

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK IEE

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

BECKER BÜTTNER HELD RECHTSANWÄLTE WIRTSCHAFTSPRÜFER STEUERBERATER PARTGMBB

# NEUES STROMMARKTDESIGN

Studie

Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender  
Erneuerbarer Energien

IM AUFTRAG DES BUNDESVERBANDS ERNEUERBARE ENERGIE E.V.

# NEUES STROMMARKTDESIGN

## Studie

Dr. Diana Böttger (Projektleiterin)

Holger Becker, Alexander Dreher, Helen Ganal, David Geiger, Norman Gerhardt, Yannic Harms,  
Dr. Carsten Pape, Maximilian Pfennig, Richard Schmitz, Andrea Schön, Dr. Sebastian Stock, Jan Ulfers

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE

Nicolas Fuchs, Dr. Christoph Kost, Dr. Jessica Thomsen

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Dr. Dörte Fouquet, Andreas Große, Dr. Wieland Lehnert

Becker Büttner Held Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGmbH

Wolfram Axthelm, Dr. Matthias Stark

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

Die Studie wurde im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e. V. erstellt.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Das Fraunhofer IEE hat das Szenariendesign und die Modellierung bzw. Analyse des nationalen Energiesystems, der Übertragungs- und Verteilnetze sowie der Endverbraucherpreisprognose durchgeführt. Die Inhalte zur Endverbraucherflexibilität und Wirtschaftlichkeit aus Endkundenperspektive wurden vom Fraunhofer ISE bearbeitet. Becker Büttner Held erarbeitete die juristische Bewertung der politischen Maßnahmen in Kapitel 7.

Kassel, Freiburg, Berlin

Veröffentlichung im November 2021

## Danksagung

Die Strommarktdesignstudie wurde im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V. erstellt und in Zusammenarbeit mit Unterstützung von rund 70 Stakeholdern aus dem gesamten Energiebereich realisiert. Der BEE bedankt sich für die hervorragende Zusammenarbeit bei allen Unterstützern.

Ein besonderer Dank geht an die vier Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz, Tennet, TransnetBW und Amprion sowie an die Strombörsen EEX und EPEX für die separaten Workshops, um spezielle Fragestellungen der Studie zu erörtern und zu beantworten.

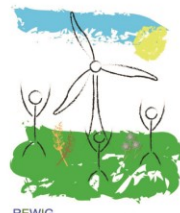
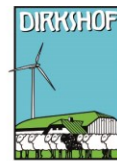
### Wissenschaftlicher Beirat der Studie



### Unterstützer mit Workshop-Teilnahme



## Weitere Unterstützer



STAWAG Energie GmbH



Aus der Region - für die Region!



VERSORGUNGSNETZ SERVICE



ENERGIE AUS DEM NORDEN



Wilmsberger Windkraft GmbH & Co. KG



# Inhalt

|        |  |    |
|--------|--|----|
| 1      | Management Summary .....   | 4  |
| 2      | Management Summary .....   | 9  |
| 3      | Hintergrund und Zielsetzung der Studie .....   | 14 |
| 3.1    | Hintergrund der Studie .....   | 14 |
| 3.2    | Ziele der Untersuchung .....   | 14 |
| 4      | Methodik und Szenarioannahmen .....  | 17 |
| 4.1    | Überblick .....  | 17 |
| 4.2    | Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien .....   | 17 |
| 4.2.1  | Onshore-Windenergie .....  | 18 |
| 4.2.2  | Offshore-Windenergie .....   | 24 |
| 4.2.3  | Photovoltaik .....   | 27 |
| 4.3    | Energiesystemmodell SCOPE SD .....   | 34 |
| 4.3.1  | Windenergie und Photovoltaik .....   | 35 |
| 4.3.2  | Bioenergie .....   | 35 |
| 4.3.3  | Geothermie .....   | 36 |
| 4.3.4  | Wasserkraft .....  | 36 |
| 4.3.5  | Batteriespeicher .....   | 37 |
| 4.3.6  | Thermische Kraftwerke .....  | 38 |
| 4.3.7  | Preise für Brennstoffe und Emissionsberechtigungen .....   | 38 |
| 4.3.8  | Sektorenkopplung .....   | 39 |
| 4.3.9  | Elektrolyse und Methanisierung .....   | 39 |
| 4.3.10 | Lastflexibilität in der Industrie .....  | 40 |
| 4.3.11 | Stromnachfrage .....   | 41 |
| 4.3.12 | Wärmenachfrage .....   | 41 |
| 4.3.13 | Grenzkuppelstellen .....   | 42 |
| 4.3.14 | Europäisches Ausland .....   | 43 |
| 4.3.15 | Verwendetes Wetterjahr .....   | 44 |
| 4.4    | Modell für Endverbraucherpreise (VoKoWä) .....   | 46 |
| 4.4.1  | Modellbeschreibung .....   | 46 |
| 4.4.2  | Annahmen .....   | 47 |
| 4.5    | Modell DISTRICT .....  | 48 |
| 4.5.1  | Modellbeschreibung .....   | 48 |
| 4.5.2  | Generelle Annahmen .....   | 49 |
| 4.5.3  | Berechnung der zeitvariablen Netzentgelte für Haushaltseinkunden .....   | 50 |
| 4.6    | Modelle des Übertragungsnetzes, der optimierten Netzausbauplanung<br>und der optimierten Netzbetriebsführung ..... | 53 |
| 4.6.1  | Modell des Übertragungsnetzes .....  | 53 |
| 4.6.2  | Modell der optimierten Netzausbauplanung .....   | 54 |
| 4.6.3  | Modell der optimierten Netzbetriebsführung .....   | 56 |
| 4.7    | Frequenzmodell des elektrischen Energiesystems .....   | 58 |
| 4.8    | Analyse der Verteilnetzbelastung .....   | 58 |
| 5      | Ergebnisse des Basisszenarios .....  | 63 |
| 5.1    | Übersicht über die Szenarioergebnisse .....  | 63 |
| 5.1.1  | Strombilanz .....  | 63 |
| 5.1.2  | Wärmebilanz .....  | 64 |
| 5.1.3  | Großhandelsstrompreise .....   | 65 |

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| 5.1.4 | Stromerzeugungstechnologien .....   | 66  |
| 5.1.5 | Stromspeichertechnologien .....   | 68  |
| 5.1.6 | Sektorenkopplungstechnologien .....   | 68  |
| 5.2   | Versorgungssicherheit .....   | 70  |
| 5.2.1 | Überblick .....   | 70  |
| 5.2.2 | Systemdienstleistungen .....  | 71  |
| 5.2.3 | Systeminstabilität bei Ereignissen nach §51 EEG .....                                     | 76  |
| 5.3   | Stromübertragungsnetz .....   | 79  |
| 5.3.1 | Implementierte Freiheitsgrade .....   | 79  |
| 5.3.2 | Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung .....  | 82  |
| 5.3.3 | Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung .....                                      | 88  |
| 5.3.4 | Einordnung und Reflexion der Ergebnisse .....   | 96  |
| 5.4   | EE-Finanzierung .....   | 99  |
| 5.4.1 | Marktwerte Erneuerbarer Energien .....  | 99  |
| 5.4.2 | Negative Strompreise .....  | 101 |
| 5.4.3 | §51 EEG-Mengen .....  | 103 |
| 5.4.4 | Sensitivitätsanalyse 85 % Flexibilitätsleistung im Basisszenario .....                    | 105 |
| 5.5   | Endverbraucherpreise .....  | 109 |
| 5.5.1 | Entwicklung der Systemkosten des gesamten deutschen Stromsystems .....                    | 109 |
| 5.5.2 | Entwicklung der Systemkosten des gesamten deutschen Energiesystems .....                  | 110 |
| 5.5.3 | Entwicklung des gemittelten Endverbraucherpreises .....                                   | 111 |
| 5.5.4 | Entwicklung der Endverbraucherpreise für ausgewählte Endverbrauchergruppen .....          | 112 |
| 5.6   | Zwischenfazit zum Basisszenario .....   | 114 |
| 6     | Ableitung von Politikmaßnahmen .....  | 118 |
| 6.1   | Ausbau von Onshore-Wind und Photovoltaik .....  | 118 |
| 6.2   | Erhöhung der Marktwerte von Erneuerbaren zur Verbesserung der<br>Wirtschaftlichkeit ..... | 119 |
| 6.3   | Stärkere Einbindung der Sektorenkopplung zur Flexibilitätserbringung .....                | 119 |
| 6.4   | Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Jahr 2050 .....                               | 120 |
| 6.5   | Vermeidung von negativen Strompreisen .....   | 121 |
| 6.6   | Ermöglichung einer bivalenten Nutzung von Batteriespeichern .....                         | 121 |
| 6.7   | Aufrechterhaltung der Systemstabilität aufgrund von §51-Ereignissen .....                 | 122 |
| 6.8   | Stabilisierung der Rolle der Bioenergie .....   | 123 |
| 7     | Juristische Einordnung der Vorschläge .....   | 125 |
| 7.1   | Einleitung .....  | 125 |
| 7.1.1 | Die Strommarktdesignstudie .....  | 125 |
| 7.1.2 | Rechtsrahmen .....  | 125 |
| 7.2   | Rechtliche Prüfung der einzelnen Maßnahmen .....  | 126 |
| 7.2.1 | Maßnahmen zur Erzeugerflexibilität .....  | 126 |
| 7.2.2 | Abgaben und Umlagen .....   | 128 |
| 7.2.3 | Netzentgeltbefreiung für PtG- und PtH-Anlagen .....                                       | 131 |
| 7.2.4 | Zeitvariable Netzentgelte .....   | 134 |
| 7.2.5 | Speicherflexibilitäten .....  | 135 |
| 8     | Energiewirtschaftliche Analyse der Vorschläge (Reformszenario) .....                      | 139 |
| 8.1   | Übersicht über die Szenarioergebnisse .....   | 139 |
| 8.1.1 | Überblick über angepasste Annahmen im Reformszenario im Modell SCOPE SD .....             | 139 |
| 8.1.2 | Strombilanz .....   | 140 |
| 8.1.3 | Wärmebilanz .....   | 141 |
| 8.1.4 | Großhandelsstrompreise .....  | 142 |
| 8.1.5 | Stromerzeugungstechnologien .....   | 143 |

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| 8.1.6 | Stromspeichertechnologien .....   | 144 |
| 8.1.7 | Sektorenkopplungstechnologien .....   | 144 |
| 8.2   | Stromübertragungsnetz .....   | 145 |
| 8.2.1 | Freiheitsgrade der optimierten Netzbetriebsführung .....  | 146 |
| 8.2.2 | Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung.....   | 147 |
| 8.2.3 | Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung .....  | 153 |
| 8.2.4 | Einordnung und Reflexion der Ergebnisse .....   | 162 |
| 8.3   | EE-Finanzierung.....  | 164 |
| 8.3.1 | Marktwerte Erneuerbarer Energien .....  | 165 |
| 8.3.2 | Negative Strompreise .....  | 166 |
| 8.3.3 | §51-EEG-Mengen .....  | 167 |
| 8.3.4 | Sensitivität 85 % Flexibilitätsleistung im Reformszenario.....  | 167 |
| 8.4   | Endverbraucherpreise.....   | 170 |
| 8.4.1 | Entwicklung der Systemkosten des gesamten deutschen Stromsystems .....                                  | 171 |
| 8.4.2 | Entwicklung der Systemkosten des gesamten deutschen Energiesystems .....                                | 173 |
| 8.4.3 | Entwicklung des gemittelten Endverbraucherpreises .....   | 173 |
| 8.4.4 | Entwicklung der Endverbraucherpreise für ausgewählte Endverbrauchergruppen.....                         | 174 |
| 8.5   | Vergleich von Basis- und Reformszenario gegenüber einem Szenario ohne regulatorische Restriktionen..... | 175 |
| 8.6   | Vergleich der H2-Bilanz und Vergleich mit anderen Szenarien .....                                       | 178 |
| 8.7   | Zwischenfazit zum Reformszenario .....  | 179 |
| 9     | Endverbraucherflexibilität, Sektorenkopplung und Wirtschaftlichkeit .....                               | 182 |
| 9.1   | Endverbraucherflexibilität .....  | 182 |
| 9.1.1 | Einfamilienhäuser .....   | 182 |
| 9.1.2 | Mehrfamilienhäuser .....  | 185 |
| 9.1.3 | Elektromobilität .....  | 192 |
| 9.2   | Endverbraucher Wirtschaftlichkeit & Sektorkopplung .....  | 195 |
| 9.2.1 | Betriebsverhalten bei Sektorenkopplung .....  | 195 |
| 9.2.2 | Wirtschaftlichkeit.....   | 197 |
| 9.3   | Zwischenfazit Endverbraucherflexibilität und Sektorkopplung .....                                       | 205 |
| 10    | Vergleich zu anderen Studien .....  | 207 |
| 10.1  | Installierte Leistung Erneuerbarer Energien .....   | 207 |
| 10.2  | Steuerbare Leistung zur Ausregelung am Strommarkt .....   | 208 |
| 10.3  | Grenzkuppelleistung .....   | 209 |
| 10.4  | Marktbedingt abgeregelte Energiemengen .....  | 210 |
| 10.5  | Entwicklung von Flexibilitäten .....  | 211 |
| 10.6  | Sensitivität 85 % mit Begrenzung Elektrolyse 50 GW in Deutschland .....                                 | 212 |
| 11    | Ausblick auf den weiteren Forschungsbedarf.....   | 216 |
| 11.1  | Herausforderung mehrerer Strompreiszonen in Deutschland .....   | 216 |
| 11.2  | Regionale Flexibilitätsmärkte.....  | 217 |
| 11.3  | Belastung des Verteilnetzes durch marktorientierte Steuerung .....                                      | 220 |
| 11.4  | Entfernungsabhängige Netzentgelte .....   | 222 |
| 11.5  | Terminmarkthandel bei hohem Anteil fluktuierender EE.....   | 223 |
| 11.6  | Abschaltungsreihenfolge von EE untereinander.....   | 224 |
| 11.7  | Regionale Verteilung des EE-Ausbaus.....  | 224 |
|       | Literaturverzeichnis .....  | 225 |
|       | Abbildungsverzeichnis .....   | 229 |

|                             |     |
|-----------------------------|-----|
| Tabellenverzeichnis.....    | 235 |
| Abkürzungsverzeichnis ..... | 237 |
| A. Anhang.....              | 239 |

# 1 Management Summary

Das im August 2021 novellierte deutsche Klimaschutzgesetz sieht vor, dass Deutschland bis 2045 klimaneutral sein wird. Dies erfordert einen erheblichen Zubau an Erzeugungseinheiten und -strukturen. Erneuerbarer Energien. Hierbei ist von einem erheblich steigenden Bruttostrombedarf im Stromsektor auszugehen, der klimaneutral zu decken ist. Bislang ist nicht sichergestellt, dass das bisherige Strommarktdesign einen solchen Zubau trägt.

Ziel der vorliegenden Studie ist es, aufzuzeigen, wie das aktuelle Strommarktdesign anzupassen ist, um die benötigte Flexibilität für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit, Refinanzierung der Erneuerbaren Energien sowie Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungstechnologien zu sichern. Dabei legt die Studie einen Schwerpunkt darauf, dass die benötigten flexibel steuerbaren Einheiten (nicht-fluktuierende Erneuerbare Energien, Sektorkopplungstechnologien, Lastmanagement, Speicher) und die fluktuierenden Erneuerbaren Energien Technologien Photovoltaik (PV) und Wind eine betriebswirtschaftlich lohnende Basis erhalten. Damit wird gewährleistet, dass die erforderlichen Investitionen in Erzeugungsanlagen Erneuerbarer Energien und der damit verbundenen Infrastrukturen auch tatsächlich erfolgen.

Kennzeichen der Energiewende in Deutschland ist die dezentrale Erzeugungsstruktur. Die Studie konzentriert sich deshalb explizit auf die möglichst breite Umsetzung der Energiewende im regionalen Kontext. Damit wird heimische Wertschöpfung gestärkt, der benötigte Netzausbau auf allen Ebenen optimiert und zugleich die Abhängigkeit von anderen Staaten begrenzt.

Die Annahmen zur Studie stützen sich auf eine Vielzahl von externen wissenschaftlichen Veröffentlichungen. Zusätzlich wurde der Zubau von Wind- und PV-Anlagen unter anderem im verbrauchsnahe, dezentralen Kontext bestimmt. Hierbei werden hohe spezifische Volllaststunden ermöglicht.

Innerhalb des Basisszenarios, welches den aktuellen rechtlichen Rahmen simuliert, konnte gezeigt werden, dass das heutige Strommarktdesign nicht in der Lage ist, die genannten zentralen Bedingungen (Versorgungssicherheit, Refinanzierung der Erneuerbaren Energien, Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungstechnologien) für eine erfolgreiche Energiewende zu gewährleisten. Daher sind Anpassungen an das aktuelle Strommarktdesign notwendig. Hierfür hat die Studie Maßnahmen abgeleitet und diese in ein Reformszenario überführt, welches die Voraussetzungen für die wirtschaftliche und versorgungssichere Umsetzung der Klimaneutralität schafft. Die Maßnahmen wurden zudem juristisch auf ihre Umsetzbarkeit geprüft.

Für die Berechnung der kostenoptimalen Zusammensetzung des Energiesystems mit Fokus auf den Strommarkt wurde das Energiesystemmodell SCOPE SD des Fraunhofer IEE verwendet. Die Ergebnisse des Basis- und Reformszenarios in Bezug zur Refinanzierung der Erneuerbaren Energien ergaben die Notwendigkeit eines sehr starken Ausbaus an Flexibilitäten im Strommarkt über die kommenden drei Dekaden. Da Simulationen mit optimalen Bedingungen für den Ausbau von dieser Flexibilität rechnen, wurden zusätzliche Sensitivitäten eines geringeren Flexibilitätsausbaus simuliert. Die Ergebnisse dieser Sensitivitäten unterstreichen, dass das Gelingen der Energiewende nicht nur den Ausbau der Erneuerbaren Energien, sondern auch der dafür benötigten Flexibilitäten erfordert.

Für die Berechnung zur Bewertung des Flexibilitätspotenzials von privaten Endkunden mit Sektorkopplungsanlagen wurde das Modell DISCTRICT des Fraunhofer ISE verwendet. Damit beantwortet die Studie, inwieweit vorhandene Flexibilitäten wirtschaftlich nutzbar sind. Hierzu zählen unter anderem eine marktorientiert gesteuerte Betriebsweise von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen sowie PV-Batterieheimspeichern und deren Auswirkungen im



Bereich der Verteilnetze. Abschließend wurden die Herausforderungen für den sicheren Stromsystembetrieb untersucht.

Wie oben beschrieben, basieren die in dieser Studie vorgenommenen Simulationen auf einem Basis- und einem Reformszenario. Das Basisszenario, in dem eine Fortschreibung des heutigen systemregulatorischen Rahmens unterstellt wurde, zeigt, dass durch einen klimapolitisch notwendigen ambitionierteren Ausbau der Erneuerbaren Energien trotz des annahmegemäß bis zum Jahre 2030 abgeschlossenen Kohleausstiegs der Stromverbrauch in Deutschland zu jeder Stunde des Jahres gedeckt werden kann und Deutschland dabei in der Jahresbilanz Nettostromexporteur bleibt. **Allerdings ermöglicht der aktuelle regulatorische Rahmen nur vergleichsweise wenig Flexibilitätsoptionen.**

Die fehlende Flexibilität verursacht am Strommarkt eine signifikante Häufung negativer Preise. Dies verursacht eine Reduktion der erzielbaren Marktwerte Erneuerbarer Energien und wirkt damit unmittelbar auf den Weiterbetrieb bzw. auf förderfrei errichtete Erneuerbare Erzeugungskapazitäten. Des Weiteren führt die Sanktionierung der betroffenen Energiemengen (§51 EEG 2021) zu einem massiven Refinanzierungsproblem und blockiert somit den notwendigen klimapolitischen Ausbau. Zudem wird die gewünschte Wirkung der Sanktionierung -die Verhinderung negativer Strompreise- nicht erreicht und es besteht zusätzlich die Gefahr gleichzeitiger Abschaltungen von Erzeugungskraftwerken, von Netz- und Versorgungssicherheitsproblemen.

Die angenommene Entwicklung von Stromgestehungskosten der volatilen Erneuerbaren Energien Wind und PV in Verbindung mit den im Basisszenario erzielbaren Marktwerten lässt erst zwischen den Jahren 2040 und 2050 einen förderfreien wirtschaftlichen Betrieb zu.

Für eine sichere Stromversorgung wird gesicherte Leistung benötigt, welche Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Biomasse, Geothermie, grünes Gas), Bioenergie, Gaskraftwerke, elektrische Speicher und regelbare Wasserkraftanlagen bereitstellen. Diese Kraftwerke, einschließlich der stets dezentral und nahe am Verbraucher liegenden kleinen Wasserkraft, ermöglichen zudem die Übernahme von Systemdienstleistungen auf unterschiedlichen Spannungsebenen und leisten somit einen wichtigen systemstabilisierenden Beitrag.

Allerdings zeigt sich im Basisszenario auch für das Jahr 2050 ein Bedarf von etwa 10 GW zusätzlicher Wasserstoff-Gasturbinen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Diese werden allerdings nur für wenige hundert Stunden im Jahr benötigt.

Aus den im Basisszenario auftretenden Herausforderungen wurden Maßnahmen abgeleitet, die auf die Anreizung von Flexibilität und eine Verbesserung der Refinanzierungssituation von Erneuerbaren abzielen.

Um flexible Stromverbraucher anzureizen, wurde eine Finanzierung der EEG-Umlage über den Bundeshaushalt, eine Absenkung der Stromsteuer auf den Mindeststeuersatz, eine Befreiung von Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen von den Netzentgelten bei netz- bzw. systemdienlichem Verhalten sowie zeitvariable Netzentgelte betrachtet. Unabhängig davon bleibt eine grundlegende Reform des Systems von Steuern, Abgaben und Umlagen erforderlich<sup>1</sup>. Im Bereich der Speicher wurde eine bivalente<sup>2</sup> Nutzung von privaten Batteriespeichern

<sup>1</sup> Bei einer Absenkung der EEG-Umlage ist zu betrachten, dass eine Refinanzierung der EEG-Vergütungen und -Marktpremien durch ein weiterhin haushaltsunabhängiges Instrument abgesichert wird. Aktuelle temporäre Entwicklungen an den Strommärkten (2021) zeigen Sondereffekte. Mittel- und langfristig werden diese Effekte aufgrund des weiteren Zubaus an Erneuerbaren Energien aufgehoben.

<sup>2</sup> Fremdstrombezug und dessen Rückspeisung

sowie ein Investitionszuschuss für Batteriespeicher untersucht. Auf der Seite der Stromerzeuger wurde eine flexible Fahrweise in Zeiten geringer volatil Erneuerbarer Energien über einen stärkeren Zubau an Biogasleistung und deren Anschluss an die Gasspeicher über das Gasnetz (Gasinfrastruktur) vorgesehen. Diese Maßnahme führt nicht zu mehr Energieerzeugung der Bioenergien, sondern dient ausschließlich der Verlagerung von Erzeugungsmengen. Der Anschluss an die Gasinfrastruktur eröffnet die Option des Gasbezuges und erweitert damit die Flexibilität durch die Vor-Ort-Verstromung. Des Weiteren wird zur Verhinderung der verbliebenen negativen Strompreise, welche nicht durch andere Flexibilitäten vermieden werden können, eine Mengenförderung für Erneuerbare Energien angenommen.

Das Reformszenario setzt diese Maßnahmen im Strommarkt um. Es zeigt sich, dass volatil einspeisende Erneuerbare Energien spätestens ab dem Jahr 2040 technologieübergreifend eine förderfreie Refinanzierung am Strommarkt realisieren. Dagegen benötigen die systemrelevanten steuerbaren Erneuerbaren Energien für die Refinanzierung zusätzliche Erlöse beispielsweise aus einem Förderregime oder in Form eines dezentralen Flexibilitätsmarktes. Die hier gezeigten Ergebnisse weisen im Gegensatz zu anderen Studien die Möglichkeit auf für die benötigte steuerbare Leistung im Stromsektor über Bioenergie statt H<sub>2</sub> Gaskraftwerken zu realisieren. Grundsätzlich sind beide Technologien zur Deckung der steuerbaren Leistung geeignet und können im Rahmen einer ausgewogenen Energiewende anteilig die benötigte steuerbare Leistung bereitstellen. Unter Beachtung der Restriktionen und Potenzialbegrenzungen beider Technologien sollte der Einsatz so angestrebt werden, dass die Nutzung umweltverträglich und kosteneffizient erfolgt.

Die Maßnahmen bei den Verbraucherabgaben reizen mittelfristig insbesondere Power-to-Heat, was den stromgeführten Betrieb der Wärmeversorgung verbessert. Die angebotene mengenbasierte EE-Förderung vermeidet negative Strompreise. Dies führt somit zu höheren Marktwerten der Erneuerbaren Energien, welche zu geringeren Förderkosten sowie zu einem früheren förderfreien Ausbau und Betrieb führen. Zusätzlich werden die Refinanzierungsprobleme gelöst und der klimapolitisch notwendige Ausbau wird gesichert.

Die Ergebnisse des Basis- und Reformszenarios sind hierbei modelltechnisch optimiert. Um die Bedeutung der Bereitstellung von Flexibilitäten im zukünftigen Marktdesign darzustellen, wurden innerhalb dieser Studie zusätzliche Sensitivitätsanalysen, als eine Art Stresstest, durchgeführt.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass selbst eine geringe reduzierte Flexibilität<sup>3</sup> zu einer Verdopplung negativer Strompreise im Jahr 2050 führt. Dies gefährdet die Marktintegration und steht damit dem benötigten Ausbau der Erneuerbaren Energien entgegen. Damit wird deutlich, wie zentral die vollständige Zielerreichung der wirtschaftlichen Flexibilitäten in ihrer zeitlichen als auch leistungstechnischen Ausprägung für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist. Für die Flexibilität ist die inländische Elektrolyse von zentraler Bedeutung. Daher ist ein früher Markthochlauf der Elektrolyse erforderlich. Dies unterstreicht, dass der notwendige Zubau Erneuerbarer Energien mit einem Zubau an Flexibilitäten einhergehen muss. In diesem Zusammenhang ist eine sinnvolle Ausgestaltung und Implementierung von regionalen Flexibilitätsmärkten anzureizen.

Durch die Umsetzung der Energiewende und damit der Sektorenkopplung wächst der Strombedarf in Deutschland. Die Erschließung bisher nicht elektrifizierter Sektoren erfordert einen Netzausbau vor allem in den unteren Spannungsebenen des Verteilnetzes. Zu berücksichtigen ist, dass die Anreizung von Flexibilitäten beim Endkunden zu neuen Herausforderungen führt.

<sup>3</sup> 15 % geringere Flexibilität als maximal wirtschaftlich möglich über eine perfekte Voraussicht.

Daher ist eine geeignete Tarifstruktur oder sind Maßnahmen<sup>4</sup> erforderlich, welche eine hohe gleichzeitige Nutzung bei steuerbaren Verbrauchern in einem Netzstrang verhindern. Die Analyse der Flexibilität privater Endkunden zeigt jedoch auch, dass die Flexibilitätsbereitstellung aus Wärmekopplungstechnologien ein eher begrenztes Potenzial aufweist, da die Wärmenachfrage tendenziell zu Zeiten geringer EE-Erzeugung hoch ist und so wenig Spielraum besteht, Nachfrage zu verschieben.

Im Reformszenario ergibt sich eine verbesserte Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen, unabhängig davon, ob sie mit anderen Technologien kombiniert werden, wobei das Flexibilitätspotenzial dadurch nicht erhöht wird. Auch die Einführung variabler Tarife scheint nur bei Sektorenkopplungstechnologien mit einem hohen Flexibilitätspotenzial attraktiv. Dies ist bei Besitz eines batterieelektrischen Fahrzeugs der Fall. Hier profitiert der Endkunde sowohl von den Reformmaßnahmen als auch von zeitvariablen Tarifen. Um wirtschaftliche Anreize beim Endkunden zu erhöhen, müsste eine breitere Analyse der Tarifgestaltung erfolgen, die detailliertere Endkundensegmente berücksichtigt.

Neben der Ausrichtung eines neuen Strommarktdesign, welches die Refinanzierung von Erneuerbaren Energien sowie die Wirtschaftlichkeit von Sektorenkopplungstechnologien sichert, ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende von zentraler Bedeutung. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit sind bei den Systemdienstleistungen verschiedene Schritte umzusetzen, um ein elektrisches Energiesystem mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen sicher betreiben zu können. Hinsichtlich der Frequenzhaltung müssen leistungsgeregelte Verbraucher eingebunden werden und werden zudem netzbildende Umrichter (virtuelle Spannungsquellen) benötigt, damit dezentrale Anlagen wie Synchronmaschinen mit virtueller Trägheit wirken. Diese sind in Anlagen mit großen Energiespeichern zu implementieren, vorzugsweise Batteriespeicher oder HGÜ-Kopfstationen. Zur Spannungshaltung muss die Blindleistungsbereitstellung zukünftig durch dezentrale Erzeuger, Speicher und neue Technologien erfolgen, was eine Anpassung der Betriebsplanung erfordert. Das damit einhergehende veränderte Kurzschlussverhalten muss im Kontext der Netzplanung berücksichtigt werden.

Bestehende Konzepte zum Versorgungswiederaufbau müssen an neue Technologien und Randbedingungen angepasst werden, wobei insbesondere die Aggregation von vielen Einzelanlagen, die Verdichtung von Informationen sowie die Disaggregation von Befehlen neue Anforderungen und Herausforderungen an die Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) stellen. Für die sichere Betriebsführung ist ebenfalls ein Ausbau der IKT durch die Sektorenkopplung notwendig. Ein zusätzlicher Entwicklungsbedarf ergibt sich hinsichtlich der Fragestellung, wie ein Netzbetrieb mit einer eingeschränkten oder manipulierten Kommunikationstechnik funktionieren kann. Eine zentrale Herausforderung einer sicheren Betriebsführung des Stromnetzes stellt hierbei die Gefahr gleichzeitiger Schaltungen Erneuerbarer Energien im GW-Bereich dar, welche vor allem durch die Ausgestaltung des §51 EEG 2021 stark angereizt werden. Dieser Umstand kann, wie in dieser Studie gezeigt wird, massive Auswirkungen auf den sicheren Betrieb des Stromnetzes haben.

Für die vorgeschlagenen Politikmaßnahmen besteht teilweise, unter anderem für die quantitative Ausgestaltung der Maßnahmen und deren Wirkung hinsichtlich der sozialen Aspekte und der Auswirkungen von komplexen Prosumeranlagen sowie Quartierskonzepten, weiterer Forschungsbedarf.

Darüber hinaus sollten regionale Aspekte zur Steigerung der Gesamtsystemeffizienz bzw. zur Senkung der Systemkosten näher betrachtet werden. Hier können beispielsweise Regionalmärkte für Flexibilitäten, die Einführung regionaler „Merit Order“-Kurven innerhalb einer

<sup>4</sup> Siehe hierzu „BEE-Positionspapier zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilnetze“.

Strompreiszone Deutschlands oder möglicherweise eine Berücksichtigung des Transportaufwandes bei den Netzentgelten eine Rolle spielen. In diesem Zusammenhang wäre eine zeitnahe praktische Erprobung von regionalen Flexibilitätsmärkten im Anschluss an die Sinteg-Projekte erforderlich. Darüber hinaus besteht Forschungsbedarf bei der konkreten Umsetzung von variablen Tarifen für Endkunden, die eine Überlastung des Verteilnetzes vermeidet und einen wirtschaftlichen Anreiz für eine Flexibilitätsbereitstellung bietet.

Basierend auf der Strommarktsimulation erfolgt die optimierte Netzausbauplanung und die optimierte Netzbetriebsführung für das Basis- sowie das Reformszenario für die Jahre 2030 und 2050. Ziel dieser Simulationen ist die Ermittlung von Zubaubedarfen sowie im Netzbetrieb angepassten Energiemengen und den jeweils damit einhergehenden Kosten, um im zukünftigen Stromübertragungsnetz die Versorgungs- und Systemsicherheit zu gewährleisten. Trotz einer deutlich größeren Installation an Erneuerbaren Energien um 25-35 % gegenüber den Szenarien des Netzentwicklungsplans 2019 zeigen die Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung für das Basis- und Reformszenario im Jahr 2030 einen Gesamtzubaubedarf im Netzbereich in ähnlicher Größenordnung.

Die Kosten des Netzbetriebs im Szenariojahr 2030 können gegenüber dem Basisjahr 2020 um über 70 % gesenkt werden.

Basis- und Reformszenario zeigen, dass es in der Netzbetriebsführung zu einem deutlich erhöhten Bedarf an flexiblen Strommengen kommt, was in der Konsequenz auch mit einer deutlichen Kostensteigerung einhergeht. Dies ist das Ergebnis der Ausrichtung der heimischen Energiewende, die zentral auf Windenergie und Photovoltaik setzt.

Das Reformszenario weist aufgrund der volkswirtschaftlichen Optimierung eine höhere veränderte Energiemenge auf. Ursache ist die sinnvolle Einbeziehung der Verbraucherseite, welche die Freiheitsgrade für die Netzbetriebsführung gegenüber dem Basisszenario erhöht. Dies senkt die Kosten der Netzbetriebsführung im Reformszenario erheblich und steigert gleichzeitig die Nutzbarkeit Erneuerbarer Einspeisung.

Die in der Studie dargestellten Dekadenschritte sind, gerade im Hinblick auf die Zielverschärfung, bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen, bei entsprechend ambitionierten Schritten auch früher realisierbar.

## 2 Management Summary

Germany's Climate Change Act, amended in August 2021, lays out Germany's path to achieving climate neutrality by 2045. This requires a significant increase in renewable energy generation facilities and structures. In this context, it can be assumed that the gross electricity demand in the electricity sector will increase considerably and must be met in a climate-neutral manner. So far, it is not certain that the current electricity market design can support such an increase.

The aim of this study is to show how the current electricity market design can be adapted to ensure the flexibility needed to guarantee security of supply, the refinancing of renewable energies and the economic viability of sector coupling technologies. The study focuses on ensuring that an economically viable basis is provided not just for the flexibly controllable units that are required (non-intermittent renewable energies, sector coupling technologies, load management, storage), but also for photovoltaics (PV) and wind as intermittent renewable energy technologies. This will ensure that the necessary investments in renewable energy generation plants and the associated infrastructures are actually made.

The distributed generation structure is a particular hallmark of the energy transition in Germany. The study therefore explicitly focuses on the broadest possible implementation of the energy transition in a regional context. This strengthens domestic value creation, optimizes the required grid expansion at all levels and, at the same time, limits dependence on third countries.

The assumptions for the study are based on a large number of external scientific publications. In addition, the expansion of wind turbines and PV plants was determined, amongst other things, in a distributed context close to the consumption. This enables high specific full load hours.

Within the baseline scenario, which simulates the current legal framework, it was shown that the current electricity market design is unable to guarantee the aforementioned key conditions (security of supply, refinancing of renewable energies, economic viability of sector coupling technologies) for a successful energy transition. Adjustments to the current electricity market design are therefore necessary. To this end, the study has derived measures and transferred them into a reform scenario that creates the prerequisites for the economic and supply-secure implementation of climate neutrality. The measures were also legally tested in terms of their feasibility.

Fraunhofer IEE's energy system model, SCOPE SD, was used to calculate the cost-optimized composition of the energy system with a focus on the electricity market. The results of the baseline and reform scenarios in relation to refinancing renewable energies revealed the need for a very strong expansion of flexibilities in the electricity market over the next three decades. Since simulations expect optimal conditions for expanding this flexibility, additional sensitivities for less expanded flexibility were simulated. The results of these sensitivities underline that the energy transition's success requires not only the expansion of renewable energies, but also the flexibilities needed for this.

Fraunhofer ISE's DISCTRICT model was used for the calculation in order to assess the flexibility potential of private end customers with sector coupling plants. The study therefore answers the question as to what extent existing flexibilities can be used economically. These include the market-led controlled operation of electric vehicles, heat pumps and PV battery home storage systems as well as their effects on distribution networks. Finally, the challenges for securely operating the power system were also investigated.



As described above, the simulations carried out in this study are based on both a baseline and reform scenario. The baseline scenario, which assumes a continuation of the energy system's current regulatory framework, shows that a more ambitious expansion of renewable energies – which is necessary for meeting climate policy needs – can cover electricity consumption in Germany at every hour of the year despite the assumed phase-out of coal by 2030, and that Germany will remain a net electricity exporter in the annual balance. **However, the current regulatory framework allows only comparatively few flexibility options.**

The lack of flexibility causes a significant accumulation of negative prices on the electricity market. This in turn reduces the achievable market values of renewable energies and thus has a direct effect on their continued operation or on renewable generation capacities built without subsidies. Furthermore, the sanctioning of the affected energy quantities (Section 51, German Renewable Energy Sources Act (EEG 2021)) leads to a massive refinancing problem and thus blocks the necessary expansion needed in line with climate policy. In addition, the desired effect of sanctioning – namely preventing negative electricity prices – is not achieved, and there is also a risk of simultaneous shutdowns of generation power plants as well as grid and supply security problems.

The assumed development of the levelized costs of electricity (LCOE) for wind and PV as variable renewable energies, in conjunction with the market values achievable in the baseline scenario, only allows for subsidy-free economic operation between 2040 and 2050.

A secure electricity supply requires a secured output, which is provided by combined heat and power plants (biomass, geothermal, green gas), bioenergy, gas-fired power plants, electrical storage facilities and controllable hydropower plants. These power plants, including the small hydropower plants that are always decentralized and close to consumers, also enable the assumption of ancillary services at different voltage levels and thus make an important contribution to stabilizing the system.

However, the baseline scenario also shows a need for about 10 GW of additional hydrogen gas turbines in 2050 to ensure security of supply. These are only needed, however, for a few hundred hours a year.

Based on the challenges arising in the baseline scenario, measures were derived that aim to incentivize flexibility and improve the refinancing situation for renewables.

Various aspects were considered to encourage flexibility among electricity consumers, including financing the EEG surcharge via the federal budget, reducing the electricity tax to the minimum tax rate, exempting power-to-heat and power-to-gas plants from grid fees in the case of grid- or system-friendly behavior, as well as time-variable grid fees. Irrespective of these, a fundamental reform of the system of taxes, levies and surcharges remains necessary<sup>5</sup>. In terms of storage, a bivalent<sup>6</sup> use of private battery storage systems as well as an investment subsidy for battery storage were examined. On the electricity producer side, flexible operation during times with less variable renewable energies was envisaged through greater expansion of the biogas capacity and its connection to gas storage facilities via the gas grid (gas infrastructure). This measure does not lead to more energy production from bioenergies, but only serves to shift generation volumes. Connecting to the gas infrastructure does, however, open up the option of purchasing gas, and thus expands flexibility through on-site electricity generation. Furthermore, in order to prevent the remaining negative electricity prices that cannot be avoided through other flexibilities, a quantity subsidy for renewable energies is assumed.

---

<sup>5</sup> When reducing the EEG surcharge, it needs to be considered that any refinancing of the EEG remuneration and market premiums should be secured by an instrument that continues to be independent of the budget. Current temporary developments on the electricity markets (2021) show special effects. In the medium and long term, these effects will be cancelled out due to the further expansion of renewable energies

<sup>6</sup> Purchasing electricity from outside sources and feeding it back into the grid

The reform scenario implements these measures in the electricity market. It becomes apparent that variable renewable energies will realize subsidy-free refinancing on the electricity market across all technologies from 2040 at the latest. In contrast, system-relevant controllable renewables require additional revenues for refinancing, for example from a support regime or in the form of a distributed flexibility market.

In contrast to other studies, the results shown here indicate the possibility for realizing the required controllable output in the electricity sector via bioenergy instead of H<sub>2</sub> gas power plants. In principle, both technologies are suitable for meeting the controllable output and can provide the required controllable output proportionally as part of a balanced energy transition. Taking into account the restrictions and potential limitations of both technologies, they should be deployed in such a way that their use is environmentally compatible and cost-efficient.

In the medium term, the consumer levy measures particularly incentivize power-to-heat, which improves the electricity-led operation of the heat supply. The offered renewable energy support based on quantity avoids negative electricity prices. This leads to higher market values for renewable energies, which in turn leads to lower subsidy costs and earlier subsidy-free expansion and operation. In addition, the refinancing problems are solved and the expansion required to meet climate policy needs is secured.

The results of the baseline and reform scenarios are optimized here in terms of the modeling. In order to illustrate the importance of providing flexibilities in the future market design, additional sensitivity analyses were conducted within this study as a kind of stress test.

The sensitivity analysis shows that even slightly reduced flexibility<sup>7</sup> leads to a doubling of negative electricity prices in 2050. This jeopardizes market integration and thus presents an obstacle to the necessary expansion of renewable energies. This makes it clear just how important it is to fully achieve the targets for economic flexibility in terms of both time and output for the successful implementation of the energy transition. Domestic electrolysis is of key importance for flexibility. An early market ramp-up of electrolysis is therefore necessary. This underlines that the necessary expansion of renewable energies must be accompanied by expanding the flexibilities. In this context, the sensible design and implementation of regional flexibility markets should be encouraged.

The implementation of the energy transition and therefore sector coupling has meant that the demand for electricity in Germany is growing. The development of previously non-electrified sectors requires grid expansion, especially in the lower voltage levels of the distribution network. It must be taken into account that incentivizing flexibility among end customers leads to new challenges.

A suitable tariff structure or measures<sup>8</sup> are therefore required that prevent high simultaneous use by controllable loads in network strands. However, analyzing the flexibility of private end customers also shows that procuring flexibility from heat coupling technologies has rather limited potential, as heat demand tends to be high at times with low renewable energy generation, which means that there is little scope to shift demand.

In the reform scenario, heat pumps have an improved economic efficiency irrespective whether they are combined with other technologies, although this does not increase the flexibility potential. The introduction of variable tariffs also only seems attractive for sector coupling technologies with a high flexibility potential. This is the case for those owning a battery electric vehicle. Here, end customers benefit from both the reform measures and time-

---

<sup>7</sup> 15% less flexibility than the maximum economically possible with perfect foresight.

