Haushaltsbereich in Deutschland.

Die Stromnachfrage im Haushaltssektor ist kontinuierlich rückläufig bis 2040. Der größte Anteil der Stromnachfrage ist auf Große Geräte und Beleuchtung zurückzuführen (Abbildung 25). Durch die bereits implementierten und geplanten Richtlinien zu Mindesteffizienzstandards (EU-Ökodesign-Richtlinie) sinkt der spezifische Stromverbrauch. Da Geräte, insbesondere weiße Ware, sich bereits nahezu im Bereich der Marktsättigung befindet, sinkt dadurch unmittelbar die absolute Stromnachfrage. Neue Anwendungen, Elektronikgeräte und IKT-Anwendungen führen dagegen durch höhere Ausstattungsraten in Haushalten zu einer Zunahme

des Stromverbrauchs. Der Stromverbrauch zur Erzeugung von Warmwasser und Raumwärme ist weitestgehend konstant bis 2030, da alte Nachtspeicheröfen und ineffiziente Gas- und Ölkessel aus dem Markt gehen und dagegen Wärmepumpen höhere Marktanteile erzielen. Es ist zu betonen, dass zur Erreichung der Klimaziele eine ambitionierte Sanierungsrate von nahezu 2% und eine ebenso ambitionierte Sanierungstiefe notwendig ist, um den Endenergiebedarf der Bestandsgebäude auf 60% des heutigen Stands zu senken. Neubauten werden weitestgehend als Passivhaus realisiert, sodass der spezifische, jährliche Wärmebedarf unter 15 kWh/m² beträgt.

4.1.4. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

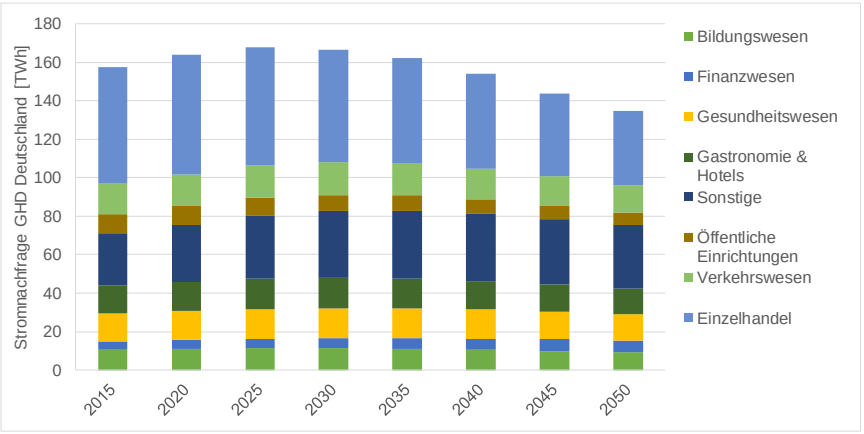

Abbildung 26: Stromnachfrage bis 2050 nach Branchen im GHD-Sektor in Deutschland.

Im GHD-Sektor ist der Einzelhandel der größte Subsektor in Bezug auf die Stromnachfrage. Die wichtigsten Anwendungen im GHD-Sektor sind Prozesstechnologien, Kühlung, Klimatisierung und Beleuchtung. Der zunehmende Trend zur Tertiärisierung und eine zunehmende Ausrüstung der Nichtwohngebäude mit Lüftung oder Klimaanlagen führt zunächst zu einer

Steigerung der Stromnachfrage bis 2030, wie in Abbildung 26 dargestellt. Dahingegen führen besonders Effizienzgewinne bei der Beleuchtung und weiteren Querschnittstechnologien zu einem gegenläufigen Trend der Stromnachfrage.

4.1.5. Verkehrssektor

Die Stromnachfrage im Verkehr setzt sich aus dem Personen- und Güterverkehr auf Straße und Schiene zusammen. Beim Schienenverkehr wird der Anstieg der elektrifizierten Verkehrsleistung durch Effizienzgewinne kompensiert, so dass die Stromnachfrage nahezu konstant bei 11 TWh liegt. Der Markthochlauf von Elektromobilität bei Fahrzeugen kleiner 3,5t führt zu einer zusätzlichen Stromnachfrage von über 70 TWh in 2050. Dies entspricht einer Abdeckung von 100% Elektromobilität im PKW-Bereich, mit nahezu gleichen Marktanteilen von batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) und Plug-in-Hybriden (PHEV) (Abbildung 27). Im Güterverkehr trägt der Ausbau von Oberleitungen auf Autobahnen von 4000 km zur Elektrifizierung von LKWs über 12t bei. Diese Oberleitungs-LKW (HO-LKW) führen zu einer Stromnachfrage von knapp 50 TWh in 2050. Im Verkehrsbereich ermöglicht also die Diffusion von Elektrofahrzeugen eine nahezu vollständige Dekarbonisierung des Personenverkehrs.

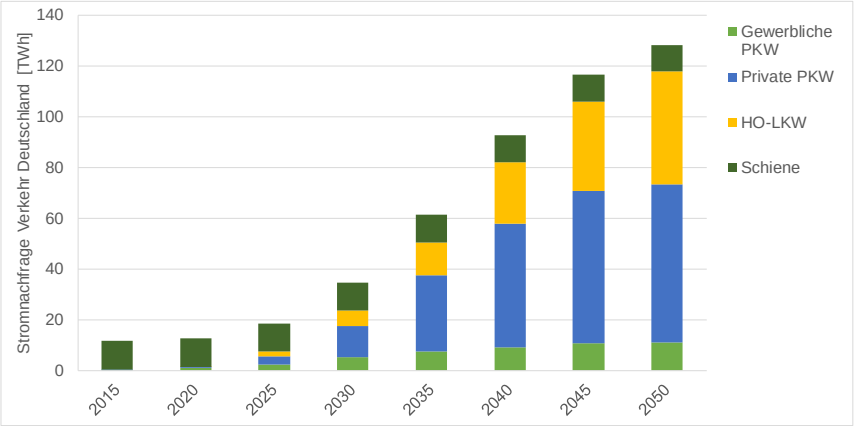

Abbildung 27: Stromnachfrage bis 2050 durch Verkehrsanwendungen in Deutschland.

4.1.6. Regionale Analysen der Stromnachfrage

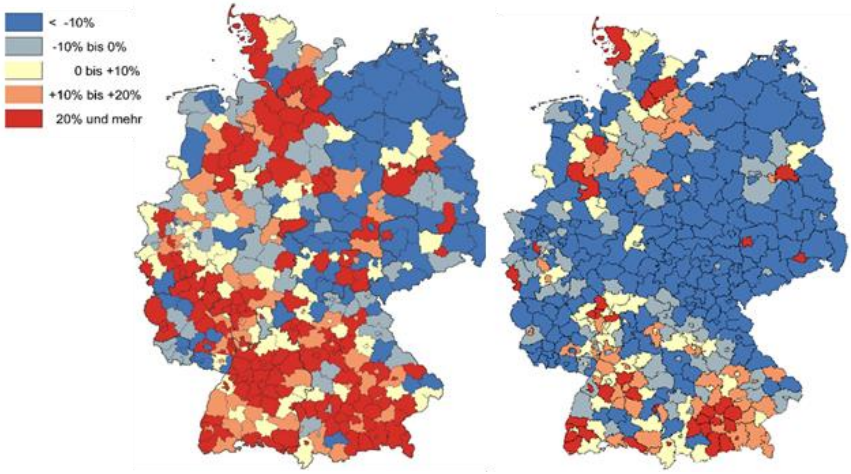

Abbildung 28: Prozentuale Veränderung der Stromnachfrage in 2050 in Bezug auf 2015 in den Landkreisen und kreisfreien Städten in Deutschland mit (links) und ohne (rechts) neue Anwendungen.

Die Regionalisierung der Stromnachfrage auf NUTS-3-Ebene (Landkreise und kreisfreie Städte) in Deutschland (Abbildung 28) zeigt zum Teil erhebliche Unterschiede in der Entwicklung der Stromnachfrage sowie in der technologischen und sektoralen Zusammensetzung der Regionen. Haupttreiber hierfür sind die Bevölkerungsentwicklung und die Standorte der industriellen Produktion. Insbesondere in den städtischen Randregionen kommt es zu einer Zuwanderung und Verdichtung, während ländliche Regionen insbesondere im Nordosten Deutschlands durch Abwanderung geprägt sind. Dies schlägt sich auch in der Entwicklung der Stromnachfrage nieder. In bereits dicht besiedelten städtischen Regionen (beispielsweise Stuttgart, Abbildung 29) kommt es zu einer erheblichen Erhöhung des GHD-Anteils, da dieser durch ein hohes Wachstum geprägt ist. Die Anzahl der Haushalte wächst zwar, die zusätzliche Stromnachfrage wird aber durch Effizienzgewinne kompensiert. Der Anteil von Elektromobilität ist eher gering.

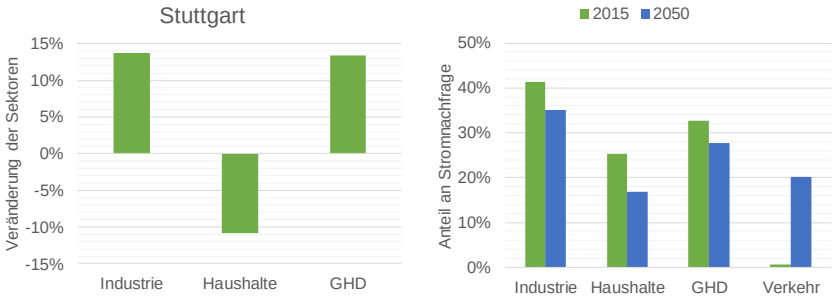

Abbildung 29: Veränderung der sektoralen Stromnachfrage (links) und des Anteils der jeweiligen Sektoren an der Stromnachfrage (rechts) in 2050 im Vergleich zu 2015 im Stadtkreis Stuttgart

In ländlichen Landkreisen wie Schwäbisch Hall (Abbildung 30) kommt es zu einer Reduktion der Nachfrage im Haushalts- und GHD-Sektor. Der Anteil von Elektromobilität ist in Regionen mit geringer Nachfrage erheblich (<30%). In Baden-Baden (Abbildung 31) ist der Anteil sogar noch ausgeprä-

ter. Die Erhöhung der Industrienachfrage ist auf das Wirtschaftswachstum sowie Power-to-Heat Anwendungen zurückzuführen.

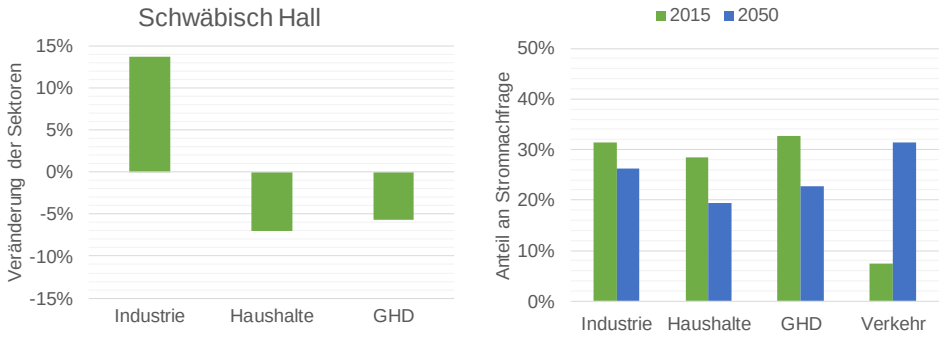

Abbildung 30: Veränderung der sektoralen Stromnachfrage (links) und des Anteils der jeweiligen Sektoren an der Stromnachfrage (rechts) in 2050 im Vergleich zu 2015 im Landkreis Schwäbisch Hall

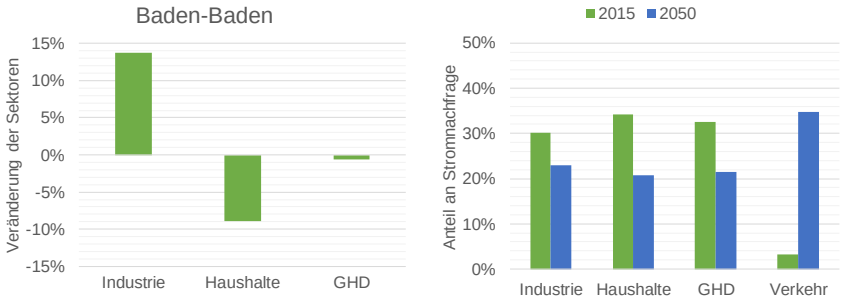

Abbildung 31: Veränderung der sektoralen Stromnachfrage (links) und des Anteils der jeweiligen Sektoren an der Stromnachfrage (rechts) in 2050 im Vergleich zu 2015 im Landkreis Baden-Baden

4.1.7. Entwicklung der Stromnachfrage der Anrainerstaaten

Für diese Studie zur Analyse der Versorgungssicherheit wurden die Anrainerstaaten sowie weitere wichtige Stromaustauschländer Deutschlands mit der gleichen technologischen Granularität modelliert. In Analogie zur Analyse von Deutschland wurden für sämtliche Anrainerstaaten die wesentlichen europäischen Politiken bei der Modellierung berücksichtigt, wobei die länderspezifische technologische Struktur, die förderpolitische Landschaft und die sozio-ökonomischen Entwicklung sowie wirtschaftlichen Voraussetzungen berücksichtigt werden.

Folgende Länder wurden berücksichtigt:

- Österreich (AT), Belgien (BE), Tschechische Republik (CZ), Dänemark (DK), Finnland (FI), Frankreich (FR), Italien (IT), Luxemburg (LU), Niederlande (NL), Norwegen (NO), Polen (PO), Portugal (PT), Spanien (ES), Schweden (SE), Schweiz (CH) und das Vereinigte Königreich (UK).

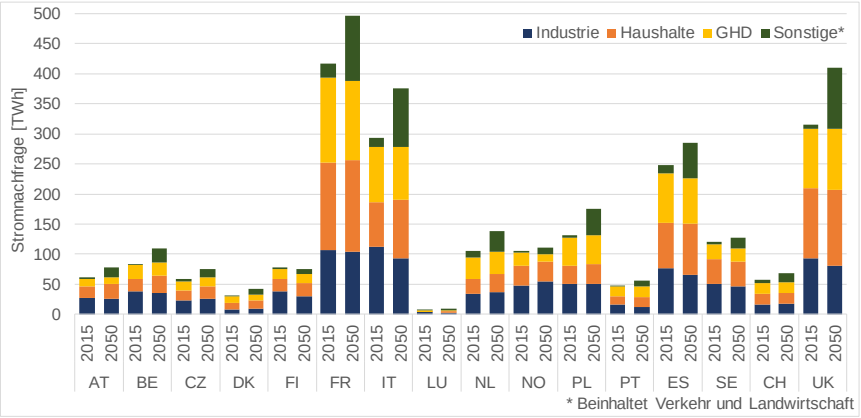

Abbildung 32: Entwicklung der sektoralen Stromnachfrage im europäischen Ausland bis 2050

Die Ergebnisse sind aggregiert in Abbildung 32 dargestellt. Daraus geht hervor, dass es analog zu Deutschland, zu einem Anstieg der Stromnachfrage bis 2050 kommt, hauptsächlich getrieben durch Elektromobilität und weitere strombasierte Sektorkopplungstechnologien. Die sektoralen Verschiebungen sowie Einsparungen durch die Ausschöpfung von Energieeffizienzpotenzialen und Technologiediffusion variieren je nach Land in Abhängigkeit der technologischen Zusammensetzung. In den skandinavischen Ländern sind strombasierte Heizungen üblich, so dass ein höherer Marktanteil von Wärmepumpen zu einem Rückgang des Stromverbrauchs für Raumwärme führt. Dieser Effekt trägt dazu bei, dass eine Zunahme des Stromverbrauchs durch das hohe Bevölkerungswachstum der skandinavischen Länder teilweise kompensiert werden kann. Diese Länder haben im Durchschnitt auch den höchsten Bevölkerungszuwachs, was sich zudem verstärkend auf die Nachfrage auswirkt. In den osteuropäischen Staaten kann der Effizienzfortschritt und das geringere Bevölkerungswachstum die überdurchschnittlich ansteigenden Ausstattungsraten sowie Elektrifizierung weitestgehend kompensieren. Die zentraleuropäischen Länder sind gezeichnet durch moderates Wirtschaftswachstum, fortschreitende Effizienz und einen moderaten Anstieg der Bevölkerung, wodurch es in Relation zu den anderen europäischen Regionen zu einem moderaten Anstieg der Stromnachfrage kommt.

4.1.8. Entwicklung der CO_2-Emissionen in Deutschland und Baden-Württemberg

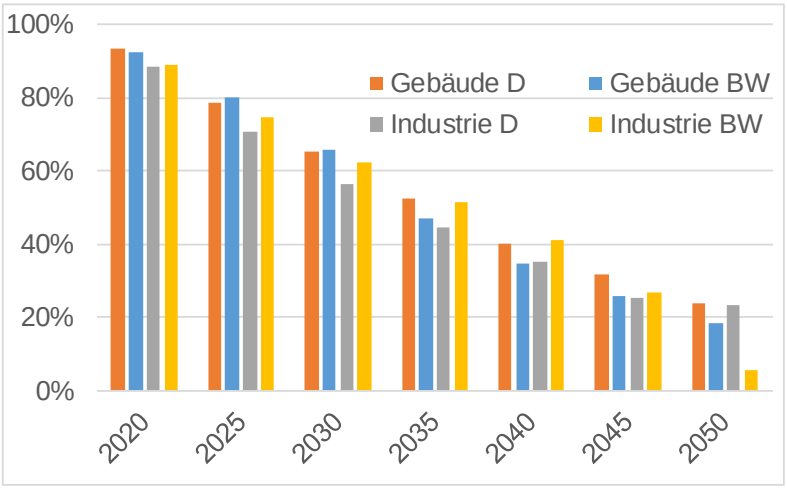

Abbildung 33: Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland und Baden-Württemberg für den Gebäude- und Industriesektor in Bezug auf 2015

Wie bereits in Kapitel 2.2.1 dargestellt, sind die klimapolitischen Ziele Baden-Württembergs ambitionierter als die auf Bundes- oder EU-Ebene. Zur Erreichung der Reduktion der Treibhausgasemissionen von -90% in 2050 müssen neben der Energiewirtschaft, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft auch die Nachfragesektoren Industrie (energie- und prozessbedingte Emissionen), Gebäude (Wärmebereitstellung) und Verkehr ihre Treibhausgasemissionen verringern.

In Abbildung 33 ist die Entwicklung der Treibhausgasemissionen von Gebäuden und Industrie auf der Ebene von Deutschland und Baden-Württemberg in Bezug auf 2015 dargestellt. Emissionen in der Strom- und Fernwärmeerzeugung sind hierbei nicht berücksichtigt, da dies im Angebotssektor bilanziert ist.