<sup>8</sup> See "BEE-Positionspapier zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilnetze" (BEE position paper on the speedy and secure integration of controllable consumption devices into the distribution grids).

variable tariffs. In order to increase economic incentives for end customers, a broader analysis of the tariff design would have to be carried out that takes more detailed end customer segments into account.

In addition to redesigning the electricity market to ensure the refinancing of renewable energies and the economic viability of sector coupling technologies, the guarantee of supply security is also of key importance for successfully implementing the energy transition. To ensure security of supply, various steps must be implemented in the ancillary services to enable the secure operation of electrical energy systems with a high proportion of renewable energy generation plants. With regard to frequency control, power-regulated consumer loads must be integrated and grid-forming converters (virtual voltage sources) are also required so that distributed plants act like synchronous machines with virtual inertia. These need to be implemented in systems with large energy storage facilities, preferably battery storage or HVDC converter stations. To ensure voltage control, reactive power must be provided in future by distributed generators, storage facilities and new technologies, which requires adjustment of the operational planning. The associated change in short-circuit behavior must be taken into account as part of the grid planning.

Existing concepts for supply restoration must be adapted to new technologies and boundary conditions that, particularly by aggregating many individual plants, compressing information and disaggregating commands, place new demands and challenges on information and communication technology (ICT). It is also necessary to expand ICT through sector coupling to ensure secure operations management. There is an additional need for development with regard to the question of how the grid operation can function with limited or manipulated communication technology. A key challenge for the secure operation of the electricity grid is the danger of simultaneously switching renewable energies in the GW range, which is particularly strongly incentivized by the formulation of Section 51, EEG 2021. As shown in this study, this circumstance can have a massive impact on the secure operation of the electricity grid.

Some of the proposed policy measures require further research, including on the quantitative design of the measures and their impact with regard to social aspects, the effects of complex prosumer plants and neighborhood concepts.

In addition, regional aspects for increasing the overall system efficiency or reducing system costs should be considered in more detail. Here, for example, regional markets for flexibilities, introducing regional “merit order” curves within electricity price zones in Germany or possibly considering the transport effort in the grid charges could play a role. In this context, prompt practical testing of regional flexibility markets following the Sinteg projects would be necessary. In addition, there is a need for research into the specific implementation of variable tariffs for end customers that avoids overloading the distribution network and provides an economic incentive for providing flexibility.

Based on the electricity market simulation, the optimized grid expansion planning and operation are carried out for the baseline and reform scenarios for the years 2030 and 2050. The aim of these simulations is to determine the expansion requirements and adjusted energy quantities in grid operation, as well as the associated costs in each case, in order to guarantee supply and system security in the future electricity transmission grid.

Despite a significantly larger installation of renewable energies of around 25-35% compared with the scenarios for the 2019 grid development plan, the results of the optimized grid expansion planning for the baseline and reform scenarios in 2030 show a total grid expansion requirement of a similar magnitude.

The costs of operating the grid in the 2030 scenario year can be reduced by over 70% compared with the 2020 base year.

The baseline and reform scenarios show that there is a significantly increased need for flexible electricity quantities in the grid operation, which consequently also incurs a significant

increase in costs. This is the result of the orientation of the domestic energy transition, which focuses on wind energy and photovoltaics.

The reform scenario has a higher changed energy quantity owing to the economic optimization. This is due to the sensible inclusion of the consumer side, which increases the degree of freedom for the grid operation compared with the baseline scenario. This significantly reduces the costs for operating the grid in the reform scenario and, at the same time, increases the usability of renewable feed-in.

## 3 Hintergrund und Zielsetzung der Studie

### 3.1 Hintergrund der Studie

Die Klimakrise, mit der wir zunehmend global zu kämpfen haben, und deren Auswirkungen immer deutlichere Züge annehmen, erfordert eine schnelle und erfolgreiche Transformation des Energiesystems hin zu Erneuerbaren Energien. Deutschland hat diesen Prozess bereits vor mehr als zwei Jahrzehnten begonnen und große wirtschaftliche Erfolge auf allen Wertschöpfungsstufen sowie eine enorme Kostendegression, bei den Erneuerbaren im Stromsektor, allen voran bei Windenergie und Photovoltaik, erzielt. Mit dem Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG) wurde der Grundstein dafür gelegt und mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), dem Schlüsselinstrument der Energiewende, dann umfassend und erfolgreich fortgesetzt, so dass im Stromsektor im Jahr 2020 zum ersten Mal bereits etwa die Hälfte der Energiemengen aus Erneuerbaren Energien stammten. Ein Großteil der Energie wurde dabei aus volatil einspeisenden Erneuerbaren Energiequellen gewonnen, die das Rückgrat der Energiewende bilden.

Mit dem deutlichen Anstieg der Erneuerbaren Energien wurden die Herausforderungen auf dem Strommarkt in den vergangenen Jahren kontinuierlich sichtbarer. Aufgrund fehlender Flexibilitäten am Strommarkt kommt es im Zuge der Energiewende zu starken Preisausschlägen. In Zeitfenstern hoher Erneuerbarer Einspeisung sind dabei immer häufiger zu niedrige bzw. negative Strompreise zu beobachten, welche die Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren Energien gefährden und somit dem dringend benötigten weiteren Ausbau entgegenstehen. In Zeitfenstern geringer Erneuerbarer Einspeisung kommt es hingegen zu hohen Strompreisen, welche der Sektorenkopplung entgegenstehen. Durch den Einsatz von Flexibilitäten, in den Bereichen Verbrauch, Speicher und Erzeugung lassen sich diese Preisausschläge begrenzen.

Dabei bedeutet Verbraucherflexibilität und Erzeugerflexibilität, dass sich steuerbare Verbrauchs- bzw. steuerbare Erzeugerquellen an der Erneuerbaren Einspeisung orientieren. Speichersysteme bedeuten dagegen eine Einbeziehung von elektrischen Speichern und Sektoren-Speichern (Wasserstoff- und Gasspeicher, Wärmespeicher usw.). Zusätzlich sind diese Flexibilitäten von zentraler Bedeutung in der Transformation des Energiesektors, um unter anderem auch Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Im Gegensatz zu anderen Studien [65, 71][66, 72] werden innerhalb dieser Arbeit nur solche Flexibilitäten betrachtet, die sich betriebswirtschaftlich vor dem Hintergrund des aktuellen regulatorischen Rahmens betreiben lassen. Die Nutzbarkeit der Flexibilitäten hängt zudem von weiteren Parametern ab (u. a. netzseitige Begrenzungen), deren Auswirkungen ebenfalls innerhalb dieser Studie dargestellt werden.

### 3.2 Ziele der Untersuchung

Ziel dieser Studie ist es darzustellen, wie der künftige Marktrahmen gestaltet sein muss, um ausreichend wirtschaftlich aktivierbare Flexibilisierung im Stromsystem zu schaffen, die die drei Hauptfragen der Energiewende positiv beantworten. Diese lauten:

1. Ist die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gegeben?
2. Ist der wirtschaftliche Betrieb (d. h. die Finanzierung) der Erneuerbaren Energien gegeben?
3. Ist der wirtschaftliche Betrieb von Sektorenkopplungstechnologien gegeben?



Dafür wird zunächst ein Basisszenario, das den aktuellen regulatorischen Rahmen<sup>9</sup> fort-schreibt, betrachtet und darauf aufbauend ein Reformszenario untersucht.

Die Berechnung der wirtschaftlich zu betreibenden Flexibilisierungsmaßnahmen wird dabei für die drei kommenden Dekaden jeweils separat für die Szenariojahre 2030, 2040 und 2050 simuliert (s. Abbildung 3-1). Dadurch können die Entwicklung sowie potenzielle Lock-In-Probleme deutlicher erkannt werden. Als Basisszenario dient der aktuelle Markt- und regulatorische Rahmen. Hieraus werden hinsichtlich potenziell nicht ausreichend vorhandener wirtschaftlicher Flexibilitäten Maßnahmen abgeleitet, die anschließend in ein weiteres Szenario (Reformszenario) überführt werden. Das Ziel dieser Herangehensweise ist es, mit den gewählten Maßnahmen die zusätzlich benötigten Flexibilitäten umzusetzen. Um aus den Ergebnissen des Reformszenarios politisch umsetzbare Maßnahmen abzuleiten, werden die Maßnahmen abschließend europarechtlich geprüft.

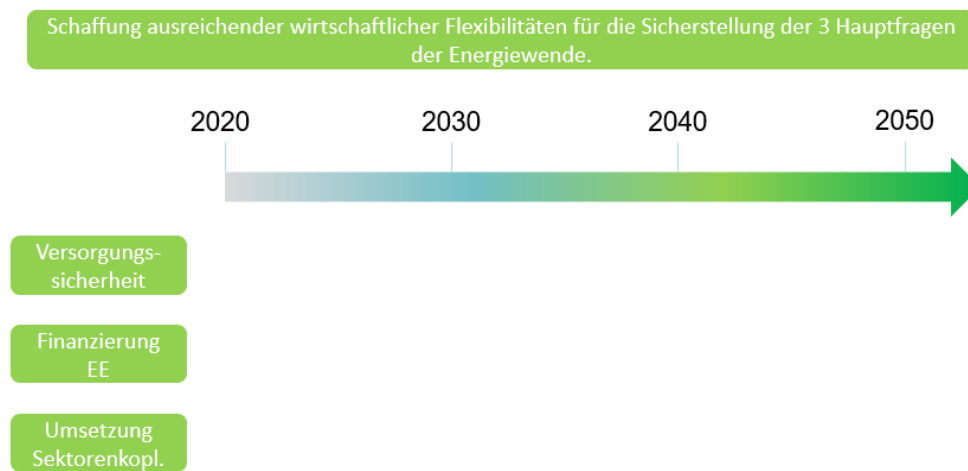


Abbildung 3-1: Übersicht über die drei Hauptfragen der Energiewende

Quelle: Eigene Darstellung

Die oben eingeführten Hauptfragen gliedern sich für diese Studie in vier Leitthemen auf (s. Abbildung 3-2).

### 1. Versorgungssicherheit

Das erste Leitthema *Versorgungssicherheit* fokussiert neben der Sicherstellung des stündlichen Einklangs zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch vor allem auf die Herausforderung natürlicher sowie künstlicher<sup>10</sup> kurzfristiger Änderungen der Einspeisung (Einspeisungsgradienten) und deren Auswirkung auf die benötigte Flexibilität. Auch die Notwendigkeit der Übernahme von Netzdienstleistungen fossiler Kraftwerke zur Abschaltung derselben wird in diesem Bereich analysiert. Schließlich wird in diesem Leitthema zudem untersucht, wie groß der benötigte Ausbau des Übertragungsnetzes in den jeweiligen Szenarien (Basis- und Reformszenario) ist und welche Redispatch-Mengen und -Leistungen sich daraus ergeben.

<sup>9</sup> Siehe hierzu auch die Gesetzeskarte für das Energieversorgungssystem des BMWI.

<sup>10</sup> Hervorgerufen unter anderem durch das **gleichzeitige Abschalten** von Erneuerbaren Erzeugern aufgrund des §51 EEG 2021.

## 2. Finanzierung

Im Leitthema *Finanzierung* wird die Frage der Arbeitspreisstabilität für Endkunden, potenzielle EEG-Differenzkosten sowie die Hebung von verbraucherseitigen Flexibilitäten beim Endkunden untersucht.

## 3. Wirtschaftlichkeit Erneuerbarer Energien und Sektorenkopplung

Das Leitthema *Wirtschaftlichkeit Erneuerbarer Energien und Sektorenkopplung* orientiert sich an der Frage, wie eine Stabilisierung bzw. Erhöhung der Marktwerte Erneuerbarer Energien sowie eine Reduktion negativer Strompreise erreicht werden kann. Hier soll im Speziellen ein Betrieb außerhalb einer Förderung für die jeweiligen Erneuerbaren Technologien untersucht werden. Abschließend wird in diesem Leitthema auch die dringend benötigte Einbindung der Sektorenkopplung (Wärme und Verkehr) auf ihren wirtschaftlichen Rahmen hin analysiert. Die Optimierung der Wirtschaftlichkeit von Erneuerbaren Energien im Rahmen des Eigenverbrauchs ist aufgrund der vielfältigen Ausgestaltung nicht Bestandteil der Studie.

## 4. Strommarktdesign allgemein

Im letzten Leitthema *Strommarktdesign allgemein* geht es um die zentrale Fragestellung, wie ein zukünftiger Strommarkt funktionieren kann. Hierbei sollen unter anderem Themen wie der Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien untereinander sowie aktuell offene, zentrale Fragestellungen der Energiewende untersucht werden. Darunter fallen die Ausgestaltung eines Terminmarkthandels mit größtenteils volatilen Erneuerbaren Energien, die Schaffung von regionalen Flexibilitätsmärkten sowie die Bewertung der Aufspaltung der deutschlandweiten Preiszone im Kontext der Erneuerbaren Energien.



Abbildung 3-2: Leitthemen dieser Studie

Quelle: [10]

## 4 Methodik und Szenarioannahmen

In der vorliegenden Studie werden verschiedene energiewirtschaftliche und energietechnische Modelle eingesetzt, die im Folgenden näher dargestellt werden. Zunächst wird dabei dargestellt, welche Schnittstellen es zwischen den Modellen gibt, bevor die Modelle im Detail erläutert werden.

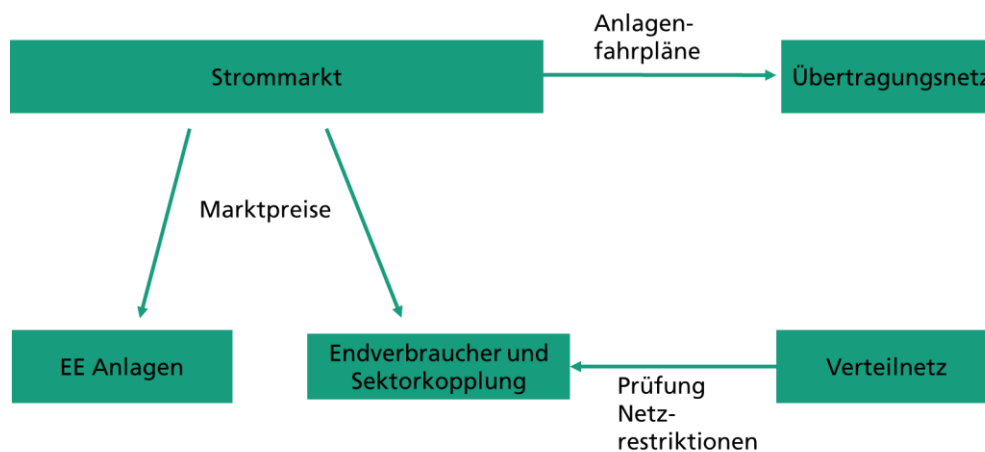
### 4.1 Überblick

Um sowohl Aspekte des Strommarktes, der Versorgungssicherheit, der Stromnetze (Übertragungs- und Verteilnetze) sowie die Perspektive des Endkunden in der Studie zusammenzuführen, werden verschiedene Modelle eingesetzt und gekoppelt (s. Abbildung 4-1).

Im ersten Schritt werden für den angenommenen Ausbau von Windkraft und Photovoltaik die regionale Verteilung sowie die mögliche Erzeugung (auf Stundenbasis) bestimmt. Diese Daten gehen in die Strommarktsimulation ein, bei der neben Großhandelsstrompreisen auch die installierten Leistungen verschiedener Flexibilitätsoptionen (z. B. stationäre Batteriespeicher, Elektrolyse, Elektrodenkessel) berechnet werden. Da in der Strommarktsimulation entsprechend dem heutigen Marktdesign von einer einzigen deutschen Gebotszone ausgegangen wird, werden die regionalisierten Fahrpläne der einzelnen Stromerzeuger, Stromverbraucher sowie Speicher an ein Modell des Übertragungsnetzes übergeben, womit der Bedarf an Netzausbau sowie die Leitungsauslastung bestimmt wird.

Darüber hinaus werden die Großhandelsstrompreise, die Marktwerte der Erneuerbaren Energien sowie der Stromverbrauch für die Berechnung der Endverbraucherabgaben verwendet, die wiederum zur Bewertung der Flexibilitätsanreize auf der Ebene der Endkunden verwendet werden.

In einer vorgelagerten Analyse wird zusätzlich geprüft, inwieweit Flexibilitäten im Verteilnetz bei einer marktorientierten Fahrweise durch Netzrestriktionen eingeschränkt sind.



**Abbildung 4-1: Schematische Darstellung der angewendeten Methodik**

Quelle: Eigene Darstellung

### 4.2 Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien

Die wetterabhängige Einspeisung von Strom aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen wird in zwei Stufen berechnet. Im ersten Schritt wird die vorgegebene Leistung in den Szenariojahren auf konkrete Standorte heruntergerechnet. Im zweiten Schritt werden für diese Standorte die jeweiligen Erzeugungszeitreihen berechnet.

Mit den energyANTS (**e**nergy system **AN**alyses using **T**emporal and **S**patial **S**imulation) werden die Simulationen für den Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeugung vorgenommen. Die

energyANTS setzen sich aus den hier relevanten Teilmodellen regioANTS, windANTS und pvANTS zusammen.

#### 4.2.1 Onshore-Windenergie

Für den Zubau an Onshore-Windkraft werden die in Tabelle 4-1 genannten Werte festgelegt. Demnach steigt die installierte Leistung von 54,4 GW [17] im Jahr 2020 auf 198 GW in 2050 an.

| Stützjahr    | 2030  | 2040           | 2050   |
|--------------|-------|----------------|--------|
| Wind onshore | 95 GW | 147 GW         | 198 GW |
| Quelle       | [64]  | (interpoliert) | [27]   |

**Tabelle 4-1: Annahmen für die installierte Leistung von Wind onshore in den Szenariojahren**

Quelle: [27, 64]

Die Simulationen für den Onshore-Windausbau werden in zwei Schritten vorgenommen. Es werden zuerst die Anlagen standortscharf platziert (regioANTS) und anschließend werden für die Anlagen die Zeitreihen berechnet (windANTS).

#### Regionale Verteilung der Anlagen

Heute existierende Windenergieanlagen (WEA) an Land wurden aus Daten des UFZ [32], des Marktstammdatenregisters sowie anhand von Veröffentlichungen der Bundesländer ermittelt. Für die technische Nutzungsdauer der Windenergieanlagen werden bis 2030 20 Jahre und danach 25 Jahre unterstellt.

Die gesamte Modellierung erfolgt auf dem Raster des REA6-Reanalysemodells des DWD (ca. 6 km x 6 km). Insgesamt 10.055 Wettermodellflächen weisen eine gemeinsame Schnittmenge mit der Landfläche von Deutschland auf und bilden somit die Basis für die Modellierung der Windenergie an Land.

Für das Repowering wird zunächst geprüft, welche WEA in Windparks zusammenstehen, um ein Repowering von einzelnen WEA nicht abzubilden, da dies aufgrund der Konzentrationsplanung unwahrscheinlich ist. Hierfür werden alle WEA mit fünf Rotordurchmessern (RD) gepuffert und ermittelt, wo mindestens drei WEA zusammenstehen. Anschließend wird die bis zum Szenariojahr abgebaute Rotorkreisfläche der rückgebauten (in Windparks zusammenstehenden) WEA je REA-Fläche ermittelt und mit der spezifischen Flächenleistung (Generatorleistung je Quadratmeter Rotorfläche [W/m<sup>2</sup>]) der Zubau-WEA multipliziert. Der WEA-Typ und damit die spezifische Flächenleistung hängen vom Szenariojahr und der Windressource (s. u.) ab.

Damit eine Platzierung vorgenommen werden kann, müssen die Potenzialflächen bekannt sein. Die Potenzialflächen werden bestimmt, indem Flächen wie Siedlungsgebiete mit einem Puffer versehen und geschützte Gebiete und weitere Flächen wie Wasser-, Straßen- und Schienenwege ausgeschlossen werden. Dabei wurde für diese Analyse wie in [68] dargelegt vorgegangen. Als Datengrundlage dient eine OpenStreetMap-Analyse, wobei zwischen restriktionsfreien und eingeschränkt nutzbaren Flächen unterschieden wird. Als Ausgangsflächen für die Analysen gehen restriktionsfreie Flächen vollständig in die Potenzialanalyse ein, während Flächen mit Restriktionen nur zu 50 % berücksichtigt werden. Insgesamt ergibt sich hierbei für Deutschland ein Flächenpotenzial von 36.416 km<sup>2</sup>, welches bei der Zubaumodellierung der WEA an Land berücksichtigt werden kann. Die Potenzialflächen sind in Abbildung 4-2 dargestellt.

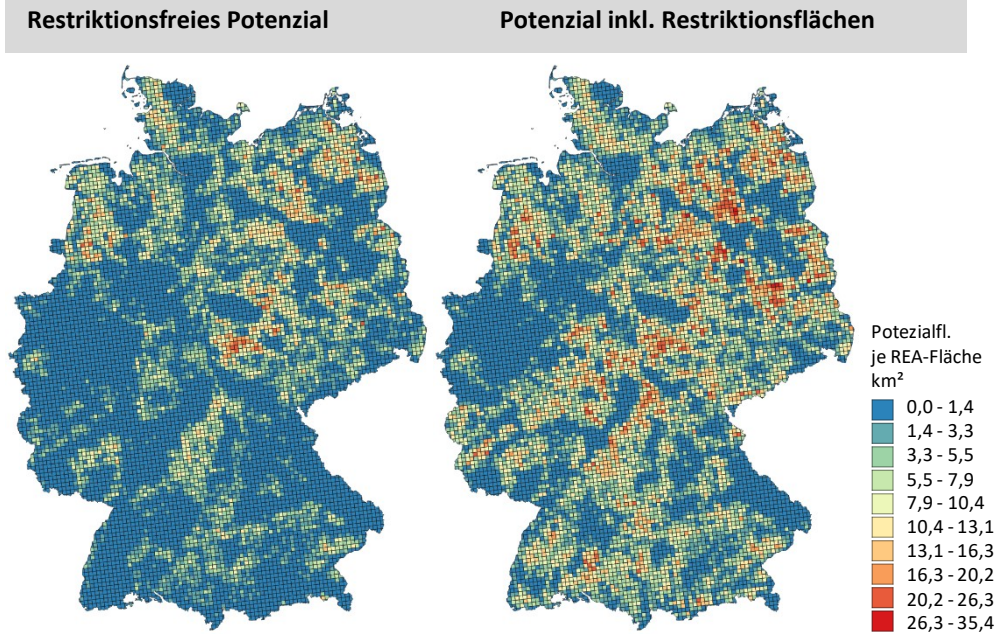


Abbildung 4-2: Potenziale von Onshore-Windenergie

Quelle: Eigene Darstellung

Im Anschluss an das Repowering wird geschaut, welche Potenzialflächen je Wettermodellfläche unter Berücksichtigung von Bestandsanlagen und Repowering noch verfügbar sind.<sup>11</sup> Es werden für alle Potenzialflächen iterativ Anlagen platziert. Pro Zubauzyklus werden ein bis fünf WEA in ein gewichtet gelostes REA-Pixel zugebaut, bis die Sollleistung (Installation in den jeweiligen Szenariojahren) erreicht ist. Dabei wird bei jedem Zubauzyklus die Reduktion der Potenzialflächen aufgrund des erfolgten Zubaus abgebildet, wodurch sich auch die Wahrscheinlichkeit, dass die Fläche erneut gewählt wird, ändert. Über die Szenariojahre ändert sich die Gewichtung der Kriterien Windressource und Lastnähe<sup>12</sup> (Stromverbrauch im 50 km Radius um das REA-Pixel), um eine zunehmend stärkere Orientierung des Zubaus in der Nähe des Stromverbrauchs abzubilden.<sup>13</sup>

Der Anteil der Potenzialfläche an der Gesamtfläche einer Wettermodellfläche bestimmt neben den Faktoren Windhöflichkeit und Lastnähe die Wahrscheinlichkeit, dass eine Fläche innerhalb des iterativen Zubauzyklus gezogen wird, jedoch steigt diese Wahrscheinlichkeit nicht weiter an, wenn der Anteil der Potenzialfläche an der Gesamtfläche 25 % übersteigt.<sup>14</sup> Weiterhin werden Flächen mit einer Windgeschwindigkeit unter 6 m/s in einer Höhe von 150 m über Grund nicht berücksichtigt.<sup>15</sup>

<sup>11</sup> Die Verfügbarkeit von Potenzialflächen innerhalb jedes REA-Pixels bestimmt (u. a.) die Wahrscheinlichkeit des Zubaus von WEA. Potenzialflächen werden um WEA-Bestandsanlagen und Repowering reduziert.

<sup>12</sup> windWeight = [2030: 1.2; 2040: 1; 2050: 0.8]; loadWeight = [2030: 1; 2040: 2; 2050: 4]; Die Gewichtung muss dabei nicht symmetrisch um 1 sein

<sup>13</sup> Mittlere Windgeschwindigkeit in der Wettermodellfläche (in 150 m Höhe) erhöht die Zubauwahrscheinlichkeit. Ebenso erhöht Lastnähe die Zubauwahrscheinlichkeit (auf Basis des Stromverbrauchs im 50 km-Radius). Erhöhung des Einflusses der Lastnähe und Reduktion der Standortgüte mit fortschreitendem Szenariojahr.

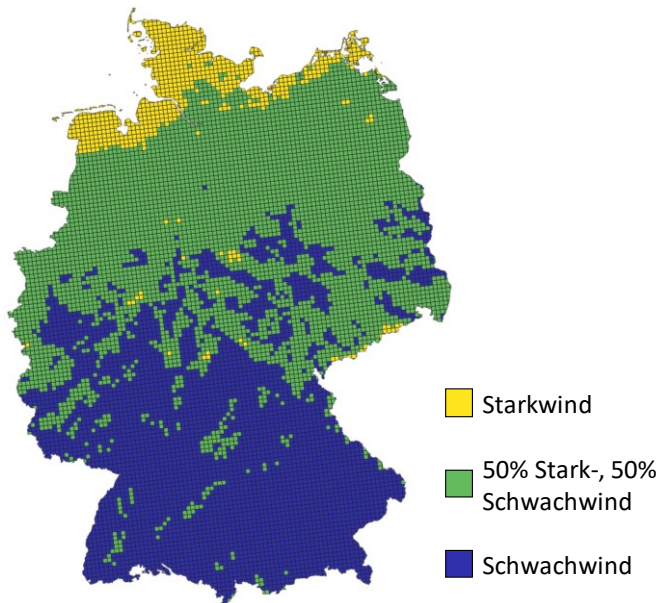
<sup>14</sup> areaWeightLim = 0.25; % wenn die Potenzialfläche mehr als 25% des REA-Pixels umfasst, führt dieser höhere Wert nicht zu einer höheren Gewichtung beim Würfeln des Pixels

<sup>15</sup> wsCutOff= 6; % unterhalb welcher mittlerer Windgeschwindigkeit in 150 m über Grund kein Zubau mehr erfolgen soll (m/s)



Der spezifische Flächenverbrauch für Onshore-Windenergieanlagen wird mit 6 ha/MW angesetzt.<sup>16</sup> Dieser Wert ist bewusst geringfügig höher gewählt, als tatsächlich in der Praxis beobachtet wird, um die wahrscheinliche Überschätzung des Flächenpotenzials aufgrund unzureichender Berücksichtigung von Natur- und Artenschutzbelangen zu kompensieren.

Für die Ermittlung des zugebauten WEA-Typs wird die mittlere Windgeschwindigkeit in 150 m über Grund auf Basis des COSMO-DE-Wettermodells des DWD hinsichtlich der meteorologischen Jahre 2007 bis 2015 zugrunde gelegt. Dabei werden Schwachwindanlagen bis 7 m/s (dunkelblaue Fläche in Abbildung 4-3) und Starkwindanlagen über 8,5 m/s (gelbe Fläche in Abbildung 4-3) verwendet. Im Bereich von 7 bis 8,5 m/s werden beide Klassen zu gleichen Anteilen zugebaut. Dieser Verteilungsrahmen basiert auf einem Investitionskostenindex und ist angelehnt an [72].



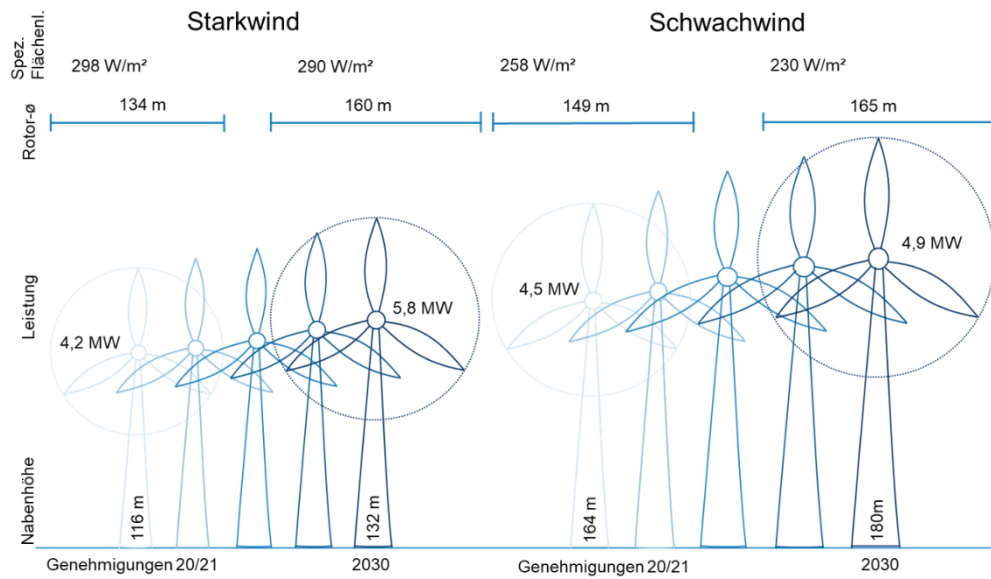
**Abbildung 4-3: Ermittlung des zugebauten WEA-Typs für Onshore-Windenergie nach mittlerer Windgeschwindigkeit in 150 m über Grund**

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Daten des DWD

Die technologische Weiterentwicklung für Onshore-Windenergieanlagen orientiert sich bis 2030 an den aktuell genehmigten Projekten (2020/2021) [19].

Abbildung 4-4 zeigt die durchschnittlichen im Jahr 2020/2021 genehmigten bzw. in 2030 zugebauten Anlagenkonfigurationen. Grundlage für die Starkwindanlagen ist der Median der Daten für Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern, während für Schwachwindanlagen Daten von Baden-Württemberg, Hessen und Thüringen verwendet werden.

<sup>16</sup> pDens = 6; % Flächenbedarf in Bezug auf die Potenzialflächen (Ha/MW)



**Abbildung 4-4: Technologieentwicklung von Onshore-Windenergie bis 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

In Tabelle 4-2 sind die Annahmen zu den Technologieparametern für Stark- und Schwachwindanlagen wiedergegeben. Es wird von einer weiter steigenden Anlagenennleistung auf 7,9 MW bei Starkwind- und 6,3 MW bei Schwachwindanlagen ausgegangen, die mit steigenden Rotordurchmessern und höheren Nabenhöhen einhergeht.

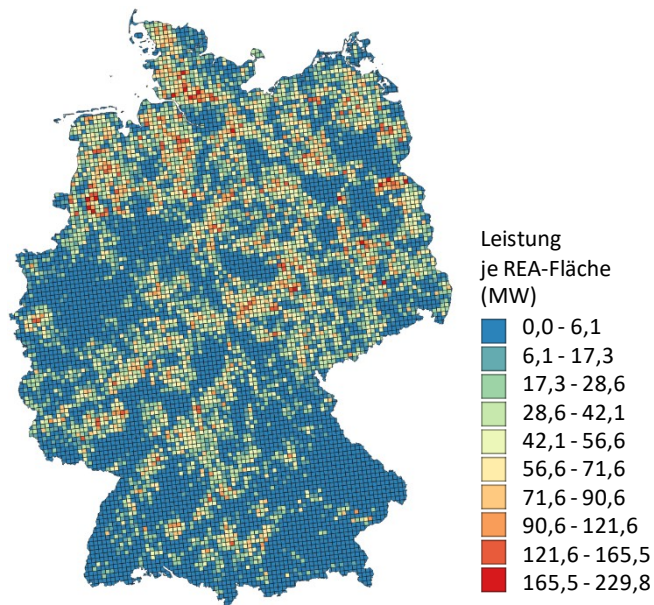
| Typ         | Stützjahr             | 2020/2021            | 2030                 | 2040                 | 2050                 |
|-------------|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Starkwind   | Nennleistung          | 4,2 MW               | 5,8 MW               | 6,9 MW               | 7,9 MW               |
|             | Rotordurchmesser      | 134 m                | 160 m                | 175 m                | 190 m                |
|             | Nabenhöhe             | 116 m                | 132 m                | 140 m                | 150 m                |
|             | Spez. Flächenleistung | 298 W/m <sup>2</sup> | 290 W/m <sup>2</sup> | 285 W/m <sup>2</sup> | 280 W/m <sup>2</sup> |
| Schwachwind | Nennleistung          | 4,5 MW               | 4,9 MW               | 5,6 MW               | 6,3 MW               |
|             | Rotordurchmesser      | 149 m                | 165 m                | 180 m                | 195 m                |
|             | Nabenhöhe             | 164 m                | 180 m                | 200 m                | 220 m                |
|             | Spez. Flächenleistung | 258 W/m <sup>2</sup> | 230 W/m <sup>2</sup> | 220 W/m <sup>2</sup> | 210 W/m <sup>2</sup> |

**Tabelle 4-2: Technologieparameter für Wind onshore für verschiedene Jahre**

Quelle: [19] und eigene Annahmen

Um beispielsweise den Zubau der Windenergieanlagen im Zeitraum von 2020 bis 2030 als durchschnittliche Anlagenkonfiguration im Modell abzubilden, erfolgt eine Interpolation der Anlagenparameter Nabenhöhe, Rotordurchmesser und spezifische Flächenleistungen zwischen 2020/2021 und 2030, während die Nennleistung aus den interpolierten Werten ermittelt wird. Für die weiteren Szenariojahre wird analog vorgegangen.

Abbildung 4-5 zeigt die resultierende regionale Verteilung im Jahr 2050.



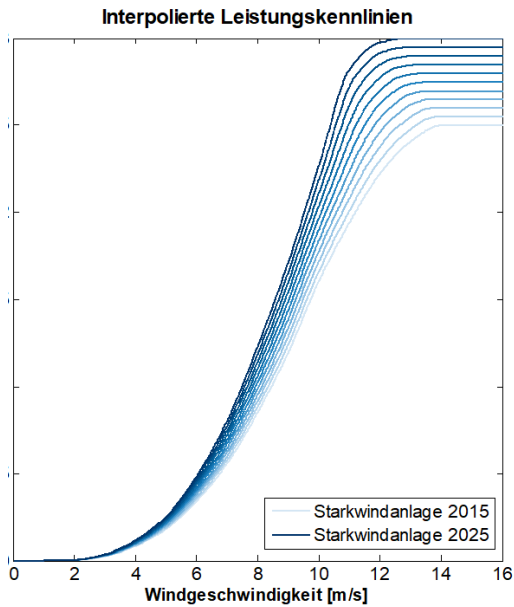
**Abbildung 4-5: Berechnete regionale Verteilung der Onshore-Windenergie in 2050 (Einheit: MW/REA-Fläche)**

Quelle: Eigene Darstellung

### Zeitreihenmodellierung Windenergie onshore

Die platzierten Anlagen werden dann an die windANTS übergeben und dort werden die Win- derzeugungszitreihen berechnet. Die Basis für die Simulation der Windenergie an Land mit windANTS bildet das oben beschriebene Gitter der Wettermodellflächen des REA6-Modells des Deutschen Wetterdienstes [12]. Es werden stündlich aufgelöste Windgeschwindigkeiten verwendet. Die Windgeschwindigkeiten werden durch logarithmische Höheninterpolation auf die Nabenhöhe für die einzelnen Wettermodellflächen berechnet. Abschattungseffekte werden berechnet, indem eine windgeschwindigkeitsabhängige Windeffizienz die Windge- schwindigkeiten reduziert.

Für die verschiedenen Anlagentypen (Bestand sowie Zubau im Modell) werden spezifische Leistungskennlinien erstellt. Hierfür erfolgt eine Interpolation bekannter Leistungskennlinien vergleichbarer WEA mit jeweils höherer und geringerer spezifischer Flächenleistung auf die bei der abgebildeten WEA angenommenen Werte (vgl. Abbildung 4-6). Mithilfe dieser Lei- stungskennlinien werden anschließend aus den Zeitreihen der Windgeschwindigkeit auf Na- benhöhe die Einspeisezeitreihen berechnet.



**Abbildung 4-6: Interpolierte Leistungskennlinien für Onshore-Windenergie**

Quelle: Eigene Darstellung

Die Windgeschwindigkeiten aus dem COSMO-Wettermodell sind zeitliche und räumliche Mittelwerte. Um die Leistungsabgabe der einzelnen Windenergieanlagen zu bestimmen, ist eine Glättung der Leistungskennlinie erforderlich [59]. Diese wird durch rekursive Faltung der Leistungskennlinie mit einer Gauss-Verteilung vorgenommen. Anschließend werden mechanische und elektrische Verluste sowie die Verfügbarkeit der Anlagen durch einen Faktor reduziert.

Tabelle 4-3 gibt die berechnete Stromerzeugung aus Onshore-Windenergieanlagen wieder. Der jährliche Energieertrag steigt bis 2050 auf 564 TWh, was mittleren Volllaststunden von etwa 2.850 h/a entspricht. Durch die oben dargestellte technologische Entwicklung sind über die Szenariojahre steigende Volllaststunden zu beobachten.

| Stützjahr       | 2030      | 2040      | 2050      |
|-----------------|-----------|-----------|-----------|
| Energieertrag   | 252 TWh   | 407 TWh   | 564 TWh   |
| Volllaststunden | 2.653 h/a | 2.770 h/a | 2.851 h/a |

**Tabelle 4-3: Ergebnisse für maximal möglichen Energieertrag aus Wind onshore und mittlere Volllaststunden**

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Vergleich zu der Studie der Deutschen Windguard von 2020 im Auftrag von BWE und LEE wurde für ein Potenzial von 200 GW onshore eine Energieerzeugung von 500 TWh ermittelt. Somit liegt die in dieser Studie verwendete Einspeisung nur ca. 10 % über diesem Wert, was unter anderem durch die technologische Entwicklung sowie den Wetterjahreseinfluss erklärbar ist.

Die folgende Tabelle (siehe Tabelle 4-4) zeigt die installierte Leistung, die erzeugte Energie sowie die daraus resultierenden Volllaststunden für das Jahr 2030 und 2050.

| Bundesland | 2030          |               |                 | 2050          |               |                 |
|------------|---------------|---------------|-----------------|---------------|---------------|-----------------|
|            | Leistung [GW] | Energie [TWh] | Volllaststunden | Leistung [GW] | Energie [TWh] | Volllaststunden |
| BB         | 11            | 30            | 2669            | 22            | 62            | 2789            |
| BE         | 0,05          | 0,16          | 2890            | 0,04          | 0,12          | 2654            |
| BW         | 4             | 11            | 2694            | 13            | 41            | 3015            |
| BY         | 6             | 15            | 2645            | 16            | 52            | 3143            |

**Tabelle 4-4: Leistung, Energie und Volllaststunden für Wind onshore in 2030 und 2050 je Bundesland**

Quelle: Eigene Annahmen

|        |      |      |      |      |      |      |
|--------|------|------|------|------|------|------|
| HB     | 0,14 | 0,38 | 2751 | 0,20 | 0,34 | 1743 |
| HE     | 5    | 14   | 2694 | 15   | 45   | 3059 |
| HH     | 0,13 | 0,34 | 2659 | 0,20 | 0,47 | 2385 |
| MV     | 9    | 23   | 2629 | 17   | 47   | 2681 |
| NI     | 20   | 53   | 2641 | 41   | 111  | 2693 |
| NW     | 7    | 19   | 2675 | 9    | 24   | 2739 |
| RP     | 6    | 16   | 2464 | 9    | 28   | 2973 |
| SH     | 10   | 27   | 2812 | 15   | 40   | 2629 |
| SL     | 0,49 | 1,13 | 2312 | 0,5  | 1,5  | 3091 |
| SN     | 4    | 10   | 2614 | 10   | 28   | 2869 |
| ST     | 8    | 21   | 2595 | 17   | 51   | 2967 |
| TH     | 4    | 10   | 2696 | 12   | 36   | 3018 |
| Gesamt | 95   | 252  | 2653 | 198  | 564  | 2851 |

Folgende Abbildung (Abbildung 4-7) zeigt die Entwicklung der Onshore-Windenergie für die Jahre 2030, 2040 und 2050

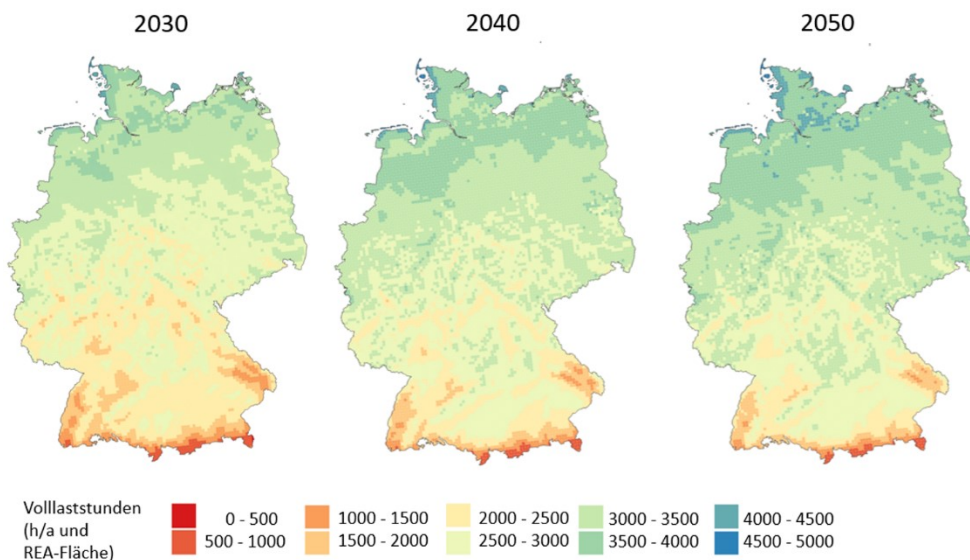


Abbildung 4-7: Karte der Volllaststunden in den Jahren 2030, 2040 und 2050 für Wind onshore

Quelle: Eigene Darstellung

#### 4.2.2 Offshore-Windenergie

Für den Zubau an Offshore-Windkraft werden die in Tabelle 4-5 genannten Werte festgelegt. Demnach steigt die installierte Leistung von 7,7 GW [17] auf 57 GW in 2050 an. Dabei wird angenommen, dass die am weitesten in der Nordsee stehenden Windparks nicht an das Stromübertragungsnetz auf dem Festland angebunden werden, sondern dort vor Ort über Elektrolyseanlagen grüner Wasserstoff hergestellt wird. Die Höhe der ans Übertragungsnetz angeschlossenen Leistung orientiert sich am aktuellen Netzentwicklungsplan mit 41,1 GW [3].

| Stützjahr     | 2030  | 2040  | 2050  |
|---------------|-------|-------|-------|
| Wind offshore | 20 GW | 40 GW | 57 GW |
| Quelle        | [64]  | [54]  | [54]  |

Tabelle 4-5: Annahmen für die installierte Leistung von Wind offshore in den Szenariojahren

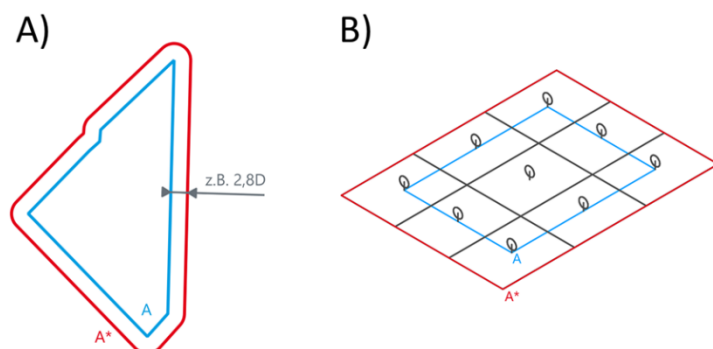
Quelle: [54, 64][55, 65]

Die Abbildung der Einspeisung durch Offshore-Windenergie erfolgt in zwei Schritten: Zunächst wird ein zukünftiger Ausbau der Windenergie auf See unter Berücksichtigung von Bestands-Windparks modelliert. Anschließend werden unter Berücksichtigung des Zubaus Leistungszeitreihen für die Offshore-Windenergie simuliert. Basis für die Simulation der Offshore-Windenergie bildet das REA6-Modell des Deutschen Wetterdienstes mit einer räumlichen Auflösung von ca. 6 x 6 km.