Die ambitionierteren Ziele von Baden-Württemberg zeigen sich in der Emissionsreduktion. So kann im Gebäudesektor in Baden-Württemberg eine Reduktion von 81% (Deutschland: 76%) erreicht werden, im Industriesektor unter Berücksichtigung von prozessbedingten Emissionen von 94% (Deutschland: 77%). Zu berücksichtigen hierbei sind die hierfür nötigen förderpolitischen Rahmenbedingungen sowie Maßnahmen und Gesetze, die für die Transformation der Sektoren notwendig sind.

4.2. Entwicklung der stündlich aufgelösten Nachfrage in Deutschland unter Berücksichtigung von Lastmanagement

Die Entwicklung der stündlich aufgelösten Stromnachfrage baut auf den Analysen zu den jährlichen Strombedarfen auf. Hier zeigt sich, dass die stündlich aufgelöste Nachfrage bis 2030 zunächst auf einem vergleichbaren Niveau wie im Status Quo verbleibt. Erst in 2040 und 2050 steigt sie insbesondere in den Abendstunden stärker an. Wird eine Flexibilisierung der Stromnachfrage nach dem Low-Flex- bzw. High-Flex-Szenario berücksichtigt, verschiebt sich dieser Anstieg stärker in die Mittagszeit hinein. Die Entwicklung der Systemlast in den beiden Szenarios Low-Flex bzw. High-Flex sowie vor der Durchführung einer Lastmanagementoptimierung ist in Abbildung 34 dargestellt. Diese zeigt die durchschnittliche Last über den Tagesverlauf in Zehnjahresschritten von 2020 bis 2050.

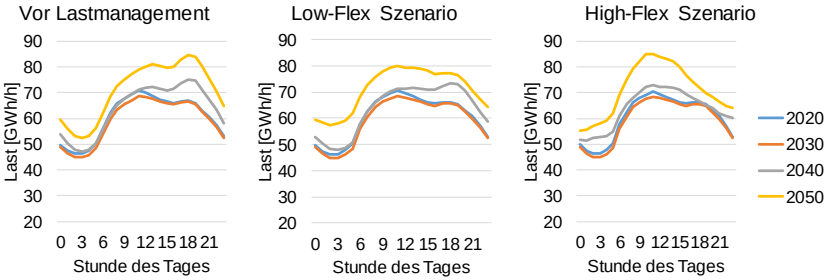

Abbildung 34: Entwicklung der durchschnittlichen Systemlast ohne Lastmanagement, im Low-Flex- und High-Flex-Szenario für Deutschland von 2020 bis 2050

Die Systemlast setzt sich aus drei Komponenten zusammen. Industrielle Nachfrager einerseits, z.B. die Stahl-, Aluminium und Zementherstellung sowie die Chemieindustrie, arbeiten in der Regel im Dreischichtbetrieb. Die Produktion in energieintensiven Branchen ist somit kaum tageszeitabhängig und weist deshalb einen über den Tagesverlauf gleichmäßigen Strombedarf auf, der mit Blick auf die Systemlast ein Grundlastband darstellt. Die Stromnachfrage im GHD-Sektor sowie im Haushalt folgt stattdessen dem „menschlichen Rhythmus“ und ist somit starken Änderungen über den Tagesverlauf unterworfen. Während nachts und in den frühen Morgenstunden eine geringe Stromnachfrage besteht, können in den genannten Sektoren gegen 9 Uhr, 12 Uhr sowie 19 Uhr Nachfragespitzen beobachtet werden.

Zwischen den Jahren 2020 und 2030 ist die Systemlast in allen Szenarios geprägt durch Effizienzgewinne, die einen leichten Rückgang der Stromnachfrage insgesamt und somit auch der Systemlast zur Folge haben (dies geht auch aus Tabelle 7 hervor). Insbesondere korreliert die Stromnachfrage im Tertiär- bzw. Dienstleistungssektor über den Tagesverlauf mit der Arbeitszeit. Dadurch schlägt sich eine Steigerung der Energieeffizienz etwa im Bereich der Beleuchtung insbesondere zwischen den Jahren 2020 und 2030

auf die Struktur der Systemlast nieder: Einerseits sinkt diese aufgrund des Stromnachfrage-rückgangs leicht. Innerhalb der regulären Arbeitszeiten des Tertiärsektors fällt diese überproportional ab. In den Abendstunden wird dieser Effekt im Jahr 2030 durch die bereits merklich vorhandene Diffusion der Elektromobilität teilweise kompensiert.

Nach dem Jahr 2030 wird bedingt durch neue Verbraucher, beispielsweise Wärmepumpen, Power-to-Heat-Prozesse in der Industrie sowie Elektromobilität, ein genereller Anstieg der Last erwartet. Im Zuge dieser Entwicklung nimmt die Elektromobilität eine dominante Rolle ein. Durch eine hohe Ladeleistung in den Abendstunden ist in 2040, 2045 und 2050 eine strukturelle Änderung der Systemlast hin zu einer neuen Abendlastspitze zu beobachten. Die tatsächliche Ausprägung und Höhe dieser Lastspitze ist abhängig von der unterstellten Flexibilität (siehe auch Abbildung 34). Auf diesen Zusammenhang wird im weiteren Verlauf des Abschnitts eingegangen.

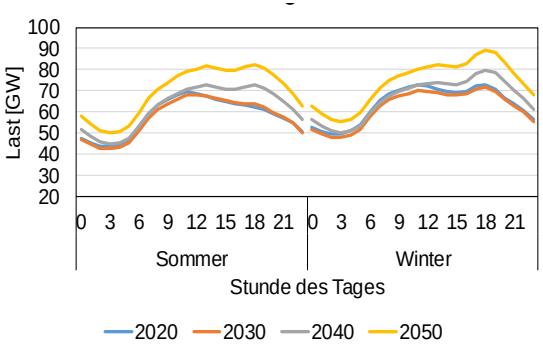

Abbildung 35: Entwicklung der durchschnittlichen Systemlast ohne Lastmanagement für Deutschland von 2020 bis 2050.

Neben Effizienzsteigerungen und neuen Verbrauchern, die sich ganzjährig auf die Systemlast auswirken, wirken temperatur- und tageszeitabhängige Effekte auf die Struktur der Systemlast ein. Daher ist in Abbildung 37 und Abbildung 38 die durchschnittliche Systemlast Deutschlands für Sommer

und Winter dargestellt. Saisonale Unterschiede ergeben sich in allen Szenarios. Diese sind zunächst unabhängig vom Lastmanagementeinsatz geeigneter Technologien. Vielmehr ist im Winter eine im Vergleich zum Sommer höhere Nachfrage nach Elektrizität zu verzeichnen. Dies resultiert einerseits aus einer im Winter konstant höheren Stromnachfrage für Wärmepumpen und Direktheizungen, welche das Niveau der Systemlast über den gesamten Tagesverlauf anhebt und andererseits aus der zusätzlichen Nachfrage für die Beleuchtung im GHD- und Haushaltssektor. Die Beleuchtung in den genannten Sektoren ist darüber hinaus der wesentliche Treiber für strukturelle Unterschiede der Systemlast zwischen Sommer und Winter.

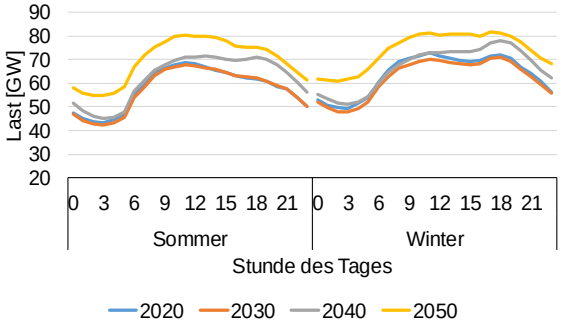

Abbildung 36: Entwicklung der durchschnittlichen Systemlast im Low-Flex-Szenario für Deutschland von 2020 bis 2050.

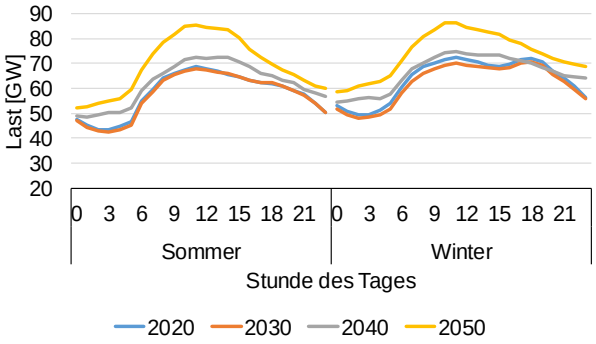

Abbildung 37: Entwicklung der durchschnittlichen Systemlast im High-Flex-Szenario für Deutschland von 2020 bis 2050.

Die Stromnachfrage durch Beleuchtung im GHD-Sektor nimmt im Sommer vor allem in den Abend- und Nachtstunden rapide ab. Dieser Rückgang der Stromnachfrage ist zwischen 16 und 20 Uhr weniger stark ausgeprägt. Im Haushalt steigt der Strombedarf für Beleuchtung ab 16 Uhr stark an. Beide Effekte resultieren aus der Tageslichtabhängigkeit der Beleuchtungsbedarfsprofile und führen zusammengenommen zu einer Abendspitze im Winter. Außerdem ist zu beobachten, dass sich die saisonalen Unterschiede in der Höhe sukzessive bis zum Jahr 2050 reduzieren (von 10 % höherer durchschnittlicher Systemlast im Winter des Jahres 2020 bis hin zu einer um lediglich 6 % erhöhten Systemlast in 2050). Die Ursache dieser Entwicklung liegt erneut in Effizienzgewinnen im Beleuchtungssektor sowie im über das Jahr konstanten Lastprofil der Elektromobilität, das den durch Wärmepumpen verursachten Lastanstieg im Winter (der gleichzeitig ab dem Jahr 2030 nur noch geringfügig stattfindet) kompensiert.

Der Vergleich der Szenarios bringt Aufschluss über die Auswirkungen der flexibel modellierten Stromnachfrage. Im Fall ohne Lastmanagement-Optimierung bleibt die bereits im Verlauf dieses Abschnitts beschriebene Abendspitze sowohl bei Gegenüberstellung der Jahreszeiten in als auch im Jahresdurchschnitt (Abbildung 34) bis zum Jahr 2050 bestehen bzw.

verstärkt sich und hebt sich deutlich von der mittäglichen Lastspitze ab. Obgleich im Winter auch die Beleuchtung zu dieser Entwicklung beiträgt, ist diese wesentlich getrieben durch die Diffusion der Elektromobilität und deren mittelfristig hohen Anteil an der Stromnachfrage insgesamt. Da innerhalb der Lastmanagementmodellierung angenommen wird, dass der Anteil steuerungsfähiger Fahrzeuge parallel ansteigt, werden bereits im Low-Flex-Szenario (Abbildung 37) Teile der durch die Elektromobilität verursachten Last in die Nacht- und Abendstunden verschoben. Dies ist insbesondere ab 2045 der Fall, da (auch in diesem Szenario) große Teile der Last steuerbar sind.

Die Auswirkungen des Lastmanagements zeigen sich indes vor allem im High-Flex-Szenario (Abbildung 38). Durch die bereits ab dem Jahr 2035 hohe Steuerbarkeit von Elektrofahrzeugen wird die Last von diesem Zeitpunkt an in die Mittags- und Nachtstunden verschoben, weshalb in diesem Szenario die Entstehung eines Abendpeaks vermieden werden kann. Die Steuerungsfähigkeit und somit das theoretische Lastmanagementpotenzial von Prozessen und Anwendungen aus dem Industrie- und Haushaltssektor werden zwischen Low-Flex- und High-Flex-Szenario nicht variiert. Daher ergeben sich die Unterschiede im Verlauf der Systemlast zwischen diesen beiden Szenarios vor allem durch die verschieden stark verschobene Last der Elektromobilität sowie von Wärmepumpen.

Insgesamt ist in Zukunft von einem Anstieg der Maximallast auszugehen (siehe Tabelle 7). Gleichzeitig steigt die Minimallast nur in geringerem Maße an, wodurch entsprechend die Differenz zwischen maximaler und minimaler Last steigt. Dies weist insgesamt auf die Notwendigkeit von Flexibilität hin, sowohl auf Nachfrage- als auch auf Angebotsseite.

Der Vergleich der Szenarios zeigt in diesem Zusammenhang die Konsequenzen eines Systems mit hohen Anteilen an Flexibilität auf Seiten der Nachfrage auf. Denn durch die Verschiebung von Lasten steigt die maximale Last insbesondere im High-Flex-Szenario über die maximale Last vor Durchführung der Optimierung an. Aus systemischer Sicht entscheidend ist hier

jedoch nicht die maximale Systemlast, sondern vielmehr der Anteil an der Last, der durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss, d.h. die Residuallast. Die maximale Residuallast sinkt indes mit steigender systeminhärenter Flexibilität.

Durch höhere Flexibilität wächst auch die Energiemenge aus vor Lastmanagementeinsatz überschüssigen Erneuerbaren Energien, die durch die Lastverschiebung ins Stromsystem integriert werden kann. Beide Aspekte - die Reduktion der maximalen Residuallast und die Integration Erneuerbarer Energien - sind aus systemischer Sicht positiv zu bewerten und unterstreichen den Beitrag von Lastmanagement zur Energiewende.

Tabelle 7: Entwicklung von mittlerer und maximaler Systemlast sowie der Auswirkungen von Lastmanagement in Deutschland im Szenarienvergleich.

Szenario	Jahr	Mittlere Last [GW]	Max. Residuallast [GW]	Max. System-last [GW]	Vermeidung von über-schüssigen EE
Vor Optimie-rung	2020	60,5	78,8	84,3	-
Low-Flex		60,5	78,2	83,6	4 %
High-Flex		60,5	78,0	83,6	5 %
Vor Optimie-rung	2030	59,2	76,9	83,7	-
Low-Flex		59,2	76,4	86,0	3 %
High-Flex		59,2	76,1	86	4 %
Vor Optimie-rung	2040	63,7	86,3	92,8	-
Low-Flex		63,7	83,4	95,6	5 %
High-Flex		63,7	78,1	101,2	23 %
Vor Optimie-rung	2050	71,2	98,4	104,0	-
Low-Flex		71,2	87,2	101,1	19 %
High-Flex		71,2	85,2	118,7	26 %

4.2.1. Analyse von Lastmanagement in Deutschland

Während im Verlauf des vorangegangenen Abschnitts auf die Entwicklung der Systemlast, d.h. auf das aggregierte Lastprofil aller flexibler und statischer strombasierten Prozesse eingegangen wird, soll der Fokus innerhalb dieses Abschnitts auf diejenigen Prozesse gerichtet werden, die als flexibel eingestuft werden und deren Lastmanagementeinsatz innerhalb des Modells eLOAD simuliert und optimiert wird.

Im Sektor Industrie werden sechs Prozesse in die Simulation von Lastmanagement integriert, die insgesamt eine Prozesslast von 2,2 GW umfassen. Diese umfassen die Produktion von Papier, Aluminium und Walzstahl sowie Zement- und Kalkmühlen in der Zementproduktion und Lichtbogenöfen (siehe Abbildung 38). In der Papierproduktion sowie bei den Mühlenprozessen werden dabei für den flexiblen Lastanteil die vollständig zur Verfügung stehende flexible Last für Lastmanagement abgerufen, während dies für die Stahl- und Aluminiumproduktion aus technischen Gründen nicht möglich ist. Insgesamt sinkt die Stromnachfrage der betrachteten Prozesse durch Effizienzgewinne, weshalb auch die maximal für Lastmanagement einsetzbare Last rückläufig ist.

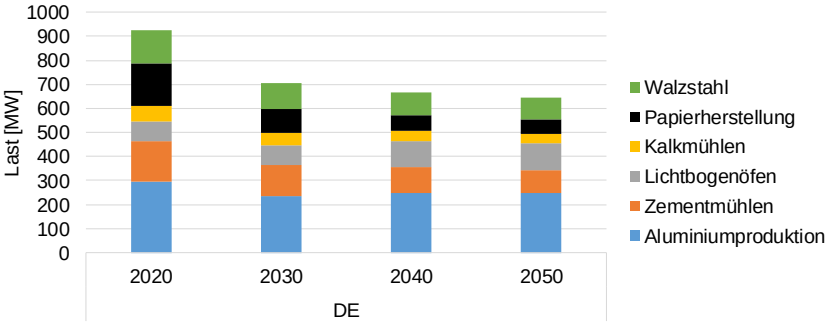

Abbildung 38: Maximale innerhalb eines Jahres (nicht zeitgleich) verschobene Leistung im High-Flex-Szenario nach Prozessen im Sektor Industrie in Deutschland.

In Bezug auf Lastmanagement von Prozessen aus dem Haushaltssektor ist zu beachten, dass dies mit der Steuerung zahlreicher einzelner Geräte mit für sich genommen geringer Last verbunden ist. Aus diesem Grund wird trotz allgemein optimistischer Annahmen von einem im Vergleich zu industriellen Prozessen geringem Anteil von steuerungsfähigen Geräten ausgegangen. Dennoch übersteigt das gesamte Lastmanagementpotenzial von Haushaltsgeräten die Lastverschiebung in der Industrie deutlich (vgl. Abbildung 39).

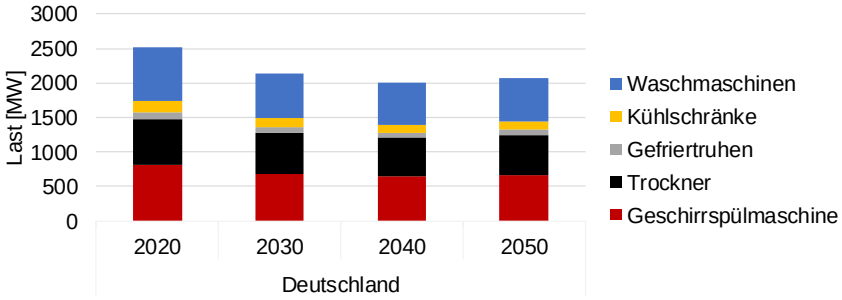

Abbildung 39: Maximale, innerhalb eines Jahres (nicht zeitgleich) verschobene Leistung im High-Flex-Szenario nach Prozess im Sektor Industrie in Deutschland.

Dies basiert auf den zugrundeliegenden, höheren Lasten. Analog zu flexiblen industriellen Lasten sinkt das Lastmanagementpotenzial von Prozessen aus dem Haushaltssektor bis zum Jahr 2050 durch Effizienzsteigerungen parallel zur sinkenden Durchschnittslast.