### Regionale Verteilung der Anlagen

Der Zubau der Offshore-Windenergieanlagen wird ebenfalls mittels regioANTS vorgenommen. Zur Abbildung des Zubaus wurden Vorranggebiete und Vorbehaltsgebiete für die Windenergie auf See aus [BSH 2020] verwendet. Die Informationen zu den verwendeten Bestands-Windparks resultieren aus [33]. Der Zubau erfolgte unter Berücksichtigung von [15, 29] und – für Vorranggebiete ohne konkrete Ausbauplanung - mittels eines Kostenmodells. Zusätzlich erfolgt eine Berücksichtigung von Flächen innerhalb der Schifffahrtsroute SN10, jedoch werden diese Flächen zuletzt erschlossen. Repowering wird nach 25 Betriebsjahren im Modell abgebildet.

Das Kostenmodell bildet die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit vom Energieertrag (mit Wetterjahr 2012), der Wassertiefe und des Abstands zur Küste ab. Die Investitionskosten basieren auf dem Kostenmodell von NREL und OREC und sind zusätzlich um einen Faktor zur Berücksichtigung der Wassertiefe korrigiert. Die Betriebskosten werden insbesondere zur Berücksichtigung von leitungsgebundenen Kosten in Abhängigkeit der Küstenentfernung berechnet. Die so ermittelten Kosten werden verwendet, um eine Zubaureihenfolge der verfügbaren Flächen von günstig nach teuer festzulegen, bis die Zielleistung erreicht wird. Nach der Ermittlung der Zubaureihenfolge wird auch eine Abschätzung der möglichen Ausbaumenge durchgeführt. Dabei ist relevant, wie dicht die Anlagen auf den zur Verfügung stehenden Flächen platziert werden können. Zwischen den Anlagen soll ein Abstand von fünf Rotordurchmessern in Haupt- und Nebenwindrichtung liegen. Um Verzerrungen durch die Größe und Form der einzelnen Flächen zu berücksichtigen [15], werden die Flächen mit dem Rotordurchmesser und dem Faktor 2,8 gepuffert (siehe Abbildung 4-8) und zur Berechnung einer korrigierten Leistungsdichte angesetzt.

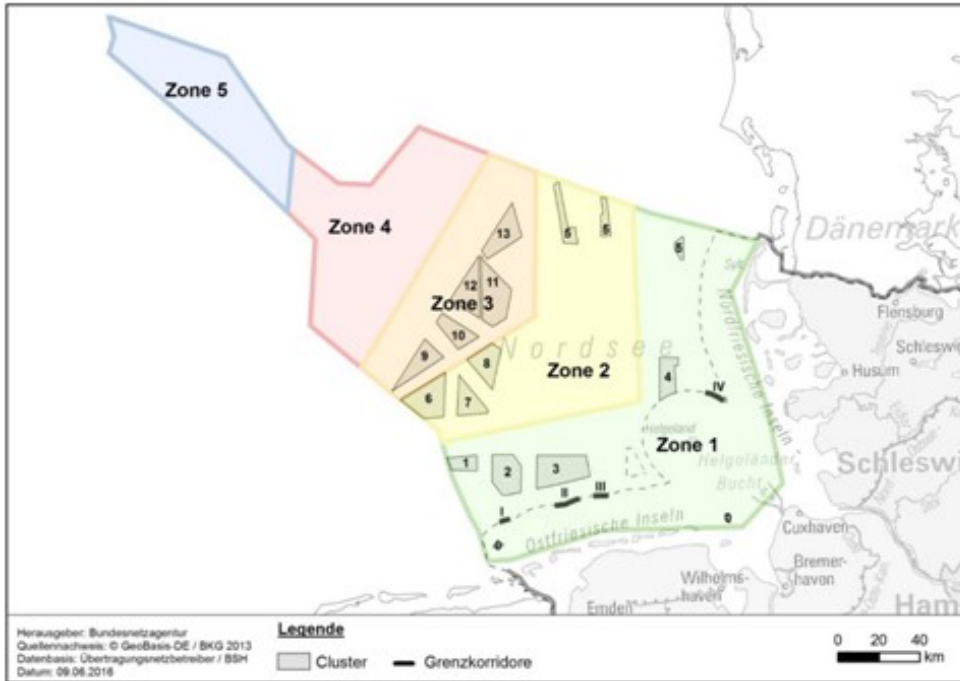


**Abbildung 4-8: Pufferung der nominellen Fläche bei Offshore-Windenergie**

Quelle: [15]

Als Kompromiss zwischen Anlagendichte und erwartetem Kapazitätsfaktor bzw. Volllaststunden wurde eine korrigierte Leistungsdichte von 8 bis 10 MW/km<sup>2</sup> ermittelt, je nach Standort wie in [15] beschrieben. Das heißt, in Zone 1 und Zone 2 (siehe Abbildung 4-9) werden Werte von 9,5 bis 10 MW/km<sup>2</sup> angenommen, während in den Zonen 3 bis 5 mit einer korrigierten Leistungsdichte von 8 MW/km<sup>2</sup> gerechnet wird.





**Abbildung 4-9: Zonen in der Deutschen AWZ**

Quelle: BNetzA

### Zeitreihenmodellierung Windenergie offshore

Die Modelle für die Erstellung von Leistungszeitreihen der Windenergie an Land und auf See nutzen grundsätzlich dieselben Rechenalgorithmen der windANTS. Lediglich die Parameter zur Anlagenverfügbarkeit sowie die Modellierung der Anlagenverschattung und der Glättungseffekte werden an die jeweilige Anlagenkonfiguration angepasst. Dazu werden vordefinierte Verschattungsmodelle für 5-MW-, 7-MW- und 9-MW-Turbinen für einen vorgegebenen Abstand in Haupt- und Nebenwindrichtung vom fünf-, sieben- oder neunfachen des Rotordurchmessers benutzt.

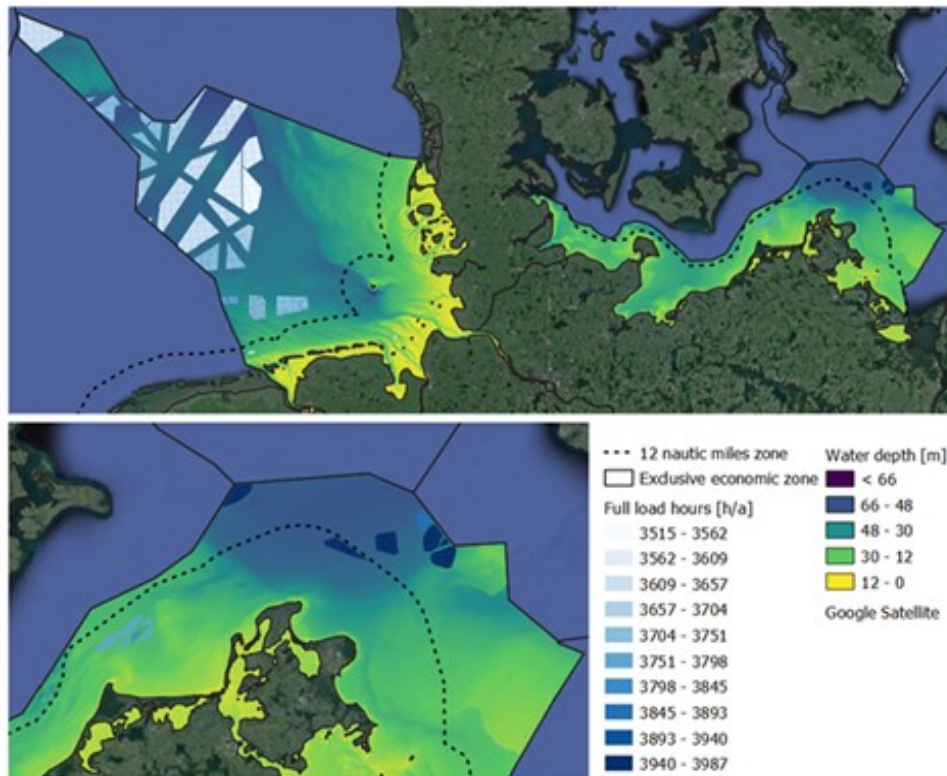
Tabelle 4-6 zeigt die angenommenen Anlagenparameter für Offshore-Windenergieanlagen. Die Nennleistung je Anlage steigt bis 2050 auf 20 MW an. Die spezifische Nennleistung liegt heute im Bereich von 350 bis 400 W/m<sup>2</sup>. Im Modell werden 400 W/m<sup>2</sup> angesetzt. Der Rotordurchmesser ergibt sich dabei rechnerisch aus den Annahmen zur Nennleistung und der spezifischen Flächenleistung. Die steigende Nabenhöhe ist eine Konsequenz aus der steigenden Rotorfläche, damit der Abstand der Blattspitze zur Wasseroberfläche weitgehend konstant bleibt.

| Stützjahr                   | 2030                 | 2040                 | 2050                 |
|-----------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Installierte Leistung       | 14 MW                | 17 MW                | 20 MW                |
| Rotordurchmesser            | 211 m                | 232 m                | 252 m                |
| Spezifische Flächenleistung | 400 W/m <sup>2</sup> | 400 W/m <sup>2</sup> | 400 W/m <sup>2</sup> |
| Nabenhöhe                   | 136 m                | 146 m                | 156 m                |

**Tabelle 4-6: Technologieparameter für Wind offshore**

Quelle: Eigene Annahmen





**Abbildung 4-10: Anlagenverteilung und Volllaststunden von Offshore-Windenergie im Szenariojahr 2050**

Quelle: Eigene Darstellung

Die Volllaststunden (VLS) liegen im Jahr 2050 im Bereich von 3.515 bis 3.987 h/a. Die Abschattungseffekte aufgrund intensiver Bebauung in den AWZ der Nordseeanrainer reduzieren die dort realisierbaren VLS auf 3.515 bis 3.754 h/a. Die Volllaststunden in der Ostsee sind aufgrund der geringeren Bebauung mit 3.768 bis 3.987 h/a höher als in der Nordsee (siehe Abbildung 4-10).

Tabelle 4-7 gibt die berechnete maximal mögliche Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen wieder. Diese steigt bis 2050 auf knapp 210 TWh, was mittleren Volllaststunden von etwa 3.673 h/a entspricht. Durch die oben genannten Abschattungseffekte sind im Zeitverlauf sinkende Volllaststunden zu beobachten.

| Stützjahr               | 2030      | 2040       | 2050       |
|-------------------------|-----------|------------|------------|
| Leistung DE             | 20 GW     | 40 GW      | 57 GW      |
| Energieertrag DE        | 78,3 TWh  | 151,9 TWh  | 209,4 TWh  |
| Volllaststunden DE      | 3.916 h/a | 3.798 h/a  | 3.673 h/a  |
| Leistung Nordsee        | 17,06 GW  | 37,07 GW   | 54,04 GW   |
| Energieertrag Nordsee   | 67,3 TWh  | 140,83 TWh | 197,98 TWh |
| Volllaststunden Nordsee | 3945 h/a  | 3798 h/a   | 3663 h/a   |
| Leistung Ostsee         | 2,92 GW   | 2,92 GW    | 2,92 GW    |
| Energieertrag Ostsee    | 10,9 TWh  | 11,07 TWh  | 11,39 TWh  |
| Volllaststunden Ostsee  | 3756 h/a  | 3788 h/a   | 3899 h/a   |

**Tabelle 4-7: Ergebnisse für maximal möglichen Energieertrag aus Wind offshore und mittlere Volllaststunden**

Quelle: Eigene Berechnungen

#### 4.2.3 Photovoltaik

Für den Zubau an Photovoltaik werden die in Tabelle 4-8 genannten Werte festgelegt. Demnach steigt die installierte Leistung von heute 53,8 GW [17] auf 449 GW in 2050 an.

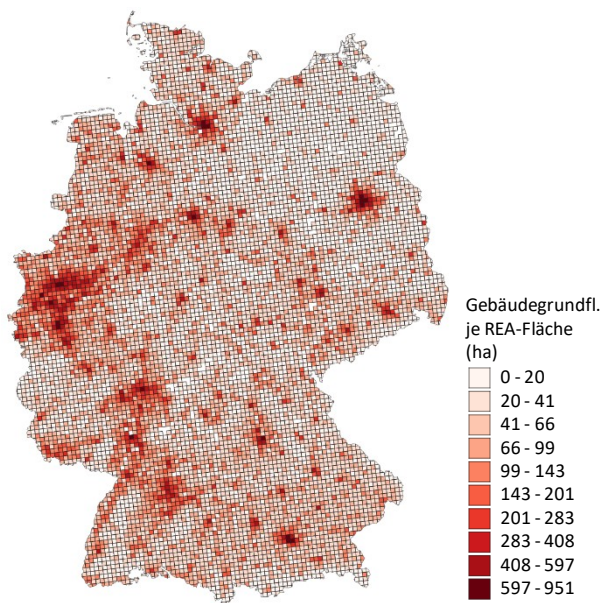
| Stützjahr            | 2030  | 2040   | 2050   |
|----------------------|-------|--------|--------|
| Dachflächen Süd      | 86 GW | 130 GW | 162 GW |
| Dachflächen Ost-West | 67 GW | 112 GW | 134 GW |
| Freifläche Süd       | 52 GW | 107 GW | 153 GW |
| Quelle               | [17]  | [13]   | [13]   |

Quelle: [13, 17]

Die Regionalisierung von Dachflächen- und Freiflächenphotovoltaikanlagen wird mit unterschiedlichen Methoden bestimmt, während die Berechnung der Zeitreihen für beide Anlagentypen mit dem gleichen Modell erfolgt.

### Regionale Verteilung der Dachflächenanlagen

Um den PV-Dachflächen-Ausbau zu bestimmen, wurde zuerst mittels des Modells regioANTS die räumliche Verteilung der installierten Leistung pro Jahr und Gemeinde ermittelt. Der Zielwert pro Bundesland wurde ausgehend von einem Ausbauziel für ganz Deutschland anhand der potenziell zur Verfügung stehenden Dachflächen berechnet. Das Potenzial für Dachflächenanlagen auf Basis der Gebäudegrundflächen (OpenStreetMap) unter Annahme eines nutzbaren Dachflächenanteils von 30 % ist in Abbildung 4-11 dargestellt.



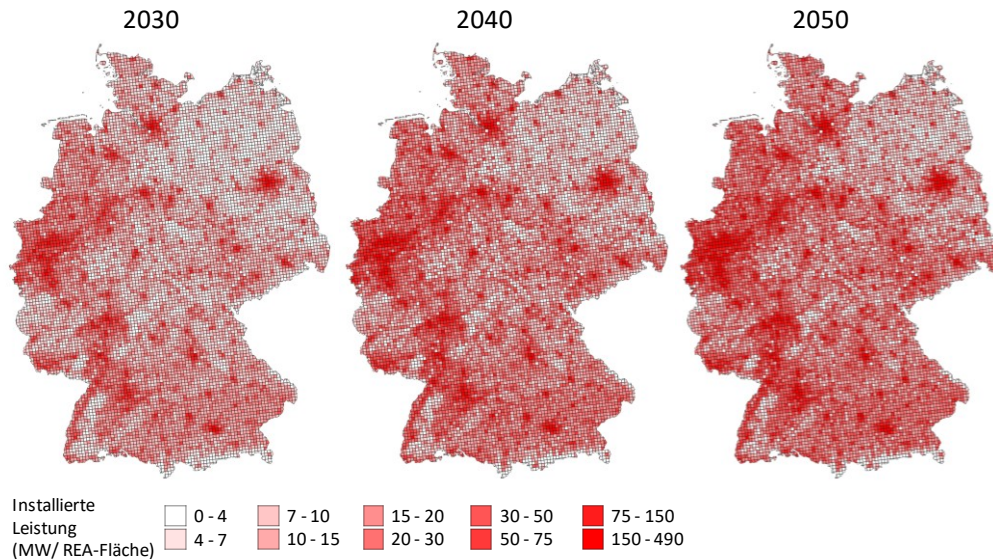
**Abbildung 4-11: Potenzial für PV-Dachflächenanlagen entlang der Siedlungsstruktur**

Quelle: Eigene Darstellung

In dem Algorithmus wird die Ausbaugeschwindigkeit pro Gemeinde ermittelt, indem ausgehend von der historischen installierten Leistung pro Gemeinde die bisherige Ausbaugeschwindigkeit ins Verhältnis zur historischen Ausbaugeschwindigkeit des jeweiligen Bundeslandes gesetzt wird. Dabei wird das maximale Ausbaupotenzial jeder Gemeinde berücksichtigt, dass sich aus den verfügbaren und genutzten Dachflächen einer Gemeinde ergibt. Der Ausbau wird bis zu einem gesetzten Wert im Zieljahr durch eine logarithmische Funktion für jede Gemeinde abgebildet. Entlang der Kurve wird für jede Gemeinde zugebaut, solange ein weiterer Ausbau möglich ist (Begrenzung durch das Dachflächenpotenzial), bis der Zielwert erreicht ist. Das Dachflächenpotenzial wird durch die Fläche der Hausumringe angenähert mit der Annahme, dass für eine PV-Anlage auf Schrägdächern für ein  $\text{kW}_{\text{Peak}}$  etwa  $5,5 \text{ m}^2$  benötigt werden. Auf Flachdächern wird von  $13 \text{ m}^2 / \text{kW}_{\text{Peak}}$  ausgegangen. Allerdings stehen bei Schrägdächern nur 30 % und bei Flachdächern 50 % der Fläche für PV-Anlagen zur Verfügung. Der aktuelle Anlagenbestand stammt aus dem Marktstammdatenregister. Dadurch können Unschärfen zur Realität entstehen, die jedoch für die Studienergebnisse als nicht relevant eingeschätzt werden. Für jede Einzelanlage wird die zugehörige Postleitzahl angegeben. Ein Postleitzahlengebiet kann in mehreren Gemeinden liegen, so wie eine Gemeinde mehrere

Postleitzahlen umfassen kann. Die installierte Leistung pro Postleitzahl wird anhand der nutzbaren Fläche, die in einer Gemeinde liegt, aufgeteilt. Die Zielwerte für das jeweilige Szenariojahr werden anhand der potenziell zur Verfügung stehenden Dachfläche auf die Bundesländer verteilt.

Abbildung 4-12 zeigt die sich ergebende regionale Verteilung der PV-Dachflächenanlagen in den einzelnen Szenariojahren. Im Szenariojahr 2050 wird das Potenzial unter den oben beschriebenen Rahmenbedingungen weitgehend ausgeschöpft.



**Abbildung 4-12: Regionale Verteilung von PV-Dachflächenanlagenleistung in den Szenariojahren**

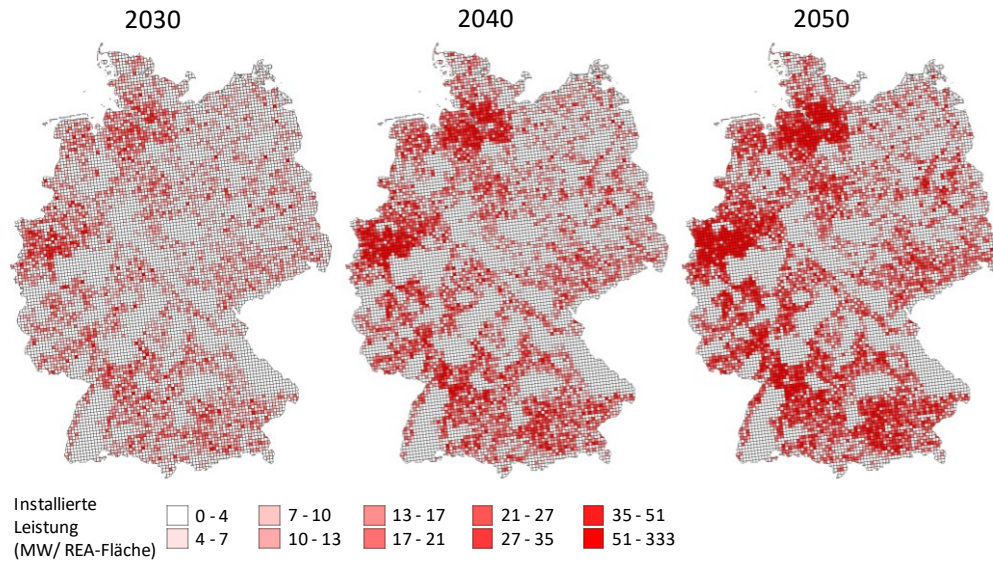
Quelle: Eigene Darstellung

### Regionale Verteilung der Freiflächenanlagen

Für PV-Freiflächenanlagen wird mittels regioANTS der Zubau gerechnet, indem zuerst die Flächen bestimmt werden, wo Anlagen gebaut werden können. Die Potenzialflächen bestehen u. a. aus Randstreifen von 185 m Breite neben Autobahnen und Schienenwegen aus Open Street Map (OSM) Daten. Per Gesetz sind 200 m Randstreifen vorgesehen, wobei allerdings 15 m zur Fahrbahn hin frei bleiben müssen. Die OSM Daten werden als Linienvektor abgebildet, und dementsprechend ist die Fahrbahnfläche nicht mit abgebildet. Ein Puffer von 15 m um die Linie würde so zu einer Scheingenaugigkeit führen, zumal alle folgenden Analysen auf Gemeindeebene betrachtet werden und Einzelanlagen nicht von Relevanz sind. Weitere Potenzialflächen sind Konversionsflächen. Weitere Potenzialflächen könnten sich über Verordnungen der Bundesländer in benachteiligten Gebieten ergeben. Dies konnte in der Studie allerdings nicht berücksichtigt werden. Bei den landwirtschaftlichen Flächen werden nur Flächen berücksichtigt, die weniger als 40 Bodenpunkte haben (Ertragspotenzial der Böden in Prozent). Von diesen Flächen werden wiederum weitere Ausschlussflächen entfernt. So nimmt die Studie an, dass z. B. der Randstreifen von Schienenwegen in Ortslagen (aufgrund u. a. komplizierter Flächenzuschnitte, Eigentumsverhältnisse, bauplanerischer Unwägbarkeiten) nicht mit PV-Freiflächenanlagen bebaut werden können. Die Ausschlussflächen beinhalten: Naturschutzgebiete, Flora-Fauna-Habitate, Vogelschutzgebiete, Ramsar-Flächen, Nationalparke, Biosphärenreservate der Kern- und Pflegezone, Naturparke, Wasserschutzgebiete der Zone 1, Überflutungsgebiete, Oberflächengewässer, Wälder und Gebäude. Anschließend werden auf die Potenzialflächen zufällig Anlagen platziert. Die Anlagengröße wird mittels einer Wahrscheinlichkeitsverteilung aus dem EEG-Erfahrungsbericht bestimmt. Ausrichtung und Neigung sind für Freiflächenanlagen immer optimal mit 30° Neigung und Ausrichtung nach Süden angenommen.



Der Anlagenzubau wird zusätzlich mit dem Kriterium der Lastnähe gewählt, wobei der Einfluss der Lastnähe über die Szenariojahre zunimmt.<sup>17</sup> Dadurch ergibt sich die in der Abbildung 4-13 dargestellte regionale Verteilung der PV-Freiflächenanlagen in den einzelnen Szenariojahren.



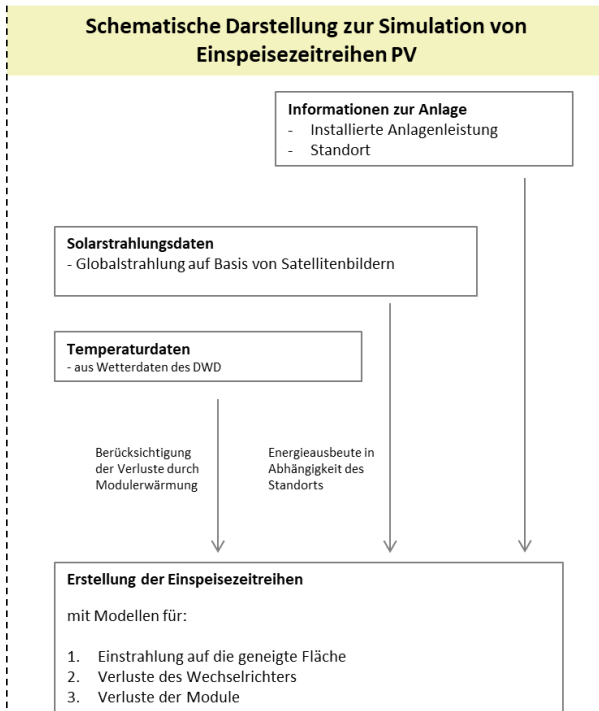
**Abbildung 4-13: Regionale Verteilung von PV-Freiflächenanlagen in den Szenariojahren**

Quelle: Eigene Darstellung

#### Zeitreihenmodellierung für Photovoltaik (für Dach- und Freiflächenanlagen identisch)

Die Ergebnisse der Regionalisierung (installierte Leistung pro Gemeinde im Zieljahr) werden anschließend an das Modell pvANTS übergeben. Dieses Modell berechnet die Leistungseinspeisung einer PV-Anlage auf Stundenbasis. Die Vorgehensweise der Berechnung ist in Abbildung 4-14 schematisch dargestellt.

<sup>17</sup> 2030: 50 % lastnah, 50 % normal; 2040: 75 % lastnah, 25 % normal; 2050: 100 % lastnah



**Abbildung 4-14: Schematische Darstellung zur Simulation von PV-Einspeisezeitreihen**

Quelle: Eigene Darstellung

Dazu werden als Eingangsdaten Wetterdaten (hier REA6-Daten) verwendet. Die Strahlungsdaten des Meteosat-Satelliten werden mit dem Helioclim-3-Verfahren (Version 5) verarbeitet. Zwar liegen die Strahlungsdaten viertelstündlich aufgelöst vor, jedoch wird die Erzeugung dann in stündliche Zeitreihen umgerechnet. Die Daten zur Außentemperatur kommen aus dem COSMO-Modell des DWD (T2m, als 2 m über Grund).

Das Modell selbst besteht aus drei Teilen: i) dem Solaranteilmodell, ii) dem Kollektormodell und iii) dem Wechselrichtermodell.

Im Solaranteilmodell wird die Globalstrahlung in direkte und diffuse Strahlung zerlegt. Zusammen mit Temperaturdaten und räumlichen Daten zur Position, Ausrichtung und Neigung eines PV-Moduls werden diese Informationen an das Kollektormodell weitergegeben. Die räumlichen Daten stammen aus dem Marktstammdatenregister, wobei für jede Gemeinde die Mittelwerte aus den Einzelanlagen berechnet werden. Die Einstrahlung auf die geneigte Modulebene wird mithilfe der Modelle von Orgill-Hollands [61] und Perez [62] berechnet. Das Modell berücksichtigt die unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen (Ausrichtung, Neigung, Montageart etc.) anhand statistischer Analysen der Bestandsanlagen sowie der Annahme, dass bei zunehmender Erschließung des Potenzials auf schlechter geeignete Dachflächen ausgewichen werden muss. Als Modultyp werden Standard-Polykristalline-Module zugrunde gelegt. Diese haben einerseits einen hohen Anteil am Absatzmarkt und spiegeln in etwa den mittleren Wirkungsgrad und Eigenschaften des Durchschnitts der verbauten Module wider. Für die Stromerzeugung (Gleichstrom) der PV-Module wird das Modell von [11] verwendet. Das Wechselrichtermodell multipliziert die Gleichstrom-Leistungszeitreihen des Kollektormodells mit der installierten Nennleistung, generiert die Netzeinspeisung (Wechselstrom) der PV-Anlagen und basiert auf [70]. Es fehlt ein Verschattungsmodell für Freiflächen- und Flachdachanlagen, wodurch bei niedrigem Sonnenstand die Erzeugung überschätzt wird. Der Einfluss auf Strommarkt und Stromnetz ist aber aufgrund der grundsätzlich sehr geringen Erzeugung minimal.

Tabelle 4-9 gibt die berechnete maximal mögliche Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen wieder. Diese steigt bis 2050 auf knapp 420 TWh. Dabei erreichen optimal nach Süden ausgerichtete Freiflächenanlagen mit leicht über 1.000 h/a etwas mehr Volllaststunden als Dachflächenanlagen mit etwa 900 h/a.

| Typ                | Stützjahr       | 2030      | 2040      | 2050      |
|--------------------|-----------------|-----------|-----------|-----------|
| Dachflächenanlagen | Energieertrag   | 138,5 TWh | 217,1 TWh | 265,6 TWh |
|                    | Volllaststunden | 905 h/a   | 897 h/a   | 897 h/a   |
| Freiflächenanlagen | Energieertrag   | 52,3 TWh  | 107,3 TWh | 153,3 TWh |
|                    | Volllaststunden | 1.006 h/a | 1.002 h/a | 1.002 h/a |

Methodik und Szenarioannahmen  
**Tabelle 4-9: Ergebnisse für maximal möglichen Energieertrag aus Photovoltaik und mittlere Volllaststunden**

Quelle: Eigene Berechnungen

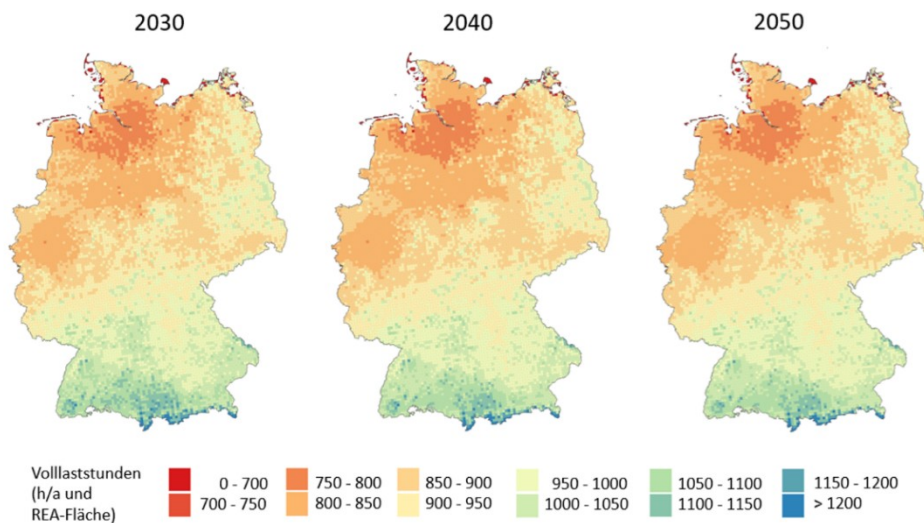
Folgende Tabelle (siehe Tabelle 4-10) enthält die Ergebnisse auf Bundeslandebene jeweils für die Jahre 2030 und 2050.

| Bundesland | 2030          |               |                 | 2050          |               |                 |
|------------|---------------|---------------|-----------------|---------------|---------------|-----------------|
|            | Leistung [GW] | Energie [TWh] | Volllaststunden | Leistung [GW] | Energie [TWh] | Volllaststunden |
| BB         | 8             | 7             | 918             | 14            | 13            | 908             |
| BE         | 1,9           | 1,7           | 883             | 4,1           | 3,7           | 891             |
| BW         | 19            | 19            | 1018            | 35            | 35            | 1009            |
| BY         | 29            | 29            | 996             | 52            | 51            | 985             |
| HB         | 0,9           | 0,7           | 785             | 1,9           | 1,5           | 791             |
| HE         | 10            | 9             | 906             | 21            | 19            | 905             |
| HH         | 1,2           | 0,9           | 779             | 3             | 2             | 787             |
| MV         | 4             | 3             | 831             | 7             | 6             | 815             |
| NI         | 18            | 15            | 811             | 36            | 29            | 809             |
| NW         | 28            | 24            | 841             | 57            | 48            | 840             |
| RP         | 8             | 7             | 922             | 15            | 14            | 918             |
| SH         | 6             | 5             | 775             | 12            | 10            | 776             |
| SL         | 1,7           | 1,6           | 943             | 3,4           | 3,2           | 940             |
| SN         | 7             | 6             | 901             | 13            | 12            | 898             |
| ST         | 6             | 5             | 878             | 12            | 10            | 874             |
| TH         | 5             | 4             | 910             | 9,4           | 8,5           | 904             |
| Gesamt     | 153           | 138           | 905             | 296           | 266           | 897             |

**Tabelle 4-10: Leistung, Energie und Volllaststunden für Aufdach-PV für 2030 und 2050 je Bundesland**

Quelle: Eigene Annahmen

Folgende Abbildung (siehe Abbildung 4-15) enthält die Volllaststunden für Aufdach-PV im Jahr 2030, 2040 und 2050.



**Abbildung 4-15: Volllaststunden Aufdach-PV in 2030, 2040 und 2050**

Quelle: Eigene Darstellung

Folgende Tabelle (siehe Tabelle 4-11) sowie Abbildung 4-16 zeigen die Daten analog für Freiflächen-PV.

| Bundesland | 2030          |               |                 | 2050          |               |                 |
|------------|---------------|---------------|-----------------|---------------|---------------|-----------------|
|            | Leistung [GW] | Energie [TWh] | Volllaststunden | Leistung [GW] | Energie [TWh] | Volllaststunden |
| BB         | 3             | 3             | 1021            | 7             | 7             | 1020            |
| BE         | 0,06          | 0,07          | 1033            | 0,23          | 0,23          | 1031            |
| BW         | 7             | 8             | 1121            | 20            | 22            | 1120            |
| BY         | 10            | 11            | 1104            | 26            | 28            | 1102            |
| HB         | 0,012         | 0,010         | 861             | 0,10          | 0,09          | 889             |
| HE         | 2             | 2             | 1001            | 7             | 7             | 1005            |
| HH         | 0,22          | 0,20          | 892             | 0,8           | 0,7           | 894             |
| MV         | 1,8           | 1,7           | 945             | 4,3           | 4             | 942             |
| NI         | 8             | 7             | 907             | 24            | 22            | 904             |
| NW         | 8             | 7             | 949             | 28            | 27            | 948             |
| RP         | 4             | 4             | 1022            | 10            | 11            | 1020            |
| SH         | 3,3           | 2,9           | 896             | 10            | 8             | 881             |
| SL         | 0,3           | 0,4           | 1053            | 1,2           | 1,3           | 1054            |
| SN         | 2             | 2             | 1013            | 6             | 6             | 1011            |
| ST         | 1,6           | 1,5           | 977             | 5             | 4             | 977             |
| TH         | 2             | 2             | 1010            | 4             | 4             | 1009            |
| Gesamt     | 52            | 52            | 1006            | 153           | 153           | 1002            |

Tabelle 4-11: Leistung, Energie und Volllaststunden für Freiflächen-PV in 2030 und 2050 je Bundesland

Quelle: Eigene Annahmen

Die in Abbildung 4-16 dargestellte Analyse zu den Volllaststunden der einzelnen Dekaden pro Raster weist, wie zu erwarten, vor allem im Süden und Südosten höhere Rahmen aus, während im Norden und Nordwesten leicht geringere Volllaststunden realisiert werden. Insgesamt schwanken die Volllaststunden in den einzelnen Rastern über Deutschland nur gering mit +/- 15 % um den Basiswert von ca. 1.000 h/a. Die weißen Raster sind Flächen, auf denen aufgrund von externen Vorgaben (u. a. Naturschutz, Wälder, Gewässer) keine Freiflächenso-larparks realisiert werden können.

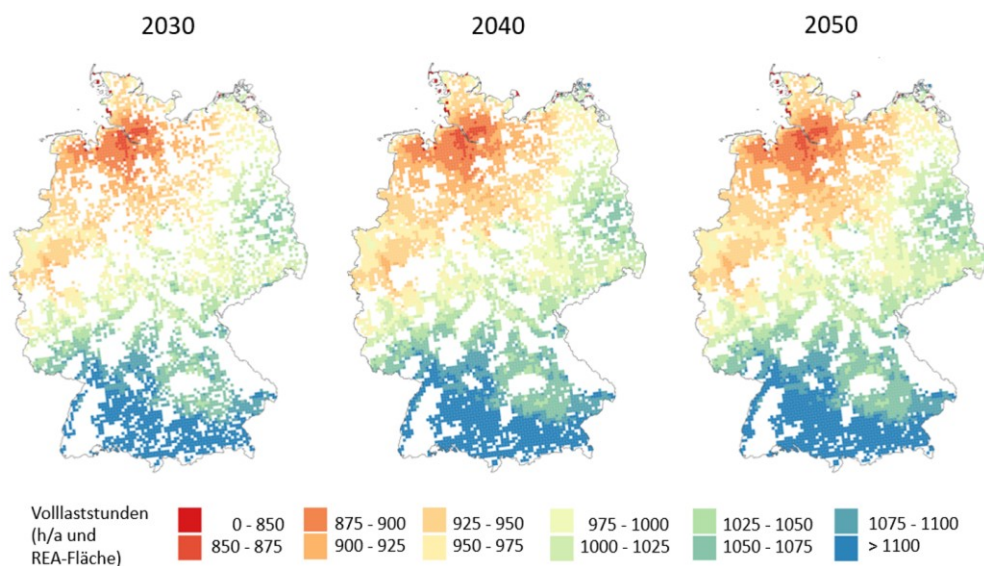


Abbildung 4-16: Volllaststunden Freiflächen-PV in 2030, 2040 und 2050

Quelle: Eigene Darstellung



### 4.3 Energiesystemmodell SCOPE SD

Die Abbildung des europäischen Strommarktes erfolgt mit dem Modell SCOPE SD des Fraunhofer IEE. Es handelt sich dabei um ein Energiesystemmodell, das sowohl den Strom- als auch den Wärme- und Verkehrssektor umfasst. Dabei werden sowohl der Technologiemark (installierte Leistungen) als auch der Anlagenbetrieb gemeinsam kostenoptimiert. Die Kosten umfassen hierbei neben Investitionskosten auch fixe und variable Betriebskosten, wobei die Betriebskosten zum größten Teil durch die Brennstoffkosten bestimmt sind.

Die regionale Abdeckung des Modells umfasst neben Deutschland weitere 27 europäische Länder (EU 27 ohne Malta und Zypern, aber mit Norwegen und der Schweiz sowie Großbritannien). Deutschland wird dabei – ebenso wie alle anderen Länder – mit einem einheitlichen Marktgebiet abgebildet. Die zeitliche Auflösung beträgt in den einzelnen Stützjahren jeweils 8.760 Stunden. Als Grundlage für die Zeitreihendaten (Wetter, Last) wurde das Wetterjahr 2012 verwendet. Dieses Wetterjahr wurde in vergangenen Studien bereits mehrfach verwendet, was somit den Vergleich der Ergebnisse dieser Studie mit anderen Studienergebnissen ermöglicht, und zeichnet sich insbesondere durch eine längere Kälteperiode mit hoher Stromnachfrage und geringer Winderzeugung aus, die für die Frage der Versorgungssicherheit wichtig ist. Im Wärmesektor wird die Nachfrage nach verschiedenen Verbrauchertypen differenziert (Industrie-Heißwasser, Industrie-Dampf, Fernwärme, Einzelgebäude) und im Verkehrssektor fließt eine breite Verteilung von Fahrprofilen und Begrenzungen für Ladezeiten und Batteriefüllstände für verschiedene Fahrzeugtypen ein.

In Abbildung 4-17 ist das Modell schematisch dargestellt. Es werden verschiedene Technologien aus dem Strom-, Wärme- und Verkehrssektor abgebildet, wobei im Rahmen dieser Studie für einige dieser Technologien die installierte Leistung bzw. Anzahlen bereits exogen festgelegt werden und nur deren Betrieb optimiert wird (kursiv gedruckte Technologien). Im Stromsektor werden die Leistungen aller Erneuerbaren Energien exogen festgelegt, während die Leistungen für thermische Kraftwerke und große Batteriespeicher, die dem Ausgleich des Stromsystems dienen, auch optimiert werden. Im Verkehrsbereich wird die Anzahl der elektrisch betriebenen Fahrzeuge, im Wärmebereich die Anzahl dezentraler Wärmepumpen und bei PV-Dachanlagen werden die privaten Batteriespeicher exogen festgelegt. Für elektrische Wärmeversorgungstechnologien wie Elektrodenkessel und Großwärmepumpen sowie für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) mit (synthetischem) Erdgas oder grünem Wasserstoff werden die installierten Leistungen optimiert. Zusätzlich wird die kostenoptimale Leistung von Elektrolyse und Methanisierungsanlagen bestimmt.