Zukünftig besteht großes Lastmanagementpotenzial durch die beiden Sektorkopplungstechnologien Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. Diese machen aktuell einen vernachlässigbaren Anteil der Stromnachfrage aus. Die Projektion der Nachfrage ergibt indes für beide Technologien ein starkes Wachstum. In diesem Zusammenhang belegt bereits die Analyse der Systemlast, dass die Elektromobilität eine prägende Rolle im zukünftigen Energiesystem insbesondere im Hinblick auf die zukünftige Struktur der Systemlast einnimmt. Innerhalb der modellierten Szenarios wird angenommen, dass im Zuge der Diffusion von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen auch deren Steuerungsfähigkeit steigt. Im Ergebnis nimmt das Lastmanagementpotenzial stark zu (siehe Abbildung 40). Somit werden bereits durch die Optimierung des Strombedarfs von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen im Jahr 2050 bis zu 18,5 GW (Low-Flex-Szenario) bzw. 24,9 GW (High-Flex-Szenario) flexible Lasten verschoben. Die Differenz zwischen den Szenarios ergibt sich durch die unterstellte Steuerungs-

fähigkeit der beiden Sektorkopplungstechnologien. Die Übersicht in Abbildung 40 zeigt ebenso auf, dass die beiden untersuchten Sektorkopplungsoptionen insbesondere ab dem Jahr 2035 das Lastmanagementpotenzial anderer flexibler Prozesse deutlich übersteigen.

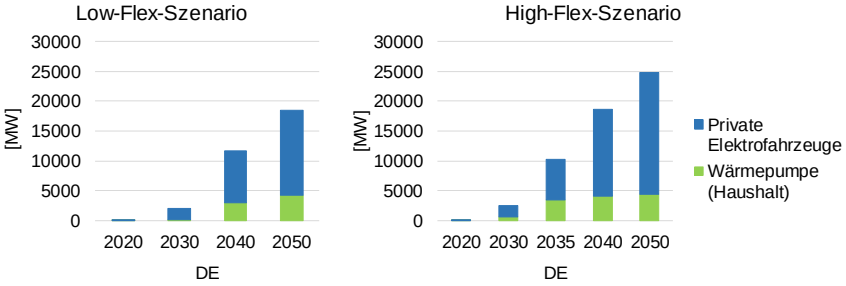

Abbildung 40: Entwicklung der maximalen Lastverschiebung (nicht zeitgleich) von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen für das Low-Flex- und High-Flex-Szenario.

4.2.2. Entwicklung der stündlich aufgelösten Nachfrage in Baden-Württemberg

Da Trends und Treiber für die Entwicklung der jährlichen und stündlichen Stromnachfrage zu großen Teilen sowohl für das Bundesland Baden-Württemberg als auch für Deutschland gelten, entwickelt sich die Systemlast Baden-Württembergs analog zu der bereits vorgestellten Systemlast Deutschlands. Dennoch gibt es Aspekte, in denen Unterschiede bestehen und auf die eingegangen werden soll.

Das Land Baden-Württemberg ist geprägt durch einen im Vergleich zum bundesdeutschen Durchschnitt geringeren Anteil von energieintensiven Industrien an der Stromnachfrage. Dies wirkt sich auch auf die Struktur der stündlich aufgelösten Nachfrage aus: Die tageszeitabhängige Nachfrage der verbleibenden Sektoren fällt stärker ins Gewicht, da das Industrieband geringer ausfällt. Daher sind in der Systemlast Baden-Württembergs

stärkere und überproportionale Lastspitzen zu beobachten. Die Minimallast des Bundeslandes macht im Jahr 2020 35% der Spitzenlast aus, was als ein im Vergleich zur Systemlast Deutschlands geringerer Wert betrachtet werden kann. Aufgrund der in der Zukunft steigenden Spitzenlasten sinkt dieser Wert im ungesteuerten Fall auf 30%, im Falle von zusätzlichen Lastverschiebungen auf 23% (siehe Tabelle 8). Die Minimallast steigt geringfügig von 4,1 GW auf 4,8 GW, während Spitzenlasten von bis zu 15,7 GW (ohne Lastmanagement) zu erwarten sind (2020: 11,6 GW). Dies definiert hohe Anforderungen an die Flexibilität der Stromerzeugung.

Strukturelle Änderungen der Systemlast, auf die bereits im vorangehenden Abschnitt im Rahmen der Analyse der Systemlast Deutschlands eingegangen wurde, sind auch in Baden-Württemberg feststellbar. Die Diffusion der Elektromobilität verstärkt dabei die bereits aufgezeigten Merkmale der Systemlast, sodass bereits zu einem früheren Zeitpunkt damit zu rechnen ist, dass sich eine Abendspitze herausbildet und diese bereits ab dem Jahr 2035 die Lastspitze um die Mittagszeit überragt (Abbildung 41, links).

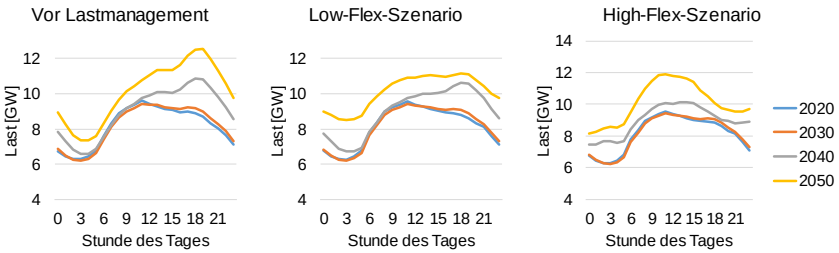

Abbildung 41: Entwicklung der Gesamtlast des Bundeslandes Baden-Württemberg im Durchschnitt über den Tagesverlauf für die betrachteten Szenarios bis zum Jahr 2050.

Lastmanagement wirkt sich analog auf die Gesamtlast aus. Das bedeutet, dass bereits im Low-Flex-Szenario große Teile der flexiblen Last in die frühen Morgenstunden sowie die Mittagsstunden verschoben werden können. Im High-Flex-Szenario resultiert daraus eine neue Lastspitze zeitlich parallel zu hohen Stromeinspeisungen, die vor allem durch die Photovoltaik bedingt sind. Im Rahmen der Lastmanagementsimulation fällt die geringere Stromnachfrage energieintensiver Industrien kaum ins Gewicht, da innerhalb der Simulation der Elektromobilität insbesondere ab dem Jahr 2030 eine dominante Stellung zukommt.

Tabelle 8: Übersicht über die Entwicklung der Gesamtlast Baden-Württembergs in den betrachteten Szenarios.

Szenario	Jahr	Mittlere Last [GW]	Max. Gesamtlast [GW]	Min. Gesamtlast [GW]
Vor Optimierung	2020	8.1	11.6	4.1
Low-Flex		8.1	11.6	4.1
High-Flex		8.1	11.6	4.0
Vor Optimierung	2030	8.2	11.9	4.0
Low-Flex		8.2	12.1	4.0
High-Flex		8.2	12.1	4.0
Vor Optimierung	2040	9.0	13.6	4.3
Low-Flex		9.0	13.9	4.0
High-Flex		9.0	14.8	3.9
Vor Optimierung	2050	10.1	15.7	4.8
Low-Flex		10.1	16.0	4.4
High-Flex		10.1	17.4	4.0

4.2.3. Entwicklung der stündlich aufgelösten Nachfrage für ausgewählte Regionen

Zur Erhöhung des Detailgrads hinsichtlich der Modellierung von Stromerzeugung und Übertragungsnetzen wurde die Stromnachfrage landkreisscharf abgebildet. Die Analyse der Landkreise gibt Aufschluss über regionale Entwicklungen und Merkmale, die auf nationaler Ebene nicht sichtbar sind, jedoch für die Netz- und Erzeugungsstruktur von hoher Bedeutung sein können. Exemplarisch soll innerhalb dieses Abschnitts auf die baden-württembergischen Landkreise Stuttgart (Stadt), Schwäbisch Hall und Baden-Baden eingegangen werden.

Entwicklung der Gesamtlast in Stuttgart

Als städtischer Landkreis ist Stuttgart geprägt von Prozessen aus dem GHD- und Haushaltsbereich, weshalb das Profil der regionalen Gesamtlast eine tageszeitabhängige Struktur aufweist. Wie in Abschnitt 4.1 beschrieben, ist innerhalb der Region mit einer vergleichsweise frühen Diffusion der Elektromobilität zu rechnen.

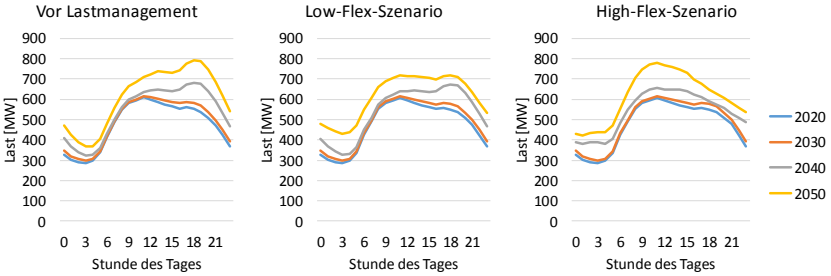

Abbildung 42: Entwicklung der regionalen Gesamtlast im Jahresdurchschnitt über den Tagesverlauf am Beispiel Stuttgart.

Wie aus Abbildung 43 hervorgeht, bestimmen ab dem Jahr 2030 insbesondere private Elektrofahrzeuge die Struktur der kumulierten Last der

Elektromobilität. Aus diesem Grund macht deren Last insbesondere zwischen 18 und 20 Uhr einen Anteil von im Durchschnitt des Tagesverlaufs bis zu 17% an der Gesamtlast aus und prägt dadurch das Gesamtlastprofil entscheidend, was insbesondere ohne eine Steuerung dieser Fahrzeuge zur Herausbildung einer Abendspitze führt.

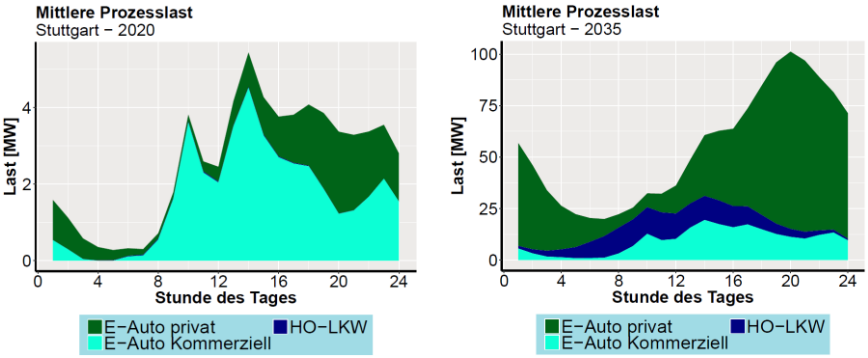

Abbildung 43: Diffusion der Elektromobilität in der Region Stuttgart (Low-Flex-Szenario) für die Jahre 2020 und 2035.

Entwicklung der Gesamtlast in Schwäbisch Hall

Der Landkreis Schwäbisch Hall unterscheidet sich bereits in der Höhe der Gesamtjahresnachfrage und in Konsequenz der Höhe der stündlichen Last gravierend von der Region Stuttgart. Im Gegensatz zur dienstleistungsorientierten Region Stuttgart fallen die Lastunterschiede über den Tagesverlauf innerhalb der Region Schwäbisch Hall geringer aus.

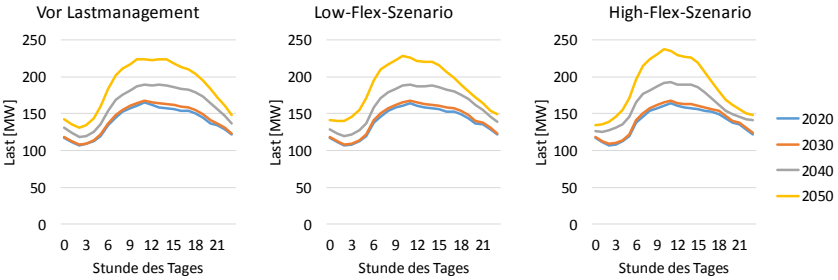

Abbildung 44: Entwicklung der regionalen Gesamtlast im Jahresdurchschnitt über den Tagesverlauf am Beispiel Schwäbisch Hall.

Hinsichtlich der Projektion der Last ist in Schwäbisch Hall erneut die Elektromobilität relevant. Im Jahr 2020 dominieren elektrisch betriebene Flottenfahrzeuge die kumulierte Last der Elektromobilität in der Region (siehe Abbildung 45). Das Profil entspricht dem der Region Stuttgart. Die durch die Elektromobilität induzierte Last ist jedoch noch nicht relevant für die Struktur der Gesamtlast. Durch die geographische Lage am Autobahnkreuz A6/A81 nimmt indes die durch den oberleitungsgebundenen Güterverkehr bedingte Stromnachfrage stark zu. Wie Abbildung 44 visualisiert, hat dies großen Einfluss auf das kumulierte Lastprofil der Elektromobilität: Durch diesen Treiber begründet steigt die durchschnittliche regionale Gesamtlast um bis zu 70%. Da innerhalb der vorliegenden Szenarios davon ausgegangen wird, dass die aus der Elektrifizierung des Güterverkehrs auf der Straße herrührende Last nicht flexibel ist und somit nicht für Lastmanagement zur Verfügung steht, ergeben sich in der Region Schwäbisch Hall vergleichsweise geringere Unterschiede zwischen den Szenarios. Gleichzeitig ist die in anderen Regionen sowie der nationalen Nachfrage beobachtete Herausbildung einer Abendlastspitze nicht zu beobachten bzw. wird durch die Charakteristik des Lastprofils von Oberleitungs-LKWs überkompensiert (siehe Abbildung 45).

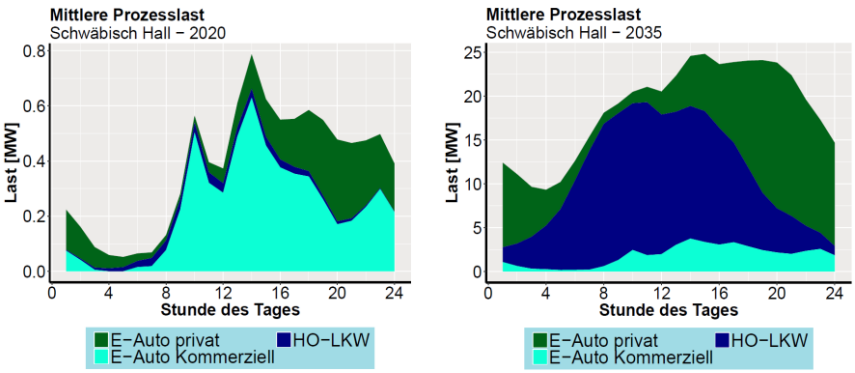

Abbildung 45: Diffusion der Elektromobilität in der Region Schwäbisch Hall (Low-Flex-Szenario) für die Jahre 2020 und 2035.

Entwicklung der Gesamtlast in Baden-Baden

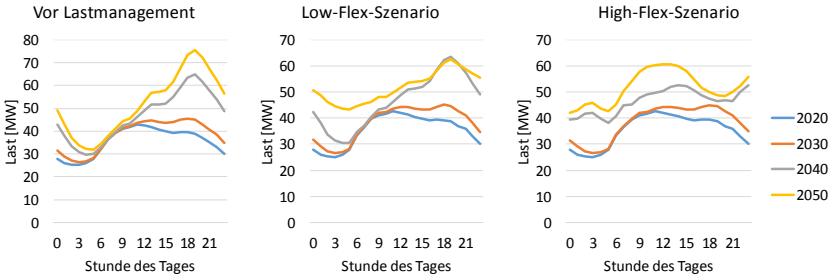

Abbildung 46: Entwicklung der regionalen Gesamtlast im Jahresdurchschnitt über den Tagesverlauf am Beispiel Baden-Baden.

Die Region Baden-Baden weist im Jahr 2020 eine Spitzenlast von lediglich 52 MW auf, geprägt durch Verbraucher aus dem Haushalt und dem Dienstleistungssektor. Für die Region wird eine starke Diffusion von Elektro-PKWs erwartet, welche im Jahr 2050 insbesondere in den Abendstunden für bis zu 50% der Gesamtnachfrage verantwortlich sind. In der Folge steigt die

Systemlast im ungesteuerten Fall (Abbildung 46) insbesondere in der Zeit von 17 bis 21 Uhr rapide an, wodurch sich das Gesamtlastprofil ändert. Mit steigender Steuerungsfähigkeit der Elektromobilität wird deren Stromverbrauch stärker in den Nachmittag bzw. in die Nacht verschoben. Nichtsdestotrotz unterscheidet sich die Gesamtlast dieser Region aufgrund des Einflusses der Elektromobilität bei insgesamt geringer Stromnachfrage in der Struktur von den beiden bereits vorgestellten Landkreisen.

4.2.4. Entwicklung der stündlich aufgelösten Nachfrage für die Anrainerstaaten Deutschlands

Im Rahmen der Systemlastanalyse sowie der Lastmanagementsimulation wurden die Anrainerstaaten Deutschlands, d.h. Frankreich, Österreich, Belgien, die Schweiz, die Tschechische Republik, Dänemark, Luxemburg, die Niederlande und Polen in nationaler Auflösung modelliert. Innerhalb der Modellierung werden dabei landesspezifische Informationen, beispielsweise zu Temperatur oder Tageslicht, aber auch zu durchschnittlichen Arbeitszeiten, berücksichtigt.

Die Ergebnisse der Modellierung der jährlich aufgelösten Nachfrage in den genannten Ländern, auf die bereits in Abschnitt 4.1 eingegangen wird, schlagen sich auf die Entwicklung der Systemlast nieder. Diese Entwicklung zeigt auch die Entwicklung der mittleren Systemlast in Tabelle 9 vom Jahr 2020 bis 2050: Bedingt durch die zusätzliche Stromnachfrage verschiedener Sektorkopplungstechnologien- hier sind erneut die Elektromobilität sowie strombasierten Heiztechnologien zu nennen - steigt das Niveau der Systemlast insbesondere zwischen den Jahren 2020 und 2040 an. Während mit einem Anstieg der durchschnittlichen Systemlast zwischen 20% und 35% zu rechnen ist, steigen auch in den deutschen Nachbarländern die Lastspitzen überproportional an.