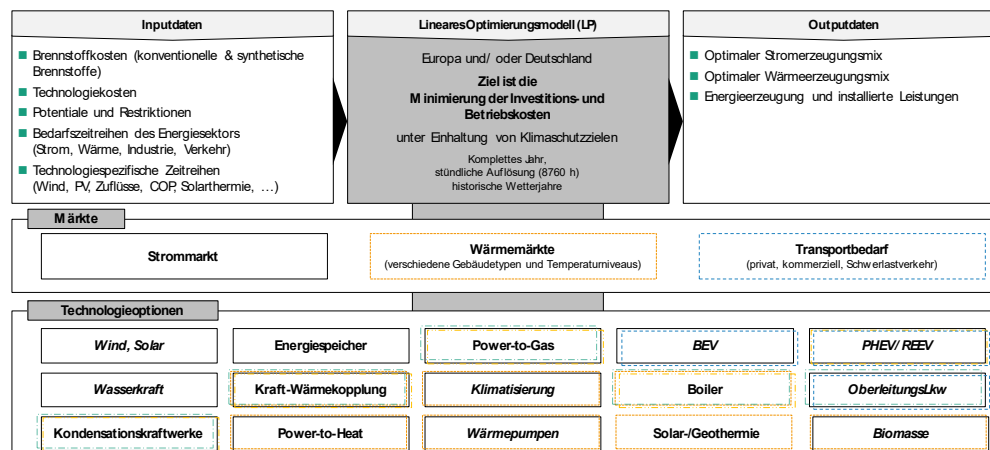


Abbildung 4-17: Schematische Darstellung des Strommarktmodells SCOPE SD

Quelle: Eigene Darstellung

Die genaue Abbildung der einzelnen Technologien wird im Folgenden noch näher erläutert.

#### 4.3.1 Windenergie und Photovoltaik

In Kapitel 4.2 wurde bereits beschrieben, wie die Zeitreihen für die mögliche Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik berechnet wurden. Im Rahmen der Energiesystemsimulation können die Anlagen bei Bedarf marktbasierend abgeregelt werden. Hierbei werden die Anlagen nach deren Inbetriebnahmejahr unterschieden. Mit dem §51 EEG wurde eine Regelung eingeführt, die dazu dienen soll, EE-Anlagen bei negativen Strompreisen einen Anreiz zum Abregeln zu geben. Anlagen, die vor dem 01.01.2016 in Betrieb gegangen sind, haben keinen Anreiz bei negativen Preisen abzuregeln. Bei Anlagen, die ab dem 01.01.2016 in Betrieb gegangen sind und unter die Regelung des §51 EEG fallen, wird deren Abschaltungsverhalten nach der Art des Direktvermarktungsvertrages unterschieden. Es wird vereinfachend angenommen, dass 80 % der Anlagen bei negativen Strompreisen eine Entschädigung für die wegfallende Marktprämie erhalten. Bei diesen Anlagen wurde der Gebotspreis auf die Opportunitätskosten zwischen den Stromgestehungskosten (EEG-Förderhöhe) und der erwarteten Marktprämie gesetzt. Bei den übrigen 20 % der Anlagen wird unterstellt, dass sie keine Entschädigung erhalten und damit bei negativen Preisen abregeln. Der Gebotspreis wurde für diese Anlagen auf -1 EUR/MWh festgelegt.

#### 4.3.2 Bioenergie

Im Bereich der Bioenergie werden Anlagen mit fester Biomasse und Biogasanlagen unterschieden. Bei Anlagen mit fester Biomasse handelt es sich um Holz-Heizkraftwerke mit EEG-Förderung sowie Prozesswärmeanlagen mit naturbelassenem Holz bzw. Altholz. Darüber hinaus werden noch KWKG-Anlagen (zum größten Teil mit Altholz) betrachtet. Nach 2030 findet in diesem Segment kein weiterer Zubau statt. Dies bedeutet aber, dass auch im Jahr 2050 noch Altanlagen mit EEG-Vergütung vorhanden sind. In Tabelle 4-12 wird die installierte Leistung von Heizkraftwerken mit fester Biomasse wiedergegeben.

| Parameter/ Szenariojahr            | 2030                   | 2040                 | 2050                 |
|------------------------------------|------------------------|----------------------|----------------------|
| Heizkraftwerke mit fester Biomasse | 1.066 MW <sub>el</sub> | 804 MW <sub>el</sub> | 661 MW <sub>el</sub> |

**Tabelle 4-12: Annahmen für Biomasseheizkraftwerke**

Quelle: Eigene Annahmen

Bei Biogasanlagen wird für die Vor-Ort-Verstromung von 70 TWh (unterer Heizwert) ausgegangen, was der bisherigen Stromerzeugung von Biogasanlagen in Deutschland entspricht. Der Großteil der Anlagen wird dabei flexibilisiert (s. Tabelle 4-13), während ein kleinerer Teil von güllebetonten Kleinanlagen aufgrund der Wirtschaftlichkeit dies voraussichtlich nicht realisiert.

| Parameter                                      | Einheit/ Szenariojahr         | 2030 | 2040 | 2050 |
|--|-------------------------------|------|------|------|
| Anteil unflexibilisierte Anlagen               | TWh (unterer Heizwert)        | 7    | 5    | 3    |
| Anteil flexibilisierte Anlagen                 | TWh (unterer Heizwert)        | 63   | 65   | 67   |
| Überbauungsfaktor Basisszenario                |                               | 2,5  | 3    | 4    |
| Größe Biogasspeicher Basisszenario             | h der mittleren Gasproduktion | 12   | 18   | 24   |
| Überbauungsfaktor <sup>18</sup> Reformszenario |                               | 2,5  | 3    | 4    |
| Größe Biogasspeicher Reformszenario            | h der mittleren Gasproduktion | 12   | 18   | 24   |

**Tabelle 4-13: Annahmen für Biogasanlagen**

Quelle: Eigene Annahmen des Fachverbandes Biogas

Durch ein saisonales Fütterungsmanagement kann eine Erhöhung der Rohbiogaserzeugung im Winter gegenüber dem Sommer erreicht werden, die hier mit abgebildet wurde. Die Biogaserzeugung passt sich damit an den Wärmebedarf an.

Die Anlagen sind flexibel in der Lage, in der Übergangszeit und im Sommer zusätzlichen Kondensationsstrom ohne Wärmeauskopplung zu erzeugen (nur Biogasanlagen) und bei negativen Preisen die Stromerzeugung abzuregulieren und nur noch Wärme zu erzeugen (Biogas und feste Biomasse).

#### 4.3.3 Geothermie

Neben reinen Heizwerken werden Geothermie-KWK-Anlagen betrachtet, die für den Strommarkt relevant sind. Die Betriebsweise orientiert sich dabei an dem zu deckenden Wärmebedarf, so dass im Winter bei hohem Wärmebedarf weniger Strom erzeugt wird als im Sommer. Das Einspeiseverhalten ist damit entgegengesetzt zur Biomasse. Es besteht jedoch die Möglichkeit, die Stromerzeugung gegenüber der Wärmeerzeugung hochzufahren, falls Strom knapp ist, und die Wärme über einen alternativen Kessel bereitzustellen. Die Opportunitätskosten dafür sind jedoch aufgrund der Stromkennzahl vergleichsweise hoch.

Die angenommene installierte Leistung an Geothermie-KWK-Anlagen ist in Tabelle 4-14 dargestellt.

| Szenariojahr          | 2020                   | 2030                  | 2040               | 2050               |
|-----------------------|------------------------|-----------------------|--------------------|--------------------|
| Installierte Leistung | 0,047 GW <sub>el</sub> | 0,72 GW <sub>el</sub> | 2 GW <sub>el</sub> | 3 GW <sub>el</sub> |

**Tabelle 4-14: Annahmen für Geothermie-KWK-Anlagen**

Quelle: [64] und eigene Annahmen

#### 4.3.4 Wasserkraft

Bei Wasserkraftanlagen wird zwischen Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherwasserkraftanlagen unterschieden. Bei allen Anlagentypen wird ein wetterabhängiger natürlicher Zufluss abgebildet, wobei dieser bei Pumpspeichern nur einen kleinen Anteil ausmacht. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in [46]. Die Simulation der stündlichen Einspeisung der Laufwasserkraft wird auf Basis einer Aufstellung deutscher Wasserkraftanlagen mit entsprechender Nennleistung simuliert. Während die Abflussraten den zeitlichen Verlauf der Stromerzeugung durch die Wasserkraft vorgeben, wurde die Jahresenergie unter Berücksichtigung der Einspeisemengen für das verwendete meteorologische Jahr linear skaliert. Eingangsdaten für die Stromerzeugung aus Wasserkraft bilden tagesmittlere Wasserdurchflussraten an kraftwerksnahen Messstandorten der gewässerkundlichen Ämter von Bund und Ländern an den für die Simulation betrachteten deutschen Flüssen. Zur Abbildung der Laufwasserkraft

<sup>18</sup> Überbauung: Die gleiche Jahreserzeugung wird hierbei in wenigen Stunden realisierbar aufgrund einer vielfachen Überbauung der Leistung gegenüber der normalen Grundlastleistung (Bandlieferung).

im übrigen Europa werden langjährige Durchflusszeitreihen großer Flüsse mit den Kraftwerksstandorten verknüpft und mithilfe einer angenommenen Leistungskennlinie Einspeisezeitreihen der Laufwasserkraft abgebildet. Im Bereich europäisches Speicherwasser basiert das Modell auf Detaildaten zu den einzelnen Kraftwerken (Turbinen, Pumpen, Speicherbecken, Durchflussraten) und der Verbindung von mehreren Kraftwerken an einem Flusssystem (Kaskaden). Auch europäisch werden die verschiedenen hydrologischen Jahre wetterjahrspezifisch abgebildet.

Im Bereich der Laufwasserkraftanlagen wird über die Zeit ein geringer Zubau berücksichtigt (s. Tabelle 4-15).

| Stützjahr               | 2030    | 2040    | 2050    |
|-------------------------|---------|---------|---------|
| Laufwasser              | 4,2 GW  | 4,4 GW  | 4,6 GW  |
| Speicherwasser          | 1,6 GW  | 1,6 GW  | 1,6 GW  |
| Pumpspeicher (Turbinen) | 10,1 GW | 10,1 GW | 10,1 GW |
| Pumpspeicher (Pumpen)   | 8,9 GW  | 8,9 GW  | 8,9 GW  |

**Tabelle 4-15: Annahmen für Wasserkraftanlagen**

Quelle: [46] und eigene Annahmen

#### 4.3.5 Batteriespeicher

Batteriespeicher werden zum einen bei privaten Haushalten in Kombination mit Photovoltaikanlagen und zum anderen als Quartierspeicher betrachtet.

Batteriespeicher in privaten Haushalten werden zur Optimierung der Eigenversorgung eingesetzt, d. h., die Batterie wird so eingesetzt, dass möglichst viel eigener PV-Strom im Gebäude bzw. zum Laden des eigenen Elektrofahrzeugs verbraucht werden kann. Die Batteriegröße wurde in einer vorgelagerten Berechnung anhand der Einspeise- und Verbrauchszeitreihen sowie der Anlagenkosten bestimmt [30]. Die Anlagenanzahl wird dabei exogen festgelegt. Dabei wird davon ausgegangen, dass bis 2050 praktisch alle Ein- und Mehrfamilienhäuser mit PV-Dachflächenanlagen ausgestattet werden (wo dies technisch möglich ist). Bei den Einfamilienhäusern wird angenommen, dass dort auch der Anteil der Gebäude, in denen ein Elektrofahrzeug über die PV-Dachanlage geladen wird, im Zeitverlauf zunimmt.

Im Mittel wird auf Einfamilienhäusern ohne Elektrofahrzeug eine PV-Anlage mit 5 kW<sub>peak</sub> installiert und ein Batteriespeicher mit einer Leistung von 1,65 kW<sub>el</sub> und einer Speicherkapazität von 5,5 kWh<sub>el</sub> verbaut. Bei Einfamilienhäusern mit Elektrofahrzeug wird die PV-Anlage wegen des höheren Stromverbrauchs mit einer Leistung von 9 kW<sub>peak</sub> deutlich größer dimensioniert, während sich die Größe des Batteriespeichers wegen der (unidirektionalen) Nutzung der Batterie im Elektrofahrzeug nur unwesentlich verändert. Bei Mehrfamilienhäusern werden sowohl deutlich größere PV-Anlagen (Installation: 26 kW<sub>peak</sub>) als auch größere Batteriespeicher (3,3 kW<sub>el</sub> und 8 kWh<sub>el</sub>) verbaut.

Insgesamt ergeben sich aus diesen Annahmen signifikante Leistungen an Batteriespeichern (s. Tabelle 4-16), die im Basisszenario jedoch ausschließlich für die Optimierung des Eigenverbrauchs eingesetzt werden können und nicht am Strommarkt aktiv sind.

| Stützjahr | 2030     | 2040     | 2050      |
|-----------|----------|----------|-----------|
| Leistung  | 18,7 GW  | 30,7 GW  | 39,1 GW   |
| Kapazität | 55,4 GWh | 90,1 GWh | 112,8 GWh |

**Tabelle 4-16: Annahmen für Batterien in Gebäuden mit PV-Dachanlagen**

Quelle: Eigene Annahmen

Im Gegensatz dazu wird die installierte Leistung von Quartierspeichern als Flexibilitätsoption kostenoptimal bestimmt. Dabei stehen dem Modell verschiedene Leistung-zu-Kapazität-Verhältnisse zur Auswahl (2, 4, 6 oder 8 Volllaststunden). Die jeweiligen Kosten ergeben sich aus

den Kosten für Leistung und Kapazität aus Tabelle 4-17. Es wird ein Gesamtwirkungsgrad von 92 % angenommen.

| Stützjahr | 2030                             | 2040                             | 2050                             |
|-----------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Leistung  | 65.000 Euro <sub>2019</sub> /MW  | 50.000 Euro <sub>2019</sub> /MW  | 35.000 Euro <sub>2019</sub> /MW  |
| Kapazität | 75.000 Euro <sub>2019</sub> /MWh | 70.000 Euro <sub>2019</sub> /MWh | 65.000 Euro <sub>2019</sub> /MWh |

**Tabelle 4-17: Annahmen für Investitionskosten für Batterien**

Quelle: [44]

#### 4.3.6 Thermische Kraftwerke

Der Datensatz für den heutigen deutschen Kraftwerkspark basiert auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Heute bestehende Anlagen werden in den Szenariojahren 2030 und 2040 entsprechend ihrer technischen Lebensdauer stillgelegt. Es wird angenommen, dass im Jahr 2050 keines der heute existierenden thermischen Kraftwerke noch in Betrieb ist.

Zusätzlich wird angenommen, dass der Kohleausstieg in Deutschland bereits bis zum Jahr 2030 abgeschlossen ist und somit nach 2030 nur noch Erdgaskraftwerke in Betrieb sind. Dies sind dann 18,6 GW im Jahr 2030 und 16,9 GW in 2040, wobei davon 9,8 GW (2030) bzw. 9,7 GW (2040) KWK-Anlagen sind.

Um ausreichend gesicherte Leistung für die Stromversorgung auch in Zeiten mit geringer EE-Einspeisung zur Verfügung zu haben, können bei Bedarf neue thermische Kraftwerke zugebaut werden. Diese werden mit ihren jeweiligen (annuitätischen) Investitionskosten in die Kostenoptimierung mit einbezogen. Es können sowohl reine Kondensationskraftwerke als auch KWK-Anlagen zugebaut werden. Als Brennstoffe sind hier fossiles bzw. synthetisches Methan oder grüner Wasserstoff möglich.

Im Bereich der leitungsgebundenen Wärmeversorgung werden Ersatz-KWK-Anlagen zugebaut, wenn Bestandsanlagen nach der technischen Lebensdauer außer Betrieb gehen. Aufgrund der geringeren Volllaststunden der KWK-Anlagen gegenüber ihrer seinerzeitigen Auslegung in der Planung wäre es potenziell möglich, die älteren KWK-Anlagen auch länger zu betreiben.

Dabei werden immer multivalente Systeme bestehend aus einer KWK-Anlage, einem Wärmespeicher, einem Gaskessel und einem elektrischen Heißwassererzeuger (Elektrodenkessel oder Großwärmepumpe) betrachtet. Die einzelnen Systemkomponenten werden in vordefinierten Verhältnissen miteinander gekoppelt.

Der Wärmebedarf wird als stündliche Zeitreihe vorgegeben, der von dem multivalenten System zu decken ist. Die Zeitreihen werden dabei zwischen Fernwärmeversorgung und industriellem Profil unterschieden.

Es wurde weiterhin angenommen, dass im Jahr 2030 des Basisszenarios durch bestehende Privilegien bei industriellen KWK-Anlagen hinsichtlich der Eigenstromerzeugung eine Must-run-Erzeugung in Höhe von 5 GW<sub>el</sub> resultiert.

#### 4.3.7 Preise für Brennstoffe und Emissionsberechtigungen

Unbesehen der aktuellen Preisausschläge an den Energiemärkten hat die Studie für die zukünftige Entwicklung der Preise für fossile Energieträger basierend auf [50] eine eher konstante oder sogar sinkende Preisliste, weil die Nachfrage aufgrund von weltweiten Klimaschutzanstrengungen zurückgeht, angenommen. Gleichzeitig wird erwartet, dass die Kosten für die Erzeugung synthetischer Brennstoffe (grüner Wasserstoff, erneuerbares Methan) durch geringere Anlagenpreise und steigende Effizienzen bis 2050 sinken [40].

Durch die Verknappung der zulässigen CO<sub>2</sub>-Emissionen wird ein Anstieg der Preise im europäischen Emissionshandel auf knapp 300 Euro/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2050 unterstellt. Alle Werte sind in Tabelle 4-18 wiedergegeben.

|  | Einheit                                 | Stützjahr |       |                      | Quelle          |
|--|---|-----------|-------|----------------------|-----------------|
|  |   | 2030      | 2040  | 2050                 |                 |
| Steinkohle <sup>19</sup>               | Euro <sub>2019</sub> /MWh <sub>th</sub> | 5,33      | 5,01  | (keine Anlagen mehr) | [50]            |
| Erdgas (fossil)                        | Euro <sub>2019</sub> /MWh <sub>th</sub> | 11,55     | 11,55 | (keine Anlagen mehr) | [50]            |
| Rohöl                                  | Euro <sub>2019</sub> /MWh <sub>th</sub> | 19,12     | 15,30 | (keine Anlagen mehr) | [50]            |
| Grüner Wasserstoff (gasförmig, Import) | Euro <sub>2019</sub> /MWh <sub>th</sub> | 124       | 104   | 84                   | [40]            |
| Methan (synthetisch, flüssig, Import)  | Euro <sub>2019</sub> /MWh <sub>th</sub> | 130,5     | 123,3 | 116,2                | [40]            |
| CO <sub>2</sub> -Emissionsberechtigung | Euro <sub>2019</sub> /EUA               | 125       | 200   | 294                  | Eigene Annahmen |

**Tabelle 4-18: Annahmen für Brennstoffpreise und Emissionsberechtigungen**

Quelle: [40, 50] und eigene Annahmen

#### 4.3.8 Sektorenkopplung

Im Bereich der Sektorenkopplung bei den Endverbrauchern wird von einer steigenden Durchdringung von elektrischen Wärmepumpen in privaten Haushalten sowie von Elektrofahrzeugen ausgegangen.

Ausgehend von 7 Mio. Wärmepumpen [64] im Jahr 2030 wird von einem weiteren Ausbau auf 16 Mio. Wärmepumpen im Jahr 2050 ausgegangen [43], so dass diese die dominierende Technologie in der dezentralen Wärmeversorgung wird. Diese Anlagen sind mit einem thermischen Speicher ausgestattet, der eine gewisse Lastverschiebung innerhalb von 2 Stunden ermöglicht.

Bei den Elektrofahrzeugen werden im Jahr 2030 12,9 Mio. Pkw (inkl. leichte Nutzfahrzeuge) angenommen [64], im Jahr 2040 dann 25,3 Mio. und im Jahr 2050 38,6 Mio. Pkw [43].

Diese Fahrzeuge unterscheiden sich in der Betriebsweise. Bei etwa der Hälfte der Pkw wird ein Ladebetrieb über die eigene PV-Dachanlage angenommen. Bei der anderen Hälfte wird zwischen gesteuertem und ungesteuertem Laden unterschieden. Dabei wird angenommen, dass gleich viele Nutzer ihr Auto sofort nach Fahrtende (ungesteuertes Laden) bzw. strompreisorientiert (gesteuert) laden.

Die Anzahl der elektrisch betriebenen Lkw (durch Batterie und Oberleitung) wird ebenfalls als deutlich ansteigend angenommen. Deren Anzahl steigt annahmegemäß von 60.000 in 2030 [64] auf 680.000 in 2050 an. Lkw werden als teilweise flexibel abgebildet.

#### 4.3.9 Elektrolyse und Methanisierung

Neben der Möglichkeit, Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen in Deutschland zu errichten, kann dies zu den in Tabelle 4-18 genannten Preisen aus dem Ausland importiert werden. Die Annahmen zu den technischen Anlagenparametern sind in Tabelle 4-19 wiedergegeben.

<sup>19</sup> Aufgrund des für Deutschland angenommenen Kohleausstiegs ist der Steinkohlepreis nur für die ausländischen Kraftwerke relevant.

Es wird hierbei von deutlich sinkenden Investitionskosten im Zeitverlauf und steigenden Effizienzen ausgegangen.

Der Anlagenbetrieb ist im Modell flexibel, d. h., es wird kein Nachfrageprofil vorgegeben, sondern die Anlagen treten als flexible Stromnachfrage am Strommarkt auf und fragen solange Strom nach, wie die Gestehungskosten des grünen Wasserstoffs bzw. Methans mit den Importkosten konkurrenzfähig sind.

|                       | Einheit                                 | Stützjahr |        |      | Quelle   |
|-----------------------|---|-----------|--------|------|----------|
|                       |   | 2030      | 2040   | 2050 |          |
| <b>Elektrolyse</b>    |   |           |        |      |          |
| Investitionskosten    | Euro <sub>2019</sub> /kW <sub>el</sub>  | 343       | 279    | 240  | [48, 49] |
| Wirkungsgrad          | % bezogen auf unteren Heizwert          | 67,3 %    | 72,1 % | 74 % | [48]     |
| Lebensdauer           | a                                       | 25        | 25     | 25   |          |
| <b>Methanisierung</b> |   |           |        |      |          |
| Investitionskosten    | Euro <sub>2019</sub> /kW <sub>CH4</sub> | 400       | 350    | 300  | [67]     |
| Wirkungsgrad          | % bezogen auf unteren Heizwert          | 79 %      | 79 %   | 79 % | [67]     |
| Lebensdauer           | a                                       | 25        | 25     | 25   |          |

**Tabelle 4-19: Annahmen für Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen**

Quelle: [48, 49, 67] und eigene Annahmen

Es wird eine Untergrenze für den Ausbau der Elektrolyse und von Methanisierungsanlagen auf Grundlage des aktuellen Netzentwicklungsplans [7] angesetzt, wobei von 5 GW<sub>el</sub> reinen Elektrolyseanlagen und 0,5 GW<sub>el</sub> für kombinierte Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen ausgegangen wird. Zusätzlich wird angenommen, dass 2 GW der 5 GW Elektrolyseanlagen bereits vor 2026 gebaut werden und damit unter die Regelung des §118 EnWG fallen und somit für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit sind. Aufgrund der Regelungen in §64a bzw. §69b EEG sind Elektrolyseanlagen von der Zahlung der EEG-Umlage befreit. In der Studie wird für die Berechnungen zum kostenoptimalen Ausbau und Anlageneinsatz ein marktorientierter Ansatz über den Spotmarkt unterstellt. Dies würde einer Versorgung mit mengengleichem EE-Strom aus PPA-Anlagen ohne Förderung entsprechen. Gegebenenfalls wären für PPA-Neuanlagen etwas höhere Kosten notwendig, als im Modell unterstellt. Der Einfluss wird aber als gering erachtet.

#### 4.3.10 Lastflexibilität in der Industrie

Basierend auf [45] werden die Potenziale für industrielles Demand-Side-Management für Deutschland in Höhe von 1,2 GW an Stromnachfrageerhöhung sowie 6,7 GW an Nachfragereduktion übernommen, wobei die Lasten in unterschiedlichen Zeitfenster von 2 bis 24 Stunden verschoben werden können. Unabhängig von dieser Quelle wird diskutiert, ob das Flexibilitätspotenzial technisch nicht noch größer sein müsste. Grundsätzlich gilt jedoch zu beachten, dass das kostengünstige Verschiebepotenzial typischer Produktionsverfahren begrenzt ist, während die Nachfragereduktion zum größerem Anteil mit einem Lastverlust und damit Produktionseinbußen verbunden ist. Ein noch größeres Potenzial in diesem Bereich würde ggf. die Notwendigkeit und Refinanzierung von Spitzenlastkraftwerken betreffen. Dies steht jedoch nicht im Fokus der Studie. Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass ein großer Teil des nicht erfassten Flexibilitätspotenzials (insbesondere durch Maschinen) an Industriestandorten dazu eingesetzt wird, die Lastspitze am Netzanschluss zu reduzieren. Ein Zuschalten von Lasten würde teilweise auf netztechnische Restriktionen stoßen. Aufgrund mangelnder Daten und Umsetzbarkeit wurde dies nicht berücksichtigt.

Es wird für die Studie angenommen, dass die referenzierten Potenziale im Zeitverlauf immer stärker aktiviert werden können. Konkret wurde angenommen, dass im Jahr 2030 15 %, im Jahr 2040 30 % und im Jahr 2050 50 % des Potenzials wirtschaftlich nutzbar sind.



#### 4.3.11 Stromnachfrage

Im Szenario wird ein im Zeitverlauf sinkender Bedarf an Strom für herkömmliche Anwendungen angenommen, der auf Effizienzsteigerungen beruht (s. Tabelle 4-20). Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass Nachtspeicherheizungen nach dem Jahr 2030 aus dem Markt ausscheiden. Hierfür wird das zeitliche Profil des herkömmlichen Stromverbrauchs um den temperaturabhängigen Anteil der Nachtspeicherheizungen bereinigt (vgl. [31]). Die gesamte Stromnachfrage inklusive neuer Verbraucher steigt allerdings von heute ca. 535 TWh auf ca. 1265 TWh und damit um einen Faktor von ca. 2,4.

| Stützjahr  | 2030    | 2040    | 2050    |
|--|---------|---------|---------|
| Herkömmlicher Stromverbrauch (einschließlich Netzverluste) | 496 TWh | 476 TWh | 456 TWh |

**Tabelle 4-20: Annahmen für den herkömmlichen Stromverbrauch**

Quelle: [41, 64][41, 65]

#### 4.3.12 Wärmenachfrage

Es wird angenommen, dass der Gebäudewärmebedarf (inkl. Industriegebäude) von heute etwa 800 TWh bis zum Jahr 2030 auf 700 TWh und bis zum Jahr 2050 auf 550 TWh durch Effizienzmaßnahmen sinkt. Im Bereich der Gebäudewärme wird ein Ausbau der Fernwärme auf 20 % der Wärmenachfrage bis zum Jahr 2030 und 30 % bis zum Jahr 2050 vorgegeben. Dies entspricht einem Anstieg der über Fernwärme abgedeckten Endenergie von etwa 100 TWh heute auf 140 TWh im Jahr 2030 und 165 TWh im Jahr 2050. Im Bereich der Industrie-Prozesswärme für Anwendungen unter 500 °C (Dampf und Heißwasser) wird ebenfalls ein leichter Rückgang des Wärmebedarfs von etwa 200 TWh heute auf 184 TWh im Jahr 2030 und 175 TWh im Jahr 2050 angenommen. Wärmepumpen und Elektrodenkessel werden hierbei endogen ausgebaut und eingesetzt und stellen einen zusätzlichen Verbrauch und wichtige Flexibilitäten für den Strommarkt dar.

Da der Bereich der Industrieöfen (>500 °C) produktionsverfahrensspezifisch ist, wird er exogen vorgegeben. Der unterstellte Transformationsprozess beinhaltet aber auch eine zunehmende Elektrifizierung, z. B. im Bereich der Elektrostahlerzeugung, welche durch die unflexible Charakteristik im herkömmlichen Stromverbrauch berücksichtigt wird. Grüner Wasserstoff kommt bei Industrieöfen dagegen vor allem im Bereich der Primärstahlerzeugung zum Einsatz. Da die vorliegende Studie aber den Strommarkt im Fokus hat, wird die Gas- und Wasserstoffbilanz nicht separat ausgewiesen.

Im dezentralen Bereich sind die Arbeitsanteile der einzelnen Technologien exogen vorgegeben und werden lediglich in der Bilanz berücksichtigt (dezentrale Solarthermie, Biomasse-Heizungen, elektrische Durchlauferhitzer, Ausstieg aus Nachtspeichern, Gas- und Ölheizungen). Nur der für den Strommarkt relevante Anlageneinsatz der elektrischen Wärmepumpen wird detailliert modelliert (s. Tabelle 4-21).

| Technologie/Stützjahr   | 2030 | 2040 | 2050 |
|-------------------------|------|------|------|
| Öl                      | 42   | 21   | 0    |
| Gas                     | 292  | 146  | 0    |
| Biomasse                | 81   | 60   | 39   |
| Dezentrale Solarthermie | 16   | 16   | 17   |
| Durchlauferhitzer       | 10   | 11   | 11   |
| Dezentrale Wärmepumpe   | 119  | 215  | 319  |

**Tabelle 4-21: Annahmen für die Verteilung der Endenergie für dezentrale Wärmeerzeugung in TWh<sub>th</sub>**

Quelle: Eigene Annahmen

Auch in der Fernwärme ist ein Teil der Erzeugung szenarienbedingt exogen vorgegeben und wird lediglich in der Bilanz berücksichtigt (Biomasse, Müll und Abwärme, Geothermie). Bei der Geothermie werden dabei zum größten Teil reine Heizwerke angenommen. Für den in

Tabelle 4-22 in der letzten Zeile genannten Anteil der Fernwärmeerzeugung wird dann die Aufteilung modellendogen optimiert, wobei verschiedene Systeme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (gasbasiert), Spitzenlastkessel, elektrischen Wärmeerzeugern (Elektrodenkessel oder Großwärmepumpe sowie Wärmespeicher und Solarthermieanlage) ausgewählt werden können. Außerdem stehen Windheizungssysteme (Elektrodenkessel, Wärmespeicher, Spitzenlastkessel) und ab dem Jahr 2040 auch Systeme mit Brennstoffzellen zur Auswahl.

| Technologie/Stützjahr  | 2030 | 2040 | 2050 |
|--|------|------|------|
| Fernwärme Erzeugung (Annahme: 15 % Netzverluste)                   | 161  | 180  | 190  |
| davon Biomasse   | 29   | 27   | 29   |
| davon Müll und Abwärme   | 15   | 20   | 28   |
| davon Geothermie   | 41   | 46   | 51   |
| davon endogen modellierte Fernwärme (KWK, Kessel, Großwärmepumpen) | 75   | 86   | 81   |

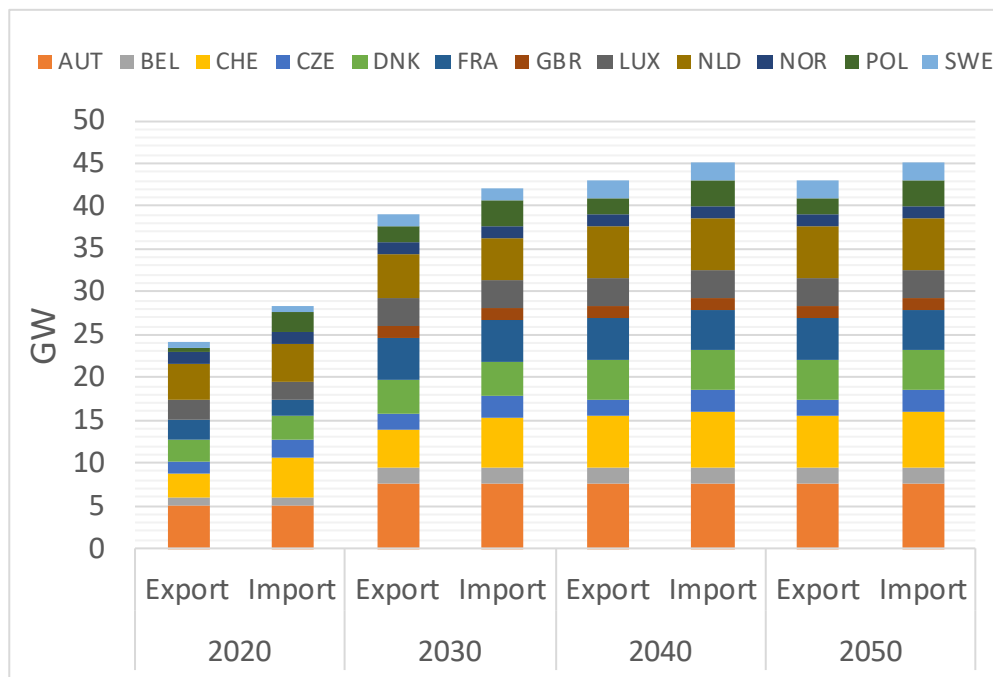
**Tabelle 4-22: Annahmen für die Verteilung der Endenergie für Fernwärmeerzeugung in TWh<sub>th</sub>**

Quelle: Eigene Annahmen

Das angenommene Strommarktdesign wirkt sich dabei auf die Investitionsentscheidungen und den Anlageneinsatz im modellendogen ermittelten Anteil der Fernwärme und im Bereich der Industrie-Prozesswärme aus.

#### 4.3.13 Grenzkuppelstellen

Der Ausbau der europäischen Grenzkuppelstellen wird exogen vorgegeben. Für den europäischen Netzausbau wurde für Deutschlands Grenzen das Szenario des Netzentwicklungsplanes NEP 2030 (2019) für das Jahr 2030 und für die Jahre 2040 und 2050 das Szenario für 2035 übernommen [21]. Für den Rest Europas wurde der Szenariorahmen der ENTSO-E „Global Climate Action (GCA) 2040“ verwendet, der dem ambitioniertesten Ausbau entspricht [34], wobei die Daten für 2027 für das Szenariojahr 2030 und die Daten für 2040 sowohl für das Jahr 2040 als auch 2050 verwendet wurden. Die Annahmen zu den Kuppelstellen sind in Abbildung 4-18 dargestellt. Die Veränderung von heute zum Jahr 2030 ist dabei am größten, während bis zum Jahr 2040 nur noch etwa 3 GW zusätzliche Kuppelleistung hinzukommt.



**Abbildung 4-18: Annahmen zu Kuppelkapazitäten zwischen Deutschland und seinen elektrischen Nachbarn**

Quelle: [21]

## 4.3.14 Europäisches Ausland

Die installierten Leistungen von Stromerzeugern (Erneuerbare und thermische Kraftwerke) sowie Anlagen zur Sektorkopplung (Wärmepumpen, Großwärmepumpen, Elektrodenkessel, Elektrofahrzeuge, Elektrolyse) werden aus früheren Arbeiten des IEE übernommen, und es wird nur deren kostenoptimaler Anlageneinsatz bestimmt. Dabei wurde der Szenariorahmen aus Studien verwendet, die sich an den aktuellen europäischen Klimazielen orientieren und damit konsistent zu den anderen Annahmen sind. In Tabelle 4-23 werden für 2030 und in Tabelle 4-24 für 2050 die wichtigsten Daten wiedergegeben.

| Land | Photovoltaik | Wind onshore | Wind offshore | Kernkraftwerke | Kohlekraftwerke | Gas- und Ölkraftwerke | Batterien |
|------|--------------|--------------|---------------|----------------|-----------------|-----------------------|-----------|
| AUT  | 15.000       | 10.000       | 0             | 0              | 0               | 6.674                 | 0         |
| BEL  | 13.920       | 3.985        | 3.000         | 3.997          | 0               | 7.988                 | 794       |
| BGR  | 5.188        | 3.328        | 0             | 1.900          | 1.183           | 766                   | 988       |
| CHE  | 11.000       | 1.355        | 0             | 2.128          | 0               | 1.550                 | 0         |
| CZE  | 10.500       | 3.000        | 0             | 3.707          | 2.847           | 3.560                 | 0         |
| DNK  | 5.113        | 5.763        | 6.065         | 0              | 1.382           | 2.985                 | 0         |
| ESP  | 51.399       | 13.235       | 63            | 6.902          | 760             | 35.777                | 5.402     |
| EST  | 859          | 36.845       | 200           | 0              | 0               | 1.159                 | 0         |
| FIN  | 0            | 7.500        | 700           | 4.332          | 560             | 3.506                 | 0         |
| FRA  | 42.632       | 44.111       | 7.000         | 52.658         | 0               | 14.203                | 0         |
| GBR  | 36.079       | 26.635       | 30.000        | 12.183         | 0               | 40.282                | 3.607     |
| GRC  | 13.160       | 9.705        | 1.000         | 0              | 1.007           | 7.432                 | 3.332     |
| HRV  | 2.658        | 2.000        | 0             | 0              | 210             | 1.083                 | 0         |
| HUN  | 9.900        | 2.000        | 0             | 1.900          | 0               | 4.014                 | 0         |
| IRL  | 3.716        | 5.300        | 3.500         | 0              | 0               | 4.913                 | 1.938     |
| ITA  | 50.880       | 19.052       | 900           | 0              | 5.781           | 56.788                | 0         |
| LTU  | 1.775        | 2.000        | 700           | 0              | 0               | 1.111                 | 0         |
| LUX  | 608          | 425          | 0             | 0              | 0               | 479                   | 0         |
| LVA  | 936          | 1.140        | 154           | 0              | 0               | 1.471                 | 0         |
| NLD  | 25.000       | 8.300        | 11.500        | 0              | 4.796           | 15.876                | 2.302     |
| NOR  | 0            | 9.193        | 1.840         | 0              | 0               | 1.139                 | 0         |
| POL  | 24.870       | 13.551       | 4.550         | 0              | 10.686          | 22.538                | 0         |
| PRT  | 10.310       | 10.851       | 260           | 0              | 628             | 5.623                 | 471       |
| ROU  | 11.642       | 12.425       | 0             | 1.368          | 641             | 3.410                 | 725       |
| SVK  | 3.578        | 374          | 0             | 2.689          | 105             | 1.520                 | 0         |
| SVN  | 1.810        | 1.020        | 0             | 0              | 600             | 652                   | 0         |
| SWE  | 0            | 17.806       | 5.112         | 6.409          | 114             | 1.816                 | 0         |

**Tabelle 4-23: Annahmen für das europäische Ausland in 2030, Einheit MW**

Quelle: Eigene Darstellung

| Land | Photo-<br>voltaik | Wind<br>onshore | Wind<br>offshore | Kern-<br>kraft-<br>werke | Kohle-<br>kraft-<br>werke | Gas- und<br>Ölkraft-<br>werke | Batte-<br>rien |
|------|-------------------|-----------------|------------------|--------------------------|---------------------------|-------------------------------|----------------|
| AUT  | 42.443            | 14.306          | 0                | 0                        | 0                         | 3.259                         | 0              |
| BEL  | 44.278            | 4.859           | 3.000            | 0                        | 0                         | 8.705                         | 1.028          |
| BGR  | 16.518            | 10.412          | 0                | 0                        | 0                         | 970                           | 2.867          |
| CHE  | 40.488            | 3.825           | 0                | 0                        | 0                         | 1.637                         | 0              |
| CZE  | 23.323            | 27.564          | 0                | 1.900                    | 0                         | 3.387                         | 0              |
| DNK  | 8.159             | 8.597           | 9.239            | 0                        | 0                         | 1.808                         | 0              |
| ESP  | 121.230           | 65.259          | 4.033            | 0                        | 0                         | 3.241                         | 1              |
| EST  | 374               | 58.336          | 355              | 0                        | 0                         | 136                           | 0              |
| FIN  | 0                 | 26.549          | 1.183            | 1.634                    | 0                         | 2.697                         | 0              |
| FRA  | 186.951           | 179.163         | 23.669           | 7.592                    | 0                         | 17.706                        | 343            |
| GBR  | 115.421           | 40.010          | 66.000           | 3.325                    | 0                         | 42.637                        | 6.501          |
| GRC  | 25.699            | 20.291          | 5.250            | 0                        | 0                         | 647                           | 2.629          |
| HRV  | 3.992             | 10.832          | 0                | 0                        | 0                         | 524                           | 0              |
| HUN  | 12.607            | 20.929          | 0                | 0                        | 0                         | 1.721                         | 0              |
| IRL  | 6.330             | 7.700           | 2.604            | 0                        | 0                         | 2.701                         | 1              |
| ITA  | 149.314           | 68.481          | 1.750            | 0                        | 0                         | 8.236                         | 1.013          |
| LTU  | 3.004             | 16.936          | 0                | 0                        | 0                         | 279                           | 0              |
| LUX  | 1.405             | 811             | 0                | 0                        | 0                         | 295                           | 0              |
| LVA  | 1.085             | 1.536           | 592              | 0                        | 0                         | 310                           | 0              |
| NLD  | 37.723            | 11.845          | 24.621           | 0                        | 0                         | 11.248                        | 932            |
| NOR  | 0                 | 24.779          | 473              | 0                        | 0                         | 966                           | 0              |
| POL  | 75.901            | 85.415          | 8.284            | 0                        | 0                         | 19.908                        | 3.003          |
| PRT  | 35.695            | 19.795          | 3.053            | 0                        | 0                         | 871                           | 1              |
| ROU  | 43.858            | 32.548          | 0                | 684                      | 0                         | 2.236                         | 3.104          |
| SVK  | 9.429             | 7.946           | 0                | 1.729                    | 0                         | 1.577                         | 0              |
| SVN  | 6.998             | 842             | 0                | 0                        | 0                         | 378                           | 0              |
| SWE  | 0                 | 58.992          | 1.542            | 0                        | 0                         | 1.889                         | 0              |

**Tabelle 4-24: Annahmen für das europäische Ausland in 2050, Einheit MW**

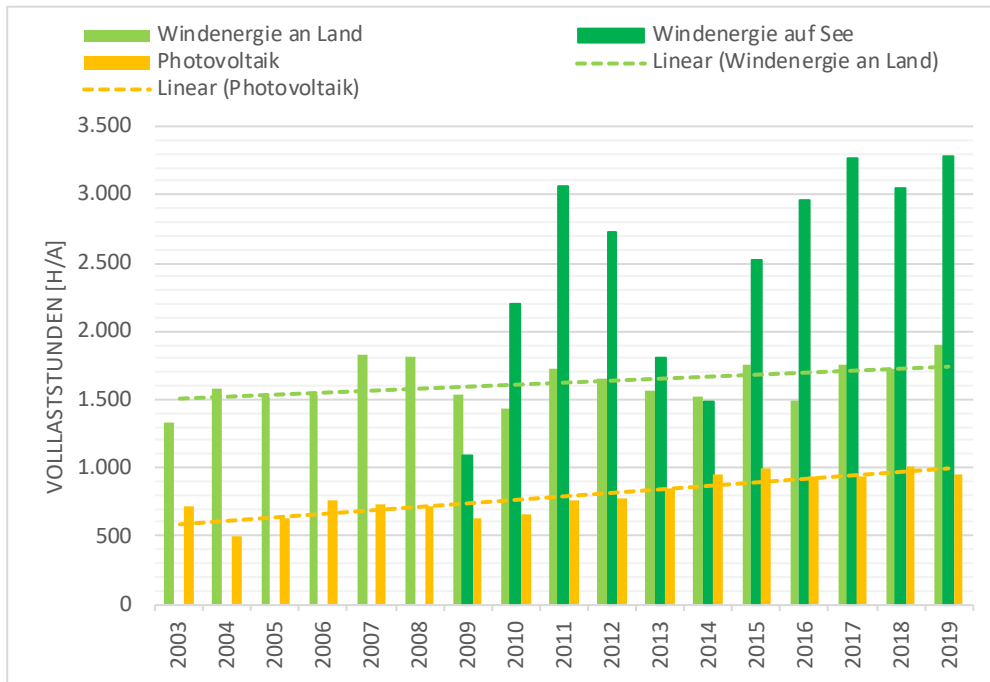
Quelle: Eigene Darstellung

#### 4.3.15 Verwendetes Wetterjahr

Alle verwendeten Zeitreihen im Modell SCOPE SD in dieser Studie basieren auf dem Wetterjahr 2012. Die Kriterien für die Auswahl dieses Wetterjahres sind die Versorgungssicherheit, Repräsentativität und die Vergleichbarkeit zu anderen Studien.

Aufgrund einer längeren Kälteperiode im Februar 2012 in mehreren europäischen Ländern und damit verbundenem vergleichsweise sehr hohen Stromverbrauch und einer zeitweise geringen europäischen Winderzeugung kann somit auch eine potenziell kritische Situation für die Versorgungssicherheit untersucht werden.

Das Wetterjahr 2012 war ein relativ durchschnittliches Wind- und Solarjahr, d. h., es treten keine Verzerrung der Ergebnisse durch eine überdurchschnittlich hohe oder geringe Einspeisung auf (s. Abbildung 4-19). Die im Photovoltaikbereich geringe Auslastung der Jahre 2003 bis 2013 basiert auf dem starken Zubau dieser Technologie in den Jahren, welche nur bedingt über das jeweilige Jahr Strommengen eingespeist hatten, aber dennoch vollständig zur Berechnung der Volllaststunden herangezogen wurden.

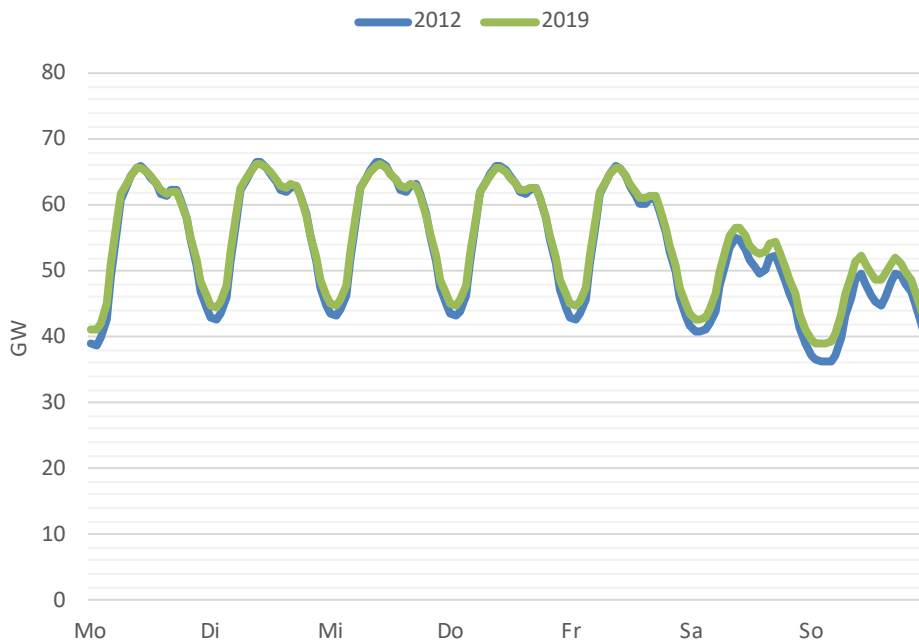


**Abbildung 4-19: Vergleich der Volllaststunden von Windenergie und Photovoltaik von 2003 bis 2019**

Quelle: Eigene Analyse basierend auf [18]

Neben vielen anderen Studien rechnet der Netzentwicklungsplan ebenfalls mit dem Wetterjahr 2012, wodurch die Vergleichbarkeit zusätzlich erhöht wird und Aussagen zum benötigten Netzausbau dieser Studie gegenüber dem Netzentwicklungsplan möglich werden.

In Bezug auf die Aktualität der Daten des Wetterjahres 2012 ist festzustellen, dass der Lastverlauf von 2012 zu 2019 sich leicht verändert hat. Die geringen Unterschiede betreffen jedoch vornehmlich die Nachtstunden sowie die Wochenenden. In diesen Zeiten ist der Stromverbrauch im Durchschnitt im Jahr 2019 etwas höher als 2012 (s. Abbildung 4-20).



**Abbildung 4-20: Vergleich des durchschnittlichen Stromverbrauchs von 2012 und 2019 gemittelt über alle Wochen des Jahres**

Quelle: Eigene Analyse basierend auf [35]

Der Stromverbrauch neuer Sektorkopplungstechnologien wird, wie oben beschrieben, modellendogen u. a. abhängig von der Temperatur oder Mobilitätsprofilen berechnet. Diese

Technologien dominieren zukünftig immer mehr den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs, so dass die geringen Abweichungen beim herkömmlichen Verbrauch nur einen geringen Einfluss auf die Modellergebnisse haben.

## 4.4 Modell für Endverbraucherpreise (VoKoWä)

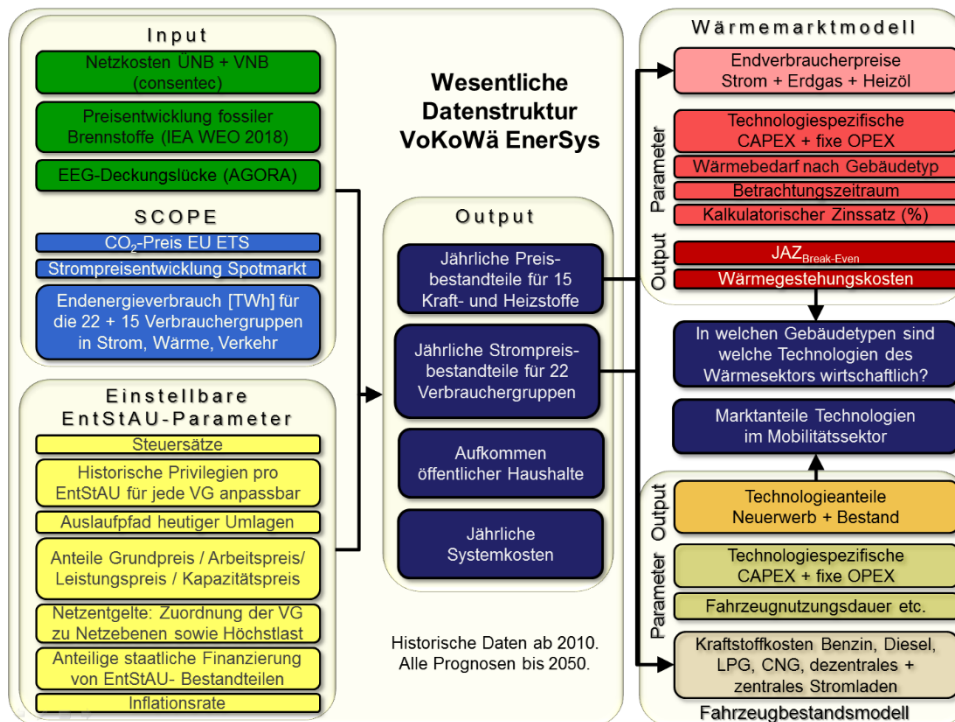
### 4.4.1 Modellbeschreibung

Die grundlegende Struktur von Vollkostenwälzung (VoKoWä) ist in Abbildung 4-21 dargestellt. Das deterministische Modell zur Berechnung von Endverbraucherpreisen baut auf dem EEG-Rechner von Agora Energiewende [60] auf. Im VoKoWä-Modell werden alle relevanten Kostenbestandteile der Energieversorgung gesammelt. Die Kosten werden über die Zeit fortgeschrieben. Dies geschieht über Prognosen aus der Literatur, eigene Fraunhofer interne Annahmen oder über eigene Szenarienberechnungen. Dabei werden Werte aus den jeweils besten veröffentlichten Daten in absteigender Priorisierung von amtlichen Datenbanken, wissenschaftlichen Veröffentlichungen und in Einzelfällen ohne bessere Datengrundlage auch von sonstigen öffentlich zugänglichen Datensammlungen genutzt. Liegen lediglich Werte für einzelne Stützjahre vor, wird im Modell zwischen diesen Stützjahren linear interpoliert. In seltenen Fällen ohne Zukunftsprognose werden auf Grundlage historischer Daten lineare Extrapolationen durchgeführt. In selektiven Fällen wurden Experteneinschätzungen zur Parameterfestlegung genutzt.

Die Gesamtheit der Kosten wird sodann in VoKoWä gemäß den gesetzlichen Vorgaben oder eigenen Maßnahmenvarianten auf die Verbrauchergruppen gewälzt, und es werden Endverbraucherpreise für jede Verbrauchergruppe ermittelt. In VoKoWä werden 22 Stromverbrauchergruppen und 17 Heiz- und Kraftstoffanwendungen abgebildet.

Der Output aus dem Modell umfasst die Strompreisentwicklung je Verbrauchergruppe aufgeteilt nach den jeweiligen Preisbestandteilen sowie die Entwicklung der gesamten Systemkosten des deutschen Stromsystems.

Es besteht eine Schnittstelle zwischen den beiden Modellen SCOPE SD und VoKoWä. Diese Schnittstelle ermöglicht das Einfließen von Ergebnissen aus SCOPE SD bezüglich der Entwicklung des Energiesystems: Endenergieverbrauch einzelner Stromverbraucher, Börsenstrompreise, Marktwert der Erneuerbaren Energien, Volllaststunden unterschiedlicher Erneuerbarer Energietechnologien, Stromgestehungskosten und Anteile bei der Stromerzeugung. Umgekehrt können die sich daraus ergebenden Strompreise für Verbrauchergruppen in die SCOPE-Optimierung einfließen.



**Abbildung 4-21: Wesentliche Elemente der Datenstruktur des entwickelten Modells zur Vollkostenwälzung im Energiesystem (VoKoWä EnerSys) sowie Schnittstellen mit den verwendeten Modellen des Wärmemarkts und des Fahrzeugbestands**

Quelle: [51]

#### 4.4.2 Annahmen

Im Basisszenario wurden aktuell bestehende Regularien fortgeschrieben. Ziel ist es, die Entwicklung der Endverbraucherpreise für verschiedene Verbrauchergruppen gemäß den aktuellen Gesetzen abzuschätzen. Dabei wurden auch aktuelle Privilegierungen und Ausnahmeregelungen berücksichtigt und fortgeschrieben (beispielsweise die EEG-Umlageprivilegien für die energieintensive Industrie oder Ausnahmeregelungen für Elektrolyseanlagen nach § 118 EnWG). Darüber hinaus mussten einige Annahmen getroffen werden:

Zur Reduzierung der Deckungslücke der Erneuerbaren Energien wurde eine Finanzierung über den Bundeshaushalt ab 2021 bis 2050 in Höhe von 8 Mrd. € pro Jahr angenommen. Hintergrund dieser Annahme ist die Corona-Gegenfinanzierung im Jahr 2021 von 10,8 Mrd. €, um die EEG-Umlage auf 6,5 Cent pro kWh zu deckeln [16]. Dieser Entwicklung folgend wurde eine stetige Gegenfinanzierung bis zum Jahr 2050 aus dem Bundeshaushalt abgeleitet. Die im Verlaufe der Studierarbeitung erfolgten Preisausschläge am Strommarkt des Jahres 2021, bedingt durch externe, nicht nachhaltige Sondereffekte, konnten hierbei nicht berücksichtigt werden. Für die Ergebnisse der Studie ist es allerdings unerheblich, dass dies kurzfristig zu niedrigeren Belastungen des Bundeshaushalts führt.

Die Netzkosten und deren Entwicklung sind ein entscheidender Faktor bei den Endverbraucherpreisen. Die gesamten Kosten für das Verteil- und Übertragungsnetz wurden aus Prognosen von Consentec [41] herangezogen, die zu einem ambitionierten Ausbau von Erneuerbaren Energien passen, wie sie im Rahmen dieser Studie betrachtet werden.

Weitere Annahmen etwa zum Zubau an EE-Anlagen, dem Energieverbrauch der unterschiedlichen Verbraucher, Börsenstrompreis, Marktwert der einzelnen Erneuerbaren Energieanlagen, den Stromgestehungskosten und Volllaststunden basieren auf den Optimierungsergebnissen aus SCOPE SD und den dort getroffenen Annahmen zum Basisszenario (s. Abschnitt 4.3).



## 4.5 Modell DISTRICT

Unter den Bedingungen aus der Top-Down-Analyse werden mit DISTRICT die systemischen Auswirkungen auf Endkunden untersucht. Leitfragen sind die Bereitstellung von Flexibilität und die Wirtschaftlichkeit verschiedener Versorgungsoptionen auf Endverbraucherseite. Dazu werden Haushalte als Endkunden mit ihrem Gesamtenergiesystem bestehend aus Strom-, Wärme- und Kälteversorgung in DISTRICT abgebildet, Betriebsoptimierungen durchgeführt und die Flexibilitätsbereitstellung als Reaktion auf Stromtarifdesigns untersucht.

### 4.5.1 Modellbeschreibung

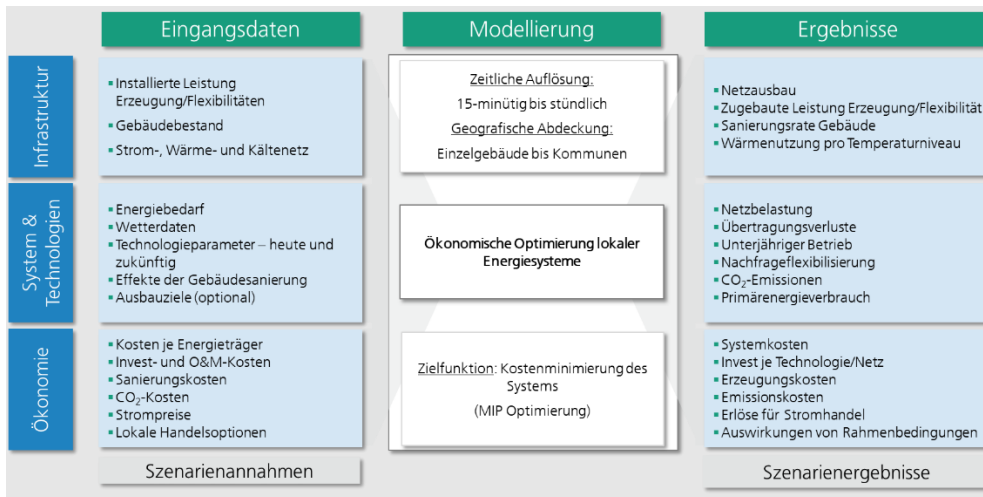
Die Struktur des Modells DISTRICT ist in Abbildung 4-22 ersichtlich. DISTRICT ermöglicht die Betrachtung von lokalen sektorgekoppelten Energiesystemen. Unter der Bedingung der Deckung der Strom-, Wärme- und Kältenachfrage zu jedem Zeitschritt werden die Gesamtkosten des abgebildeten Energiesystems minimiert. Ein Energiesystem in DISTRICT besteht aus mindestens einem Gebäude oder Infrastrukturateil, kann aber je nach Untersuchungsschwerpunkt aus beliebig vielen Knoten bestehen, wodurch Systeme vom Einzelgebäude bis hin zu Quartieren und Versorgungsgebieten betrachtet werden können. Für jedes betrachtete Gebäude werden Jahreslastprofile in viertelstündlicher Auflösung für die Wärme-, Kälte und Stromnachfrage hinterlegt, die aus zentraler oder dezentraler Erzeugung gedeckt werden muss. Die Wärmeprofile sind zusätzlich abhängig vom Sanierungszustand des Gebäudes. Abhängig vom Sanierungsstandard ändert sich die Vorlauftemperatur der jeweiligen Heizsysteme der Gebäude.

Durch diese Integration unterschiedlicher Vorlauftemperaturen für Heiz- und Warmwasserlasten in Kombination mit thermischen Speichern können Synergieeffekte zwischen dem Betrieb von Wärmepumpen und Speichern, der Verwendung von eigener Erzeugungsleistung (z. B. Photovoltaik) und externen Preissignalen untersucht werden. Strom und Gas können von außerhalb des Systems importiert werden. Der Stromimport erfolgt an einer Transformatorstation zum nächsthöheren Stromnetz und wird über eine eigene Variable modelliert, die in das Knotenbilanzmodell des Stromnetzes mit einfließt.

Jeder eingesetzten Versorgungstechnologie können genaue Betriebs- und Investitionskosten zugewiesen werden, um sowohl den Betrieb als auch Aus-/Abbau kostengenau zuzuordnen. Mit diesen beschriebenen Eigenschaften des Modells lassen sich eine Vielzahl unterschiedlicher Situationen und Szenarien abbilden. Es lässt sich ein gesamtes Energiesystem mit den installierten Technologien und vorherrschenden Gebäude- und Tarifstandards als Status Quo definieren und der Betrieb<sup>20</sup> optimieren. Durch die Änderung von Preissignalen können Flexibilisierungspotenziale eines Energiesystems ökonomisch bewertet werden.

Die thermischen und elektrischen Lastprofile werden mit dem stochastischen Bottom-Up-Modell synPRO erzeugt. SynPRO ermittelt z. B. den Strombedarf ausgehend von statistischen Verteilungen des Nutzerverhaltens. Damit wird der Bedarf einzelner Haushalte in Standort- und Bewohnertyp simuliert und anschließend auf Gebäudeebene aggregiert [37]. Die Berechnung basiert im Wesentlichen auf der DIN EN ISO 13790 und wird gleichermaßen durch statistische Einflüsse aus dem Nutzerverhalten ergänzt.

<sup>20</sup> Grundsätzlich ist das Modell auch in der Lage, den Anlagenausbau zu optimieren. Diese Möglichkeit wird in dieser Studie jedoch nicht verwendet.



**Abbildung 4-22: Schematische Darstellung des Modells DIS-TRICT**

Quelle: Eigene Darstellung

#### 4.5.2 Generelle Annahmen

Betrachtungsgegenstand der Untersuchung des Technologieeinsatzes ist das Flexibilisierungspotenzial von Haushalten mit bestimmten Versorgungstechnologien, die aus Perspektive des übergeordneten Systems notwendig sind. Flexibilisierung stellt eine Veränderung des elektrischen Strombezugs aus dem Stromnetz dar, der durch den Einsatz elektrischer und thermischer Speicher, einen veränderten Betrieb der Versorgungsanlagen und/oder eine Ladungsoptimierung erreicht werden kann. Um eine allgemeinere Aussage über Änderungen der Entgeltstruktur und einer möglichen Flexibilitätsbereitstellung in Deutschland zu treffen, werden Lastprofile von vier geografischen Standorten (Norden - Hamburg, Westen - Köln, Osten - Dresden und Süden - München) in typischen Einfamilienhäusern (EFH) und Mehrfamilienhäusern (MFH) verwendet.

Die untersuchten Einfamilienhäuser sind 4-Personen-Haushalte mit einer spezifischen Wärmedichte von 56 bis 88 kWh/m<sup>2</sup> in sanierten Gebäuden auf 1-2 Etagen, wobei von einer mittleren Einkommensklasse ausgegangen wird. Die Mehrfamilienhäuser werden dargestellt als Haushalte mit 20 Wohnungen und Bewohnerzahlen zwischen 44-46 Personen sowie einer Wärmedichte von 73-87 kWh/m<sup>2</sup> auf 3 Etagen. Alle Haushalte haben ein viertelstündliches Lastprofil der Haushaltsstromnachfrage, Heizlast, Kältebelastung und Warmwassernachfrage, die durch externe oder im Gebäude installierte Versorgungstechnologien gedeckt werden muss. Die betrachteten Systemkombinationen der Versorgungstechnologien sind in Abbildung 4-23 dargestellt. Aus den vier Standorten mit je zwei Haustypen und drei Strom/Wärme Systemkombinationen ergeben sich 24 Kombinationen. Dazu kommt als separate Betrachtung der Einsatz von Elektrofahrzeugen (BEV) mit steuerbarer Ladelast. Dies wird für einen 4-Personen-EFH-Haushalt betrachtet. Im Untersuchungsfall mit Fahrzeugen wird ein Fahrprofil eines Mittelklassefahrzeugs im täglichen Pendelverkehr von 14,8 km aus einem Stadtrandgebiet mit einer jährlichen Fahrleistung von 25.493 km<sup>21</sup> (davon 4.875 km Urlaubsfahrten) verwendet. Angenommen ist eine verfügbare Wallbox mit smarterer Steuerung und 11 kW maximaler Ladung, die den Ladebedarf im Haushalt bei Standzeiten mit Informationen zur gewünschten Abfahrtszeit optimiert.

<sup>21</sup> Basierend auf umfassenden wissenschaftlichen Analysen des Fahrzeugsparks und der Nutzungsprofile des Fraunhofer IEE.

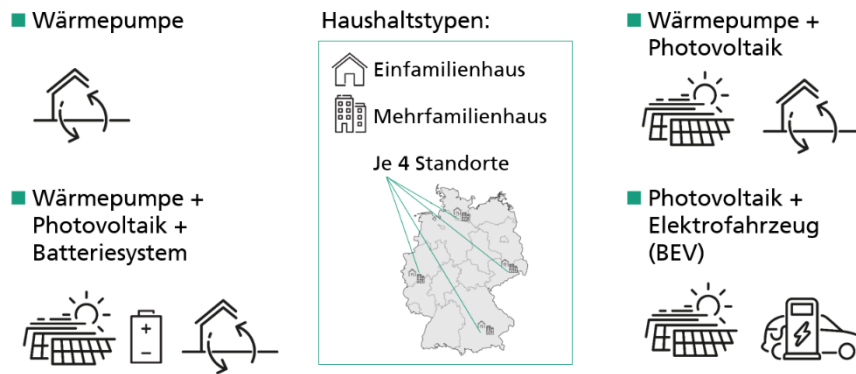


Abbildung 4-23: Darstellung der untersuchten Endverbraucher-Technologiekombinationen und Haushaltstypen im Modell

Quelle: Eigene Darstellung

Die Versorgung wird gesamtsystemisch betrachtet. Die Strom- und Wärmeversorgung ist sektorgekoppelt, wenn eine Wärme- oder Kälteversorgungsanlage Strom bezieht oder sowohl strom- als auch wärmegeführt betrieben werden kann.

Die Preisbestandteile des arbeitspreisbezogenen fixen Endkundenhaushaltspreis ergeben sich aus den Endverbraucherpreisen in Kapitel 4.4 für das Basis- und Reformszenario. Zur Untersuchung des Einflusses von zeitvariablen Haushaltspreisen wird zusätzlich zu den vorgestellten Politikmaßnahmen die Weitergabe des Spotmarktpreisverlaufs als Kostenbestandteil im Stromtarif jeweils für das Basis- und Reformszenario untersucht. Hinzu kommen weitere zeitvariable Preisbestandteile im Reformszenario.

Es ergeben sich folgende Merkmalskombination für die Betrachtung der Endverbraucherflexibilität (siehe Abbildung 4-24):

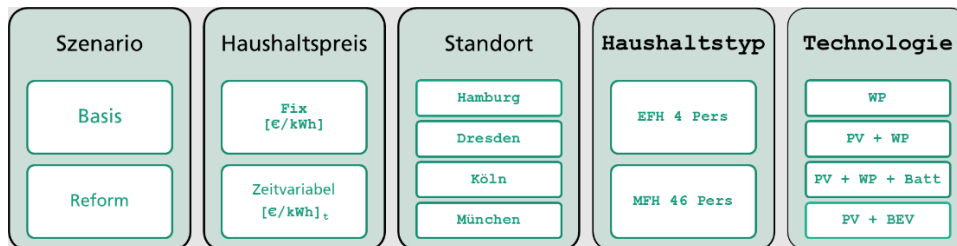


Abbildung 4-24: Kombination von Merkmalen zur Bewertung der Endverbraucherflexibilität

Quelle: Eigene Darstellung

Für die Betrachtung des Haushaltspreises werden für die fixen Haushaltspreise die Vorgaben der Szenarioanalyse übernommen. Zur Erstellung der variablen Haushaltspreise werden die dort ermittelten Umlagen und Abgaben auf den variablen Spotmarktpreis addiert. Das Netzentgelt wird für das Reformszenario zeitvariabel gestaltet und auf die Strompreise addiert (siehe Abbildung 4-25).

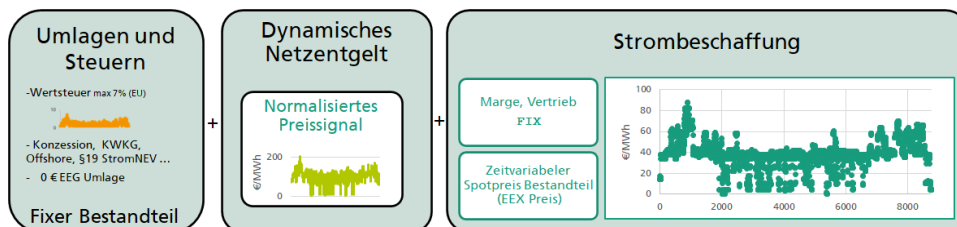


Abbildung 4-25: Bestandteile des Haushaltspreises im zeitvariablen Stromtarif des Reformszenarios

Quelle: Eigene Darstellung

### 4.5.3 Berechnung der zeitvariablen Netzentgelte für Haushaltsendkunden

Ziel der Berechnung ist die Umwandlung eines fixen Netzentgeltpreisbestandteiles  $N_{Netzentgelt,fix}$  aus dem üblichen Haushaltskunden-Strompreis in einen zeitvariablen Kostenbestandteil.

Im Folgenden soll die Berechnung am Beispiel für das Jahr 2030 vorgestellt werden. Die Berechnung erfolgt anhand des Börsenstrompreises als Indikator, bei einer tatsächlichen Umsetzung wäre zu prüfen, ob das Netzentgelt ggf. auf der historischen Netzlast zu berechnen sei. Dies wäre ein besserer Indikator bei lokalen Netzengpässen und würde unterschiedlichen Belastungssituationen in Verteilnetzen Rechnung tragen. Dies würde allerdings zu unterschiedlichen Zeitverläufen des Netzentgeltes in unterschiedlichen Verteilnetzen führen, was mit der Datenbasis dieser Studie nicht möglich ist. Aufgrund nicht vorliegender Netzdaten wird daher eine Berechnung anhand des Börsenstrompreises durchgeführt mit dem Ziel, dass der Mittelwert des dynamischen Entgeltes dem Wert des fixen Netzentgeltes entspricht.

Dazu wird der fixe Netzentgeltpreisbestandteil auf Basis eigener bestehender Szenarioannahmen des Fraunhofer IEE verwendet, im Folgenden gezeigt am Haushaltsendkundenpreis für Haushalte mit > 3 MWh im Reformszenario in Tabelle 4-25.

| Preisbestandteile eines Haushaltskunden im Reformszenario      | €/MWh |
|--|-------|
| Strombeschaffung, Vertrieb und Marge ohne Emissionszertifikate | 67,3  |
| Emissionszertifikate   | 10,7  |
| Netzentgelte   | 106,3 |
| Konzessionsabgabe  | 15,9  |
| EEG-Umlage   | 0,0   |
| §19-(2)-StromNEV-Umlage  | 3,4   |
| Offshore-Umlage  | 5,4   |
| KWKG-Umlage  | 1,7   |
| AbLaV-Umlage   | 0,1   |
| Stromsteuer  | 1,0   |
| Mehrwertsteuer   | 38,2  |
| Rückzahlung Netzwendefonds                                     | 0,0   |
| Summe  | 249,8 |

**Tabelle 4-25: Haushaltskundenpreis für Kunden in 2030 mit einem Verbrauch > 3 MWh im Reformszenario**

Verweis: Kapitel 4.4

Die Verwendung der Stromgroßhandelspreiszeitreihe hat zur Folge, dass die Signale in der Flexibilitätsbetrachtung aufgrund Überlagerung der Signalspitzen und -täler eher stärker ausfallen, als dies z. B. bei gegenläufigen Netzlastsignalen zu erwarten wäre.

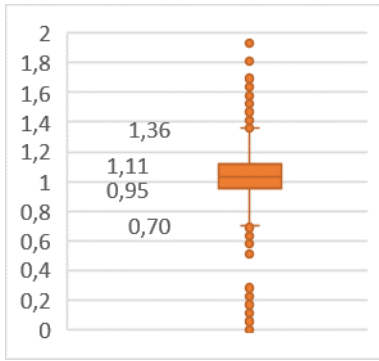
Als zeitvariables Signal wurde in der Berechnung die Strommarktpreiszeitreihe  $p_t$  für das Jahr 2030 verwendet und in ein normiertes zeitvariables Signal  $s_t$  zwischen 0 und 1 umgewandelt.  $\bar{p}_t$  entspricht dem Mittelwert der Preiszeitreihe, die als Signal verwendet werden soll. Da der Vorgang für jeden Zeitschritt ausgeführt wird, wird die Normierung mit minimalen und maximalen Werten der gesamten Zeitreihe auf einen Wert zwischen 0 und 1 auch in jedem Zeitschritt ausgeführt.

$$s_{signal,t} = \frac{(p_t - \bar{p}_t) + |\{min(p_t - \bar{p}_t)\}|}{|max(p_t - \bar{p}_t) + min(p_t - \bar{p}_t)|} \Big|_{tn}^{to}$$

Jeder Zeitschritt wird hier stündlich oder viertelstündlich in einen relativen Wert umgewandelt, der im Nachgang normiert mit dem fixen Netzentgelt multipliziert wird. Der Mittelwert der neuen dynamischen Netzentgeltpreiszeitreihe entspricht also dem fixen Netzentgelt.

$$N_{Netzentgelt,t} = \frac{s_{signal,t}}{s_{signal,t}} * N_{Netzentgelt,fix}$$

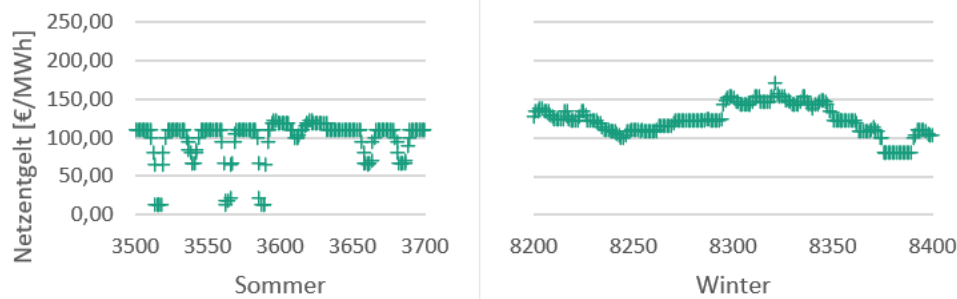
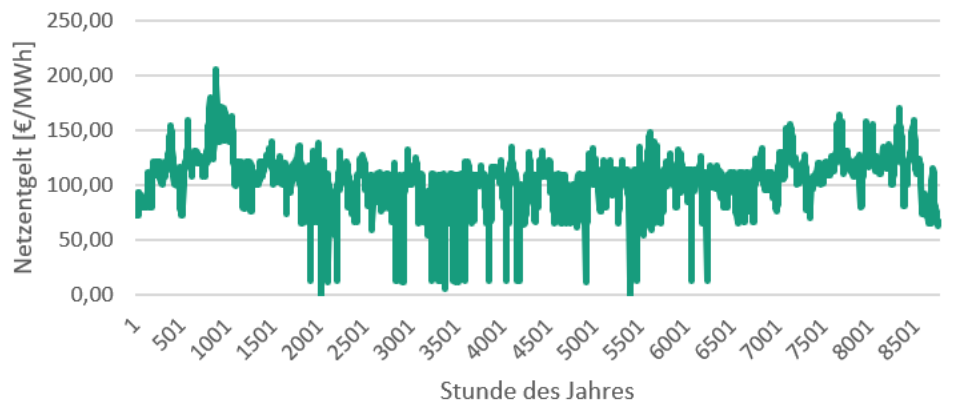
Durch die Teilung des Einzelstundenwerts durch das Signalmittel werden die Signalwerte von 0 bis 1 auf einen Faktor zwischen 0 und 1,93 erhöht, der, multipliziert mit dem fixen Netzentgelt, Schwankungen um dessen fixen Wert erzeugt. Der Großteil der variablen Netzentgelte schwankt um +/- 30 % gegenüber dem fixen Netzentgelt, wie in der folgenden Abbildung 4-26 zu sehen ist.



**Abbildung 4-26: Verteilung der relativen Signalgröße des Netzentgeltfaktors mit Mittelwert, 90 % Quantilen und Extremwerten**

Quelle: Eigene Darstellung

In Abbildung 4-27 ist das variable Netzentgelt im Zeitverlauf dargestellt. Durch die Normierung des Signals gibt es keine negativen Netzentgelte, der Preis liegt zwischen 0 und 205 €/MWh und innerhalb eines 90%-Quantils zwischen 79,82 und 122,98 €/MWh. Bei einer tatsächlichen Implementierung eines dynamischen Netzentgeltes wäre zusätzlich zu prüfen, dass die Preiszeitreihe in der Prognose aufkommensneutral ist. Dies bedeutet, dass die Summe der gezahlten Netzentgelte in dem variablen Fall gleich hoch sein sollte wie bei einem fixen Netzentgelt, um eine Kostendeckung zu gewährleisten. Hierfür müsste das variable Netzentgelt zusätzlich mit der Nachfrage der ansässigen Verbraucher bewertet werden. In der vorliegenden Studie findet dies keine Berücksichtigung, da keine geeigneten lokalen Netzdaten der verschiedenen Standorte vorliegen und zudem das Resultat lokal große Differenzen aufweisen dürfte. Dies hätte der allgemeinen Analyse des Flexibilitätspotenzials keinen Mehrwert geboten, da es hier um den möglichen Effekt einer solchen Dynamisierung geht.



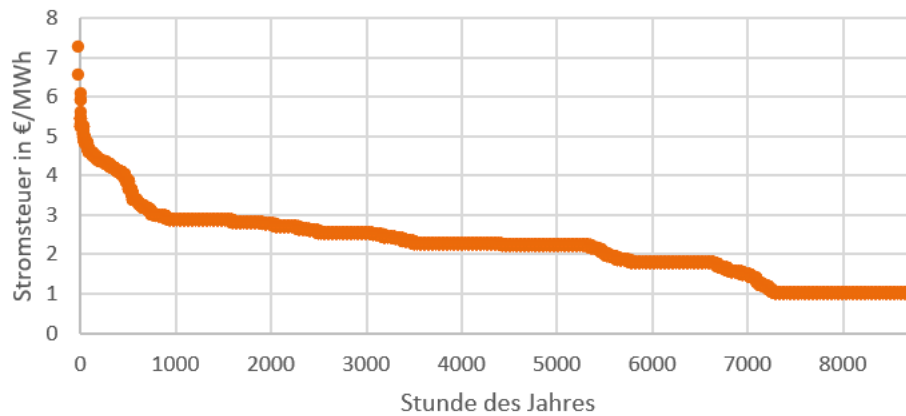
**Abbildung 4-27: Preiszeitreihe des dynamischen Netzentgeltes (Gesamte Zeitreihe oben, Ausschnitte aus einer Sommerwoche unten links und Winterwoche unten rechts)**

Quelle: Eigene Darstellung

### Exkurs zur dynamischen Stromsteuer

Die Berechnung der dynamischen wertbasierten Stromsteuer anstatt der prozentualen fixen Stromsteuer folgt dem gleichen Ansatz (s.o.) der Marktsignalnormierung zur Faktorisierung eines Stromsteuerfixkostenbestandteils mit dem Unterschied, dass das abschließende Signal

nicht normiert wird und sowohl ein Mindestpreis von 0,1 ct/kWh als auch ein maximaler Stromsteuersatz von 7 % angelegt werden. Daraus ergibt sich in Abhängigkeit der Spotmarktpreise eine Jahresdauerlinie der dynamischen 7 % wertbasierten Stromsteuer wie veranschaulicht in Abbildung 4-28.



**Abbildung 4-28: Jahresdauerlinie der dynamischen Stromsteuer**

Quelle: Eigene Darstellung

Der Gesamteinfluss der dynamischen Stromsteuer auf den variablen Haushaltspreis ist durch die angenommene Verringerung im Reformszenario gering.

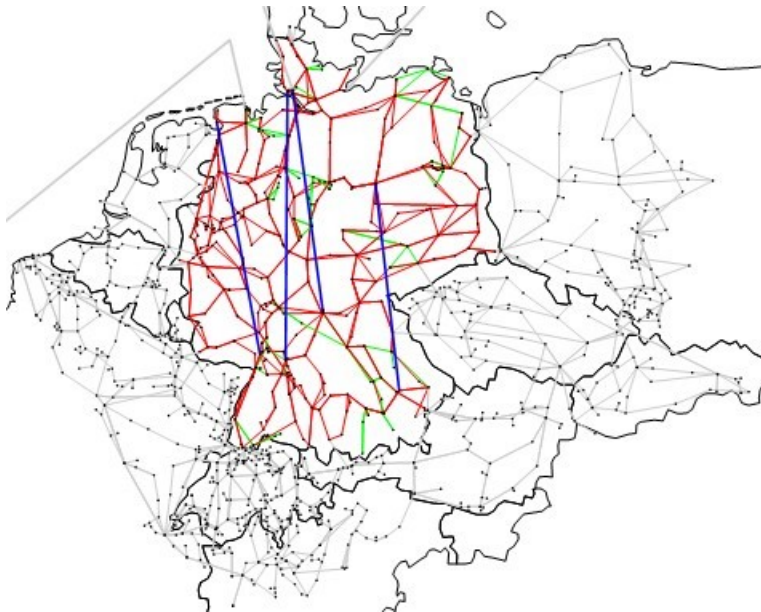
## 4.6 Modelle des Übertragungsnetzes, der optimierten Netzausbauplanung und der optimierten Netzbetriebsführung

### 4.6.1 Modell des Übertragungsnetzes

Das im Rahmen der Studie verwendete Modell für das deutsche Übertragungsnetz basiert auf den verfügbaren Datentabellen und Netzkarten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) [1, 9, 75, 76]. Diese wurden zu einem Netzmodell für das Jahr 2030 weiterentwickelt basierend auf den Netzausbaumaßnahmen, welche im Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) und im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) verankert sind. Dieses Netzmodell gilt für alle weiteren Simulationen und Betrachtungen des Übertragungsnetzes als Startnetz. Erweitert wurde das Modell um reduzierte Netzmodelle der direkten Nachbarstaaten, um Effekte wie beispielsweise Ringflüsse abzubilden.

Das resultierende Netzmodell ist in Abbildung 4-29 dargestellt. Die deutschen Leitungen sind hier in den Farben Grün (220 kV), Rot (380 kV) und Blau (HGÜ-Verbindungen) dargestellt. Die grenzübergreifenden Leitungen ebenso wie die Leitungen der benachbarten Netzmodelle sind grau dargestellt.





**Abbildung 4-29: Netzmodell des verwendeten Übertragungsnetzmodells für das Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

In Tabelle 4-26 sind die die Kennzahlen des verwendeten Übertragungsnetzmodells für das Jahr 2030 inklusive der Aufteilungen in die jeweiligen Netzmodelle dargestellt.

| Netzelement     | Deutschland | Nachbarstaaten | Summe |
|-----------------|-------------|----------------|-------|
| AC-Leitungen    | 750         | 1524           | 2274  |
| Transformatoren | 86          | 66             | 152   |
| Umspannwerke    | 410         | 828            | 1238  |
| DC-Leitungen    | 4           | 4              | 8     |

**Tabelle 4-26: Kennzahlen des Übertragungsnetzmodells für das Jahr 2030**

#### 4.6.2 Modell der optimierten Netzausbauplanung

Die im Rahmen des Projekts verwendete Netzausbauplanung basiert auf einer nichtlinearen mathematischen Optimierung und wurde innerhalb der Optimierungsumgebung AMPL [39] entwickelt und modelliert. Die optimierte Netzausbauplanung erfolgt basierend auf dem NOVA-Prinzip, welches ebenfalls von den deutschen ÜNB genutzt wird. Dieses besagt, dass basierend auf einer wirtschaftlich und technisch optimalen Reihenfolge Netzoptimierungsmaßnahmen bevorzugt zu Netzverstärkungsmaßnahmen und diese wiederum bevorzugt zu Netzausbaumaßnahmen angewendet werden. [5]

Das verwendete Optimierungsmodell der Netzausbauplanung basiert auf einer kompletten DC-Leistungsflussformulierung, einer Zielfunktion sowie weiteren Nebenbedingungen. Diese werden nachfolgend beschrieben, um die Freiheitsgrade und die Funktion des Optimierungsmodells besser zu veranschaulichen. Eine ausführliche Beschreibung des Modells und dessen Funktionsweise sind in [74] nachzulesen.