Tabelle 9: Übersicht über die Entwicklung der Systemlast in den Nachbarstaaten Deutschlands

Szenario								
Land	Jahr	Systemlast	Systemlast vor Lastmanagement		Systemlast im Low-Flex-Szenario		Systemlast im High-Flex-Szenario	
		Mittlere [GW]	Max. [GW]	Min. [GW]	Max. [GW]	Min. [GW]	Max. [GW]	Min. [GW]
FR	2020	50,5	78,3	28,2	78,6	27,8	78,7	27,9
	2030	53,3	81,8	29,5	82,0	29,1	82,7	29,3
	2040	58,5	90,3	31,3	90,6	31,2	92,7	32,1
	2050	60,7	93,8	32,3	94,1	32,3	96,8	32,2
AT	2020	7,5	11,0	4,6	11,0	4,6	11,0	4,6
	2030	8,2	12,4	4,9	12,4	5,0	12,4	5,0
	2040	9,4	14,7	5,2	14,7	5,2	14,6	5,2
	2050	10,0	15,6	5,6	15,5	5,6	15,4	5,4
BE	2020	9,8	13,6	6,7	13,7	6,6	13,7	6,6
	2030	11,1	16,3	7,3	16,3	7,1	16,1	7,2
	2040	12,9	19,8	7,7	19,6	7,7	18,8	8,4
	2050	13,8	21,0	8,3	20,8	8,4	20,7	8,3
CH	2020	6,6	9,0	4,0	9,0	4,0	9,0	3,9
	2030	7,0	9,8	4,2	9,8	4,2	9,7	4,2
	2040	7,6	11,2	4,5	11,2	4,5	11,1	4,5
	2050	7,7	11,3	4,4	11,3	4,5	11,3	4,5
CZ	2020	6,9	10,0	4,1	10,0	4,1	10,0	4,1
	2030	7,5	10,8	4,4	10,9	4,4	10,9	4,4
	2040	8,1	11,9	4,7	12,0	4,7	12,0	4,7
	2050	8,8	12,9	5,0	13,0	4,9	12,9	4,9
DK	2020	3,8	5,9	2,3	5,9	2,3	5,9	2,3
	2030	4,1	6,4	2,5	6,5	2,4	6,4	2,4
	2040	4,7	7,6	2,6	7,7	2,6	7,6	2,8
	2050	5,2	8,6	2,8	8,6	2,8	8,6	2,8
NL	2020	13,2	19,5	8,5	19,6	8,4	19,7	8,4
	2030	15,2	23,7	9,2	23,9	9,1	23,9	9,1
	2040	16,5	26,4	9,5	26,5	9,5	26,5	9,3
	2050	17,2	27,0	9,7	27,2	9,7	27,2	9,4
PL	2020	15,5	21,8	9,0	21,8	9,0	21,9	9,0
	2030	16,9	24,1	9,5	24,3	9,6	24,7	9,6
	2040	19,2	28,1	9,7	28,4	9,8	28,1	9,9
	2050	21,3	31,9	9,8	32,1	9,9	32,1	9,9

4.2.5. Schlussfolgerungen zur Entwicklung der Systemlast

Die Modellierung der stündlich aufgelösten Stromnachfrage zeigt insgesamt, dass die im Rahmen der Modellierung der Jahresnachfrage identifizierten Trends, beispielsweise der Rückgang der Nachfrage bis zum Jahr 2020 oder die durch die Elektromobilität bedingte Zunahme der Stromnachfrage, in der Entwicklung der durchschnittlichen Systemlast reflektiert werden. Darüber hinaus unterstreichen die Modellierungsergebnisse jedoch auch die Relevanz einer stündlichen Auflösung, da der technologische Wandel, dem strombasierte Verbraucher unterliegen, starken Einfluss auf die Struktur der Systemlast nimmt. Als insgesamt stärkster Treiber der Transformation der Systemlast ist die Elektromobilität zu nennen, die sich insbesondere ab dem Jahr 2040 für die Herausbildung einer neuen Lastspitze in den Abendstunden verantwortlich zeigt.

Die Analyse der regional aufgelösten Last lässt erkennen, dass nationale strukturelle Anpassungen der Last nicht in jeder Region zutage treten, da einzelne Stromverbraucher regional dominierend sein können, deren Einfluss auf die nationale Systemlast begrenzt ist. Daher sowie aufgrund einer heterogenen Bevölkerungsentwicklung und Verteilung von Industrieestandorten ergeben sich regional deutliche Unterschiede.

Die Modellierung von Lastmanagement belegt, dass durch gezielte Lastverschiebung die Residuallast geglättet wird, was wiederum zu einer Reduktion der maximalen Residuallast führt und einen Beitrag zur Integration von Erneuerbaren Energien ins Stromsystem leisten kann. In Bezug auf die Auswirkungen von Lastmanagement ist erneut festzuhalten, dass der Elektromobilität und der Art und Weise, wie die durch das Laden von Elektrofahrzeugen bedingte Last gesteuert wird, erhebliche Bedeutung beizumessen ist.

4.3. Akzeptanzanalysen von Power-to-Heat-Technologien für Eigenheimbesitzer

4.3.1. Methodische Herangehensweise

Um abschätzen zu können, ob verfügbare Potenziale für Lastflexibilität durch die Anwender auch bereitgestellt werden, wurde eine Akzeptanzstudie von Eigenheimbesitzern durchgeführt. Der zentrale Bestandteil der Akzeptanzstudie war eine Befragung von Eigenheimbesitzern (n=985) zu ihrer Bereitschaft, flexibel gesteuerte Wärmepumpen in Kombination mit Pufferspeichern zu beschaffen. Die Stichprobe war dabei so zusammengesetzt, dass sie die relevante Grundgesamtheit (Eigentümer von selbstbewohnten freistehenden Ein- und Zweifamilienhäusern sowie Reihenhäusern und Doppelhaushälften) hinsichtlich Geschlecht, Alter, höchstem Bildungsabschluss und Haushaltsnettoeinkommen wiederspiegelt. Die Stichprobenanteile bezüglich dieser Merkmale wurden aus der repräsentativen "Allgemeinen Bevölkerungsumfrage der Sozialwissenschaften" (ALLBUS) abgeleitet.

Die Befragung wurde in Form einer Rating-basierten Conjoint-Analyse durchgeführt. Dazu wurde jeder der Befragten gebeten sich vorzustellen, dass er gerade in ein neues Eigenheim umgezogen sei, in dem bereits eine Wärmepumpe installiert ist. Anschließend wurden die Befragten gebeten, für zehn Tarife mit unterschiedlichen Tarifmerkmalen anzugeben, wie attraktiv für sie jeweils der Einbau eines Pufferspeichers (einmalige Beschaffungskosten von 1.500€) in Verbindung mit einer flexiblen Steuerung der Wärmepumpe sei (Bsp. siehe Abbildung 47).

	Anbieter A	Anbieter B
Reaktionszeit der Heizung auf gewünschte Temperaturerhöhung	max. 9 Minuten	max. 6 Minuten
Datenaustausch zur Steuerung von Wärmepumpe und Pufferspeicher	**Direkter Datenaustausch** mit Ihrem Energieversorger	**Direkter Datenaustausch** mit Ihrem Energieversorger
Nachlass auf die Stromkosten der Wärmepumpe (2250 Euro pro Jahr)	0 Euro	720 Euro
Smart-Home-Prämie	Smartphone-App zur **Fernsteuerung von Licht und Heizung**	keine Sachprämie

Würden Sie sich für 1500 Euro einen Pufferspeicher einbauen lassen?

	Trifft überhaupt nicht zu	Trifft überwiegend nicht zu	Trifft eher nicht zu	Trifft eher zu	Trifft überwiegend zu	Trifft voll und ganz zu
Der Einbau eines Pufferspeichers in Verbindung mit Angebot A wäre für mich attraktiv.	○	○	○	○	○	○
Der Einbau eines Pufferspeichers in Verbindung mit Angebot B wäre für mich attraktiv.	○	○	○	○	○	○

Abbildung 47: Beispiel für Tarife mit flexiblen Wärmepumpen und Pufferspeicher sowie Auszug des daran anschließenden Fragebogens

Die zehn Tarife, die jeder Befragte bewertete, unterschieden sich im Hinblick auf vier Tarifmerkmale, die folgende Ausprägungen annehmen konnten:

- **Nachlass auf Stromrechnung** bei flexibler Steuerung
  - 0€ - 720€
- **Smart-Home-Prämie** bei flexibler Steuerung
  - keine
  - App zu Analyse des Energieverbrauchs
  - App zur Fernüberwachung zwecks Einbruchschutz
  - App zur Fernsteuerung von Licht und Heizung
- Notwendigkeit zum **Datenaustausch**
  - keine Daten verlassen das Haus
  - indirekter Datenaustausch über unabhängige Institution
  - direkter Datenaustausch mit EVU
- **Reaktionszeit** auf gewünschte Temperaturerhöhung
  - 0 Minuten - 30 Minuten

Neben der Bewertung der Attraktivität von flexibel gesteuerten Wärmepumpen in Verbindung mit Pufferspeichern wurden mehrere Merkmale zur Soziodemographie und Einstellung der Befragten erhoben. Hinsichtlich der Soziodemographie wurden Geschlecht, Alter, Bildung, Haushaltsnettoeinkommen sowie die Anzahl der im Haushalt lebenden Personen erfasst. Zur persönlichen Einstellung und Charaktereigenschaften der Befragten wurden folgende Merkmale erfasst:

- Grundsätzliche **Einstellung zu relevanten Technologien:** Es wurde erhoben, inwieweit der Befragte der Verbreitung von Wärmepumpen, Batteriespeichern und Photovoltaik positiv gegenübersteht.
- Allgemeine und technologiespezifische **Selbstwirksamkeit** ("self-efficacy"): Hierzu wurde erhoben, inwieweit der Befragte generell der Meinung ist mit Problemen bzw. neuen Situationen gut fertig zu werden (allg. Selbstwirksamkeit; vgl. Beierlein et al., 2014). Weiterhin wurde erhoben, inwieweit sich der Befragte bzgl. Wärmepumpen für kompetent hält.
- **Umweltbewusstsein**: Das Umweltbewusstsein wurde mittels Fragen erfasst, die Aufschluss darüber geben, inwieweit sich jemand Sorgen bzgl. Umweltthemen macht und in diesem Bereich einen Problemdruck wahrnimmt (vgl. Wingerter, 2014). Weiterhin wurde die grundsätzliche Haltung des Befragten zur Energiewende erfasst.
- **Technikaffinität:** Die Messung der Technikaffinität erfolgte mittels Fragen dazu, inwieweit sich der Befragte für Technik begeistern kann und technische Neuerungen gerne (als einer der Ersten) ausprobiert (Neyer et al., 2016).

Durch dieses Befragungsdesign sind Analysen zu folgenden drei Fragestellungen möglich: (1) Welchen Einfluss haben die Merkmale eines Tarifs zur Nutzung von flexibel gesteuerten Wärmepumpen (Nachlass auf Stromrechnung, Datenaustausch etc.) auf die Attraktivität des Tarifs? (2) Inwieweit hängt dieser Einfluss von der Soziodemographie oder Einstellung der Befragten ab? Gibt es bspw. bestimmte Gruppen, für die ein finanzieller

Anreiz wichtiger ist als für andere Befragte? (3) Gibt es Subgruppen, die Tarife zur Nutzung flexibel gesteuerter Wärmepumpen generell positiver oder negativer bewerten als andere?

4.3.2. Ergebnisse der Akzeptanzstudie

Da die Attraktivität der Tarife zur Nutzung flexibler Wärmepumpen von den Tarifmerkmalen und den Eigenschaften des Befragten abhängt, müssen die Bewertungen an einem Referenzmaßstab festgemacht werden. Bzgl. des Tarifs können folgende Eigenschaften als Referenz verwendet werden:

- 261€ Nachlass auf Strompreis (Durchschnittswert aller bewerteten Tarife)
- 11 Minuten Reaktionszeit (Durchschnittswert aller bewerteten Tarife)
- Kein Datenaustausch und keine Smart-Home-Prämie

Dieser Tarif würde von einem Befragten, der mit Blick auf alle relevanten Merkmale bzgl. Soziodemographie und Einstellung "durchschnittlich" ist, mit 3,4 bewertet. Diese Bewertung liegt fast genau in der Mitte bzw. minimal im negativen Abschnitt der Bewertungsskala, zwischen "eher unattraktiv" ("trifft eher nicht zu" = 3) und "eher attraktiv" ("trifft eher zu" = 4). Die "relevanten Merkmale" des Befragten sind diejenigen, für die sich ein signifikanter Einfluss auf die Bewertungen gezeigt hat: Alter (Ø 54 Jahre), Haushaltsgröße (Ø 2,3 Personen), Technikaffinität, allgemeine und technologiespezifische Selbstwirksamkeit sowie die Einstellung gegenüber Wärmepumpen und der Energiewende im Allgemeinen.

In Tabelle 10 ist angegeben, wie sich die Bewertung eines solchen "Durchschnittsbefragten" ändert, wenn sich die Tarifmerkmale gegenüber dem "Durchschnittstarif" ändern. Zur besseren Verständlichkeit ist der Effekt von "Nachlass auf Strompreis" in "Bewertungspunkten pro 100€ höherem Nachlass" angegeben, während die Effekte der übrigen Tarifmerkmale in Euro umgerechnet wurden. Die übrigen Effekte geben somit

an, um wie viel man den Nachlass auf den Strompreis erhöhen oder senken müsste, um den Effekt der Änderung eines anderen Tarifmerkmals zu kompensieren und so einen (rechnerisch) gleich attraktiven Tarif zu erhalten.

Tabelle 10: Einfluss der Tarifmerkmale auf die Tarifbewertung

Änderung ggü. Referenz-Tarif (261€ Nachlass, 11 Minuten Reaktionszeit, kein Datenaustausch, keine Smart-Home-Prämie)		**Effektstärke**	**PRV**
Pro 100€ mehr Nachlass auf Stromrechnung		0,1 Punkte	23,5%
Pro 1 Minute längerer Reaktionszeit		-10,59€	3,2%
Datenaustausch	Direkt	-190€	8,7%
	Indirekt	-158€	24,4%
Smart-Home-Prämie	Analyse-App	77€	3,3%
	Fernsteuerungs-App	83€	2,8%
	Fernüberwachungs-App	138€	3,7%

Konkret sagen die Effekte in Tabelle 10 Folgendes aus: Steigt der Nachlass auf die Stromrechnung gegenüber dem "Durchschnittstarif" um 100€ an, so würde sich die Bewertung eines "Durchschnittsbefragten" um 0,1 Punkte von 3,4 auf 3,5 verbessern (alle Angaben sind gerundet). Steigt dagegen die Reaktionszeit von den 11 Minuten des Durchschnittstarifs auf 12 Minuten an, so müsste der Nachlass auf die Stromrechnung um 10,59€ steigen, damit der geänderte Tarif (rechnerisch) die gleiche Bewertung wie der Durchschnittstarif erhält. Analog müsste man einem Durchschnittsbefragten 190€ bzw. 158€ mehr bieten, um ihn für einen direkten bzw. indirekten Datenaustausch zu entschädigen. Die verschiedenen Smart-Home-Prämien wirken dagegen wie ein höherer finanzieller Nachlass auf die Stromrechnung (77€ für die Analyse-App bis 138€ für die Fernüberwachungs-App). Die sog. proportionale Reduktion der Varianz (PRV) gibt an, um wie viel sich der

Anteil der unerklärten Varianz bei der Bewertung der Tarife vermindert, wenn man das entsprechende Merkmal zur Vorhersage der Tarifbewertung einbezieht. Daraus ist ersichtlich, dass insbesondere der Nachlass auf den Strompreis sowie die Notwendigkeit zum Datenaustausch zur Erklärung der Tarifbewertungen beitragen. Insgesamt reduziert sich die unerklärte Varianz durch alle abgefragten Tarifmerkmale um 36,3%. Dieser Wert ist geringer als die Summe der PRV-Prozentpunkte in Tabelle 10, da die einzelnen Merkmale gemeinsame Varianzbestandteile aufweisen.

Neben den Tarifeigenschaften haben auch die soziodemographischen Eigenschaften und die Einstellung der Befragten Einfluss auf die Bewertung der Tarife. So wird der "Durchschnittstarif" von einem Befragten, der 10 Jahre jünger ist als der "Durchschnittsbefragte" (44 statt 54 Jahre) um rund 0,1 Punkte besser bewertet, d.h. mit 3,5 statt 3,4. In einer ähnlichen Größenordnung bewegt sich der Effekt der Haushaltsgröße. Die Bewertung des "Durchschnittstarifs" durch einen 3-Personen-Haushalt fällt rechnerisch rund 0,1 Punkte besser aus als die Bewertung eines 2-Personen-Haushalts. Die Einstellung der Befragten wurde mittels 5- und 6-stufiger Skalen gemessen. Die Bewertungsänderung pro "Punkt" ist hier, im Gegensatz zu "Alter in Jahren" oder "Haushaltsgröße in Personen", für sich genommen wenig informativ. Es lässt sich jedoch sagen, dass die Bewertungen der Tarife umso besser ausfallen, je technikaffiner der Befragte ist. Durch dieses Merkmal lassen sich 2,9% der Bewertungsunterschiede zwischen den Befragten erklären. Ebenso geht eine positive Einstellung gegenüber Wärmepumpen (erklärt 4,2% der Bewertungsunterschiede) sowie eine hohe technologiespezifische Selbstwirksamkeitswahrnehmung, d.h. wie kompetent sich der Befragte bzgl. Wärmepumpen fühlt (erklärt 3,1% der Bewertungsunterschiede), grundsätzlich mit besseren Bewertungen der Tarife einher. Auch eine positivere Einstellung gegenüber der Energiewende führt zu positiveren Bewertungen (erklärt 0,2% der Bewertungsunterschiede), während eine höhere allgemeine Selbstwirksamkeitswahrnehmung, d.h. wie der Befragte seine Problemlösungskompetenz im Allgemeinen einschätzt, (erklärt 0,8%

der Bewertungsunterschiede), mit schlechteren Tarifbewertungen einhergeht.

Zudem haben Technikaffinität und technologiespezifische Selbstwirksamkeits-wahrnehmung Einfluss darauf, wie stark sich die Tarifmerkmale "Nachlass auf die Stromrechnung" und "Reaktionszeit" auf die Bewertung der Tarife auswirken. Je technikaffinier ein Befragter ist, desto stärker schlagen Änderungen bei diesen Merkmalen auf die Bewertung durch. Umgekehrt verhält es sich bei Befragten mit höherer technologiespezifischer Selbstwirksamkeitswahrnehmung. Je höher die wahrgenommene eigene Kompetenz hinsichtlich Wärmepumpen, desto geringer ist die Auswirkung dieser beiden Merkmale auf die Bewertung der Tarife.

Aus diesen Ergebnissen lassen sich mehrere Schlussfolgerungen ziehen: Bei Personen, die sich bzgl. Wärmepumpen kompetenter fühlen als andere, kann man davon ausgehen, dass sie sich bereits eingehender mit der Technologie befasst haben und z.T. auch bereits Wärmepumpen nutzen. Bei dieser Gruppe handelt es sich um eine potentielle Zielgruppe (stehen flexibel gesteuerten Wärmepumpen offener gegenüber als andere), deren Erschließung sich durch zusätzliche Anreize jedoch eher schlecht forcieren lässt (geringerer Einfluss von monetären Anreizen). Da diese Gruppe weniger sensibel darauf reagiert, wenn Temperaturerhöhungen mit Reaktionszeiten verbunden sind, scheint hier eine größere Bereitschaft zu Verhaltensanpassungen zu bestehen. Auf Grundlage dieses Ergebnisses ist vorstellbar, dass Projekte zur Flexibilisierung bereits installierter Wärmepumpen erfolgversprechend sein könnten, selbst wenn die Pufferspeicher dieser Wärmepumpen nicht für einen flexiblen Betrieb dimensioniert sind.