Die verwendete allgemeine Form der Zielfunktion, welche es im Rahmen der optimierten Netzausbauplanung zu minimieren gilt, ist in Gl. (1) dargestellt. Diese beinhaltet die Summe aller Kosten der jeweils angewendeten Maßnahmen für ein Zweigelement zwischen den Netzknoten  $k$  und  $m$ . An dieser Stelle ist  $\alpha = (\alpha_{NO}, \alpha_{NAV1}, \alpha_{NAV2})^T$  ein Gewichtungsfaktor für die Kosten der unterschiedlichen Maßnahmen, welche im Rahmen der Netzausbauplanung (NO = Netzoptimierung, NAV1 = Netzverstärkung/-ausbau 1, NA = Netzverstärkung/-ausbau 2) angewendet werden können. Das Polynom  $c_{km}$  beschreibt eine Kostenfunktion für jedes Zweigelement zwischen den Netzknoten  $k$  und  $m$ . Der Vektor  $u_{km} = (u_{NO}, u_{NAV1}, u_{NAV2})^T$  ist ein ganzzahliger Entscheidungsvariablenvektor, welcher die angewendeten Maßnahmen der Netzausbauplanung beinhaltet.

$$\min_{\mathbf{u}} f_{\text{cost}} = \sum_{(k,m) \in Z} \alpha \cdot c_{km}(\mathbf{u}_{km}) \quad (1)$$

Die in Gl. (2) dargestellte Nebenbedingung entspricht der Leistungsflussnebenbedingung und ist die erste Nebenbedingung, welche als Rahmen der optimierten Netzausbauplanung verwendet wird. Hier entspricht  $P_{km}$  dem Wirkleistungsfluss über dem Zweigelement zwischen den Netzknoten  $k$  und  $m$ ,  $x_{km}$  repräsentiert die entsprechende Reaktanz des Zweigelements und  $\delta_k$  bzw.  $\delta_m$  sind die Spannungswinkel an den jeweils korrespondierenden Netzknoten. Der Vektor  $\mathbf{u}_{km}$  entspricht dem Entscheidungsvariablenvektor, welcher aus Gl. (1) bekannt ist.

$$\text{s.t. } P_{km} = \frac{1}{x_{km}(\mathbf{u}_{km})} (\delta_k - \delta_m) \quad (2)$$

Zielstellung der optimierten Netzausbauplanung ist es, einen engpassfreien Netzzustand für jeden vorliegenden Betriebsfall herzustellen. Aus diesem Grund muss eine weitere Nebenbedingung implementiert werden, welche in Gl. (3) dargestellt ist. Diese Nebenbedingung bezieht sich auf den aktuellen Stromfluss  $I_{km}$  über einem Zweigelement zwischen den Netzknoten  $k$  und  $m$ . Dieser darf den durch dieses Zweigelement maximal übertragbaren Strom  $I_{km}^{\text{max}}$  nicht überschreiten. Die Maßnahmen, welche im Rahmen der optimierten Netzausbauplanung eingesetzt werden, können einen Einfluss auf diesen maximal übertragbaren Strom haben. Aus diesem Grund hängt diese Variable ebenfalls vom Entscheidungsvektor  $\mathbf{u}_{km}$  ab.

$$\text{s.t. } |I_{km}| \leq I_{km}^{\text{max}}(\mathbf{u}_{km}) \quad (3)$$

Die von der optimierten Netzausbauplanung beinhalteten Freiheitsgrade sind dabei:

- Netzoptimierung: Leiterseilmonitoring (LM)
- Netzverstärkung: Hochtemperatur-Leiterseile (HTL) in Kombination mit LM
- Netzverstärkung/Netzausbau: Austausch des Leitungstyps in Kombination mit LM
- Netzverstärkung/Netzausbau: Austausch des Leitungstyps mit einer höheren Spannungsebene in Kombination mit LM

Um die Auswirkung dieser Freiheitsgrade auf die Nebenbedingungen und Zielfunktionen zu beschreiben, müssen die entsprechenden Variablen im Rahmen der Netzausbauplanung wie zuvor beschrieben vom Vektor der Entscheidungsvariablen  $\mathbf{u}_{km}$  abhängen. Der Einfluss auf die Reaktanz der Zweigelemente  $x_{km}$  zwischen den jeweiligen Netzknoten  $k$  und  $m$  ist dabei in Gl. (4) dargestellt. Hier gilt, dass, wenn  $u_{\text{NAV1},km} = 0$ , keine Maßnahme im Rahmen der Netzausbauplanung angewendet wurde. Somit wird die bestehende Reaktanz  $x_{km,0}$  für die Optimierung verwendet. Wird jedoch  $u_{\text{NAV1},km} = 1$  gesetzt, so wird der zweite Teil des gegebenen Terms verwendet. Es wird der Reaktanzwert von einer der Maßnahmen bzw. Leitungstypen, welche der optimierten Netzausbauplanung zur Verfügung gestellt werden, genutzt. Durch die Multiplikation mit der jeweiligen Länge  $l_{km}$  des Zweigelements ergibt sich anschließend der Reaktanzwert, welcher für die weiteren Berechnungen/Optimierungen verwendet wird.

$$x_{km}(\mathbf{u}_{km}) \rightarrow (1 - u_{\text{NAV1},km}) \cdot (x_{km,0}) + u_{\text{NAV1},km} \cdot (x_{km}(u_{\text{NAV2},km})) \cdot l_{km} \quad (4)$$

Die zweite Variable, welche vom Entscheidungsvektor  $\mathbf{u}_{km}$  abhängt, ist die maximale Stromtragfähigkeit der Zweigelemente. Die Implementierung dieser abhängigen Variable ist in Gl. (5) dargestellt. Hier gilt ebenfalls, dass, wenn  $u_{\text{NAV1},ij,km} = 0$ , keine Maßnahme im Kontext der Verstärkung oder des Ausbaus angewendet wird. Eine Maßnahme im Kontext der Netzoptimierung könnte jedoch auch für ein bestehendes Zweigelement angewendet werden. Diese Maßnahmen werden durch das Polynom  $\lambda_{km}(u_{\text{NO},km})$  repräsentiert. Wenn  $u_{\text{NAV1},km} = 1$  gesetzt wird, so wird der neue maximal übertragbare Strom des Zweigelements wie nachfolgend beschrieben berechnet.

$$I_{km}^{\max}(u_{km}) \rightarrow (1 - u_{NAV1,km}) \cdot (I_{km}^{\max} \cdot \lambda_{km}(u_{NO,km})) + u_{NAV1,km} \cdot (I_{km}^{\max}(u_{NAV2,km})) \quad (5)$$

Grundsätzlich läuft die optimierte Netzausbauplanung in einer sequenziellen Reihenfolge ab. Dies bedeutet, dass die Entscheidungsvariablen für die Netzausbau-, die Netzverstärkungs- und die Netzoptimierungsmaßnahmen nacheinander festgelegt werden. Für eine genauere Erklärung sei an dieser Stelle auf [74] verwiesen.

#### 4.6.3 Modell der optimierten Netzbetriebsführung

Ebenso wie die verwendete optimierte Netzausbauplanung basiert die optimierte Netzbetriebsführung auf einer nichtlinearen mathematischen Optimierung und wurde innerhalb der Optimierungsumgebung AMPL [39] umgesetzt. Die Zielstellung der optimierten Netzbetriebsführung ist es, Engpässe, welche durch die optimierte Netzausbauplanung nicht beseitigt wurden, kostenoptimal zu beheben. Diese Zielstellung wird durch die Zielfunktion  $h_{\text{cost}}$  der optimierten Netzbetriebsführung, welche speziell den Redispatch beinhaltet, in Gl. (6) dargestellt. Dabei ist diese Zielfunktion für jede Kategorie der Erzeuger, Verbraucher und Speicher  $r$  in der Menge  $R$  gegeben. Der Vektor  $p_r = (\Delta P_{\text{gen,pos}}, \Delta P_{\text{gen,neg}}, \Delta P_{\text{lod,pos}}, \Delta P_{\text{lod,neg}}, \Delta P_{\text{sto,pos,neg}})$  beinhaltet die möglichen positiven (pos) und negativen (neg) Flexibilitäten für Generatoren (gen) und Lasten (lod) sowie für Speicher (sto). Speicher sind Elemente, welche einer Speicherfüllstandsrestriktion unterliegen und sowohl Leistung aufnehmen als auch erzeugen können. Der spezifische Kostenfaktor  $\sigma = (\sigma_{\text{gen,pos}}, \sigma_{\text{gen,neg}}, \sigma_{\text{lod,pos}}, \sigma_{\text{lod,neg}}, \sigma_{\text{sto,pos,neg}})$  beschreibt dabei die individuellen Kosten je Flexibilitätsänderung und Kategorie.

$$\min_p h_{\text{cost}} = \sum_{r \in R} k_r(p_r) \cdot \sigma \quad (6)$$

Eine grundlegende Nebenbedingung des Redispatch ist es, dass dieser bilanzneutral ausgeführt werden muss [58]. Diese Nebenbedingung ist in Gl. (7) dargestellt und Teil des Optimierungsmodells für die Netzbetriebsführung. Hier repräsentieren wieder  $\Delta P_{\text{pos},r}$  und  $\Delta P_{\text{neg},r}$  die positiven als auch negativen Änderungen der Wirkleistungseinspeisung der unterschiedlichen Generatoren, Lasten und Speicher, welche für den Redispatch als Flexibilitäten zur Verfügung stehen.

$$\text{s.t.} \quad \sum_{r \in R} \Delta P_{\text{pos},r} = \sum_{r \in R} \Delta P_{\text{neg},r} \quad (7)$$

Die maximale Änderung der Wirkleistung ist aufgrund physikalischer Gegebenheiten limitiert auf eine minimale oder maximale Wirkleistungsänderung der jeweiligen Erzeuger, Verbraucher oder Speicher. Diese Gegebenheit wird durch die Gln. (8) bis (12) innerhalb des Optimierungsmodells der Netzbetriebsführung abgebildet.

Hier entsprechen  $P_{\text{max},g}$  bzw.  $P_{\text{min},g}$  den betrieblichen Grenzen hinsichtlich der Wirkleistungseinspeisung der Generatoren  $g$  in der Menge aller Generatoren  $G$ ,  $P_{\text{max},l}$  bzw.  $P_{\text{min},l}$  den betrieblichen Grenzen hinsichtlich des Wirkleistungsbezugs der Lasten  $l$  in der Menge aller Lasten  $L$  und  $P_{\text{max},s}$  bzw.  $P_{\text{min},s}$  den betrieblichen Grenzen der Speicher  $s$  in der Menge der Speicher  $S$ . Diese Mengen  $G$ ,  $L$  und  $S$  sowie die Nebenbedingungen beziehen sich dabei nur auf die Elemente, welche im Rahmen der optimierten Netzbetriebsführung zur Verfügung stehen. Dadurch wird das Optimierungsmodell möglichst klein gehalten und somit eine Lösung in angemessener Zeit garantiert.

$$\text{s.t.} \quad P_{\text{min},g} \leq P_{\text{act},g} + \Delta P_{\text{pos},g} \leq P_{\text{max},g}, \quad \forall g \in G \quad (8)$$

$$\text{s.t. } P_{\min,g} \leq P_{\text{act},g} - \Delta P_{\text{neg},g} \leq P_{\max,g}, \forall g \in G \quad (9)$$

$$\text{s.t. } P_{\min,l} \leq P_{\text{act},l} + \Delta P_{\text{pos},l} \leq P_{\max,l}, \forall l \in L \quad (10)$$

$$\text{s.t. } P_{\min,l} \leq P_{\text{act},l} - \Delta P_{\text{neg},l} \leq P_{\max,l}, \forall l \in L \quad (11)$$

$$\text{s.t. } P_{\min,s} \leq P_{\text{act},s} - \Delta P_{\text{pos,neg},s} \leq P_{\max,s}, \forall s \in S \quad (12)$$

Weiterhin gilt, dass der übertragene Strom über ein Zweigelement nicht größer als der maximal übertragbare Strom sein darf (Vergleich auch Gl. (3) im Kontext der optimierten Netzausbauplanung). Diese Nebenbedingung ist über Gleichung (13) in das Optimierungsmodell eingebunden.

$$\text{s.t. } |I_{km}| \leq I_{km}^{\max} \quad (13)$$

Die Speicherfüllstandsrestriktionen müssen ebenfalls für die unterschiedlichen Speichertechnologien über Speicherfüllstände inkl. deren Limitierungen in das Optimierungsmodell eingebunden werden. Diese physikalischen Gegebenheiten werden über die in den Gln. (14) und (15) dargestellten Nebenbedingungen modelliert. Hier ist  $S_c(t)$  der aktuelle Speicherfüllstand im betrachteten Zeitschritt  $t$ , welcher zwischen dem maximalen Speicherfüllstand  $S_{\max,c}(t)$  und dem minimalen Speicherfüllstand  $S_{\min,c}(t)$  liegen muss. Dies ist für alle Speicherkategorien  $c$  in der Menge der Speicherkategorien  $C$  gültig. Die Änderung der Wirkleistungseinspeisung bzw. des Wirkleistungsbezugs wird repräsentiert durch den Vektor  $\Delta P_c = (\Delta P_{\text{pos},c}, \Delta P_{\text{neg},c})$  und die Wirkungsgrade der jeweiligen Speichertechnologien bei Einspeisungs- bzw. Verbrauchserhöhung oder -reduzierung durch den Vektor  $\eta_c = (\eta_{\text{pos},c}, \eta_{\text{neg},c})$ . Um den Speicherfüllstand für den betrachteten Zeitschritt  $t$  zu bestimmen, gilt es an dieser Stelle ebenso, den Speicherfüllstand des vorherigen Zeitschritts  $S_c(t-1)$  basierend auf den zuvor ermittelten Redispatch-Ergebnissen zu berücksichtigen.

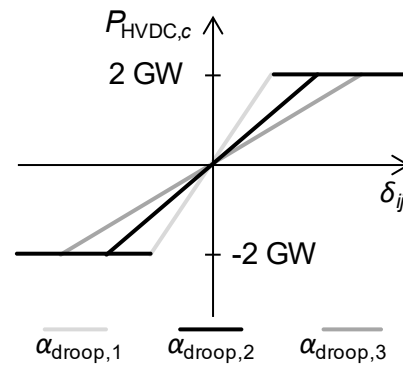
$$\text{s.t. } S_c(t) = \Delta P_c \cdot \eta_c + S_c(t-1), \forall c \in C \quad (14)$$

$$\text{s.t. } S_{\min,c} \leq S_c(t) \leq S_{\max,c}, \forall c \in C \quad (15)$$

Zusätzlich sind noch die HGÜ-Verbindungen sowohl in das Optimierungsmodell der Netzbetriebsführung als auch in das vorgelagerte Optimierungsmodell der Netzausbauplanung implementiert. Dabei wurden die HGÜ-Konverter und ihre entsprechenden Arbeitspunkte über eine Droop-Regelung modelliert und implementiert. Die allgemeine Formulierung dieser Regelung und der daraus resultierenden Wirkleistungseinspeisung bzw. des -verbrauchs ist in Gl. (16) gegeben. Hier entsprechen  $\delta_k$  bzw.  $\delta_m$  den Knotenspannungswinkeln der AC-Netzknoten der HGÜ-Konverter. Der Droop-Faktor  $\tau$  wurde basierend auf einer Leistungsflussberechnung für das gesamte Jahr sowie separat für jede HGÜ-Verbindung basierend auf der Knotenspannungswinkeldifferenz der jeweils korrespondierenden AC-Netzknoten ermittelt. Dabei wurde angenommen, dass diese zu 90 % der Zeitschritte bei der jeweiligen Nennleistung von 2 GW betrieben werden. Diese Annahme führt dazu, dass Gl. (16) in Gl. (17) überführt ist und in die Modelle der optimierten Netzausbauplanung und der optimierten Netzbetriebsführung implementiert ist. Zur Visualisierung ist in Abbildung 4-30 ein allgemeiner Verlauf unterschiedlicher Droop-Kennlinien dargestellt.

$$P_{\text{HVDC},b} = \tau_{\text{droop},b} \cdot (\delta_i - \delta_j), \forall b \in B \quad (16)$$

$$P_{\text{HVDC},b} = \begin{cases} 2000 & \text{wenn } \tau_{\text{droop},b} \cdot (\delta_i - \delta_j) > 2 \text{ GW} \\ -2000 & \text{wenn } \tau_{\text{droop},b} \cdot (\delta_i - \delta_j) < -2 \text{ GW} \\ \tau_{\text{droop},b} \cdot (\delta_i - \delta_j) & \text{sonst} \end{cases} \quad (17)$$



**Abbildung 4-30: Allgemeiner Verlauf der Konverter-Droop-Kennlinien basierend auf der Knotenspannungswinkeldifferenz der korrespondierenden AC-Netznoten**

Quelle: Eigene Darstellung

## 4.7 Frequenzmodell des elektrischen Energiesystems

Dieses Modell ermöglicht die Simulation der Frequenz im Verbundsystem in Abhängigkeit von Änderungen des Einsatzes von Erzeugungsanlagen und Lasten. Im Modell werden die Momentanreserve im Netz bestimmenden mechanischen Trägheiten der direkt mit dem Netz gekoppelten Synchrongeneratoren der Kraftwerke in einer rotierenden Ersatzmasse zusammengefasst. Auf diese wirken die in das System eingespeiste Erzeugungsleistung (positiv) sowie die dem System entnommene Belastung (negativ). Übersteigt die Erzeugungsleistung den Verbrauch, steigt die Frequenz, bei einem Lastüberschuss sinkt die Frequenz.

Stabilisierende Mechanismen im System wie Leistungsreserven (Frequenzhaltungsreserve (engl. Frequency Containment Reserve, FCR) und Frequenzwiederherstellungsreserve (Frequency Restoration Reserve, FRR), die früher mit Primärregelleistung und Sekundärregelleistung bezeichnet wurden, sind im Modell berücksichtigt. Ebenso berücksichtigt das Modell eine Frequenzabhängigkeit der Last. Das Modell berücksichtigt in Anlehnung an den Entso-E Auslegungsfall eine FCR von 3 GW und in Anlehnung an Marktdaten für den deutschen Regelblock eine FRR in Höhe von 2 GW.

Die Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren Erzeugungsanlagen wird im Modell ebenfalls berücksichtigt, trägt jedoch aufgrund der technischen Ausgestaltung aktueller Anlagen (stromgeregelter Umrichter) nicht zur Trägheit und damit zur Momentanreserve bei.

Da automatischer Lastabwurf zu vermeiden ist und dessen Quantifizierung kein Untersuchungsziel darstellt, wurde diese Funktion im Modell nicht aktiviert. Unterschreitet die simulierte Frequenz den Wert von 49,0 Hz, würde in der Realität ein Lastabwurf stattfinden. So zeigen für diesen Fall die Simulationsergebnisse der Frequenz ein im Vergleich zur Realität kritischeres Bild. Dafür lassen sich so Situationen mit und ohne Lastabwurf besser miteinander vergleichen.

## 4.8 Analyse der Verteilnetzbelastung

Die zunehmende notwendige Netzintegration von Sektorenkopplungsanlagen wie E-Kfz-Ladepunkte und Wärmepumpen wird zukünftig zu einer stärkeren Belastung der Verteilnetze führen. Insbesondere in Niederspannungsnetzen kann dies aufgrund erhöhter lokaler Gleichzeitigkeiten Netzausbaumaßnahmen notwendig machen. Neben den zu erwartenden installierten Leistungen hat hierbei auch die Betriebsweise derartiger Endkundenanlagen einen Einfluss auf die zusätzliche Verteilnetzbelastung. In diesem Abschnitt wird dargestellt, wie sich ein marktorientierter Betrieb flexibler Sektorenkopplungsanlagen auswirkt. Insbesondere folgende Untersuchungsfragen werden dabei betrachtet:

- Führt die marktorientierte Nutzung von Verteilnetzflexibilitäten im Vergleich zum ungesteuerten Fall zu einer stärkeren Belastung zukünftiger Verteilnetze und somit potenziell zu mehr Netzengpässen sowie einem erhöhten Netzausbaubedarf?
- Welchen Einfluss hat der eigenverbrauchsoptimierte Einsatz von PV-Batteriespeichersystemen auf die Verteilnetzbelastung?

Die Kombination von Flexibilität im übergeordneten Strommarkt und Netzengpassbewirtschaftung im Verteilnetz wird dagegen im Forschungsbedarf in Kapitel 11.3 diskutiert.

Zur Untersuchung dieser marktbezogenen Fragestellungen werden vier verschiedene Planungsvarianten betrachtet (s. Tabelle 4-27). Verglichen werden hierbei der ungesteuerte sowie der marktorientierte Betrieb flexibler Anlagen im Verteilnetz. Zunächst wird die Netzbelastung ohne Einspeisungen dezentraler PV-Anlagen untersucht. Dies stellt den planungsrelevanten Worst-Case-Fall dar, da Verteilnetze auch dann ausreichend dimensioniert sein müssen, wenn aufgrund der Tages-/Jahreszeit oder der jeweiligen Witterung keine dezentrale PV-Erzeugung zur Verfügung steht. Zusätzlich wird betrachtet, inwiefern der eigenbedarfsoptimierte Betrieb dezentraler PV-Anlagen in Kombination mit Batteriespeichern zur Reduzierung der Netzbelastung beitragen kann. In der Kombination ergeben sich folgende vier Planungsvarianten:

1. ungesteuert: E-Kfz-Heimladepunkte und Wärmepumpen werden ungesteuert betrieben, es steht keine PV-Einspeisung zur Verfügung.
2. ungesteuert + PV: E-Kfz-Heimladepunkte und Wärmepumpen werden ungesteuert betrieben, PV-Anlagen speisen ungesteuert ein. Nicht benötigter PV-Strom wird in dezentralen Batteriespeichern gespeichert und möglichst zeitnah wieder verbraucht.
3. marktorientiert: E-Kfz-Heimladepunkte und Wärmepumpen werden marktorientiert betrieben, es steht keine PV-Einspeisung zur Verfügung. Batteriespeicher werden ausschließlich für Marktzugriffe genutzt.
4. marktorientiert + PV: E-Kfz-Heimladepunkte und Wärmepumpen werden marktorientiert betrieben, PV-Anlagen speisen ungesteuert ein. Batteriespeicher werden eigenbedarfsoptimiert betrieben und zusätzlich für Marktzugriffe genutzt.

|                             | ungesteuert | ungesteuert + PV       | marktorientiert                | marktorientiert + PV                     |
|-----------------------------|-------------|------------------------|--------------------------------|--|
| <b>E-Kfz-Heimladepunkte</b> | ungesteuert | ungesteuert            | marktorientiert                | marktorientiert                          |
| <b>Wärmepumpen</b>          | ungesteuert | ungesteuert            | marktorientiert                | marktorientiert                          |
| <b>PV</b>                   | -           | ungesteuert            | -                              | ungesteuert                              |
| <b>Batteriespeicher</b>     | -           | eigenbedarfsoptimiert* | ausschließlich marktorientiert | eigenbedarfsoptimiert* + marktorientiert |

**Tabelle 4-27: Untersuchte Verteilnetz-Planungsvarianten**

Quelle: Eigene Darstellung

\*Gespeicherter PV-Strom wird so zeitnah wie möglich verbraucht. Keine netzdienliche Optimierung, um die PV-Erzeugung zur Vermeidung von Lastspitzen zu verwenden. Gespeicherte Energie wird pauschal mit 10 % Speicherverlusten versehen.

Um zu ermitteln, wie sich die vier beschriebenen Planungsvarianten auf die Verteilnetzbelastung auswirken, wird der durchschnittliche Worst-Case-Leistungsfluss im Starklastfall für eine große Anzahl möglicher zukünftiger Niederspannungs-Versorgungsaufgaben berechnet. Der Worst-Case-Leistungsfluss definiert sich als der größte zu erwartende zeitgleich auftretende Summen-Leistungsfluss in einem Niederspannungsnetz. Der Starklastfall bezeichnet die auslegungsrelevante Netzsituation, bei der alle Verbraucher im gleichen Niederspannungsnetz in Summe ihren größten zu erwartenden Leistungsbedarf aufweisen und Erzeugeranlagen



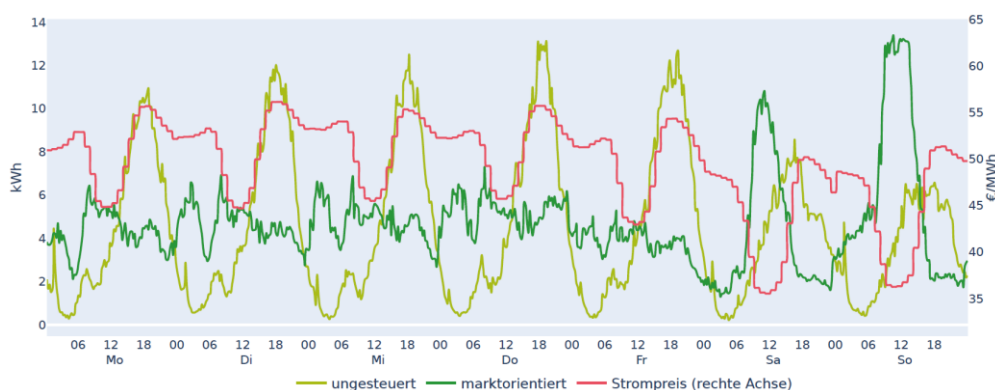
wenig bis gar keine Leistung einspeisen. Der Worst-Case-Leistungsfluss wird hierbei als maßgebliches Dimensionierungskriterium für Verteilnetze herangezogen: Je höher dieser für eine gegebene Netzkonfiguration ist, desto größer müssen Netzbetriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren potenziell ausgelegt werden, um Überlastungen und Verletzungen von Spannungsgrenzen zu vermeiden.

Der Worst-Case-Leistungsfluss wird mithilfe eines zeitreihenbasierten, probabilistischen Verfahrens ermittelt, das in folgenden vier Schritten durchgeführt wird:

1. Jeder Endkundenanlage in einer gegebenen Verteilnetzkonfiguration wird eine zufällig ausgewählte Leistungszeitreihe zugeordnet, die ihr Verbrauchs- bzw. Einspeiseverhalten vorgibt.
2. Die Leistungszeitreihen aller Anlagen im Netz werden summiert. Aus dieser Summenzeitreihe wird das Maximum bestimmt.
3. Schritt 1 und 2 werden insgesamt 1.000 Mal durchgeführt, um eine große Bandbreite möglicher Verbraucher und Erzeugerverhalten zu berücksichtigen.
4. Aus den 1.000 ermittelten Leistungsmaxima wird das 99. Perzentil ausgewählt, um Ausreißer herauszufiltern und seltene, aber realistische Worst-Case-Fälle abzubilden.

Als Datengrundlage für diese Untersuchung werden insgesamt 23.000 verschiedene Niederspannungs-Versorgungsaufgaben zugrunde gelegt. Basierend auf den in Kapitel 4 beschriebenen Szenariozahlen für zukünftige Sektorenkopplungsanlagen wird hierbei eine große Bandbreite typischer möglicher Anzahlen und installierter Leistungen für E-Kfz-Heimladepunkte, Wärmepumpen, Aufdach-PV-Anlagen und PV-Batteriespeichersysteme in zukünftigen Verteilnetzen ermittelt. Zur Abbildung des zeitlichen Verhaltens dieser Anlagen werden insgesamt 14.000 individuelle Leistungsjahreszeitreihen für Haushalte, E-Kfz-Heimladepunkte, Wärmepumpen, Aufdach-PV-Anlagen und PV-Batteriespeichersysteme in 15-Minuten-Auflösung (=35.040 Zeitschritte) verwendet.

Abbildung 4-31 zeigt beispielhaft einen über eine Jahr gemittelten Wochenverlauf der verwendeten E-Kfz-Ladeprofile zusammen mit dem EPEX-Strompreis: Der optimale marktorientierte Betrieb (modelliert durch die übergeordnete Steuerung eines „sozialen Planers“) bewirkt in diesem Fall eine Glättung der Leistungsspitzen zu Zeiten hoher Strompreise sowie eine zeitliche Verschiebung hin zu Zeiten niedrigerer Strompreise. Dargestellt ist auf 15-Minuten-Basis das mittlere aggregierte Wochenprofil von 100 Fahrzeugen mit Heimladen im Fall marktorientiert im Vergleich der selben Fahrzeugen ungesteuert.<sup>22</sup>



**Abbildung 4-31: Mittlerer Wochenverlauf von 100 ungesteuerten sowie marktorientierten E-Kfz-Heimladeprofilen zusammen mit dem EPEX-Strompreis des Jahres 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

<sup>22</sup> Durch die Jahresmittelung werden keine Extreme dargestellt. Pro Fahrzeug sind die mittleren Wochenhöchstwerte somit  $12,5 \text{ kWh}/15 \text{ min} = 50 \text{ kWh}/1 \text{ h} \rightarrow 0,5 \text{ kW}$  pro Fahrzeug. Dargestellt ist nur der Teil des Strombezugs zu Hause (kein öffentliches und Arbeitgeberladen).

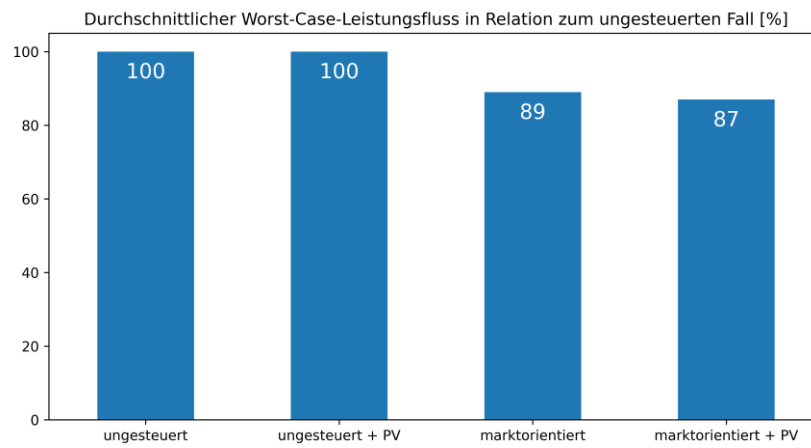
Abbildung 4-32 stellt die ermittelten Worst-Case-Leitungsflüsse im Durchschnitt über alle betrachteten Verteilnetzkonfigurationen sowie die vier beschriebenen Planungsvarianten dar. Hierbei ergeben sich zwei wesentliche Erkenntnisse:

Die marktorientierte Betriebsweise flexibler Anlagen im Verteilnetz führt aufgrund der zeitlichen Verschiebung von Lastspitzen in den untersuchten Versorgungsaufgaben zu einer etwas geringeren Verringerung der Worst-Case-Leistungsflüsse. Die oftmals diskutierte höhere Gleichzeitigkeit durch einen Strompreisanreiz kann also theoretisch durch ein Fahrzeugpool-Management vermieden werden. Dabei ist aber explizit darauf hinzuweisen, dass dies eine

- a) direkte Steuerung dezentraler Flexibilität durch das EVU oder
- b) intelligente Tarifstruktur bedingt, welche nicht direkt den bundesdeutschen einheitlichen Day-Ahead-Börsenstrompreis als Steuerungssignal weiterreicht.

Wenn ein EVU nicht direkt die Fahrzeuge steuern kann, entsteht in der Praxis das Problem, dass durch den Preisanreiz für individuelle zeitgleiche Entscheidungen keine Mengensteuerung für den Strommarkt erfolgen kann. Infolge würden höhere Gleichzeitigkeitsfaktoren im Niederspannungsnetz zu größeren Netzproblemen führen und Bilanzkreisabweichungen würden zu Regelleistungsbedarfen und -abrufen führen. Um diesen Effekt zu reduzieren, müssen Vermarkter von Elektrofahrzeug-Pools einerseits durch kurzfristige untertägige Intraday-Preisanreize Bilanzabweichungen minimieren oder mit Algorithmen auf Basis historischer Daten das Verhalten der Endverbraucher antizipieren und individuellere Preisanreize an diese senden, um in Summe über den Fahrzeugpool einen für die Börsenvermarktung optimalen Fahrplan für den Flexibilitätsinsatz zu erreichen. Unter dieser Bedingung wäre es nicht zu erwarten, dass es zu einer größeren Zahl von Netzengpässen sowie einem gesteigerten Netzausbaubedarf im Vergleich zum ungesteuerten Betrieb kommt. Dennoch kann es trotz dieses ausgleichenden Effektes notwendig werden, Netzengpässe im Verteilnetz zu bewirtschaften (oder, falls es nicht gelingt, mit einer entsprechenden Tarifstruktur dies näherungsweise umzusetzen). Entweder vorübergehend, weil der Netzausbau einer hohen lokalen Dynamik beim Absatz von E-Fahrzeugen nur verzögert folgt, oder dauerhaft, wenn es die Kosten für das Verteilnetz vermindern sollte. Der BEE hat hierzu einen Vorschlag für eine weitere Ausgestaltung des §14a zur Diskussion gestellt [24]. Die Umsetzungsmöglichkeiten und Rückwirkungen sind komplex und werden im weiteren Forschungsbedarf in Kapitel 11.3 diskutiert.

Der eigenverbrauchsoptimierte Einsatz von PV-Batteriespeichersystemen führt hingegen in den untersuchten Fällen zu fast keiner zusätzlichen Reduzierung von Worst-Case-Leistungsflüssen. Dies ist darin begründet, dass das Ziel dieser Systeme eine möglichst hohe Eigennutzung des erzeugten PV-Stroms bei möglichst kleinen Batteriespeicherkapazitäten ist. Eine grundsätzliche netzdienliche Fahrweise von PV-Batteriespeichersystemen wäre unter entsprechenden finanziellen Anreizen zur Reduzierung von Worst-Case-Leistungsflüssen technisch möglich. Da die auslegungsrelevanten Leistungsspitzen im Winter vor allem in den Abendstunden zu erwarten sind, verursacht durch den kombinierten Leistungsbedarf von Haushalten, E-Kfz-Ladepunkten und Wärmepumpen, steht zu diesem Zeitpunkt meist kein PV-Strom mehr zu Verfügung. Für eine zusätzliche Netzentlastung wären größere Speicherkapazitäten oder ein vorrangig netzdienlicher Betrieb dieser Anlagen erforderlich.



**Abbildung 4-32: Durchschnittlicher Worst-Case-Leistungsfluss der vier Planungsvarianten**

Quelle: Eigene Darstellung

## 5 Ergebnisse des Basisszenarios

Auf Grundlage der in Kapitel 4 dargestellten Annahmen wird im Folgenden analysiert, wie sich ein ambitionierter Ausbau von Erneuerbaren Energien im aktuellen regulatorischen Rahmen auswirken könnte. Dabei wird im ersten Schritt ein Überblick über die Ergebnisse dieses Basisszenarios gegeben, bevor anschließend detaillierter auf die Fragen der Versorgungssicherheit, der Refinanzierung Erneuerbarer Energien und die Entwicklung der Endverbraucherpreise eingegangen wird.

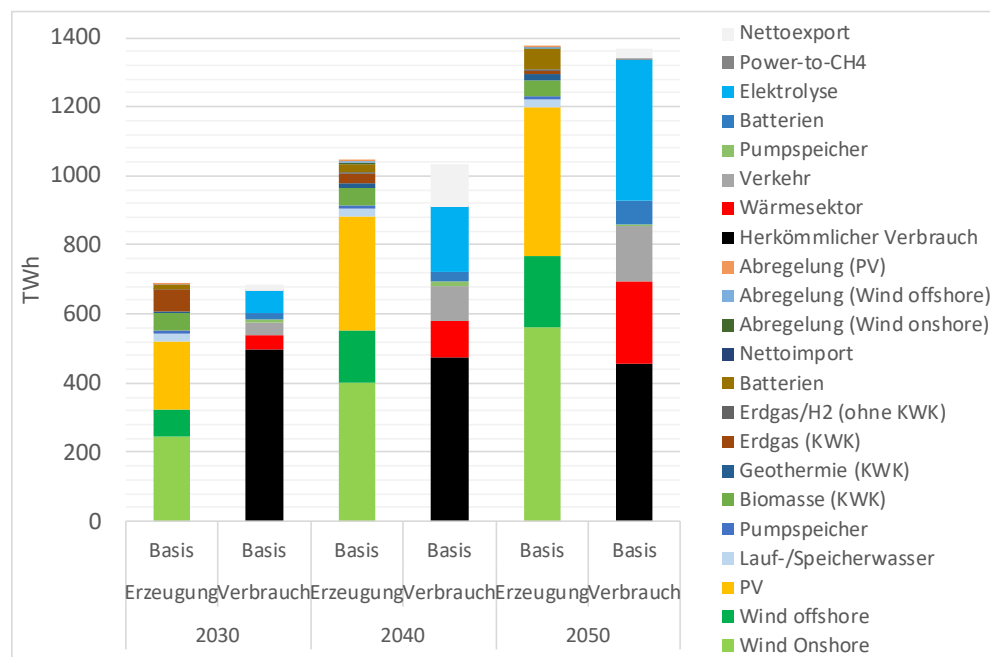
### 5.1 Übersicht über die Szenarioergebnisse

Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über die Ergebnisse der Energiesystemoptimierung für das Basisszenario gegeben. Dabei liegt der Fokus auf den Ergebnissen für die modellendogen ermittelten Flexibilitäten.

#### 5.1.1 Strombilanz

Abbildung 5-1 zeigt die deutsche Strombilanz für die drei Szenariojahre im Vergleich. Während der herkömmliche Stromverbrauch im Zeitverlauf annahmegemäß leicht zurückgeht, wirkt sich die zunehmende Sektorenkopplung stark auf die Höhe des nationalen Stromverbrauchs aus. Dieser steigt entsprechend von knapp 700 TWh im Jahr 2030 auf 1.370 TWh im Jahr 2050 an. Sowohl der Stromverbrauch für den Wärme- und Verkehrssektor als auch für die Elektrolyse steigt dabei im Zeitverlauf an.

Der Großteil der Stromerzeugung wird durch Windenergie und Photovoltaik abgedeckt. Bezogen auf den nationalen Stromverbrauch beträgt der Anteil Erneuerbarer Energien im Jahr 2030 93 % und steigt im Jahr 2050 exportbedingt auf 102 % an. Die marktlich nicht integrierbare Strommenge von Windkraft und Photovoltaik bleibt in allen Szenarien teilweise deutlich unter 1 % der möglichen jährlichen Erzeugung.

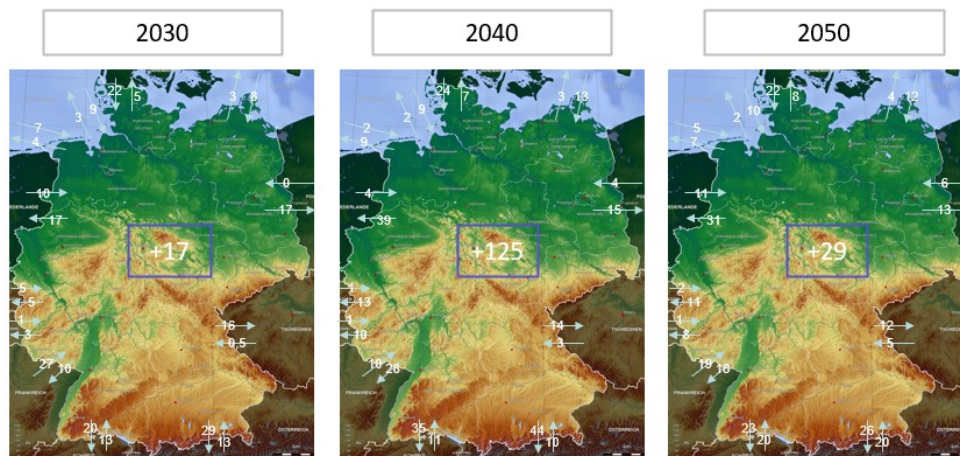


**Abbildung 5-1: Jahresbilanz von Stromerzeugung und Stromverbrauch in 2030 bis 2050 im Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

Innerhalb des Basisszenarios bleibt Deutschland weiterhin Stromexporteur. Wie in Abbildung 5-2 zu sehen, liegt der Exportsaldo 2030 bei ca. 17 TWh und somit auf einem sehr ähnlichen

Niveau gegenüber dem Ausgangsjahr 2020 mit 18,5 TWh. Im Jahr 2040 kommt es zu einem sehr starken Anstieg des Exportsaldos auf 125 TWh. Dieses flacht im Jahr 2050 mit 29 TWh deutlich ab. Hauptexportländer sind die Schweiz, Österreich und die Niederlande.