Technikaffine Personen, bei denen man von einem intrinsisch motivierten Interesse für flexibel gesteuerte Wärmepumpen ausgehen kann, sind ebenfalls eine relevante Zielgruppe, da sie einer flexiblen Wärmepumpensteuerung grundsätzlich offener gegenüberstehen. Um diese Zielgruppe zu erreichen sind finanzielle Anreize wichtig. Die höhere Sensibilität gegenüber

längeren Reaktionszeiten auf Temperaturerhöhung zeigt zudem, dass diese Gruppe weniger als andere bereit ist ihr alltägliches Heizverhalten anzupassen. Demnach sollten die Pufferspeicher flexibler Wärmepumpen idealerweise groß genug ausgelegt sein, sodass durch die flexible Steuerung keine Verhaltensanpassungen nötig werden. Die Ansprache sollte Zielgruppengerecht erfolgen, d.h. auf dem Technikinteresse dieser Personen aufbauen um ihre Aufmerksamkeit zu erlangen.

Im Kontext der Ergebnisse der Lastmanagementsimulation mit dem Modell eLOAD (siehe Abschnitt 4.2) zeigen die Ergebnisse der Befragung jedoch auch ein grundsätzliches Problem auf: Aus den Modellierungsergebnissen geht hervor, dass eine zentrale Steuerung flexibler Wärmepumpen notwendig ist, damit durch die Verbrauchsverschiebung zusätzlicher Strom aus erneuerbaren Energien in nennenswertem Umfang genutzt werden kann. Zugleich stehen die Befragten einem (direkten und indirekten) Datenaustausch, der als informationelle Grundlage für eine zentrale Steuerung nötig wäre, sehr kritisch gegenüber. Hier besteht daher essentieller Forschungsbedarf um Möglichkeiten zu erkunden, wie Nutzerpräferenzen und systemische Anforderungen in Einklang gebracht werden können. So sollten z.B. Attraktivität und systemische Nützlichkeit von Tarifen untersucht werden, die den Datenaustausch auf ein notwendiges Minimum reduzieren, bspw. indem der Wärmepumpe nur Signale zu tageszeitlich Preiszonen übermittelt werden, ohne dass eine komplette Fremdsteuerung erfolgt.

5. Ergebnisse: Kraftwerksbedarf und Erzeugungssicherheit

Im Nachfolgenden werden die Ergebnisse für die Ermittlung des Kraftwerksbedarfs und der Erzeugungssicherheit in Süddeutschland präsentiert und erläutert. In einem ersten Schritt werden die Ergebnisse zur kostenminimalen Allokation der erneuerbaren Energien dargestellt. Aufgrund der Tatsache, dass für alle betrachteten Szenarios und Sensitivitäten die Einspeisung aus erneuerbaren Quellen identisch ist, wird nachfolgend nur ein Entwicklungspfad dargestellt. Daran anschließend wird auf die Ergebnisse des Low-Flex-Szenario sowie die eines möglichen Kohleausstiegs-Szenarios (CoalPhaseOut) eingegangen. Abschließend werden die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen diskutiert. Bei den Sensitivitätsrechnungen wurde zum einen der Einfluss einer höheren Verfügbarkeit an Flexibilität und zum anderen eine verstärkte Durchdringung mit Batteriespeichern analysiert.

5.1. PERSEUS-RES: Kostenminimale Allokation erneuerbarer Energien unter Netzrestriktionen

Treiber der Entwicklung erneuerbarer Energien ist die jährliche Erreichung eines Mindestanteils an der Bruttostromnachfrage in jedem europäischen Land. Darüber hinaus gelten in Deutschland bundeslandspezifische Kapazitätsvorgaben bis 2030 für einzelne Energieträger, die sich am Szenario C des Netzentwicklungsplans 2014 orientieren (Netzentwicklungsplan (2014)). Für das Land Baden-Württemberg und die in diesem Projekt definierte Region Deutschland-Süd wurden ferner in Anlehnung an das Energieszenario Baden-Württemberg (IEKK (2014)) spezifische Vorgaben zur Entwicklung der erneuerbaren Energien bis 2050 abgeleitet und genutzt. Im Hinblick auf die spätere Lastflussoptimierung wurde bei der Allokationsplanung die verfügbare Netzanschlussleistung nach Netzentwicklungsplan (NEP) 2014 berücksichtigt, um den Zubau großer Einspeisemengen räumlich so zu

verteilen, dass eine im operativen Betrieb später notwendige Abregelung weitgehend vermieden werden kann. Für das europäische Ausland wurden die Werte aus dem „EU-Reference Scenario 2016“ (Capros et al. 2016) als Mindestvorgabe für die technologiespezifische Kapazitätsentwicklung der erneuerbaren Energien angesetzt.

Wie in Abbildung 48 dargestellt, ist die resultierende Entwicklung der installierten Leistung an erneuerbaren Energiequellen sowohl in Europa als auch in Deutschland insgesamt stark von Onshore-Windenergieanlagen geprägt, gefolgt von Photovoltaik.

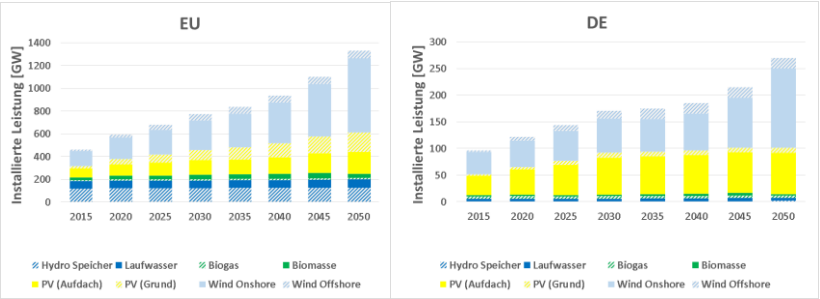

Abbildung 48: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energiequellen in Europa und Deutschland

Bei der Stromeinspeisung spielt erneut Windenergie aufgrund der hohen Volllaststunden (siehe Abbildung 49) eine bedeutende Rolle. Die geringeren Volllaststunden der Photovoltaik führen dazu, dass die Einspeisung aus Wasserkraft höher ist als die aus Photovoltaik, wenngleich die installierte PV-Kapazität am Ende des Analysehorizonts höher ist (siehe Abbildung 49).

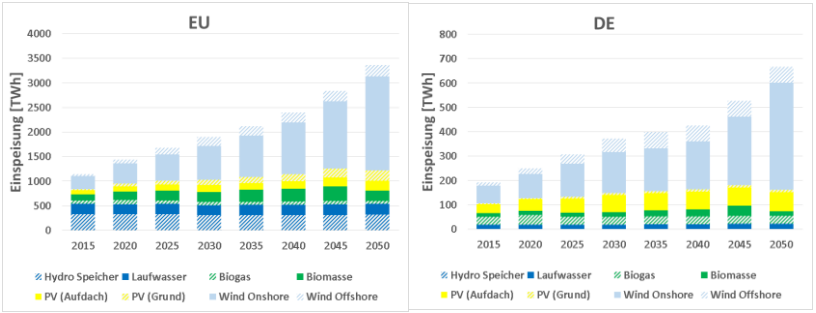

Abbildung 49: Entwicklung der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen in Europa und Deutschland

Aufgrund des Ziels der kostenminimalen Ausbauplanung und der ausreichend verfügbaren günstigen Potenzialflächen für Wind-Onshore liegt die Ursache für die Dominanz dieses Energieträgers darin, dass technologiespezifische Mindestvorgaben (die in frühen Betrachtungsperioden zu einer merklichen Differenzierung beim Zubau geführt haben) vor allem gegen Ende des Optimierungszeithorizonts deutlich unter dem Gesamtziel für die erneuerbare Erzeugung liegen. Infolgedessen wird in PERSEUS-RES unter Einhaltung der regionalen Potentiale vor allem die günstigste Option ausgebaut, was in den meisten Fällen Wind-Onshore ist. Bezüglich der regionalen Verteilung führt der gewählte Ansatz folglich zu einer stärkeren Konzentration der erneuerbaren Energien an günstigen Standorten, wobei regionale Vorgaben sowie eine approximative Berücksichtigung von Netzrestriktionen bei der Ausbauplanung diesem Effekt entgegenwirken. Abbildung 50 und Abbildung 51 zeigen die Entwicklung der installierten Leistung und die der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen für Deutschland-Süd (DES) und Deutschland-Nord (DEN). Hier spiegelt sich das Vorhandensein unterschiedlicher Kostenpotentiale wider. Deutschland-Nord weist einen höheren Anteil an Windenergie auf, wohingegen Deutschland-Süd einen höheren Anteil an Photovoltaik-Zubau aufweist, die aufgrund der

niedrigeren Vollaststunden nicht in einer hohen eingespeisten Energiemenge resultieren.

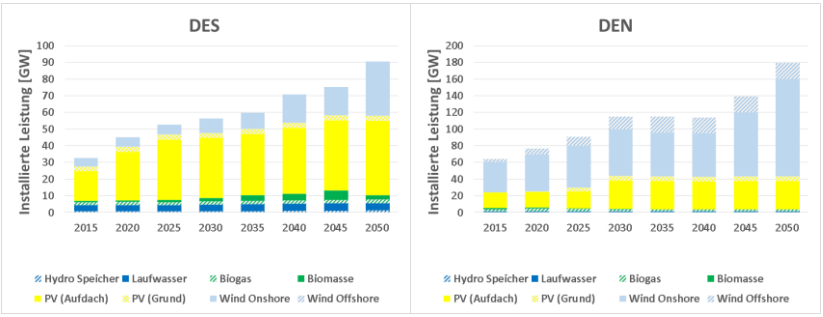

Abbildung 50: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energiequellen in DES und DEN

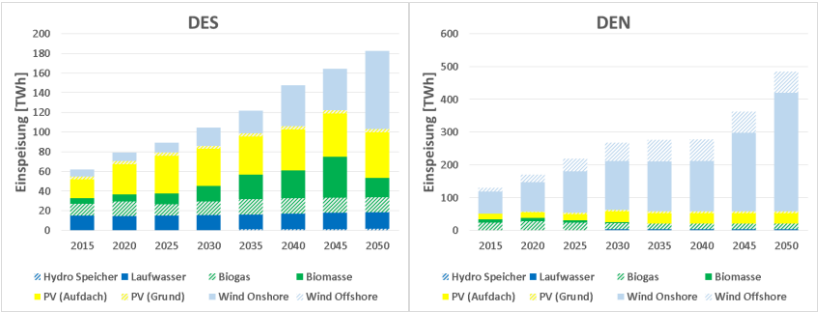

Abbildung 51: Entwicklung der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen in DES und DEN

Des Weiteren fällt auf, dass vor allem in Deutschland-Süd Biomasse mittelfristig einen bedeutenden Anteil an der regenerativen Erzeugung hat. Dieser Beitrag sinkt jedoch am Ende des Optimierungshorizonts aufgrund eines vorgegebenen verstärkten Ausbaus an Windenergie und ausbleibender Reinvestitionen in Anlagen, die zum Ende ihrer technischen Lebensdauer ausscheiden, da ihr Ersatz offenkundig nicht kosteneffizient ist.

Die regionale Verteilung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist in Abbildung 52 und Abbildung 53 dargestellt. Trotz der vereinfachten Berücksichtigung von Netzrestriktionen bei der Zubauplanung der Erneuerbaren, erkennt man einen geographisch stark in Nord-Ost-Deutschland konzentrierten Zubau der Windkraft. Bei PV erkennt man hingegen in Süddeutschland eine breitere geographische Verteilung sowie erhebliche Zubauten auch in weiteren deutschen Regionen.

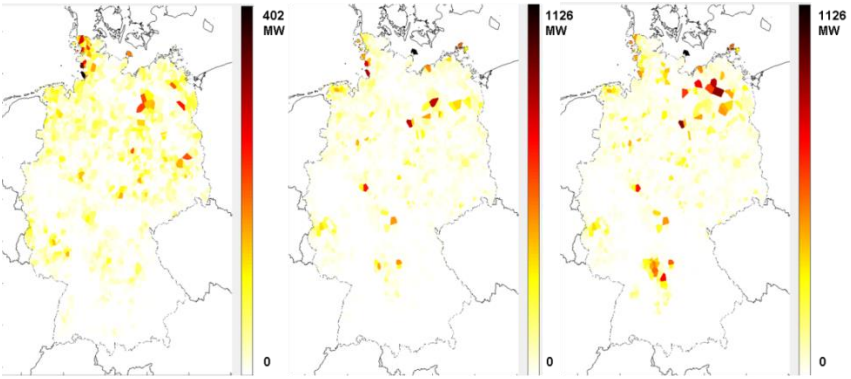

Abbildung 52: Verteilung der Wind Onshore-Kapazitäten in Jahr 2015 (links[1]), 2035 (Mitte) und 2050 (rechts)

[1] Hinweis: Für das Jahr 2015 wird für Wind und PV eine andere Skalierung als für die Jahre 2035 und 2050 verwendet, da sonst in 2015 die Verteilung kaum erkennbar wäre.

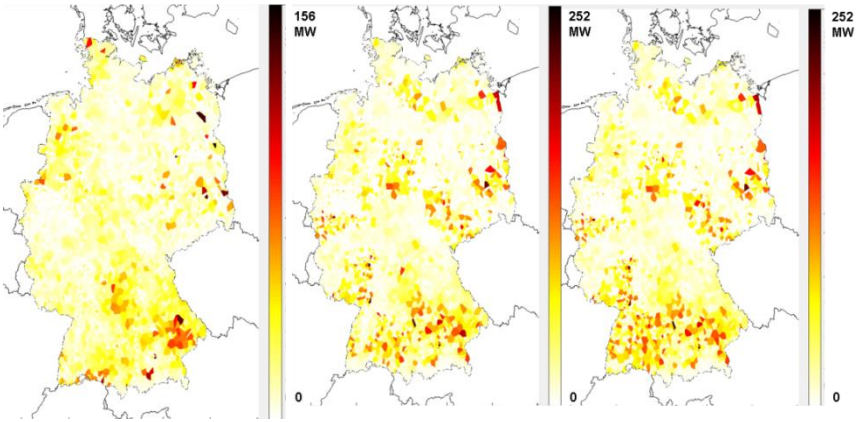

Abbildung 53: Verteilung der PV-Kapazitäten in Jahr 2015 (links), 2035 (Mitte) und 2050 (rechts)

5.2. Low-Flex-Szenario: Kraftwerkspark und Erzeugungssicherheit

Im Nachfolgenden werden zunächst die Ergebnisse des Low-Flex-Szenarios bzgl. der Entwicklung des Kraftwerksparks und der Erzeugungssicherheit beschrieben. Zuerst wird auf die Ergebnisse aus PERSEUS-ADQ zur Bestimmung des notwendigen Kapazitätsbedarfs eingegangen. Daran anschließend werden die Ergebnisse des PERSEUS-EU Modells zur Bestimmung des kostenminimalen[2] Kraftwerksparks präsentiert. Abschließend wird auf die Ergebnisse aus PERSEUS-NET zur Erzeugungssicherheit unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen eingegangen.

[2] Präziser: „ausgabenminimalen“

5.2.1. Bestimmung des Kapazitätsbedarfs unter Berücksichtigung stochastischer Kraftwerksausfälle

Mit dem in Kapitel 3.4 beschriebenen Modell PERSEUS-ADQ wird der notwendige Kapazitätsbedarf für ein vorgegebenes Niveau der Versorgungssicherheit für Deutschland, unterteilt in die Regionen „Deutschland-Süd“ und „Deutschland-Nord“, unter Berücksichtigung der in jeder Betrachtungsstunde tatsächlich möglichen[3], unterstützenden Stromlieferungen des europäischen Stromaustausches ermittelt. Alternativ kann mit dem Modell der Kapazitätsbedarf für jedes europäische Land isoliert, sprich ohne die Möglichkeit des internationalen/-regionalen Stromaustausches (regionale Autarkie), ermittelt werden. Dieses Vorgehen entspricht dem gelegentlich politisch geäußerten Ziel einer Gewährleistung von national/regional autarker Versorgungssicherheit und kann als maximal notwendiger Kapazitätszubau interpretiert werden. Die Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation für Deutschland ohne die Möglichkeit des Stromaustausches sind in Abbildung 54 dargestellt. Es zeigt sich, dass bereits im Jahr 2020 ein Kapazitätsbedarf von ca. 13 GW für Deutschland besteht, falls regionale/nationale Autarkie angestrebt wird. Deutschland-Süd weist mit ca. 11 GW den größeren Anteil an dem Kapazitätsbedarf auf. Der Kapazitätsbedarf für Deutschland wächst über den Analysehorizont stetig an und beträgt kumuliert für das Jahr 2050 ca. 87 GW, wobei dann Deutschland-Nord den größeren Anteil mit ca. 51 GW aufweist. Dies ist im Wesentlichen auf die Stilllegung von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke zurückzuführen.

[3] Im Gegensatz zum häufig verwendeten Vorgehen, mögliche Stromlieferungen aus dem Ausland lediglich durch pauschalierte Abschläge auf den vorhandenen Übertragungskapazitäten zu berücksichtigen

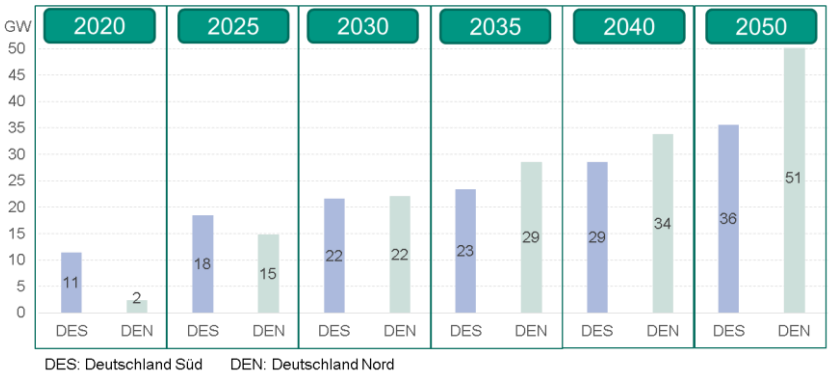

Abbildung 54: PERSEUS-ADQ - Kapazitätsbedarf in Deutschland-Süd (DES) und Deutschland-Nord (DEN) ohne die Möglichkeit des Stromaustausches (regionale Autarkie)

Vor dem Hintergrund des starken Ausbaus erneuerbarer Energien erklärt sich der weiterhin hohe Anteil an zusätzlicher gesicherter Leistung einerseits aus dem geringen Kapazitätsfaktor erneuerbarer Energien[4] zu Starklastzeiten und andererseits aus dem Auftreten neuer Lastspitzen infolge einer zunehmenden Sektorenkopplung. Wie in der folgenden Abbildung 55 dargestellt, erhöht sich (ohne Berücksichtigung von flexiblen Lasten) in Deutschland-Süd sogar die maximale Residuallast bis 2050, während sie sich in Deutschland-Nord nur marginal verringert. Gründe hierfür sind vor allem der erhebliche Beitrag von Photovoltaik im süddeutschen Raum sowie die zunehmende Stromnachfrage.

[4] Hier ist einschränkend darauf hinzuweisen, dass der technologiespezifische Kapazitätsnutzen (z.B. bei Biomasse) im Rahmen der optimierten Zubauplanung nicht berücksichtigt wurde. Allerdings erfordert aufgrund der begrenzten Potentiale zum Zubau von Biomasse/Biogas in Deutschland zur Erreichen der vorgegebenen Anteile der Erneuerbaren an der Stromerzeugung in jedem Falle den erheblichen Ausbau von Windkraft und PV mit geringem Beitrag zur gesicherten Leistung.

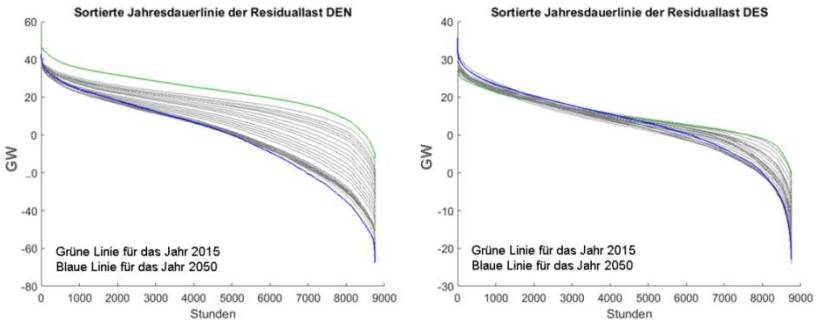

Abbildung 55: Entwicklung der Residuallastkurve für Deutschland-Nord und Süd über den Analysehorizont

Nachfolgend ist der ermittelte Kapazitätsbedarf für Deutschland mit der Möglichkeit des Stromaustausches (kooperatives Szenario) in Abbildung 56 dargestellt. Erwartungsgemäß ist der ermittelte Kapazitätsbedarf über den gesamten Analysehorizont geringer. Ab dem Jahr 2025 zeigt sich ein geringer Kapazitätsbedarf von ca. 1 GW. Der Bedarf steigt jedoch über den Analysezeitraum erneut an. Die Simulation errechnet einen Bedarf von 46 GW im Jahr 2050, der sich fast zu gleichen Teilen auf Deutschland-Nord und Süd verteilt. Bei einem Vergleich der Ergebnisse mit und ohne Möglichkeit des Stromaustausches wird ersichtlich, dass durch den internationalen/-regionalen Stromaustausch der Kapazitätsbedarf signifikant reduziert werden kann und ein Investitionsbedarf erst zu einem späteren Zeitpunkt besteht.

Ein Vergleich zwischen dem kooperativen und dem regionalen Autarkie-Fall für Deutschland, Frankreich und Belgien ist in Abbildung 57 dargestellt. Es wird ersichtlich, dass für Deutschland-Nord ein besonders ausgeprägter Unterschied zwischen den beiden Szenarios besteht. Frankreich weist im Jahr 2050 den größten Kapazitätsbedarf in beiden Szenarios auf. Das ist u.a. auf die Winterspitze für elektrische Heizwärme zurückzuführen. Es lässt sich

festhalten, dass auch für die anderen Länder die europäische Kooperation bei der Versorgungssicherheit zu geringerem Zubaubedarf führt.

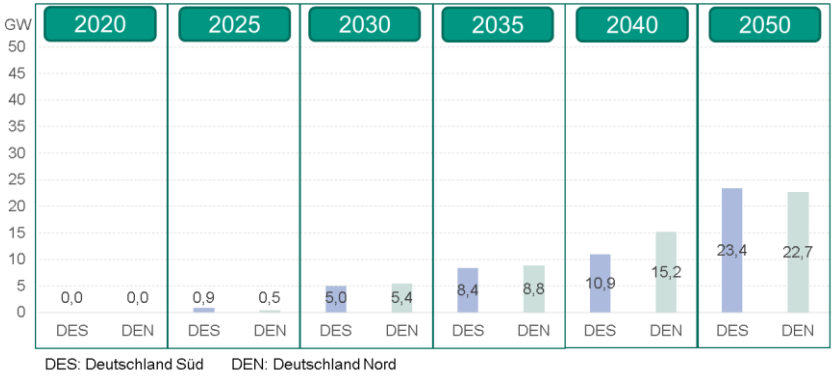

Abbildung 56: Ergebnis der Monte-Carlo Simulation: Kapazitätsbedarf in Deutschland-Süd (DES) und Deutschland-Nord (DEN) mit der Möglichkeit des Stromaustausches

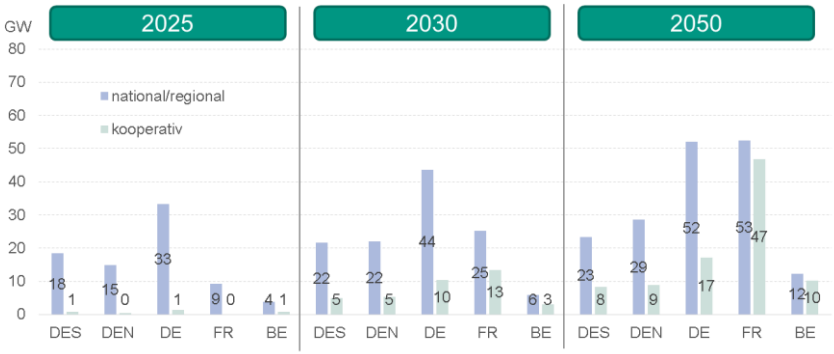

Abbildung 57: Ergebnis der Monte-Carlo Simulation: Kapazitätsbedarf für ausgewählte Regionen

5.2.2. Optimaler Kraftwerkspark in Europa und Deutschland

Die Modellierung der langfristigen Kapazitätsentwicklung erfolgt auf Basis des gesamteuropäischen Strommarktmodells PERSEUS-EU, da eine rein nationale Analyse aufgrund der Interdependenzen ein verzerrtes Bild liefern würde.

Die aus den vorgelagerten Modellen ermittelten Nachfragestrukturen, die Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen und der zusätzliche Kraftwerksbedarf werden an das PERSEUS-EU Modell als Eingangsgrößen übergeben. Auf Basis dieser – sowie weiterer Parameter (z.B. Annahmen zur Kostenentwicklung für konventionelle Kraftwerkstechnologien – ermittelt das Modell die ökonomisch sinnvollste Kombination, um den notwendigen Bedarf an Kraftwerkszubauten im Kontext des verbleibenden Bestandsystems zu decken.

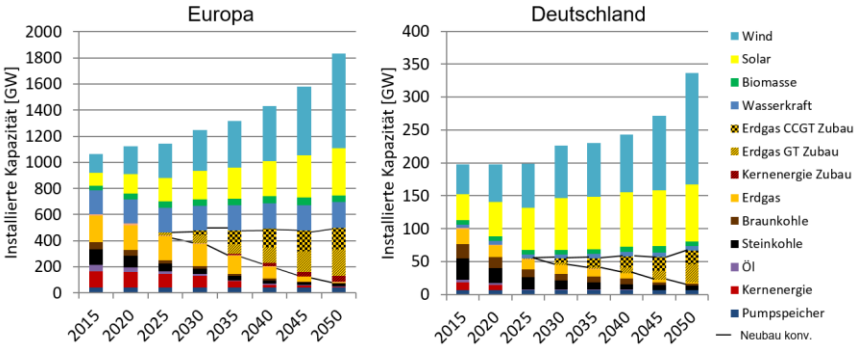

Abbildung 58: Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa und Deutschland

Die Ergebnisse zeigen, dass bis 2050 sowohl das deutsche als auch das europäische Elektrizitätssystem fast vollständig umgebaut werden. Langfristig steigt – wie als Restriktion vorgegeben - die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Windkraft und PV-Kapazitäten stellen einen erheblichen

Anteil im gesamten Kapazitätsmix (2050: ca. 50% Wind und 25% PV) da. Langfristig steigen auch die Anteile der gasbefeuerten Kapazitäten in dem konventionellen Erzeugungsmix. Der Anteil der Kernenergie geht aufgrund vorgegebener Restriktionen zurück, da europaweit nur in einen Teil der zurückgebauten Kernkraftwerke wieder investiert werden kann. In 2050 besteht das konventionelle Erzeugungssystem hauptsächlich aus Gasturbinen und GuD-Kraftwerken (siehe Abbildung 58), welche im Wesentlichen Perioden geringer Einspeisung aus PV und Wind überbrücken.

In Europa und Deutschland nimmt somit auch die Produktion aus erneuerbaren Energien und gasbefeuerten Kraftwerken bis 2050 zu. Die Produktion aus Kohlekraftwerken verringert sich sehr stark und ab 2045 gibt es aufgrund der hohen CO_2-Zertifikatspreise keine relevante Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken mehr. In Europa geht die Produktion aus der Kernenergie deutlich zurück, während in Deutschland nach 2022 gemäß des Beschlusses zum Ausstieg aus der Kernenergie keine Stromerzeugung aus Kernkraftwerken mehr stattfindet.

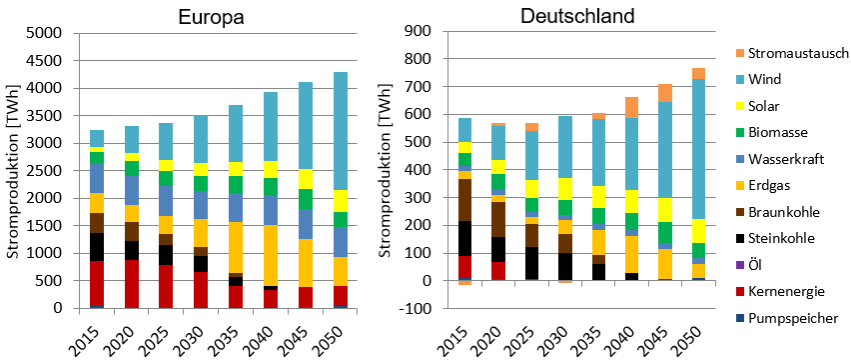

Abbildung 59: Entwicklung der Stromerzeugung in Europa und Deutschland

In Deutschland steigt aufgrund der vorgegebenen Erzeugungsmengenziele der Anteil der erneuerbaren Energien an der Kraftwerksleistung stark an. Im Süden wird stärker in PV-Anlagen, im Norden mehr in Wind-Anlagen investiert. Ab 2025 wird in Deutschland-Süd und -Nord gasbefeuerte Kraftwerksleistung zugebaut. Hierdurch erlangen in späteren Jahren gasbefeuerten Kraftwerke erhebliche Anteile an der konventionellen Stromerzeugung (siehe Abbildung 59), bevor ab 2050 die Produktionsmengen wieder sinken. Am Ende des Betrachtungszeitraumes werden in Deutschland-Süd hauptsächlich Gasturbinen zugebaut. Im Falle einer günstigen Preisentwicklung für Großbatterien kann ein Teil dieser Gasturbinen auch durch die Großbatterien ersetzt werden (siehe Kapitel 5.4.2). Der Kohleanteil im Kapazitätsmix verringert sich im Laufe der Jahre und ist in 2050 verschwindend klein. Bei den angenommenen Randbedingungen lässt sich aus den Modellrechnungen ableiten, dass langfristig in Deutschland eine gesicherte Leistung von ca. 70 GW erforderlich ist, um das gewünschte Niveau der Versorgungssicherheit zu halten.

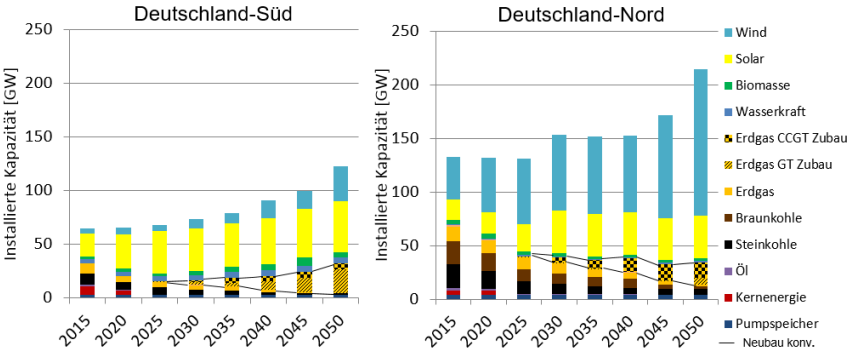

Abbildung 60: Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland-Süd und -Nord

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nimmt in Nord- und Süddeutschland sehr stark zu. Die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken nimmt mit der Zeit ab, so dass im Jahr 2040 nur noch ca. 23 TWh in

Kohlekraftwerken erzeugt wird. Deutschland-Süd bleibt langfristig ein Stromimporteur, wobei ein Großteil der „Importe“ aus Deutschland-Nord (Abbildung 61) stammt. Zu Beginn des Zeithorizonts ist Frankreich nach Deutschland-Nord der zweitgrößte Exporteur nach Deutschland-Süd. In späteren Jahren gewinnen auch Exporte aus den anderen europäischen Ländern nach Deutschland-Süd an Bedeutung.

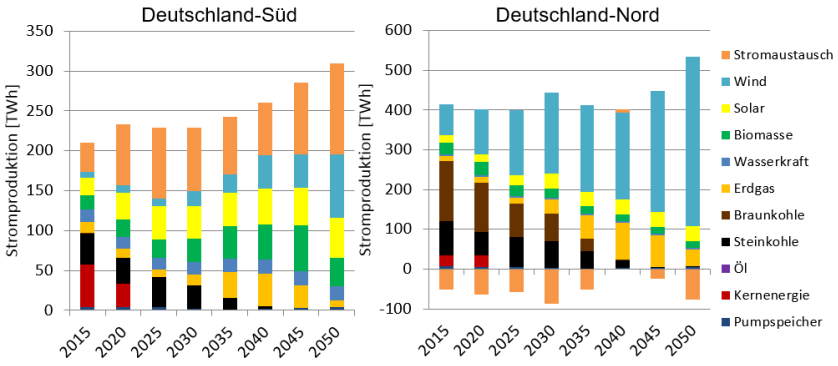

Abbildung 61: Entwicklung des Produktionsmix in Deutschland-Süd und -Nord

Die CO_2-Emissionen aus der Stromproduktion sinken im Szenario Low-Flex im Laufe der Zeit und werden bis 2035 in der EU nur noch 36 % und in Deutschland 32 % der Referenzmenge aus 1990 betragen. Im Jahr 2050 sinken die Emissionen in der EU auf 12 % und in Deutschland sogar auf 5 % des 1990-Wertes (Abbildung 62). Die Reduktion in Europa ist dabei keine Folge einer entsprechend formulierten Restriktion im Rahmen der Optimierung, sondern auf die Annahmen zu den CO_2-Zertifikatepreisen sowie die ebenfalls vorgegebenen Anteile Erneuerbarer an der Stromproduktion zurückzuführen (Abbildung 3). Die Ergebnisse für Deutschland-Nord und Süd zeigen, dass auch hier die Reduktion sehr stark ist, wobei in absoluten Zahlen die Reduktion hauptsächlich in Deutschland-Nord stattfindet.

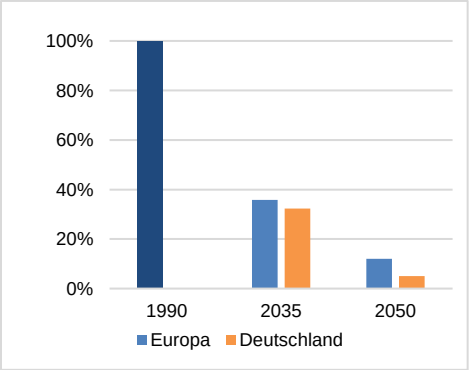

Abbildung 62: Reduktion der CO_2-Emissionen in der EU und Deutschland

5.2.3. Analyse der Erzeugungssicherheit unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen

Die Bewertung der Erzeugungssicherheit erfolgt durch PERSEUS-NET anhand einer Kraftwerkseinsatzplanung des europäischen Kraftwerkparks unter Berücksichtigung von Transportnetzrestriktionen in Deutschland sowie der NTC-basierten Kapazitätsbeschränkungen im Handel mit und zwischen den restlichen Ländern in Europa, die jeweils durch einen Knoten repräsentiert werden. Im Basisfall wird im Kontext einer rollierenden gemischt-ganzzahligen Einsatzplanung des europäischen Kraftwerksparks für ein Wetterjahr und einer Ziehung der Kraftwerksausfälle eine dynamische Lastflussoptimierung (engl. “dynamic optimal power flow”) über 36 Stunden (24 Stunden + 12 Stunden Überlappung) mit dem DC-Ansatz im deutschen Transportnetz gerechnet. Im Ergebnis zeigt sich die im kooperativen Fall bestimmte Kraftwerksauslegung kurz- und mittelfristig bis ins Jahr 2030 als mehr als adäquat, da erst im Jahr 2030 in einer Stunde ein Lastabwurf mit ca. 2000 MW in Deutschland eintritt. Wie in Abbildung 63 dargestellt erweist sich das Transportnetz nach dem NEP 2014 unter dem gegebenen

Kraftwerkspark dahingehen als adäquat, als dass nur eine begrenzte Anzahl an Leitungen zeitlich begrenzt am thermischen Limit betrieben wird.