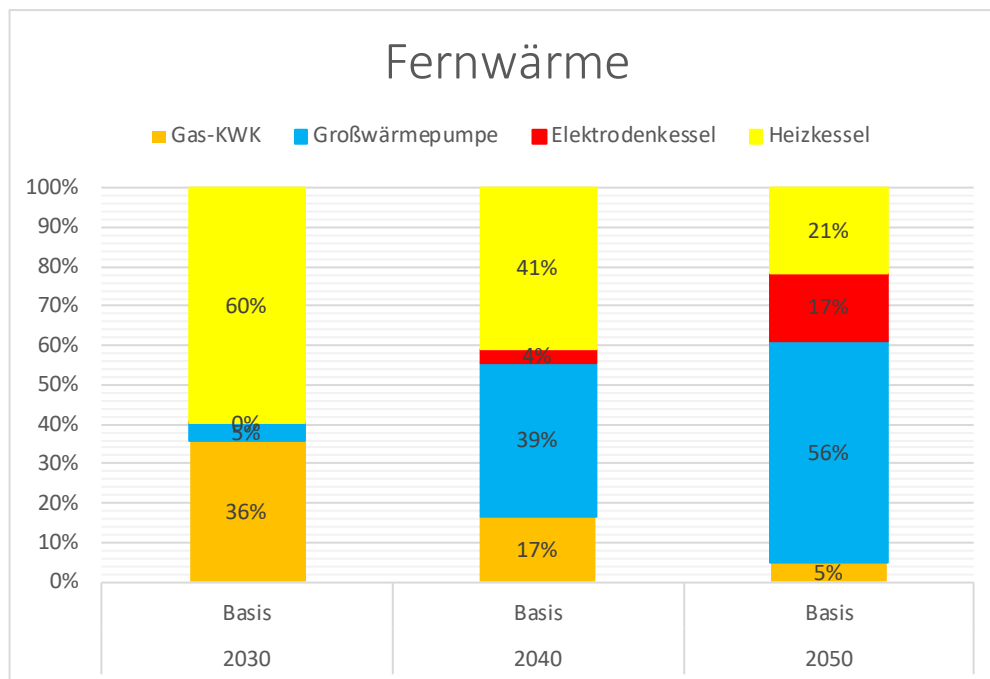


**Abbildung 5-2: Übersicht über den Stromim- und -export im Basisszenario über die einzelnen Dekaden**

Quelle: Eigene Darstellung

### 5.1.2 Wärmebilanz

Wie in Abschnitt 4.3.12 dargestellt, wird nur für einen Anteil der Wärmeversorgung modellendogen die notwendige Leistung sowie der Anlagenbetrieb, der für den Strommarkt relevant ist, bestimmt. Abbildung 5-3 zeigt für das Basisszenario die Anteile der Erzeugung für die Deckung des Endenergiebedarfs in der Fernwärme (ohne Geothermie, Müll, Solarthermie und CSP sowie Biomasse). Im Zeitverlauf sinkt der Anteil der Gas-KWK-Anlagen deutlich ab, während die Wärmeerzeugung mit Großwärmepumpen immer mehr zunimmt. Im Jahr 2040 tragen Elektrodenkessel etwa zu 4 % zur Wärmebereitstellung bei, im Jahr 2050 dann zu 17 %. Dabei nimmt der Anteil von Gaskesseln im Zeitverlauf deutlich ab.

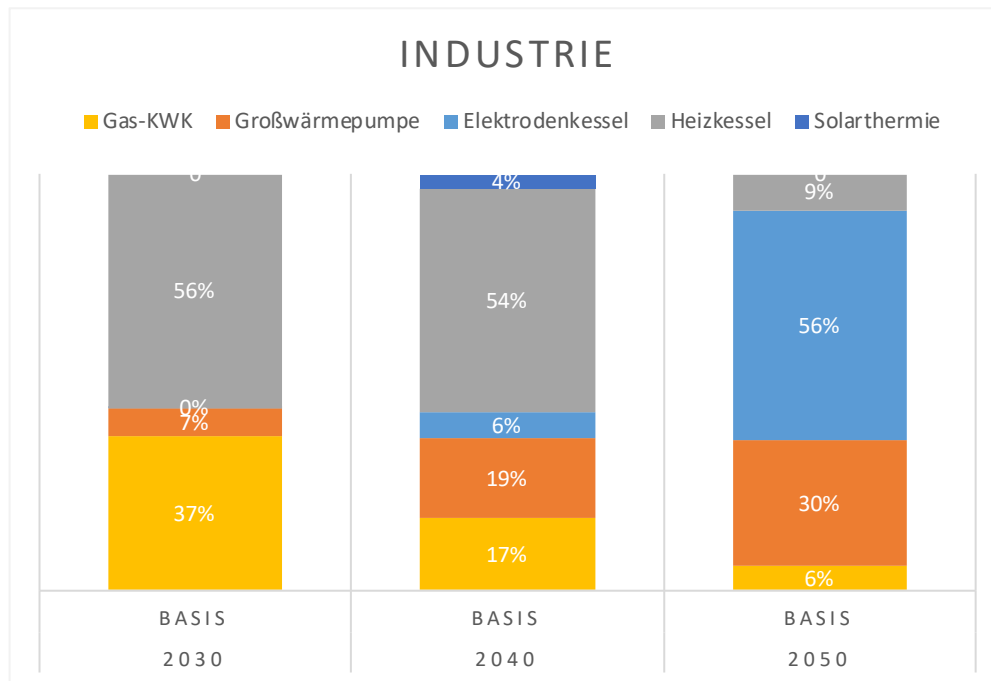


**Abbildung 5-3: Übersicht über die Verteilung der Wärmeerzeugung in der Fernwärmeversorgung im Basisszenario über die einzelnen Dekaden**

Quelle: Eigene Darstellung

Analog zeigt Abbildung 5-4 im Bereich der Wärmeerzeugung in der Versorgung mit Industrie- prozesswärme für Anwendungen unter 500 °C ähnliche Tendenzen. Hier besteht lediglich

ein anderes Verhältnis bei den elektrischen Wärmeerzeugern, da Großwärmepumpen in ihrem Temperaturniveau beschränkt sind und somit Elektrodenkessel für höhere Temperaturniveaus eingesetzt werden. Im Bereich der Fernwärmeversorgung kann die Solarthermie als Niedertemperatur-Umweltwärmequelle für Wärmepumpen in Wärmenetzen eine indirekte Rolle spielen und bei fehlender Abwärme vor Ort in Verbindung mit Erdsondenspeichern die Effizienz und Versorgung der Wärmepumpen gewährleisten. In der industriellen Wärmeversorgung nimmt sie im Jahr 2040 einen Anteil von 4 % an und gehört damit zu den Nischenanwendungen. Im Jahr 2050 können rund 75 % der Wärme in der Fernwärme und 85 % in der Industrie elektrisch bereitgestellt werden.



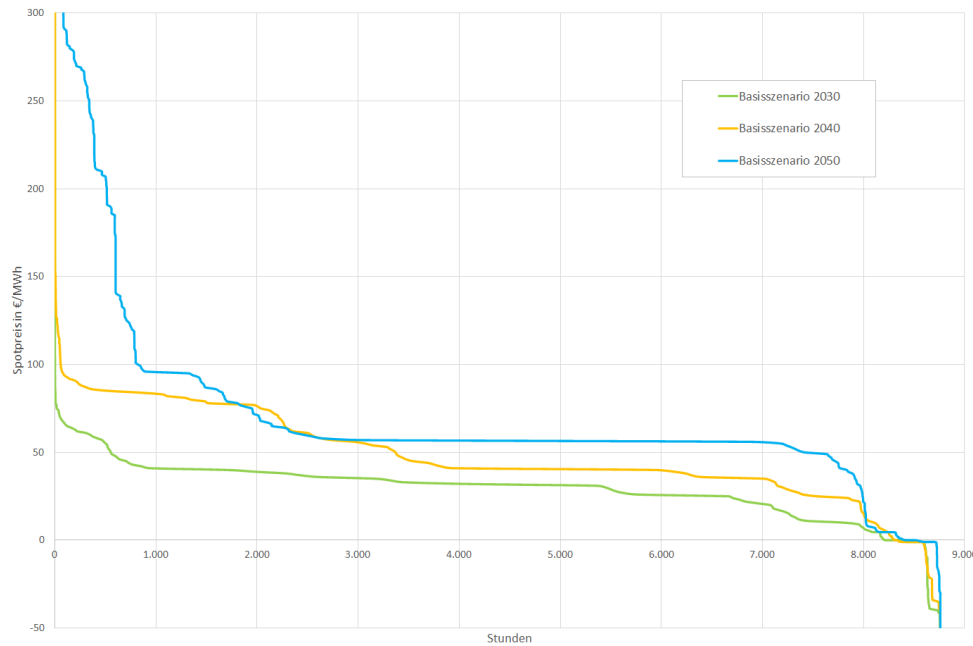
**Abbildung 5-4: Übersicht über die Verteilung der Wärmeerzeugung in der Versorgung mit Industrieprozesswärme für Anwendungen unter 500 °C im Basisszenario über die einzelnen Dekaden**

Quelle: Eigene Darstellung

### 5.1.3 Großhandelsstrompreise

Abbildung 5-5 zeigt die der Höhe nach sortierten Großhandelsstrompreise (Jahresdauerlinie) für die drei betrachteten Stützjahre. Im rechten Teil der Abbildung sind die Stunden mit negativen Preisen erkennbar. Es treten zwischen 300 und 550 Stunden mit negativen bzw. „0,00“ Strompreisen auf. In allen drei Szenariojahren bilden sich Plateaus zwischen 35 bis 55 €/MWh. Extrem hohe Preise (> 150 €/MWh) treten gehäuft (ca. 700 h/a) im Basisszenario im Jahr 2050 auf. Diese werden vor allem hervorgerufen aufgrund des Einsatzes der H<sub>2</sub>-Gaskraftwerke, welche für die Wirtschaftlichkeit mittlere Strompreise von fast 300 €/MWh benötigen.





**Abbildung 5-5: Jahresdauerlinie der Großhandelsstrompreise im Basisszenario der einzelnen Dekaden**

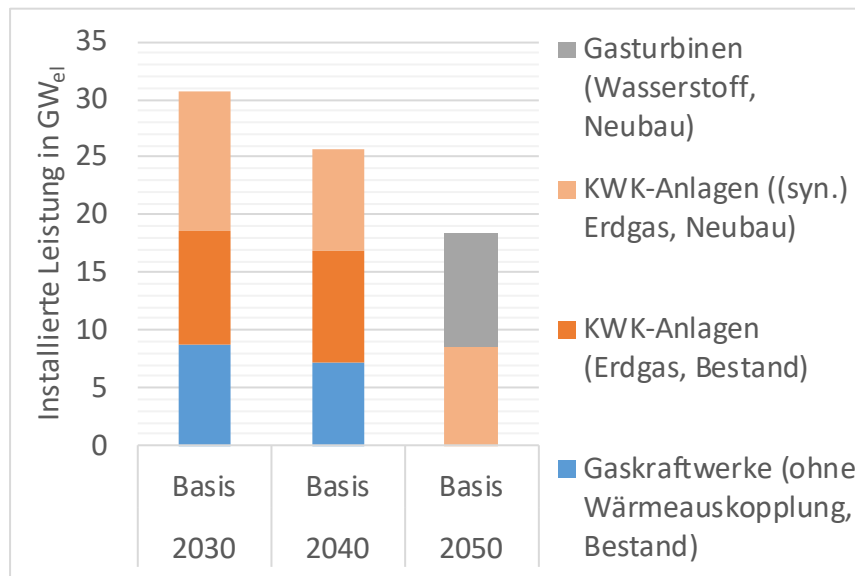
Quelle: Eigene Darstellung

Die mittleren Großhandelsstrompreise steigen im Zeitverlauf von 29,38 €<sub>2019</sub>/MWh im Jahr 2030 über 47,96 €<sub>2019</sub>/MWh im Jahr 2040 bis auf 72,20 €<sub>2019</sub>/MWh im Jahr 2050 an. Die Gründe für die moderat steigenden Großhandelspreise liegen einerseits in steigenden Kosten für Emissionsberechtigungen bzw. dem langfristigen Preisniveau für PtX und zum anderen im ansteigenden Stromverbrauch durch die zunehmende Sektorenkopplung. Hier kommt es zu einer Verlagerung der Kosten zwischen den Sektoren. Die aktuellen massiven Preisanstiege im Jahr 2021 im Strommarkt sind insbesondere auf die besondere Knappheit im Gasmarkt zurückzuführen. Die Terminmarktpreise zeigen hier für Gas- und Strommarkt in 2022/23 wieder eine Entspannung an.

#### 5.1.4 Stromerzeugungstechnologien

In Abbildung 5-6 ist dargestellt, welche Leistung an steuerbaren Kraftwerken in Deutschland zusätzlich zu den in Kapitel 4 vorgegebenen Bestandskraftwerken und EE-Anlagen notwendig ist, um den Strombedarf in jeder Stunde des Jahres am Strommarkt sicherzustellen. Dabei sei darauf hingewiesen, dass in diesem Szenario aufgrund der Biomasseanlagen und des sehr hohen Ausbaus von Photovoltaik in Verbindung mit Batteriespeichern die Gesamtleistung konventioneller Kraftwerke im Vergleich zu anderen Szenarien (z. B. BMWi-Langfristszenarien) geringer ausfällt. Höhere Ansprüche an Versorgungssicherheit und gegebenenfalls zusätzlich benötigte Leistung, die im Wetterjahr 2012 mit extremer Kälteperiode noch nicht abgefragt wurden,<sup>23</sup> bedingen ggf. weitere Reservekapazitäten (z. B. über Notstromaggregate), was aber nicht Teil der Untersuchung ist.

<sup>23</sup> Versorgungssicherheit ist ein komplexes Thema, welches europäisch bewertet werden muss und wobei langjährige Wetter-, Einspeise- und Lastdaten mit Ausfallwahrscheinlichkeiten von Kraftwerken gefaltet werden, um Wahrscheinlichkeiten für Versorgungsunterbrechungen bestimmen zu können.



**Abbildung 5-6: Übersicht über steuerbare Kraftwerke auf Basis von (synthetischem) Erdgas und grünem Wasserstoff im Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

Innerhalb der reinen Kondensationsgasturbinen (keine KWK) kommt es im Bereich des fossilen Gaseinsatzes zu einer deutlichen Senkung. Im Jahr 2050 wird zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit am Markt in speziellen, sehr seltenen Zeiträumen in Deutschland innerhalb des Basisszenarios ein Neubau von ca. 10 GW an H<sub>2</sub>-Gasturbinen erforderlich. Im KWK-Anlagenbestand kommt es u. a. durch das Erreichen der in der Simulation unterstellten Lebensdauer zu einer Reduktion der Bestandskraftwerke. Demgegenüber existiert allerdings auch ein Neubaubedarf von KWK-Anlagen. Biomasseanlagen stellen zudem weitere KWK-Anlagen dar, welche exogen vorgegeben sind.

Der Bestand an Kondensationskraftwerken wird bis zum Jahr 2050 vollständig zurückgebaut. So sieht das Basisszenario im Jahr 2030 eine höhere Leistung an neugebauten KWK-Anlagen vor als in den nachfolgenden Dekaden. Um hierbei zu verhindern, dass ca. 3,5 GW an neuen KWK-Anlagen entstehen, die in den späteren Dekaden nicht benötigt und rückgebaut werden müssten, bietet sich die Verlängerung der Lebensdauer von alten KWK-Anlagen an. Dies wäre technisch möglich, da viele KWK-Anlagen im heutigen Rahmen deutlich geringere Volllaststunden und somit Materialbelastungen haben, als diesen in der Planungsphase unterstellt worden war.

Zum Ausgleich der volatilen Erneuerbaren Einspeisung bedarf es an steuerbaren Erzeugern. Durch die exogene Vorgabe der Fortführung der Bioenergie im Stromsektor mit einer 2,5- bis 4-fachen Überbauung der Leistung bei gleicher Stromerzeugung wie in den letzten Jahren (s. Kapitel 4.3.2) kann ein Großteil dieser notwendigen steuerbaren Erzeugung aus den Erneuerbaren Energien selbst erbracht werden. Im Jahr 2050 kommt es zu einem weiteren Bedarf an steuerbaren Erzeugern.

Betrachtet man auf stündlicher Ebene den im Basisszenario endogen bestimmten Ausbau der 10 GW an H<sub>2</sub>-Gasturbinen im Jahr 2050, so fällt auf, dass diese nur etwa 450 Stunden im Jahr zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit laufen. Darüber hinaus liegen zwei Drittel dieser Zeitfenster in nur einem kurzen Zeitraum des Extremereignisses aus dem unterstellten Wetterjahr 2012 (sehr kalte Wintertage Ende Januar bis Mitte Februar).

Dieser Ausbau an H<sub>2</sub>-Gaskraftwerken als steuerbare Erzeuger ist auf die exogene Festlegung der Installation der Erneuerbaren Energien<sup>24</sup> sowie auf die Vorgabe des Ausstiegs aus Kern-

<sup>24</sup> Innerhalb der Simulation ist eine Erhöhung der Installation der Erneuerbaren Energien zur Deckung entsprechender Engpässe ausgeschlossen.

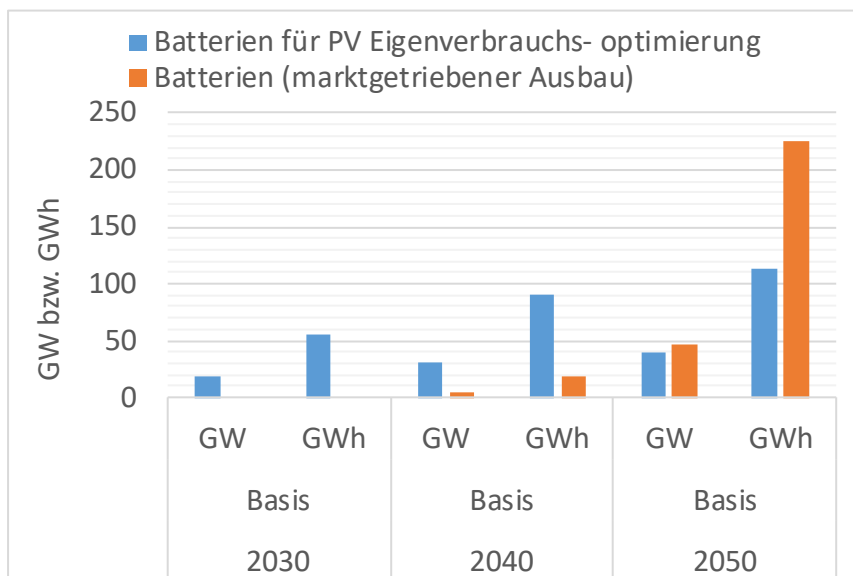
energie und Kohle und deren hohen externen Kosten zurückzuführen. Damit die Gaskraftwerke wirtschaftlich in der Simulation darstellbar sind, kommt es, wie in den Jahresdauerlinien von Abbildung 5-5 zu sehen, im Jahr 2050 zu einer deutlich starken Ausprägung extrem hoher Preise (>150 €/MWh), welche in einigen Stunden oberhalb von 1.000 €/MWh liegen (blaue Kurve).

Da der Betrieb von Erzeugungsanlagen über mehrere Dekaden geplant wird, es allerdings nur in seltenen Fällen zu Jahren mit dermaßen starken und langanhaltenden niedrigen Temperaturereignissen kommt wie im Jahr 2012, ist die ermittelte Wirtschaftlichkeit der Simulation (Einhjahresbetrachtung) dieser 10 GW an Gasturbinen über eine Betriebszeit von mehreren Jahren potenziell nicht gegeben.

### 5.1.5 Stromspeichertechnologien

In Abbildung 5-7 sind die Leistung und die Kapazität stationärer Batterien<sup>25</sup> in den einzelnen Szenariojahren im Basisszenario dargestellt. Wie in Abschnitt 4.3.5 beschrieben, wurden die PV-Batteriespeicher in privaten Haushalten exogen vorgegeben. Diese sind aufgrund des geltenden regulatorischen Rahmens im Basisszenario nicht in der Lage, neben der Eigenverbrauchsoptimierung auch am Strommarkt teilzunehmen.

Der marktgetriebene Ausbau von stationären Batterien beginnt unter den aktuellen Rahmenbedingungen erst deutlich nach dem Jahr 2030. Dabei werden Speicherkapazitäten von 4 Stunden (bezogen auf die Leistung) im Jahr 2040 gewählt. Im Jahr 2050 werden Speicher mit 4 bzw. 6 MWh/MW zugebaut, wobei es sich um knapp 27 GW mit 4 MWh/MW und 19,5 GW mit 6 MWh/MW handelt.



**Abbildung 5-7: Übersicht über den Zubau stationärer Batterien im Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

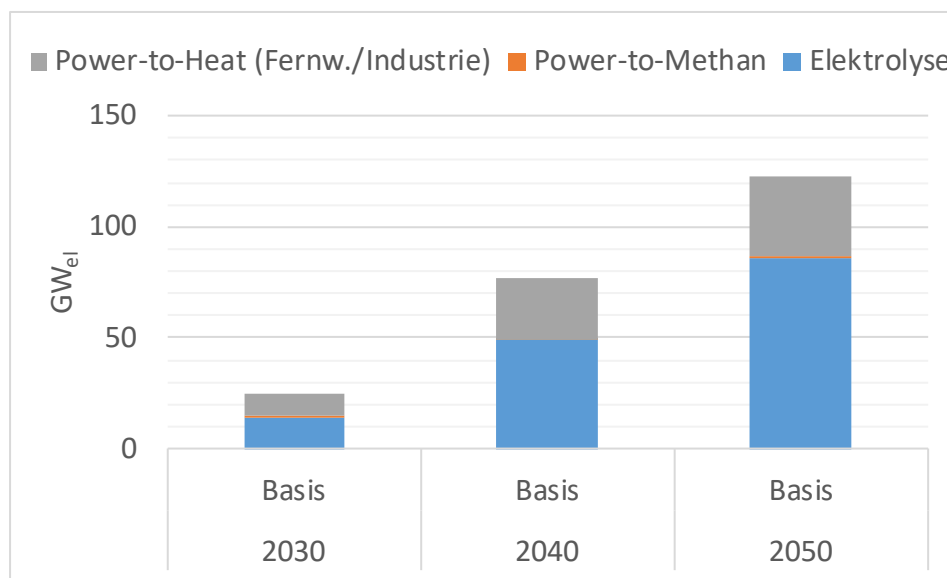
### 5.1.6 Sektorenkopplungstechnologien

Neben den modelllexogen vorgegebenen Elektrofahrzeugen und dezentralen Wärmepumpen können weitere Sektorenkopplungsanlagen modellendogen zugebaut werden. Diese sind in Abbildung 5-8 dargestellt.

<sup>25</sup> Zusätzliche Speicherkapazitäten bestehen im Bereich von Pumpspeicherkraftwerken (s. Abschnitt 4.3.4) und Elektrofahrzeugen, die gesteuert geladen werden (s. Abschnitt 4.3.8). Deren Leistung wurde modelllexogen festgelegt und ist hier daher nicht dargestellt.

Die Elektrolyse wird im Basisszenario bereits sehr stark vor 2030 ausgebaut. Sie prägt auch in den nachfolgenden Dekaden den größten Bereich der wirtschaftlich realisierbaren inländischen Flexibilitäten. Dabei profitiert die Elektrolyse von einer Befreiung von der EEG-Umlage. Die Power-to-Methan-Anlagen können unter den gewählten Rahmenbedingungen (s. Abschnitt 4.3.9) nicht über den exogen vorgegebenen Rahmen von 0,5 GW wirtschaftlich ausgebaut werden.

PtH-Anlagen sind bereits im Jahr 2030 mit ca. 10 GW vertreten, was vorwiegend durch KWK-Anlagenflexibilisierung hervorgerufen wird<sup>26</sup>. Erst in den späteren Dekaden werden Elektrodenkessel (u. a. Windwärme) aufgrund der aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen (Abgaben) stärker genutzt und erhöhen die Flexibilitätsleistung der PtH-Anlagen (Fernwärme und Industrie) in Deutschland auf ca. 36 GW.

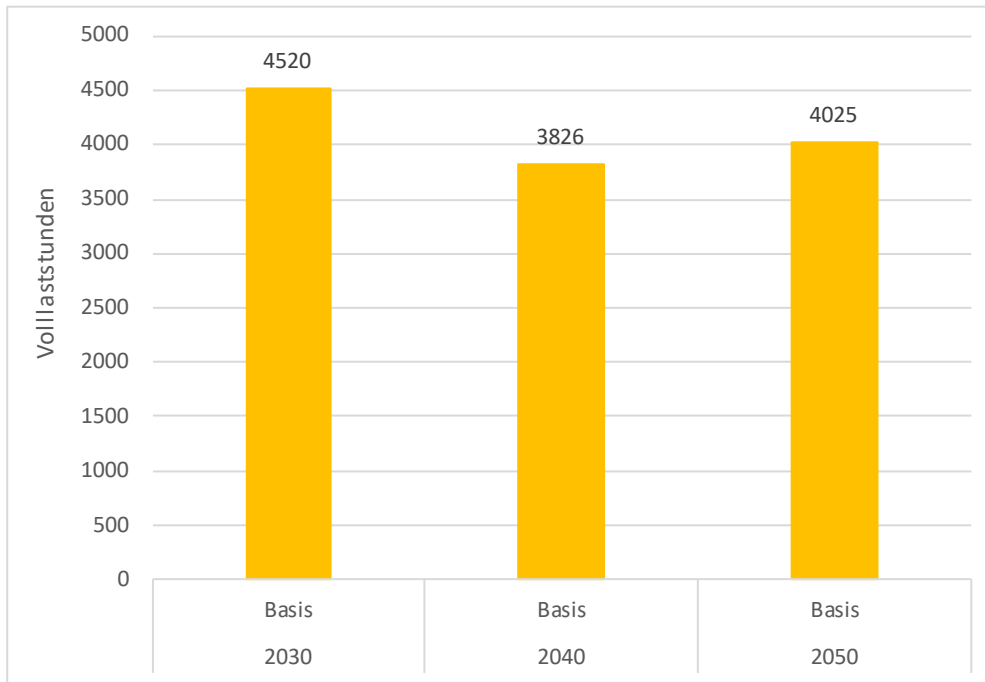


**Abbildung 5-8: Übersicht über den Zubau von PtH-, PtH2- und PtCH4-Anlagen im Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 5-9 zu sehen ist, bewegen sich die Volllaststunden für einen wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolyseanlagen im Basisszenario zwischen 3.800 und 4.500 h/a im Jahr. Der höhere Wert im Jahr 2030 stammt hierbei unter anderem aus Anlagen, die annahmegermäÙ bis 2026 installiert wurden und von einer Netzentgeltbefreiung nach § 118 EnWG profitieren und dementsprechend deutlich höhere Volllaststunden aufweisen als die Anlagen, die später gebaut werden und somit nicht von dieser Regelung profitieren. Dieser Effekt nivelliert sich in den darauffolgenden Dekaden, da der Anteil dieser 2 GW Elektrolyseleistung an der Gesamtleistung immer geringer wird.

<sup>26</sup> Hierbei werden zusätzlich zu einer KWK-Anlage Elektrodenkessel gebaut, um im Falle niedriger Strompreise die Stromerzeugung herunterzufahren und gleichzeitig die Wärmeverpflichtungen eingehen zu können.



**Abbildung 5-9: Mittlere Volllaststunden von Elektrolyseanlagen im Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

## 5.2 Versorgungssicherheit

### 5.2.1 Überblick

Der durch Treibhausgasemissionen ausgelöste Klimawandel verursacht ein Umdenken in vielen Bereichen der Kultur, Gesellschaft und Wirtschaft. Fossile Energieträger und die damit betriebenen konventionellen Kraftwerke haben einen großen Anteil am Ausstoß dieser Emissionen. Zur Erzeugung emissionsfreier elektrischer Energie liegt somit der Fokus auf den Erneuerbaren Energien, wie beispielsweise Windkraftanlagen oder Photovoltaikanlagen. Ein sofortiger Umstieg auf diese Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen ist jedoch aktuell nicht möglich, da die notwendigen Systemdienstleistungen (SDL) der Frequenzhaltung oder Spannungshaltung noch nicht allein von den regenerativen Anlagen getragen bzw. bereitgestellt werden können. Zusätzlich muss auch die Netzbetriebsführung umgestaltet und der Versorgungswiederaufbau von dezentralen Anlagen unterstützt werden.

Der von der Bundesregierung beschlossene Atom- und Kohleausstieg führt mit der Stilllegung von Großkraftwerken zu einer reduzierten Verfügbarkeit von Maßnahmen der Frequenz- und Spannungshaltung. Diese müssen an anderer Stelle erbracht werden. Bei dieser Umstellung müssen spezifische Themen betrachtet und weiter untersucht bzw. weiterentwickelt werden. Dies ist zunächst die zunehmende Elektrifizierung der Endenergieverbrauchssektoren, die einen Anstieg der Spitzenlast durch einen zunehmenden Anteil von beispielsweise Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen beinhaltet. Zusätzlich führt ein stetiger notwendiger Ausbau der Erneuerbaren Energien in den Verteilnetzen dazu, dass aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Verteilnetze keine reinen Verbraucher mehr darstellen. Für das zukünftige Energieversorgungssystem wird zudem die Annahme getroffen, dass Deutschland jederzeit in der Lage ist, den eigenen Bedarf – bzw. im Fall von Momentan- und Frequenzhaltungsreserve seinen Anteil am systemweiten Bedarf – an Systemdienstleistungen zu decken, ohne auf ausländische Hilfe angewiesen zu sein. Dementsprechend muss eine ausreichend hohe Momentanreserve auch durch dezentrale Anlagen bereitgestellt werden. Der Ausbau und die Integration lokaler Speichersysteme wäre beispielweise eine Option zur Erfüllung dieser Bedingung.

Ein weiteres zu betrachtendes Thema ist die wachsende Dezentralisierung bei gleichzeitig erhöhtem Kommunikations- und Koordinationsaufwand. Beispielsweise müssen virtuelle Kraftwerke und die damit verbundenen dezentralen Anlagen jederzeit verfügbar sein und stets mit- und untereinander kommunizieren, um die jeweils erforderliche Systemdienstleistung bereitstellen zu können. Damit einher gehen auch erhöhte Anforderungen an die IT-Sicherheit, um einen Ausfall oder eine Manipulation dieser virtuellen Kraftwerke auszuschließen.

Auch in Bezug auf die Energiewirtschaft ist ein Wandel notwendig. Neue Märkte, die eine schnelle und sichere Kommunikation ermöglichen und zudem kleine leistungsgeregelte Verbraucher und dezentrale Anlagen einbeziehen, sind essenziell für eine effiziente Preisinformation und -prognose.

In den genannten Bereichen besteht weiterer Forschungs- und Weiterentwicklungsbedarf, wobei dies vielfach bereits umgesetzt wird. Die Forschungs- und Entwicklungsbedarfe sollen dabei stets die Sicherheit der Energieinfrastruktur, den Datenschutz, die Skalierbarkeit von IT-Systemen und Koordinationsmechanismen gewährleisten.

## 5.2.2 Systemdienstleistungen

Im folgenden Abschnitt werden die Auswirkungen auf die unterschiedlichen Systemdienstleistungen, die der Wandel des Elektroenergiesystems mit sich bringt, und die damit einhergehenden Aufgaben genauer erläutert. Die einzelnen Handlungsfelder ergeben sich aus [66] sowie eigenen Analysen.

### 5.2.2.1 Frequenzhaltung

Die erste zu betrachtende Systemdienstleistung ist die Frequenzhaltung. Deren Kernaufgabe ist es, die Drehzahl der Synchrongeneratoren am Netz konstant zu halten, um so ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten und ein Übersteigen betrieblicher Grenzen zu vermeiden. Die Frequenz wird von der im Netz befindlichen Last sowie durch die gleichzeitig vorhandene Erzeugungsleistung beeinflusst.

Das bedeutet:

1. Steigt die Last bei gleichbleibender Erzeugungsleistung an oder sinkt die Erzeugungsleistung bei gleichbleibender Last, so sinkt die Frequenz.
2. Steigt die Erzeugungsleistung bei gleichbleibender Last an oder sinkt die Last bei gleichbleibender Erzeugungsleistung, so steigt die Frequenz.

Sowohl bei sinkender als auch steigender Frequenz gibt es stabilisierende Maßnahmen – die Regelreserven. Sie unterteilen sich aktuell hinsichtlich ihrer Aktivierungszeit in Momentanreserve, Frequenzhaltungsreserve (früher: Primärregelleistung) und Frequenzwiederherstellungsreserve (früher: Sekundär- und Tertiärregelleistung). Die Regelreserven werden heute hauptsächlich durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt.

Durch Stilllegung von konventionellen Kraftwerken müssen im Stromnetz der Zukunft demnach auch die Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen sowie Speicher neben der zusätzlichen Wirkleistungserzeugung auch Maßnahmen hinsichtlich der Frequenzhaltung bereitstellen. Als Ersatz für eine reduzierte Schwungmasse können z. B. neue Regelleistungsprodukte wie schnelle Frequenzregelung, virtuelle Trägheit oder echte Trägheit durch netzbildende Umrichter eingeführt werden.

Im betrachteten Szenario stehen grundsätzlich verschiedenste Technologien für die Erbringung von positiver (s. Tabelle 5-1) bzw. negativer (s. Tabelle 5-2) Regelreserve zur Verfügung. Diese unterliegen für die Vorhaltung und den Abruf von Regelreserve jeweils individuellen



Einschränkungen, die auch deren Kosten für Regelleistung beeinflussen. Dabei ist die Anlageneinsatzweise immer im Zusammenhang zum Betrieb im Fahrplangeschäft (d. h. Vermarktung über die Börse oder OTC) zu sehen.

| Technologie                        | Betriebsweise  | Einschränkung  |
|------------------------------------|--|--|
| Windkraft                          | Angedrosselte Fahrweise  | Bei marktbedingter Abregelung geringste Opportunität   |
| Photovoltaik                       | Angedrosselte Fahrweise  | Bei marktbedingter Abregelung geringste Opportunität   |
| Biomasseanlagen                    | bei modularem Anlagenaufbau keine Wirkungsgradeinbußen (ggf. Teillastbetrieb bei konventionellem Aufbau) | Wärmelieferverpflichtung; ausreichend Biogas vorhanden |
| Laufwasser (regelbar)              | Teillastbetrieb  | Wenn Stauraumbewirtschaftung möglich                   |
| Speicherwasser/ Pumpspeicher       | Freie Turbinenleistung   | Speicherbecken muss ausreichend gefüllt sein           |
| Batterien                          | Freie Entladeleistung  | Batterie muss ausreichend gefüllt sein                 |
| Thermische Kraftwerke ohne KWK     | Teillastbetrieb → Wirkungsgradeinbußen   |  |
| KWK-Anlagen (Erdgas)               | Teillastbetrieb → Wirkungsgradeinbußen außer bei modularem Anlagenaufbau                                 | Wärmelieferverpflichtung                               |
| Elektrolyse                        | Verbrauchsreduktion  | Anlagenflexibilität                                    |
| Power-to-Heat                      | Verbrauchsreduktion  | Wärmelieferverpflichtung                               |
| Sonstige Lastabschaltung Industrie | Verbrauchsreduktion  |  |
| Notstromaggregate                  | Hochfahren aus dem Stillstand  |  |

**Tabelle 5-1: Übersicht über mögliche Betriebsweisen und Einschränkungen verschiedener Technologien für die Erbringung positiver Regelreserve**

Quelle: Eigene Darstellung

| Technologie                    | Betriebsweise      | Einschränkung  |
|--------------------------------|--------------------|--|
| Windkraft                      | Abregelung         |  |
| Photovoltaik                   | Abregelung         |  |
| Biomasseanlagen                | Leistungsreduktion | Wärmelieferverpflichtung   |
| Laufwasser (regelbar)          | Leistungsreduktion |  |
| Speicherwasser/ Pumpspeicher   | Freie Pumpleistung | Speicherbecken muss freie Kapazitäten haben                                |
| Batterien                      | Freie Ladeleistung | Batterie muss freie Kapazitäten haben                                      |
| Thermische Kraftwerke ohne KWK | Leistungsreduktion | Betrieb oberhalb von technischer Minimalleistung                           |
| KWK-Anlagen (Erdgas)           | Leistungsreduktion | Wärmelieferverpflichtung; Betrieb oberhalb von technischer Minimalleistung |
| Elektrolyse                    | Verbrauchserhöhung | Anlagenflexibilität  |
| Power-to-Heat                  | Verbrauchserhöhung | Wärmeabnahme (ggf. Speicherung)  |

**Tabelle 5-2: Übersicht über mögliche Betriebsweisen und Einschränkungen verschiedener Technologien für die Erbringung negativer Regelreserve**

Quelle: Eigene Darstellung

Von den Erneuerbaren Energien nehmen regelbare Wasserkraftanlagen sowie Bioenergieanlagen bereits heute am Regelreservemarkt teil [6].

Die konkrete Reihenfolge des Einsatzes der verschiedenen Technologien ergibt sich aus ihren jeweiligen Opportunitätskosten im Vergleich zu anderen Vermarktungsmöglichkeiten (insbesondere dem Spotmarkt). Eine Reihenfolge (z. B. in 2030/2040) könnte sich für positive Regelreserve dann folgendermaßen darstellen:

Bei hoher EE-Erzeugung

1. Speicher-Erzeugung (Batterien, Pumpspeicher), sofern ausreichend gefüllt
2. Abschaltbare Lasten (u. a. Elektrolyseure, Elektrodenkessel)
3. Volatile EE erhöhen (Wind, PV), weil Androsselung notwendig

In einer Dunkelflaute

1. Steuerbare EE-Kraftwerke erhöhen
2. Steuerbare (fossile) Kraftwerke erhöhen (teilweise, wenn sie sowieso im Teillastbetrieb fahren, teilweise Neustart)
3. Abschaltbare Lasten (u. a. Großwärmepumpen)

Für die Vorhaltung und den Abruf negativer Regelreserve könnte die Reihenfolge entsprechen so aussehen:

Bei hoher EE-Erzeugung

1. Speicherverbrauch, sofern ausreichend freie Kapazitäten vorhanden sind
2. Zuschaltbare Lasten (PtH, PtG)
3. Volatile EE abregeln

In einer Dunkelflaute

1. Steuerbare Kraftwerke (fossil)
2. Steuerbare EE-Kraftwerke
3. Zuschaltbare Lasten (u.a. Groß-WP)

Die konkrete Reihenfolge hängt aber von der jeweiligen Situation im Strommarkt (oder vom Wärmebedarf etc. ab). Potenziell kritische Situationen für eine ausreichende Verfügbarkeit von positiver Regelreserve können grundsätzlich in Zeiten mit hoher Strom- und Wärmenachfrage auftreten, wenn alle Erzeuger mit Maximalleistung laufen müssen und nur ein geringes EE-Dargebot zur Verfügung steht. Da die Systemauslegung im Modell SCOPE SD unter perfekter Voraussicht ohne „Sicherheitspuffer“ erfolgt, ist es denkbar, dass es im betrachteten Szenario zu wenigen extremen Zeitpunkten – d. h. bei höchster Last – Knappheiten bei der

positiven Reserve geben kann. In diesem Fall könnte eine Aktivierung von Notstromaggregaten oder auch eine Lastabschaltung eines industriellen Verbrauchers notwendig sein. Sowohl Notstromaggregate als auch einige große Industriebetriebe beteiligen sich bereits heute an der Bereitstellung von Regelreserve [6, 8]. Zu beachten ist hier zusätzlich, dass die vorgehaltene Leistung auch noch gegen ungeplante Ausfälle gesichert sein muss, was die notwendige Leistung, die für positive Reserve notwendig ist, noch mal zusätzlich erhöht.

Potenziell kritische Situationen für die Bereitstellung von negativer Regelreserve unterliegen anderen Kriterien. Heute werden in Zeiten mit sehr geringer Stromnachfrage die höchsten Preise für negative Regelleistung gezahlt (z. B. an Weihnachten). Die Gründe dafür liegen im Betrieb thermischer Kraftwerke. Diese müssen in solchen Zeiten trotz niedriger Stromnachfrage (und damit niedrigen oder sogar negativen Preisen am Großhandelsmarkt) mit Mindestleistung am Netz bleiben und machen Verluste am Spotmarkt, um negative Reserve vorzuhalten. Flexible Lasten könnten demgegenüber negative Regelleistung mit sehr geringen Opportunitätskosten anbieten, und so wurden in Deutschland in den letzten 10 Jahren bereits mehr als 0,5 GW an Elektrodenkessel für den Einsatz für negative Regelleistung installiert [23]. Volatile EE bieten bisher praktisch keine negative Reserve an. So sind aktuell nur ca. 190 MW an Windkraft für negative manuelle Frequenzwiederherstellungsreserve (mFRR) präqualifiziert [6]. Hier stellen u. a. die Länge der Produktlaufzeiten und die Vorlaufzeit Hemmnisse dar, während aus technischer Sicht eine Teilnahme möglich wäre [42]. In Zukunft ist dagegen zu erwarten, dass Zeiten mit geringer Stromnachfrage im Wesentlichen Zeiten mit geringem EE-Dargebot sein werden und damit in solchen Zeiten vergleichsweise höhere Strompreise anfallen<sup>27</sup>. In diesen Zeiten laufen flexible Verbraucher wie PtH oder PtG dann aber nicht am Spotmarkt (wegen der hohen Preise) und können für die Vorhaltung negativer Reserve eingesetzt werden. In diesen Zeiten ist daher im betrachteten Szenario keine Knappheit an Technologien, die negative Reserve erbringen können, zu erwarten. Im umgekehrten Fall mit einem hohen EE-Dargebot können im letzten Schritt immer noch Wind- oder PV-Anlagen negative Reserve vorhalten, so dass auch in solchen Situationen keine Knappheit zu erwarten ist.

Um Effizienzen in der Vorhaltung zu steigern und auch für fluktuierende EE die Rahmenbedingungen für die Beteiligung an der Regelreserve zu verbessern, sind kürzere Produkt- und Vorlaufzeiten anzustreben, die aktuell auch z. T. im Zuge der verstärkten europäischen Kooperation im Bereich der Regelreserve auf Grundlage der „Electricity Balancing Guideline (EB-GL)“ umgesetzt werden.

#### 5.2.2.2 Spannungshaltung

Aufseiten der Spannungshaltung umfassen die Pflichten der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, die Netzspannung in einem definierten zulässigen Bereich zu halten sowie die Qualität der Spannungsversorgung sicherzustellen. Die Netzbetreiber stellen die Spannungshaltung innerhalb der Netzebenen sowie netzebenenübergreifend sicher und sorgen für eine ausreichende Bereitstellung von Blindleistung für die Einhaltung des zulässigen Spannungsbereiches. Des Weiteren wird sichergestellt, dass bei Spannungseinbrüchen der verfügbare Kurzschlussstrom ausreichend ist, um den Netzschutz zu gewährleisten. Im heutigen Netz werden diese Aufgaben durch Blindleistungsbereitstellung und -regelung, Transformatorstufung und -umschaltung, Kurzschlussstrombeitrag, Schaltung von Netzbetriebsmitteln, Steuerung von Erzeugeranlagen und die Einhaltung der Spannungsqualität, z. B. durch die Kompensation von Oberschwingungen, realisiert.

<sup>27</sup> Das liegt darin begründet, dass bei einem hohen EE-Dargebot in Zeiten, in denen der herkömmliche Strombedarf an sich niedrig ist (z. B. am Wochenende oder an Feiertagen insbesondere nachts), dann Anreize bestehen, flexible Verbraucher zuzuschalten.