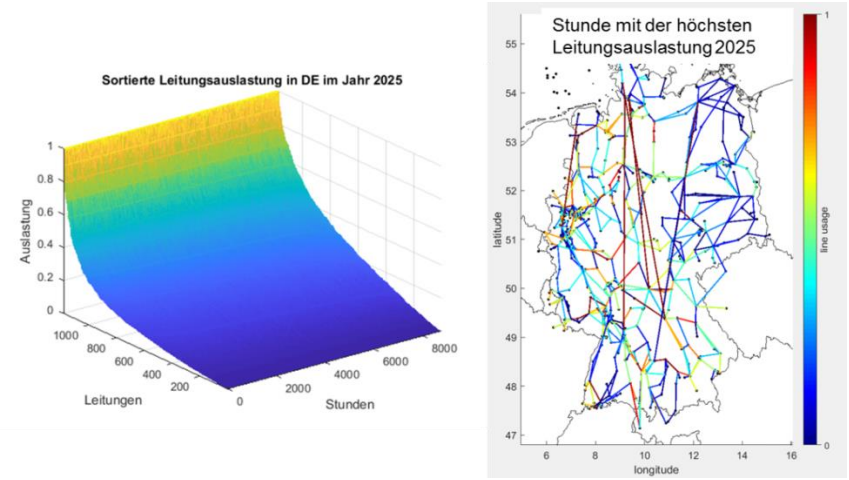

Abbildung 63: Auslastung des deutschen Transportnetzes im Jahr 2025

Aufbauend auf den ermittelten Grenzen der Speichereinsätze und der Flüsse auf Grenzkuppelleitungen wurden ferner die Ergebnisse der linearisierten Lastflussoptimierung für das Jahr 2025 für jede Stunde im Rahmen einer statischen komplexen Lastflussoptimierung (AC-OPF) des deutschen Transportnetzes validiert. Während in einzelnen Stunden niedriger/negativer Residuallast (254 Starkwind/Schwachlast-Fälle) keine Konvergenz erzielt werden konnte, konnte in den verbleibenden Lastfällen, analog zum DC-Ansatz, kein Lastabwurf festgestellt werden, während sich die Abregelung erneuerbarer Energien auf einem niedrigen Niveau hielt. Wie in Abbildung 64 dargestellt, lassen sich in der Stunde der höchsten Residuallast 2025 sowohl im AC-OPF als auch im DC-OPF ähnliche Auslastungen im Transportnetz beobachten, sodass vor dem Hintergrund der zu unter-

suchenden Erzeugungssicherheit die Berücksichtigung von Netzrestriktionen durch den DC-Ansatz als adäquat angesehen wird.

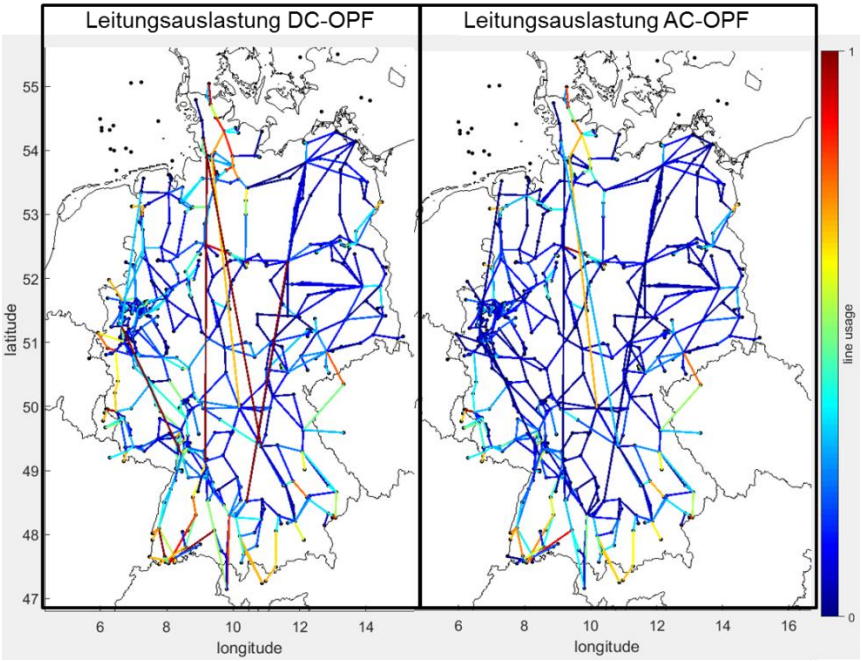

Abbildung 64: Leitungsauslastung zur Stunde der höchsten Residuallast in Deutschland im Jahr 2025 im Falle einer DC-Optimierung (links) und einer AC-Optimierung (rechts)

Langfristig zeigen sich an einzelnen Punkten im Netz systematische Kapazitätsdefizite, wobei sich diese im Jahr 2050 durch einen geringfügigen Kraftwerkszubau (insgesamt ca. 300 MW) an den jeweiligen Punkten beheben ließen. Der mit PERSEUS-NET ermittelte Abregelungsbedarf bei erneuerbarer Energien bewegt sich in Deutschland mittelfristig (bis 2030) auf einem sehr geringen Niveau, steigt in den letzten Perioden allerdings stark an und erreicht 2050 17,25% der verfügbaren erneuerbaren Einspeisung in Deutschland. Während diese Entwicklung keine Auswirkungen

auf die Erzeugungssicherheit hat, da dies ausschließlich Stunden mit einem starken Überangebot von erneuerbaren Energien betrifft, könnte in weiterführenden Arbeiten untersucht werden, inwieweit sich die abgeregelte Menge durch einen über den NEP 2014 hinausführenden Netzausbau oder durch den Einsatz von neuen Speichertechnologien (Power2Gas) ökonomisch sinnvoll reduzieren ließe. Weiterhin wurde im Rahmen dieser Studie kein Fokus auf die Analyse potentieller Engpässe im Verteilnetz gelegt (primär im Kontext des PV-Zubaus sowie der verstärkten Nutzung der Elektromobilität), so dass auch hier weiterer Forschungsbedarf besteht.

5.3. Implikationen eines möglichen Kohleausstiegs

Im Nachfolgenden werden die Ergebnisse des Kohleausstieg-Szenarios mit denen des Low-Flex-Szenarios verglichen. Der Aufbau des Kapitels ist analog zu Kapitel 5.2.

5.3.1. Bestimmung des Kapazitätsbedarfs unter Berücksichtigung stochastischer Kraftwerksausfälle

Der mit der Simulation ermittelte Kapazitätsbedarf für Deutschland ist in Abbildung 65 für das Low-Flex- und das CoalPhaseOut[5]-Szenario dargestellt, aufgeteilt nach Deutschland-Süd und Deutschland-Nord. Bereits im Jahr 2025 werden im CoalPhaseOut-Szenario 10 GW an Kapazität benötigt. Dabei entfallen ca. 7 GW auf Deutschland-Nord und ca. 3 GW auf Deutschland-Süd. Das sind ca. 9 GW mehr als im Low-Flex-Szenario. Der Bedarf steigt über den Analysezeitraum an und der Unterschied zwischen den Szenarios bleibt nahezu konstant. PERSEUS-ADQ zeigt einen Bedarf von 46 GW im Jahr

[5] Dabei wird nachfolgend für beide Szenarios Low-Flex sowie CoalPhaseout ausschließlich auf die Varianten mit einer europäisch-kooperativen Nutzung der Übertragungskapazitäten im Rahmen der Bestimmung des notwendigen Kraftwerkszubaus ausgegangen.

2050 im Low-Flex und 55 GW im CoalPhaseOut-Szenario. Der Unterschied zwischen den beiden Szenarios liegt darin begründet, dass im CoalPhaseOut-Szenario keine Kohlekapazitäten im Jahr 2050 in Deutschland und nur sehr geringe Kapazitäten in Europa unterstellt sind. Somit sind im Low-Flex-Szenario mehr kohle-befeuerte Kraftwerke noch im Jahr 2050 im System, wenngleich diese kaum zur Stromproduktion eingesetzt werden. Daher entsteht im Szenario CoalPhasout im Jahr 2050 erwartungsgemäß ein höherer Kapazitätsbedarf (siehe Abbildung 65).

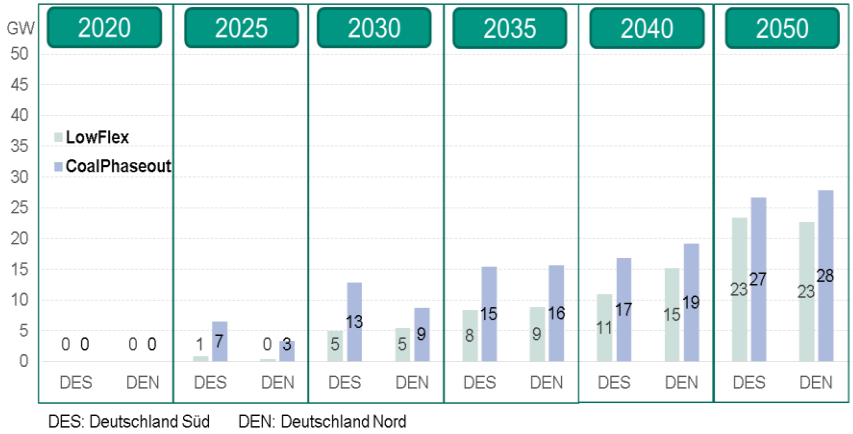

Abbildung 65: PERSEUS-ADQ - Kapazitätsbedarf in Deutschland-Süd (DES) und Deutschland-Nord (DEN) im Low-Flex- und CoalPhaseOut-Szenario

5.3.2. Optimaler Kraftwerkspark in Europa und Deutschland

Zur Abbildung des CoalPhaseOut-Szenarios wird in dem PERSUES-EU Modell eine Kohleausstiegsstrategie für Deutschland und Europa sowie ein verzögerter Netzausbau in Deutschland (siehe Kapitel 2.3.2) implementiert. Darüber hinaus werden die notwendigen Mindestkapazitäten, die das Ergebnis der vorangegangenen Monte-Carlo-Simulation sind, in dem Modell vorgegeben. Auf Basis dessen wird die optimierte Zusammensetzung der Kraftwerkszubauten in Europa berechnet.

Die Ergebnisse aus dem Low-Flex-Szenario zeigen, dass die Stromproduktion aus Kohlekraftwerken im Laufe des Analysehorizonts neben den Mengen die durch Erneuerbare gedeckt werden und getrieben durch die steigenden CO_2-Zertifikatepreisedurch die Produktion aus Gaskraftwerken ersetzt wird. In CoalPhaseOut-Szenario erfolgt dieser Umbauprozess bezüglich des Gaseinsatzes früher und beschleunigt, da Kohlekraftwerkskapazitäten bereits in früheren Perioden stillgelegt werden (Abbildung 66).

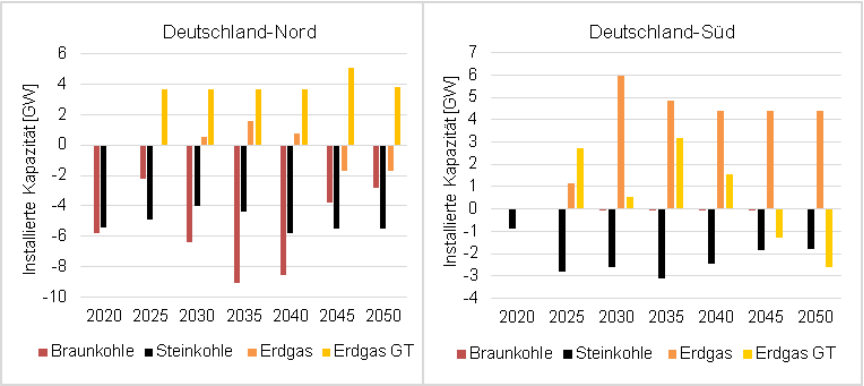

Abbildung 66: Unterschied in der Kapazitätsentwicklung des CoalPhaseOut-Szenarios zum Low-Flex-Szenario in Deutschland-Süd und -Nord

Die fehlende Stromerzeugung aus Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken, insbesondere in der Region „Deutschland-Nord“, wird vor 2045 durch die zusätzliche Stromproduktion aus Gaskraftwerken in Deutschland-Süd und Nord und durch zusätzliche Importe aus dem Ausland kompensiert (siehe Abbildung 67). Nach 2045 gleichen sich die Ergebnisse weitgehend an, da auch im Low-Flex-Szenario die vorhandenen Kohlekraftwerke nur noch sehr geringe Produktionsvolumina aufweisen.

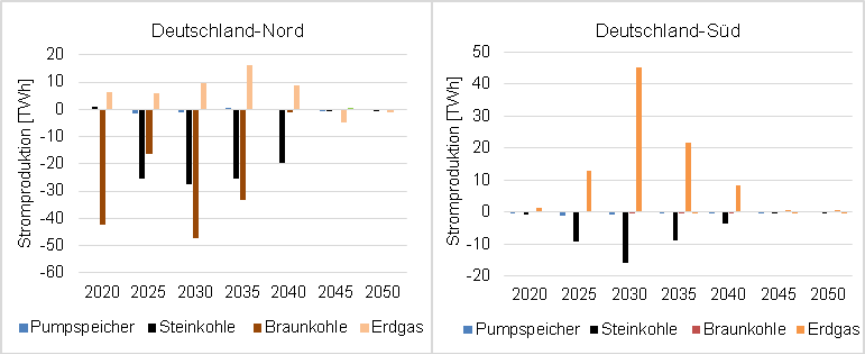

Abbildung 67: Unterschied in der Stromproduktion des CoalPhaseOut-Szenarios zum Low-Flex-Szenario in Deutschland-Süd und -Nord

In Deutschland-Süd sind die Emissionen aufgrund des angenommenen verzögerten Netzausbaus sehr ähnlich wie im Low-Flex-Szenario. Der Kohleausstieg führt dazu, dass weniger Kapazität aus dem Norden für Deutschland-Süd zur Verfügung steht. Allerdings reizt dieser wiederum mehr Investitionen in Gaskraftwerke in Deutschland-Süd an, um die Nachfrage zu decken. Die CO_2-Emissionen in Deutschland-Nord verringern sich dadurch deutlich.

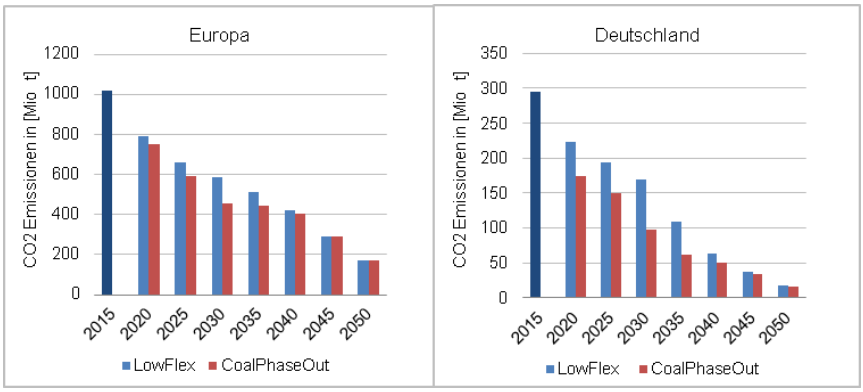

Abbildung 68: Entwicklung der CO_2-Emissionen in Europa (links) und Deutschland (rechts)

Aufgrund des früheren Ersatzes der Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerkskapazitäten beläuft sich die zusätzliche kumulierte Emissionsminderung bis 2050 im Ausstiegsszenario auf insgesamt rund 325 Millionen Tonnen für Europa. Die Emissionseinsparungen kommen vor allem in den ersten vier 5-Jahres-Perioden zu Stande, da in den nachfolgenden Jahren auch im Low-Flex-Szenario aufgrund der hohen CO2-Zertifikatspreise wenig Strom in Kohlekraftwerken produziert wird. Der kumulierte Rückgang in Deutschland beträgt ca. 1.000 Millionen Tonnen. Das ist europaweit gesehen die größte Einsparung im Kohleausstiegsszenario und liegt darin begründet, dass der Kohleausstieg in Deutschland verhältnismäßig abrupt erfolgt und Deutschland einen erheblichen Anteil an der Kohlekapazität Europas aufweist. Abbildung 68 zeigt die Entwicklung der CO2-Emissionen des europäischen (links) und des deutschen (rechts) Elektrizitätssektors bis zum Jahr 2050.

5.4. Sensitivitätsanalysen

Im folgenden Kapitel werden drei Sensitivitätsanalysen dargestellt. Erstere baut auf dem im vorangehenden Kapitel vorgestellten Kohleausstiegsszenario auf, wird jedoch um eine N-1 sichere Optimierung

erweitert. Daran anschließend wird der Einfluss von Speichertechnologien auf die Versorgungssicherheit untersucht, indem Batteriespeicher in das PERSEUS-EU Modell integriert werden. In der letzten Sensitivitätsanalyse wird der Einfluss nachfrageseitiger Flexibilität auf den Kraftwerksbedarf untersucht.

5.4.1. Analyse der Erzeugungssicherheit im Falle eines Kohleausstiegs unter Berücksichtigung von zusätzlichen Netzrestriktionen

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse für das Jahr 2025 bestätigt sich die im Szenario Low-Flex getroffene Aussage, dass unter Berücksichtigung der Transportnetze auch bei einem um fünf Jahre verzögerten Netzausbau, einer vorzeitigen (Teil-)Stilllegung kohlebefeuerter Anlagen sowie Inflexibilität kleiner konventioneller KWK-Erzeuger ein stabiler Systembetrieb[6] möglich ist.

Zusätzlich wurden diese Ergebnisse für die kritischen Wintermonate auch im Rahmen einer N-1 sicheren Optimierung durch PERSEUS-NET bestätigt. Während die Einhaltung eines N-1 sicheren Kraftwerkseinsatzes auf die Gesamthöhe der konventionellen Einspeisung (ohne Pumpspeicher) nur in einzelnen Stunden einen nennenswerten Einfluss hatte und durch einen zunehmenden Teillastbetrieb abgefangen wurde, zeigt sich vor allem bei der Pumpspeichereinspeisung ins deutsche Transportnetz ein deutlicherer Unterschied. Wie in der folgenden Abbildung 69 dargestellt, lässt sich eine häufigere und dafür in Summe geringere maximale Ausspeisung aus Pumpspeicherkraftwerken beobachten.

[6] Hierbei wurde bewusst eine extreme Parametrierung vorgenommen. So wurde der gemäß Zuverlässigkeitsrechung (99,97%-Niveau) notwendige Zubau von 10 GW in Deutschland für die Sensitivität nicht berücksichtigt. Daher ist festzuhalten, dass die Aussage eines „stabilen Systembetriebs“ strenggenommen nur für die Kombination aus dem gewählten Wetterjahr sowie den zufällig (einmalig) pro Kraftwerk ermittelten Ausfälle Gültigkeit besitzt und ein Zielniveau von 99,97% Systemzuverlässigkeit mit gegeben war.

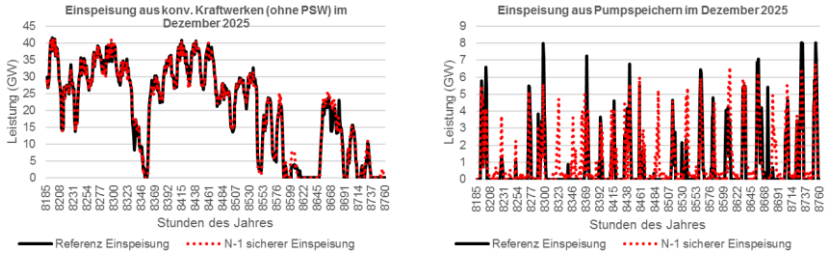

Abbildung 69: Einspeisung aus konv. Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken im Jahr 2025 unter Berücksichtigung der N-1 Restriktion

Als weitere Sensitivität wurde die Versorgungssicherheit für das Jahr 2025 bei einer zusätzlichen Berücksichtigung von Unsicherheit bezüglich der Einspeisung erneuerbarer Energien („Prognosefehler“) sowie der Einspeisung in die dem Transportnetz untergelagerten 110kV Netzgebiete der SH-Netz AG, Avacon und Edis analysiert. Die Auswahl der Verteilnetzgebiete erfolgt aufgrund der hohen Anschlussleistung von Wind-Onshore und im Rahmen einer konservativen Abschätzung wird ferner ein zukünftiger Verteilnetzausbau vernachlässigt. Als zusätzliche Flexibilität wurde eine zentrale Optimierung von PV-Batteriesystemen im Verteilnetz unterstellt[7]. Wie in der folgenden Abbildung dargestellt kann die Berücksichtigung von Netzrestriktionen des Verteilnetzes in Kombination mit der Stochastik der erneuerbaren Einspeisung im Extremfall dazu führen, dass das Netz nicht N-1 sicher betrieben werden kann, was zu einem Lastabwurf von ca. 3,6 GW führt.

[7] Die Durchdringung von PV-Batteriesystemen orientiert sich dabei am NEP 2014. Im Modell werden hierfür rund 1000 PV-Batteriesysteme mit einer Gesamtleistung von rund 600 MW in den betrachteten Verteilnetzgebieten im Jahr 2025 optimiert.

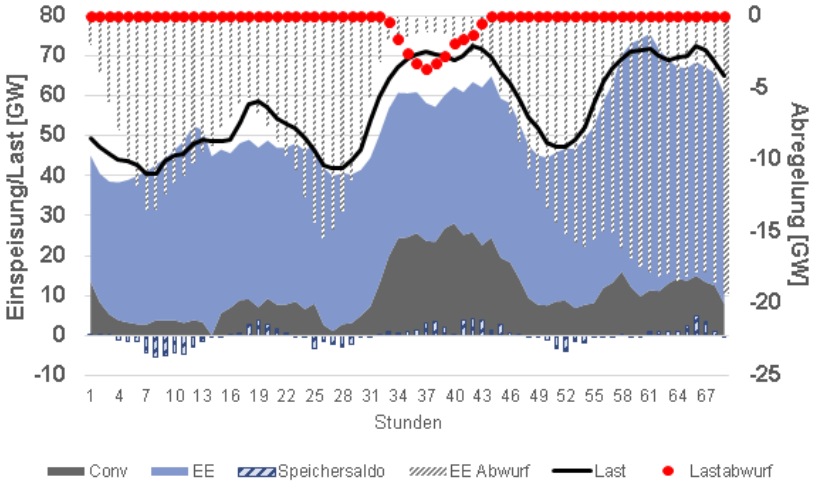

Abbildung 70: Kraftwerkseinsatz im Extremfall bei einer stochastischen N-1 sicheren Optimierung

Insbesondere fällt auf, dass im Zuge der stochastischen Optimierung der Speichereinsatz deutlich reduziert ist und dass nur ein Teil der konventionellen Leistung im Fall einer hohen Residuallast abgerufen werden kann. Auch die Abregelung erneuerbarer Energien nimmt in diesem Fall deutlich zu, wobei dieser Effekt in den kritischen Stunden weniger relevant ist. Inwiefern sich dieser Extremfall bei einer detaillierteren Abbildung des Verteilnetzes sowie dessen Ausbaumaßnahmen vermeiden lässt, bleit Gegenstand weiterer Untersuchungen.

5.4.2. Implikationen einer verstärkten Speicherdurchdringung auf den Kraftwerksmix

Im Mittelpunkt dieser Studie stehen die Stromproduktionskapazitäten zur Sicherung der Energieversorgung. Der Einfluss von Speichertechnologien auf die Versorgungssicherheit ist ein weiterer wichtiger Aspekt, der in den Analysen jedoch nur eingeschränkt betrachtet wurde. In einer zusätzlichen, vereinfachten Sensitivitätsanalyse mit niedrigen Batteriepreisen wird davon ausgegangen, dass Speichertechnologien - ebenso wie konventionelle Kraftwerke - die Versorgungssicherheit für jede Stunde des Jahres gewährleisten können. Dies lässt unberücksichtigt, dass hierfür die Batterie auch zu jedem Zeitpunkt zumindest teilweise geladen sein, bzw. auch für längere Knappheitsphasen ausreichende Energiemengen speichern können müsste.

Literaturangaben zur Entwicklung der Batteriepreise sind in verschiedenen Quellen sehr unterschiedlich. Dies ist eine der wichtigsten Unsicherheiten in diesem Zusammenhang. In dieser Analyse wurden die folgenden ökonomischen Parameter für Batterietechnologien und Gasturbinen angenommen:

Tabelle 11: Vergleich der techno-ökonomischen Parameter von Gasturbinen und Batteriespeichern in den Jahren 2030 und 2050. Die Annahmen basieren auf (Andreas Schröder, 2013) (Babrowski, 2015) (O. Schmidt, 2017)

	2030		2040		2050	
	Gas GT	Batterie	Gas GT	Batterie	Gas GT	Batterie
Investition [2015-€/kW]	432	424	432	326	432	291
Fix O&M [2015-€/kW*a]	16.2	4.2	16.2	3,2	16.2	2.9
Var O&M [2015-€/MWh]	3.24	0	3.24	0	3.24	0
Wirkungsgrad [%]	39.3%	85%	39.5%	89%	39.6%	91%
Verfügbarkeit [%]	85%	95%	85%	95%	85%	95%

Bezüglich der in das Modell integrierten Ausbauoption für Pumpspeicher ist festzuhalten, dass eine sehr hohe Anzahl der integrierten Projekte im Modell nicht realisiert werden, da die Kostenannahmen für Batteriespeicher wesentlich niedriger sind. Für die Pumpspeicherkraftwerke wurden die Kosten aus der Studie (F. Geth, 2015) übernommen.

Werden Batteriespeicher und Pumpspeicher im PERSEUS-EU Modell als zusätzliche Ausbauoption integriert, so zeigen die Modellrechnungen, dass unter diesen Annahmen ein Teil der Gasturbinenkapazitäten, die vor allem der Versorgungssicherheit und Leistungsvorhaltung dienen, durch Batteriespeicher ersetzt werden (Abbildung 71). Der Zubau erfolgt im Modell erst nach dem Jahr 2040, da die Ausgaben für Investitionen in Batteriespeicher gegenüber den Investitionen für Gasturbinen insbesondere nach 2040 niedriger ausfallen (Tabelle 11).

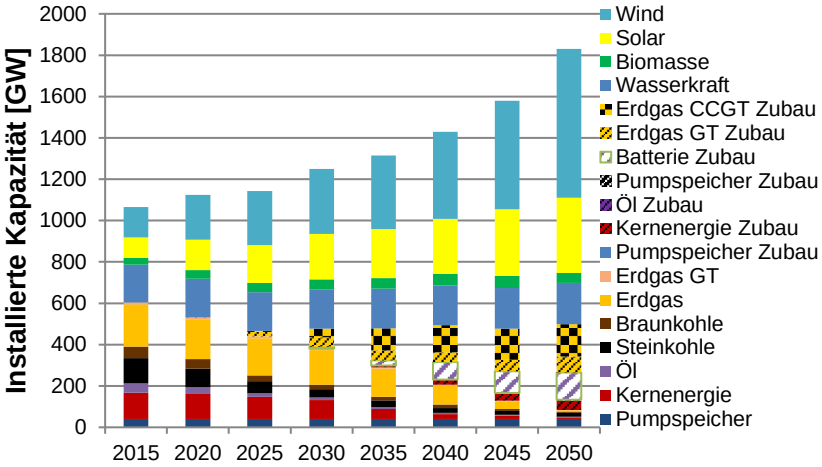

Abbildung 71: Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa unter Berücksichtigung von Stromspeicherinvestitionen

5.4.3. Einfluss höherer Verfügbarkeit an Flexibilität

In dem High-Flex-Szenario wird der Einfluss von nachfrageseitiger Flexibilität auf den Kraftwerksbedarf analysiert. Im Vergleich zu dem Low-Flex Szenario zeigt PERSEUS-ADQ, dass auf europäischer Ebene eine Reduktion des Kraftwerkszubaubedarfs zu beobachten ist (ca. 16 GW weniger bis 2050 im Vergleich zum Low-Flex-Szenario). Dies ist jedoch nicht in allen Regionen gleichermaßen der Fall. Regionen, die im Szenario Low-Flex aufgrund ihrer zentralen Lage besonders von einem europäischen Austausch im Zuge der geringen Wahrscheinlichkeit gleichzeitiger Kraftwerksausfälle profitiert haben - wie im Falle von Deutschland-Süd und Nord - müssen in diesem Fall verstärkt eigene Kapazitäten vorhalten. Der Beitrag höherer Flexibilität wird in diesem Falle für Deutschland durch die geringeren Möglichkeiten von ausländischen Kraftwerken bezüglich der Versorgungssicherheit zu profitieren überkompensiert. Als Ausblick lässt sich festhalten, dass eine weitere

Synchronisierung der Flexibilität zwischen den Modellen eLoad und PERSEUS-EU, welche bisher nur in einem Wetterjahr erfolgt ist in Zukunft helfen könnte, den Wert von Flexibilität für die Versorgungssicherheit genauer zu analysieren. Es ist wahrscheinlich, dass hierdurch der beobachtete Effekt einer Überkompensierung (mehr Kraftwerkszubau in Deutschland bei High-Flex als bei Low-Flex) zumindest geringer ausfällt.

6. Schlussfolgerungen

Um die Versorgungssicherheit und insbesondere die Erzeugungssicherheit in Süddeutschland bei zunehmender Stromnachfrage durch Sektorkopplung und aktuell diskutierten klimapolitisch motivierten Kraftwerksstilllegungen zu analysieren, wurde ein Modellkonzept entwickelt und angewendet. Durch den Einsatz mehrerer Modelle wurde die regional und zeitlich hochaufgelöste Stromnachfrage, die detaillierte ebenfalls hochaufgelöste Einspeisung von erneuerbaren Energien und die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks bis 2050 analysiert. Neben der Bestimmung der Nachfrageentwicklung wurde im Rahmen dieser Studie speziell eine Methode zur Bestimmung des erforderlichen konventionellen Kapazitätsbedarfs zur Gewährleistung eines definierten Niveaus an Versorgungssicherheit entwickelt und angewendet. Diese Methode berücksichtigt unterschiedliche Wetterjahre und Kombinationen von Kraftwerksausfällen (Revisionen und ungeplante Ausfälle) mittels eines stochastischen Ansatzes. Hierbei spielt u.a. die Nichtgleichzeitigkeit der Einspeisung aus erneuerbaren Energien im internationalen Kontext eine relevante Rolle. Ermittelt wird die erforderliche „flexible“ Kraftwerksleistung für europäische Länder sowie für Nord- und Süddeutschland.

Aus den Ergebnissen der Modelle für die Nachfrageseite kann geschlussfolgert werden, dass die Sektorkopplung einen signifikanten Einfluss auf die Stromnachfrage und deren Struktur haben wird. Kurz- und mittelfristig (bis 2030) kann die zusätzliche Nachfrage aus den Sektoren Wärme und Verkehr, insbesondere bei einer verstärkten Marktdurchdringung der Elektromobilität und von Wärmepumpen, durch die Ausschöpfung von Energieeffizienzpotenzialen bei klassischen Stromanwendungen kompensiert werden. Langfristig ist aber eine relevante Erhöhung der Stromnachfrage um bis zu 30% zu erwarten.

Die Ergebnisse bzgl. der Entwicklung der Angebotsseite zeigen, dass bis 2050 sowohl das deutsche als auch das europäische Elektrizitätssystem nahezu vollständig umgebaut werden. Langfristig steigt die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien an. Gemäß den an politischen Zielsetzungen orientierten Vorgaben stellen Windkraft- und PV-Kapazitäten einen erheblichen Anteil am gesamten Kapazitätsmix dar (ca. 50% Wind und 25% PV in 2050).

Die Ergebnisse hinsichtlich des Bedarfs flexibler Kapazitäten im Ausgangszenario „Low-Flex“ zeigen, dass zur Erreichung einer regionalen Autarkie ein hoher Kapazitätsbedarf (ca. 11 GW) an flexiblen Kraftwerken in Deutschland-Süd bereits in 2020 nötig wäre. Im europäisch kooperativen Fall, der der heutigen politischen Zielsetzung hinsichtlich der “Energy Union” entspricht, besteht dagegen bis 2025 ein relativ geringer Neubaubedarf an flexiblen Kraftwerken in Süddeutschland, falls der “Ten Year Network Development Plan” eingehalten wird, der eine Zielvorgabe für den geplanten Netzausbau in Europa darstellt. Bis 2025 werden einige wenige GuD-Kraftwerksblöcke in Deutschland-Süd und -Nord benötigt. Bis 2030 entsteht jedoch auch im Falle einer europäisch kooperativen Nutzung der Stromaustauschkapazitäten ein kumulierter Zubaubedarf von jeweils ca. 5 GW in Deutschland-Süd und -Nord. Bis 2050 steigt der über den gesamten Zeitraum kumulierte Neubaubedarf auf jeweils ca. 23 GW gesicherte Leistung in den beiden deutschen Regionen an. Aufgrund dieses ermittelten Bedarfes wird in einem nachgelagerten Schritt die Art des Zubaus (Kraftwerkstechnologiewahl) an flexibler Kraftwerksleistung bestimmt. Die Kraftwerksneubauten bestehen in Deutschland-Süd zunächst aus GuD-Kraftwerken und Gasturbinen, in den späteren Jahren jedoch in Deutschland-Süd überwiegend aus Gasturbinen. Im Rahmen von Sensitivitätsanalysen wurde ermittelt, dass bei günstiger Entwicklung von Großbatterien zur Stromspeicherung ein Teil der neuen Gasturbinen durch Großbatterien ersetzt werden würde. Die Ergebnisse der Modellierung zeigen, dass unter Hinzurechnung der Pumpspeicherkraftwerke und der im Markt verbleibenden Bestandskraftwerke über den gesamten Planungszeitraum in

Deutschland die Bereitstellung von ca. 70 GW flexibler Kapazität erforderlich ist.

Im Gegensatz zu dem Ausgangsszenario Low-Flex wird im Szenario „Coal-PhaseOut“, das neben einem gestuften Kohleausstieg auch eine Verzögerung des Netzausbaus gegenüber dem NEP 2014 vorsieht, bereits im Jahr 2025 rund 10 GW neue Kapazität benötigt (ca. 3 GW entfallen auf Deutschland-Nord und ca. 7 GW auf Deutschland-Süd). Der Bedarf für zusätzliche Kraftwerksleistung steigt über den Analysezeitraum an, aber der Unterschied zwischen den beiden Szenarios bleibt nahezu konstant (46 GW im Jahr 2050 im Low-Flex und 55 GW im CoalPhaseOut Szenario). Dieser Unterschied liegt darin begründet, dass im CoalPhaseOut-Szenario vor allem in Deutschland keine kohlebefeuerte Kraftwerksleistung im Jahr 2050 mehr vorhanden ist.

Der Ausstieg aus der Kohleverstromung führt auch dazu, dass die fehlende Stromerzeugung aus Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken, insbesondere in der Region Deutschland-Nord, durch zusätzliche Stromproduktion aus Gaskraftwerken in Süd- und Norddeutschland sowie durch zusätzliche Importe aus dem Ausland kompensiert wird. Die CO_2-Emissionen sind jedoch in Deutschland-Süd trotz des Kohleausstiegs sehr ähnlich wie im Low-Flex-Szenario, da der Rückgang der Kohle-Stromproduktion durch einen überproportionalen Anstieg der Stromproduktion aus Gaskraftwerken ausgeglichen wird. Der verzögerte Netzausbau führt nämlich dazu, dass mehr Gaskapazität in Deutschland-Süd im CoalPhaseOut-Szenario gebaut wird. Zusätzlich steht im CoalPhaseOut-Szenario weniger Kapazität aus dem Norden für Deutschland-Süd zur Verfügung. Die CO_2-Emissionen in Deutschland-Nord verringern sich hierdurch deutlich.

Schließlich zeigen die Analysen mit PERSEUS-NET, dass ein stabiler Netzbetrieb kurzfristig (bis zum Jahr 2025 bzw. 2030) und langfristig (nach dem Jahr 2030) möglich ist und dass die Versorgungssicherheit auch unter Transportnetzrestriktionen über verschiedene Szenarios gesichert ist, falls die innerdeutschen Leitungen nach dem NEP 2014 ausgebaut werden und der

TYNDP ohne nennenswerte Verzögerungen realisiert wird. Allerdings ist hierbei zu betonen, dass der Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien in gewissem Maße regional und technologisch diversifiziert erfolgen muss. Weiterhin müsste der oben erwähnte regionale Zubau an Kraftwerksleistung umgesetzt werden (hierfür ist ein geeignetes Strommarktdesign zu etablieren, was jedoch nicht Gegenstand dieser Analyse war) und es darf zu keiner Behinderung des europäischen Stromhandels kommen.

Literaturverzeichnis

Andreas Schröder, F. K. (2013). Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf

Babrowski, S. (2015). Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.http://dx.doi.org/10.5445/KSP/1000044722

Capros P, De Vita A, Tasios N, Siskos P, Kannavou M, Petropoulos A, Evangelopoulou S, Zampara M, et al. (2016). *EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050.* European Commission Directorate, Luxembourg.

F. Geth, T. B. (2015). An overview of large-scale stationary electricity storage plants in Europe: Current status and new developments. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 52, pp. 1212–1227.

Heinrichs, H. U. (2014). Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing. http://dx.doi.org/10.5445/KSP/1000037111.

IEKK (2014). Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft. Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK)

O. Schmidt, A. H. (2017). The future cost of electrical energy storage based on experience rates. Nature Energy volume, S. Article number: 17110.http://dx.doi.org/10.1038/nenergy.2017.110

Schweppe, Fred C., Michael C. Caramanis, Richard D. Tabors, and Roger E. Bohn. *Spot pricing of electricity*. Kluwer Academic Publishers, 1988

Slednev, V.; Bertsch, V.; Ruppert, M.; Fichtner, W. (2017). Highly resolved optimal renewable allocation planning in power systems under

consideration of dynamic grid topology [in press]. Computers & Operations Research. doi:10.1016/j.cor.2017.12.008

Netzentwicklungsplan (2014). Netzentwicklungsplan Strom 2014, Version 2014, Übertragungsnetzbetreiber, https://www.netzentwicklungsplan.de

R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, "MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 1, pp. 12-19, Feb. 2011