Aufgrund der zunehmenden zeitlichen und räumlichen Entkopplung von Erzeugern und Verbrauchern und einer erhöhten Anzahl an dezentralen Erzeugeranlagen wird der Blindleistungsbedarf in Zukunft steigen. Gleichzeitig sinkt die Menge an bereitgestellter Blindleistung aufgrund von verringerter Laufzeit und Abschaltung von konventionellen Kraftwerken. Auch der verfügbare Kurzschlussstrombetrag wird beeinträchtigt, da vermehrt leistungselektronische Elemente an das Netz angeschlossen werden und diese im Gegensatz zu Synchrongeneratoren nicht ein Vielfaches des Bemessungsstroms einspeisen können. Dies führt zu einem verminderten Kurzschlussstrombeitrag, was mit einem höheren Risiko für den Netzschutz einhergeht.

Infolge der sich langfristig ändernden Regelungsoptionen gilt es bei den zukünftigen Szenarien der Netzplanung nicht nur den Netzausbau zu berücksichtigen, auch müssen vermehrt intelligente Betriebstechnologien, wie z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren und Strangregler, eingesetzt werden. Des Weiteren wird der Beitrag von wechselrichtergeführten Erzeugungsanlagen zur Spannungshaltung eine zentrale Rolle spielen. Auf der Übertragungsebene muss die lokale Blindleistungsbereitstellung gewährleistet sein, ggf. auch mit dezentrierten Blindleistungskompensationsanlagen.

Die Herausforderung für die Forschung ist es, die Systemdienstleistungen auf die Szenarien zukünftiger Netzarchitekturen und -technologien abzustimmen. Die Entwicklungsaspekte der Systemdienstleistung der Spannungshaltung werden in die Maßnahmen „Spannungseinhaltung“, „Blindleistung“, „Kurzschlussstromeinhaltung“ unterteilt sowie in die Faktoren der Maßnahmensteuerung „technische Herausforderung über Netzebenen“ und „Parameter für Betriebsführung“.

Dezentrale Umrichter besitzen das Potenzial, Asymmetrien im Netz zu kompensieren, jedoch hat der erhöhte Einsatz von Umrichtern einen höheren Oberschwingungsgehalt in der Spannung zur Folge. Aufgrund dessen stellt sich die Frage, welche Grenzwerte technisch und ökonomisch eine sinnvolle Lösung bilden.

Das Blindleistungspotenzial muss in Zukunft durch dezentrale Erzeuger, Speicher und neue Technologien erweitert werden, um den veränderten Blindleistungsbedarf zur Erfüllung der Transportaufgabe zu gewährleisten. Für Anlagen- und Netzbetreiber muss dafür die Blindleistungsbereitstellung wirtschaftlich zumutbar sein.

Die sich von Synchronmaschinen unterscheidende UI-Kennlinie dezentraler Leistungselektronik beeinflusst das Kurzschlussverhalten des Netzes, da die Kurzschlussstrombeträge von EE-Anlagen und Umrichtern abhängig vom Betriebszustand und der Speicherfähigkeit des Zwischenkreises sind. Dies muss bei der Netzplanung berücksichtigt werden.

Aufseiten der technischen Herausforderung müssen zukünftige relevante Betriebsmittel zur Verbesserung der Spannungshaltung identifiziert und Methoden zur Bedarfsbestimmung von Blindleistungskompensation ermittelt werden. Die Koordination der Blindleistungsquellen muss zukünftig im Betriebsplanungsprozess mit einbezogen werden. Dazu muss zusätzlich sichergestellt werden, dass durch ungünstige Regelsetzung Marktprozesse die Stabilität nicht gefährden.

Bei den Parametern der Betriebsführung muss sichergestellt werden, dass sichere und zuverlässige Kommunikationspfade existieren, da es sich bei den Systemdienstleistungen um eine kritische Infrastruktur handelt. Der sichere Arbeitsbereich des zukünftigen Netzes kann sich Szenario bezogen ändern, dabei könnte eine automatisierte, spannungsstützende Lastreduktion eine Option werden.

### 5.2.2.3 Versorgungswiederaufbau

Da ein langandauernder Stromausfall teils verheerende Auswirkungen zeitigen kann, muss dem Netz- und Versorgungswiederaufbau die höchste Relevanz beigemessen werden. Aufgrund der hohen Versorgungszuverlässigkeit sind Notversorgungskonzepte in vielen Bereichen nicht ausreichend ertüchtigt bzw. weiterentwickelt worden. Eine besonders hohe Relevanz besitzt dabei die Erforschung von ergänzenden dezentralen Ansätzen, die die Ausfallzeiten unter dem Einsatz Erneuerbarer Energien bis zum zentralen Netz- und Versorgungswiederaufbau regional minimieren. Darüber hinaus sollen bei der Erforschung neuer Ansätze auch neue Technologien und Randbedingungen berücksichtigt werden. Dazu zählen unter anderem die Berücksichtigung zunehmender Flexibilität in Produktionsprozessen, der Einsatz von stationären und mobilen Speichern, die zunehmende Sektorenkopplung und die Nutzung der zunehmend verfügbaren „Smart Meter“-Infrastruktur.

Eine besondere Herausforderung beim Versorgungswiederaufbau stellt die Tatsache dar, dass die entwickelten Lösungen möglichst robust sein müssen, da sie für verschiedene Black-out-Ursachen einsetzbar sein sollen. In der zunehmend vernetzten und digitalen Welt ergeben sich bei der Systemdienstleistung des Versorgungsaufbaus viele grundsätzliche Fragen bezüglich der Anforderungen und Sicherheit zum zukünftigen Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnik, zudem darf durch die zunehmende Sektorenkopplung langfristig der Versorgungswiederaufbau des Stromnetzes nicht mehr isoliert betrachtet werden. Dabei besitzt die Handlungsfähigkeit der verantwortlichen Stellen, den Versorgungswiederaufbau sicherzustellen, absolute Priorität. Da beim Netzwiederaufbau das Netz aus technischen Gründen zunächst in einzelne Netzinseln aufgetrennt wird, sind zunächst internationale Leistungsflüsse sowie die Bereitstellung von Maßnahmen der Systemdienstleistungen nicht möglich. Erzeugungsleistung sowie Regelreserven und SDL müssen lokal erbracht werden, weshalb der Speicherung von Energie eine besondere Rolle zuteilwird.

### 5.2.2.4 Betriebsführung

Unter der Annahme, dass zukünftig von einer zunehmenden Vernetzung von Märkten, ÜNB, VNB und Sektoren/Netzsparten auszugehen ist, wird ein Ausbau der Infrastruktur der Informations- und Kommunikationstechnik erforderlich. Auf dieser Grundlage ergeben sich neue Möglichkeiten und Risiken für die zukünftige Betriebsführung des Stromnetzes. Eine effiziente Betriebsführung erfordert Daten in hoher Qualität. Erhebung, Verarbeitung und Austausch dieser Daten sind teils mit hohem Aufwand verbunden. Mit zunehmender Anzahl neuer Erzeuger und Verbraucher und einer Erhöhung des Automatisierungsgrades geht mit der optimierten Betriebsführung auf allen Spannungsebenen eine Steigerung der Systemkomplexität einher.

Ein weiterer Forschungskomplex beinhaltet das Potenzial der sektorübergreifend optimierten Betriebsführung. Dabei gilt zu beachten, dass eine datengetriebene, vernetzte und automatisierte Betriebsführung eine Anfälligkeit für Systemangriffe darstellt. Daraus leitet sich u. a. der Untersuchungsbedarf ab, wie im Worst Case ein kommunikationsloser Netzbetrieb bzw. ein Betrieb mit manipulierter Informations- und Kommunikationstechnik möglich ist. Die Einführung von flächendeckenden regionalen Flexibilitätsmärkten in Form von Day-Ahead-, Intraday- oder kontinuierlichem Intraday-Handel wirft Fragen auf, die sich auf Schnittstellen zwischen unterschiedlichen Märkten und Regelzonen beziehen. Ebenso müssen Fragen bzgl. Koordinierung, Marktmanipulation und ungewollter Wechselwirkung geklärt werden.

### 5.2.3 Systeminstabilität bei Ereignissen nach §51 EEG

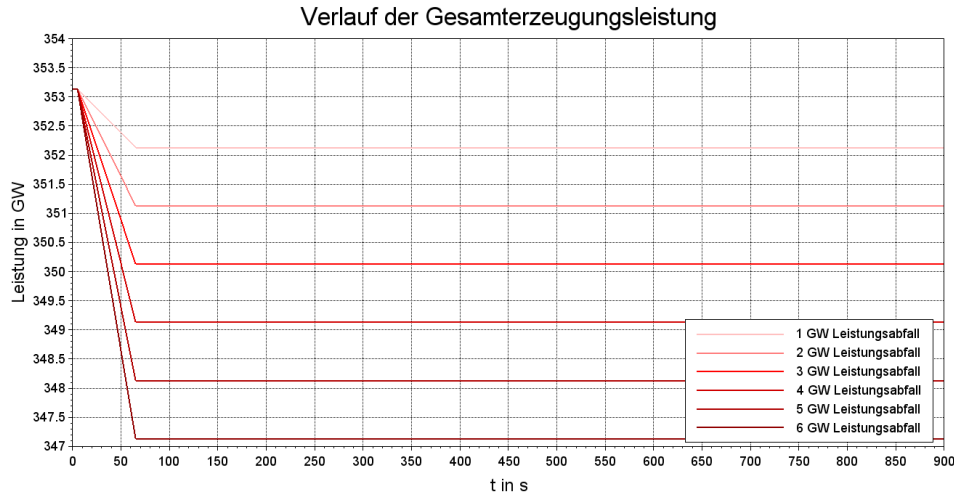
Aufgrund der Regelung in §51 EEG zum Vergütungsverlust bei negativen Strompreisen über mehrere Stunden hinweg können Wind- und PV-Anlagen aus wirtschaftlichen Gründen von

den Betreibern bzw. Einsatzverantwortlichen (Direktvermarktern) kurzfristig vom Netz genommen werden. Hier wird die Auswirkung eines solchen Ereignisses auf den Frequenzverlauf und damit auf die Systemstabilität untersucht. Dazu wird das in Abschnitt 4.7 beschriebene Modell verwendet. Da das beschriebene Verhalten nicht für alle Erzeugungsanlagen gilt, sondern die Entscheidung aufgrund des Marktgeschehens, welches sich in bestimmten Zeitfenstern für alle Marktteilnehmer verändert (z. B. stündlicher Spotpreis), erfolgt, wird für die Untersuchung davon ausgegangen, dass sich die Einspeiseleistung der betroffenen Anlagen innerhalb von einer Minute linear auf null reduziert.

Die Herausforderung des §51 EEG liegt hierbei in der viertelstündlichen Bilanzierung der Stromhändler für einen ausgeglichenen Rahmen, während die Netzbetreiber für die Frequenzstabilität im Sekunden- bzw. Millisekunden-Bereich operieren. Somit kann eine viertelstündliche saubere Strommarktbalanzierung dennoch zu entsprechenden Systeminstabilitäten führen.

Nachfolgend wird der Verlauf der Frequenz im kontinentaleuropäischen Verbundnetz nach Auftreten eines §51-Ereignisses untersucht. Dafür wird die Gesamtleistung der Anlagen, die sich an dem Ereignis beteiligen, in den Stufen 1 GW, 2 GW, 3 GW, 4 GW, 5 GW und 6 GW variiert. Es wird davon ausgegangen, dass ein eventueller Ausgleich dieser ausgefallenen Erzeugungslastung durch den Markt nicht innerhalb der technisch notwendigen Zeit (im Bereich weniger Sekunden) erfolgt und das Defizit ausschließlich durch die automatischen Mechanismen der Leistungsreserven sowie der Frequenzabhängigkeit der Lasten ausgeglichen werden muss.

Abbildung 5-10 zeigt den Verlauf der Gesamterzeugungsleistung in den sechs vorgenannten Varianten. Zum Zeitpunkt  $t=0$  s tritt das §51-Ereignis ein und die beteiligten Erzeugungsanlagen reduzieren ihre Einspeiseleistung innerhalb von einer Minute auf null.

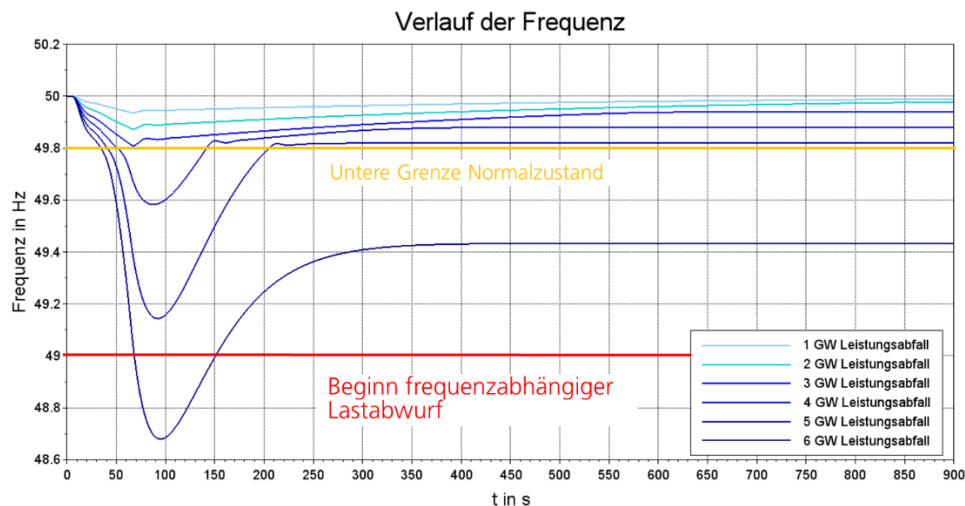


**Abbildung 5-10: Verlauf der Erzeugungsleistungen in den einzelnen Varianten**

Quelle: Eigene Darstellung

Den Frequenzverlauf als Reaktion auf dieses Ereignis zeigt Abbildung 5-11. Darin ist eine erwartungsgemäße Reduktion des Frequenzverlaufes mit Ereigniseintritt zu erkennen. Relevant im Verlauf ist das Frequenzminimum, da in seiner Abhängigkeit ggf. weitere Maßnahmen getroffen werden.

Bis zu einem Ausfall in der Größe der FCR – Frequency Containment Reserve (3 GW) verlässt die Frequenz nicht den Bereich des Normalzustands des Systems von 49,8 Hz. Jedoch wird bei einem Ausfall von 3 GW die Frequenzwiederherstellungsreserve in die Sättigung gefahren (Abbildung 5-12), weshalb eine bleibende Frequenzabweichung zu erkennen ist, die durch manuelle Akquirierung von Regelleistung kompensiert werden muss.



**Abbildung 5-11: Frequenzverlauf für die einzelnen Varianten**

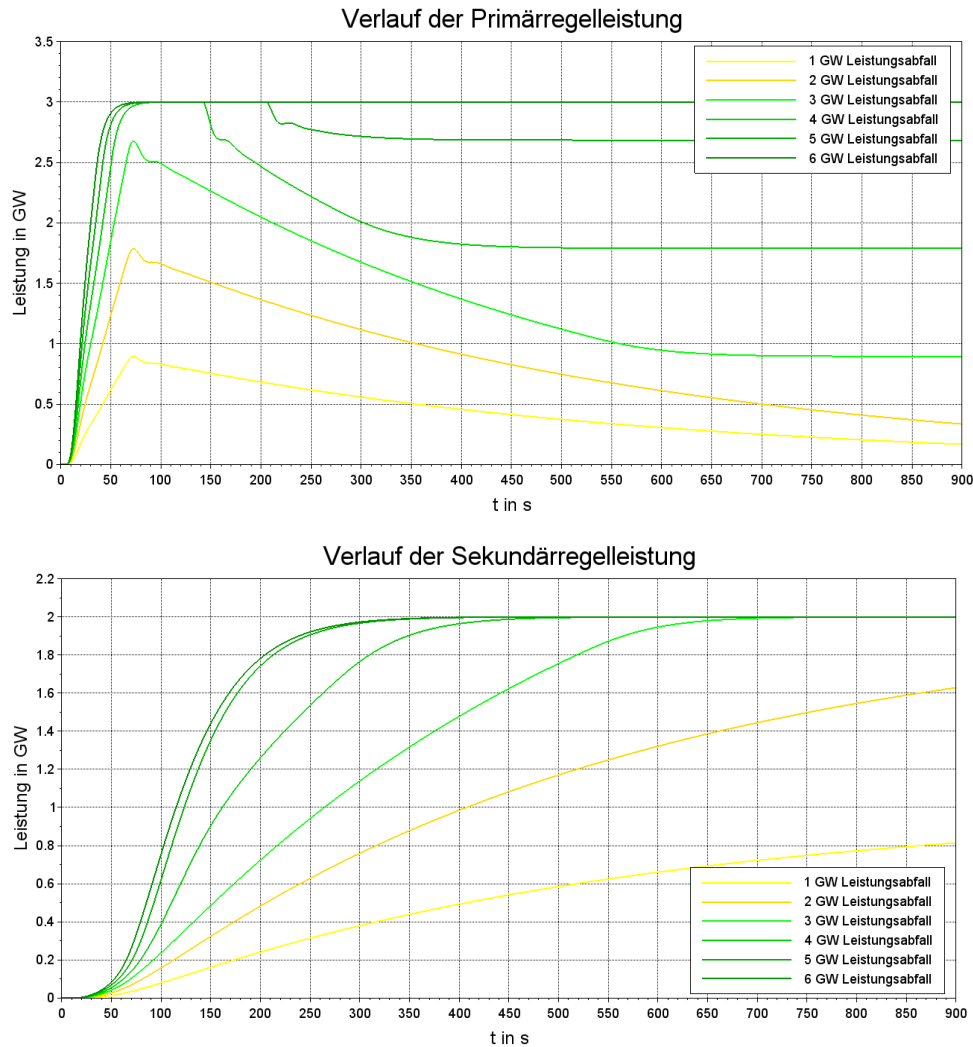
Quelle: Eigene Darstellung

Bei Leistungsdefiziten größer als 3 GW erreicht die Frequenzhaltungsreserve ebenfalls die Sättigung und kann daher den Ausfall nicht mehr allein kompensieren, was ein deutlich ausgeprägteres Frequenzminimum zur Folge hat (s. Abbildung 5-11). Defizite größer als 5 GW können sogar zu frequenzabhängigen Lastabwürfen führen.

Im Hinblick auf den notwendigen starken Ausbau der Erneuerbaren Energien, die für die kommenden Jahre auch weiterhin größtenteils unter einer Förderung und somit unter den §51 EEG fallen würden, erhöht sich die Wahrscheinlichkeit einer Systeminstabilität. Um dies zu verhindern, ist eine stets größer werdende Flexibilität in Form der FCR und FRR notwendig bzw. einer anderen Bilanzierungsform, welche verhindert, dass sich innerhalb von 1 Minute (z. B. zum Stunden- und somit zum Strompreiswechsel am Spotmarkt) größere Erzeugungsleistungen unreguliert vom Netz trennen.

Da der §51 EEG ein künstliches politisches Konstrukt darstellt, das u. a. diese Herausforderungen bedingt, wäre es zudem überlegenswert, ob eine Abschaffung des §51 EEG zu einer Lösung beitragen könnte.





**Abbildung 5-12: Verlauf der FCR (oben) und der FRR (unten) für die einzelnen Varianten**

Quelle: Eigene Darstellung

## 5.3 Stromübertragungsnetz

Nachfolgend werden zunächst die Freiheitsgrade, welche für die jeweiligen Simulationen und Optimierungen angenommen werden, beschrieben und des Weiteren die Ergebnisse der Stromübertragungsnetzsimulationen bzw. -optimierungen für die Netzausbauplanung und die Netzbetriebsführung für das Basisszenario präsentiert.

### 5.3.1 Implementierte Freiheitsgrade

In diesem Abschnitt werden die jeweiligen Freiheitsgrade der optimierten Netzausbauplanung sowie der optimierten Netzbetriebsführung, wie sie bereits in den Abschnitten 4.6.2 und 4.6.3 in allgemeiner Form beschrieben wurden, präsentiert.

#### 5.3.1.1 Freiheitsgrade der optimierten Netzausbauplanung

Die Freiheitsgrade der optimierten Netzausbauplanung können nach dem NOVA-Prinzip kategorisiert werden (vgl. 4.6.2). Dabei haben die unterschiedlichen Freiheitsgrade auch unterschiedliche Auswirkungen auf die jeweiligen Dimensionen innerhalb der Leistungsflussberechnung und somit auch auf die Nebenbedingungen des Optimierungsmodells. Diese Einflüsse sind in Tabelle 5-3 dargestellt. Neben den dargestellten Freiheitsgraden existiert noch

der Freiheitsgrad des Spannungsebenenwechsels von 220 kV auf 380 kV der Leitungen, welcher auch mit den aufgeführten Freiheitsgraden kombinierbar ist.

| Maßnahme  | Reaktanz ( $x_{km}$ )   | Maximale Stromtragfähigkeit       |
|---|-------------------------|-----------------------------------|
| Leiterseilmonitoring  | $x_{km, Bestand}^{max}$ | $I_{km, Bestand}^{max} \cdot 1,3$ |
| Hochtemperatur-Leiterseile + Leiterseilmonitoring             | $x_{km, Bestand}^{max}$ | $I_{km, Bestand}^{max} \cdot 1,6$ |
| Typ 2x 450 <sup>2</sup> Al/St (220 kV) + Leiterseilmonitoring | 0,286 Ω/km              | 2,392 kA                          |
| Typ 2x 650 <sup>2</sup> Al/St (220 kV) + Leiterseilmonitoring | 0,274 Ω/km              | 4,784 kA                          |
| Typ 4x 450 <sup>2</sup> Al/St (380 kV) + Leiterseilmonitoring | 0,252 Ω/km              | 2,912 kA                          |
| Typ 4x 450 <sup>2</sup> Al/St (380 kV) + Leiterseilmonitoring | 0,246 Ω/km              | 5,824 kA                          |

**Tabelle 5-3: Verfügbare Maßnahmen im Rahmen der optimierten Netzausbauplanung**

Quelle: Eigene Darstellung

Es ist zu erkennen, dass der Wechsel des direkten Leitungstyps einen Einfluss auf beide Dimensionen (Reaktanzwert und maximale Stromtragfähigkeit) der jeweiligen Leitungen hat. Die angegebenen Werte für diese Typen schließen ein aktives Leiterseilmonitoring bereits mit ein. Für die Anwendung des Leiterseilmonitorings sowie den Einsatz von Hochtemperatur-Leiterseilen in Kombination mit Leiterseilmonitoring verändert sich die Reaktanz der Elemente nicht. Es ergibt sich lediglich eine Erhöhung der maximalen Stromtragfähigkeit um den Faktor 1,3 bzw. 1,6.

### 5.3.1.2 Freiheitsgrade der optimierten Netzbetriebsführung

Nachfolgend werden die verfügbaren bzw. nicht verfügbaren Kategorien im Rahmen der optimierten Netzbetriebsführung für das Basisszenario dargestellt. Dabei sind in Tabelle 5-4 die verfügbaren Erzeugungskategorien und in Tabelle 5-5 die verfügbaren Verbrauchskategorien für die optimierte Netzbetriebsführung dargestellt. Diese sind für die jeweiligen Szenariojahre (2030, 2040 und 2050) identisch, die Kosten für die jeweiligen Kategorien variieren jedoch und werden nachfolgend für das jeweils dargestellte Szenariojahr ausgewiesen. Die präsentierten Flexibilitäten und die Kosten für das jeweilige Szenario stellen die Grundlage für die präsentierten Ergebnisse dar.

| Erzeugungskategorie                 | Einspeisungserhöhung | Einspeisungsreduzierung |
|-------------------------------------|----------------------|-------------------------|
| Batterie <sup>28</sup>              | Verfügbar            | Verfügbar               |
| Bestands-KWK-Anlagen                | Verfügbar            | Verfügbar               |
| Biomasse unflexibel                 | Nicht verfügbar      | Nicht verfügbar         |
| Biomasse flexibel                   | Verfügbar            | Verfügbar               |
| GuD-Kraftwerke                      | Verfügbar            | Verfügbar               |
| Konventionelle Wasserkraft          | Nicht verfügbar      | Nicht verfügbar         |
| Neue-KWK-Anlagen                    | Verfügbar            | Verfügbar               |
| Gasturbinen                         | Verfügbar            | Verfügbar               |
| Offshore-Wind                       | Nicht verfügbar      | Verfügbar               |
| Onshore-Wind                        | Nicht verfügbar      | Verfügbar               |
| Photovoltaik                        | Nicht verfügbar      | Verfügbar               |
| Wasserkraft (Turbine)               | Verfügbar            | Verfügbar               |
| Photovoltaik Speicher <sup>24</sup> | Nicht verfügbar      | Nicht verfügbar         |
| Abfall                              | Nicht verfügbar      | Nicht verfügbar         |

**Tabelle 5-4: Verfügbare Flexibilitäten für Erzeugungskategorien im Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

| Verbrauchskategorie                | Verbrauchserhöhung | Verbrauchsreduzierung |
|------------------------------------|--------------------|-----------------------|
| Demand Side Management             | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Power-2-Gas                        | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Klimatisierung                     | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Zentrale Wärmepumpen               | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Konventionelle Last GHD            | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Konventionelle Last Industrie      | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Konventionelle Last Landwirtschaft | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Konventionelle Last ÖPNV           | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Konventionelle Last Haushalte      | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Elektrische LKW                    | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Elektrische Fahrzeuge              | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Elektroden-Kessel                  | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Neue-KWK-Anlagen                   | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Elektrolyseure                     | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Wasserkraft (Pumpe)                | Verfügbar          | Verfügbar             |
| Bestands-KWK-Anlagen               | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |

**Tabelle 5-5: Verfügbare Flexibilitäten für Verbrauchskategorien im Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

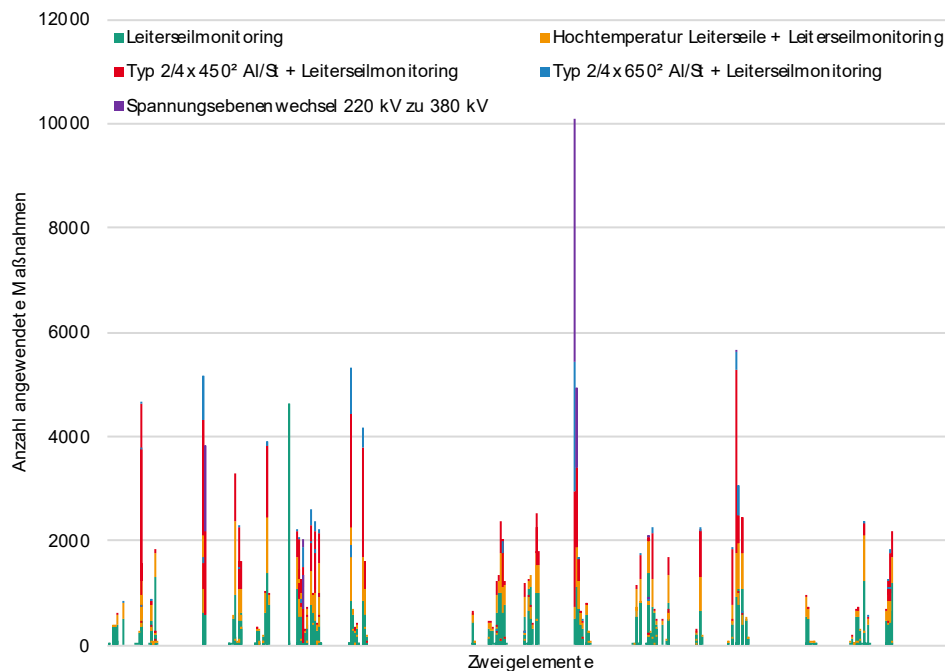
<sup>28</sup> Diese Erzeugungskategorien werden mit einer Speicherfüllstandsrestriktion in der optimierten Netzbetriebsführung modelliert.

### 5.3.2 Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung

Nachfolgend werden die Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung für die Szenariojahre 2030, 2040 und 2050 dargestellt. Diese basieren auf den in 5.3.1.1 präsentierten Freiheitsgraden und dem in 4.6.2 präsentierten Optimierungsmodell.

#### 5.3.2.1 Netzausbauplanung im Jahr 2030

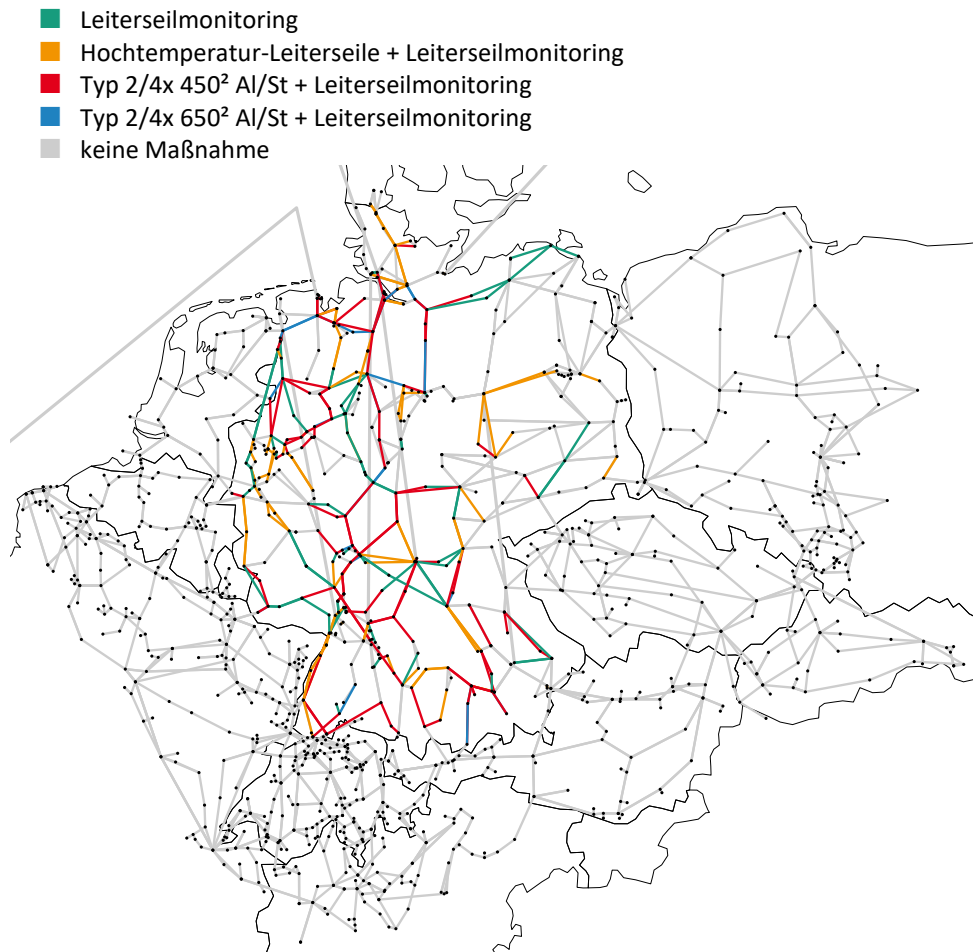
In Abbildung 5-13 ist die Häufigkeitsverteilung der angewendeten AC-Maßnahmen für das Basisszenario im Jahr 2030 für alle 8760 Zeitschritte über die Zweigelemente dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass die Maßnahmen über die unterschiedlichen Zeitschritte und Zweigelemente mit sehr unterschiedlichen Ausprägungen auftreten. Die absoluten Häufigkeiten der angewendeten AC-Maßnahmen über alle Zweigelemente ergeben sich zu folgenden Werten: Leiterseilmonitoring wird in Summe 123.021 Mal, Hochtemperatur-Leiterseile in Kombination mit Leiterseilmonitoring 57.554 Mal, Typ 2/4x 450<sup>2</sup> Al/St in Kombination mit Leiterseilmonitoring 61.604 Mal, Typ 2/4x 650<sup>2</sup> Al/St in Kombination mit Leiterseilmonitoring 10.713 Mal und ein Spannungsebenenwechsel von 220 kV zu 380 kV wird 13.220 Mal angewendet.



**Abbildung 5-13:** Häufigkeitsverteilung der angewendeten AC-Maßnahmen für das Basisszenario im Jahr 2030 (8760 Zeitschritte)

Quelle: Eigene Darstellung

Basierend auf den Häufigkeitsverteilungen werden die finalen Zubauentscheidungen getroffen. Im Rahmen der Studie wurden diejenigen AC-Maßnahmen ausgewählt, welche den größten Einfluss auf die maximale Stromtragfähigkeit der Zweigelemente haben. Die finalen Zubauentscheidungen und deren geografische Verteilung sind in Abbildung 5-14 gegeben. In Tabelle 5-6 sind die finalen Zubauentscheidungen aufgeteilt nach den jeweiligen Spannungsebenen noch einmal detailliert dargestellt.



**Abbildung 5-14: Geografische Verteilung der final ausgewählten AC-Maßnahmen für das Basisszenario im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

| Maßnahme   | 220-kV-Leitungen | 380-kV-Leitungen |
|--|------------------|------------------|
| Leitenseilmonitoring                                 | 20               | 107              |
| Hochtemperatur-Leitenseile + Leitenseilmonitoring    | 12               | 78               |
| Typ 2x 450 <sup>2</sup> Al/St + Leitenseilmonitoring | 18               | -                |
| Typ 2x 650 <sup>2</sup> Al/St + Leitenseilmonitoring | 13               | -                |
| Typ 4x 450 <sup>2</sup> Al/St + Leitenseilmonitoring | -                | 81               |
| Typ 4x 450 <sup>2</sup> Al/St + Leitenseilmonitoring | -                | 41               |
| 220 kV zu 380 kV                                     | 14               | -                |

**Tabelle 5-6: Anzahl final ausgewählter AC-Maßnahmen der Netzausbauplanung für das Basisszenario im Jahr 2030**

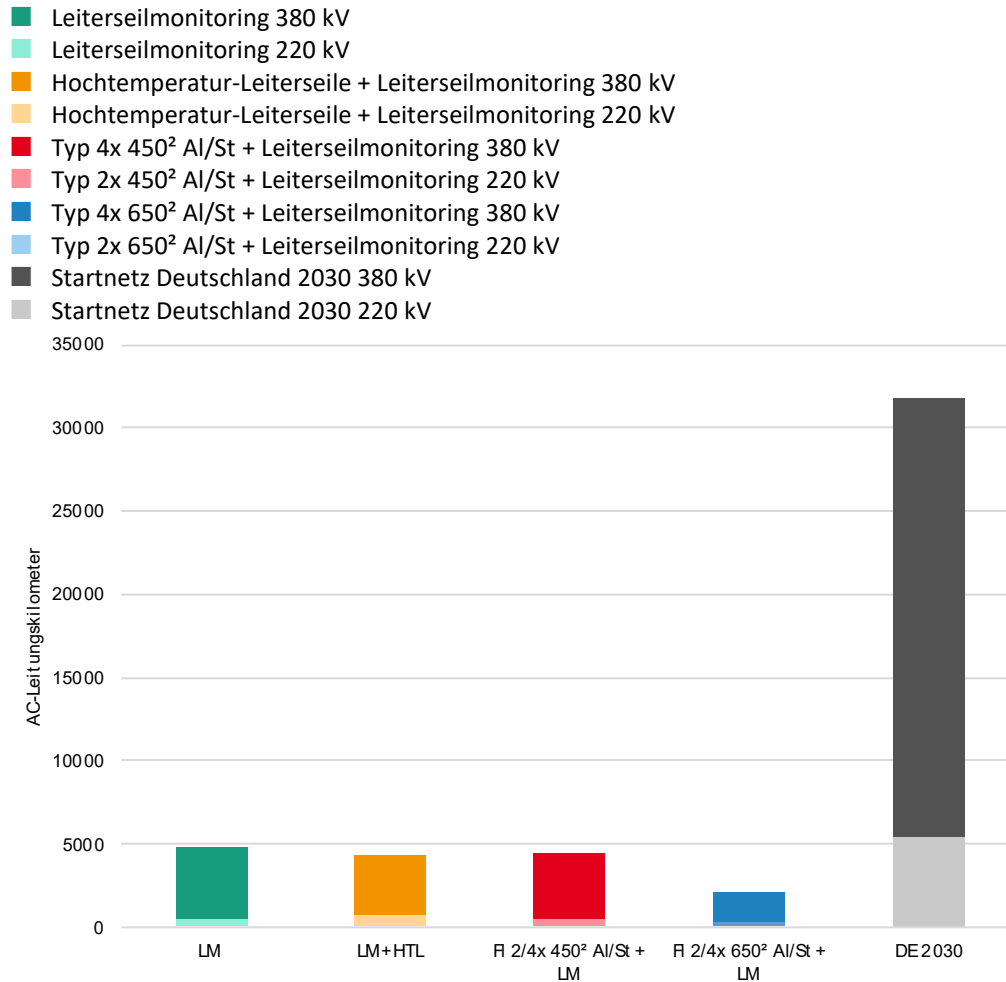
Quelle: Eigene Darstellung

Die Leitungskilometer, für die die AC-Maßnahmen angewendet wurden, sind in Abbildung 5-15 sowie in Tabelle 5-7 dargestellt. Als Referenz sollen an dieser Stelle die gesamten AC-Leitungskilometer für das verwendete Modell sowie für Deutschland (siehe auch Abbildung als Referenz) angegeben werden:

- Europa: in Summe 81.701,52 km, davon:
  - 31.324,95 km 220-kV-Leitungen und
  - 50.376,57 km 380-kV-Leitungen
- Deutschland: in Summe 31.788,22 km Startnetz, davon:
  - 5.418,42 km 220-kV-Leitungen und

- 26.369,80 km 380-kV-Leitungen

Als Startnetz wird an dieser Stelle und für alle nachfolgenden Simulationen das in Abschnitt 4.6.1 beschriebene Modell unterstellt. Dieses basiert auf den verfügbaren Informationen der Übertragungsnetzbetreiber sowie den Maßnahmen aus dem BBPIG, dem EnLAG und den DC-Zubaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan 2030 des Jahres 2017.



**Abbildung 5-15: Kombinierte AC-Leitungskilometer der Maßnahmen für das Basisszenario im Jahr 2030 im Vergleich zum AC-Startnetz**

Quelle: Eigene Darstellung

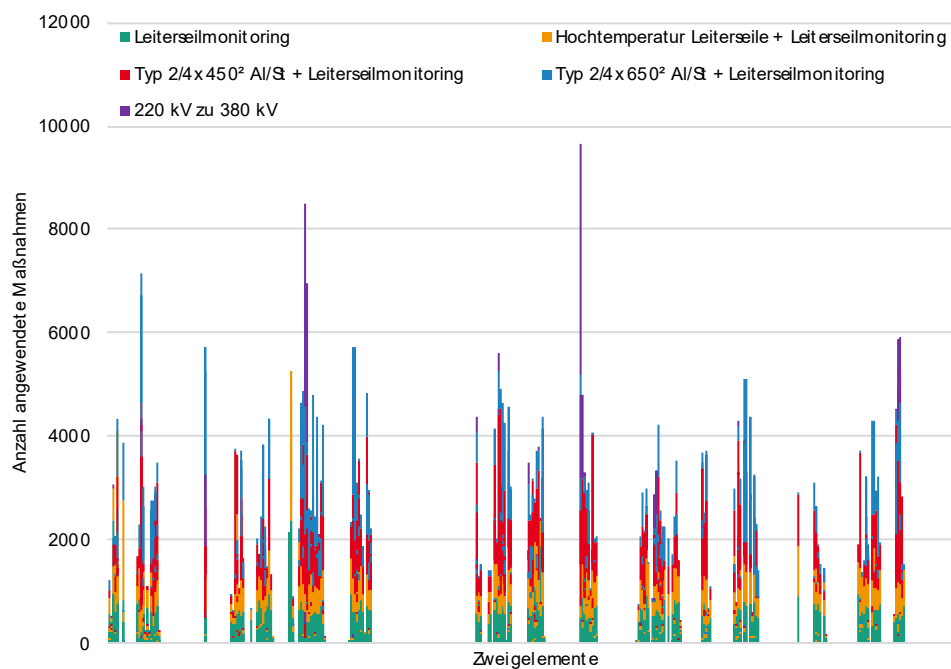
| Maßnahme  | 220-kV-Leitungen | 380-kV-Leitungen |
|---|------------------|------------------|
| Leiteseilmonitoring                                 | 476 km           | 4.339 km         |
| Hochtemperatur-Leiteseile + Leiteseilmonitoring     | 762 km           | 3.632 km         |
| Typ 2x 450 <sup>2</sup> Al/St + Leiteseilmonitoring | 487 km           | -                |
| Typ 2x 650 <sup>2</sup> Al/St + Leiteseilmonitoring | 334 km           | -                |
| Typ 4x 450 <sup>2</sup> Al/St + Leiteseilmonitoring | -                | 3.997 km         |
| Typ 4x 650 <sup>2</sup> Al/St + Leiteseilmonitoring | -                | 1.729 km         |
| 220 kV zu 380 kV                                    | 359 km           | -                |

**Tabelle 5-7: AC-Leitungskilometer der final ausgewählten AC-Maßnahmen der Netzausbauplanung für das Basisszenario im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

## 5.3.2.2 Netzausbauplanung im Jahr 2050

In Abbildung 5-16 ist die Häufigkeitsverteilung der angewendeten AC-Maßnahmen für das Basisszenario im Jahr 2050 für alle 8760 Zeitschritte über die Zweigelemente dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass die AC-Maßnahmen über die unterschiedlichen Zeitschritte und Zweigelemente mit sehr unterschiedlichen Ausprägungen auftreten. Die absoluten Häufigkeiten der angewendeten AC-Maßnahmen über alle Zweigelemente ergeben sich zu folgenden Werten: Leiterseilmonitoring wird in Summe 336.943 Mal, Hochtemperatur-Leiterseile in Kombination mit Leiterseilmonitoring 240.066 Mal, Typ 2/4x 450<sup>2</sup> Al/St in Kombination mit Leiterseilmonitoring 290.656 Mal, Typ 2/4x 650<sup>2</sup> Al/St in Kombination mit Leiterseilmonitoring 168.662 Mal und ein Spannungsebenenwechsel von 220 kV zu 380 kV wird 27.598 Mal angewendet.



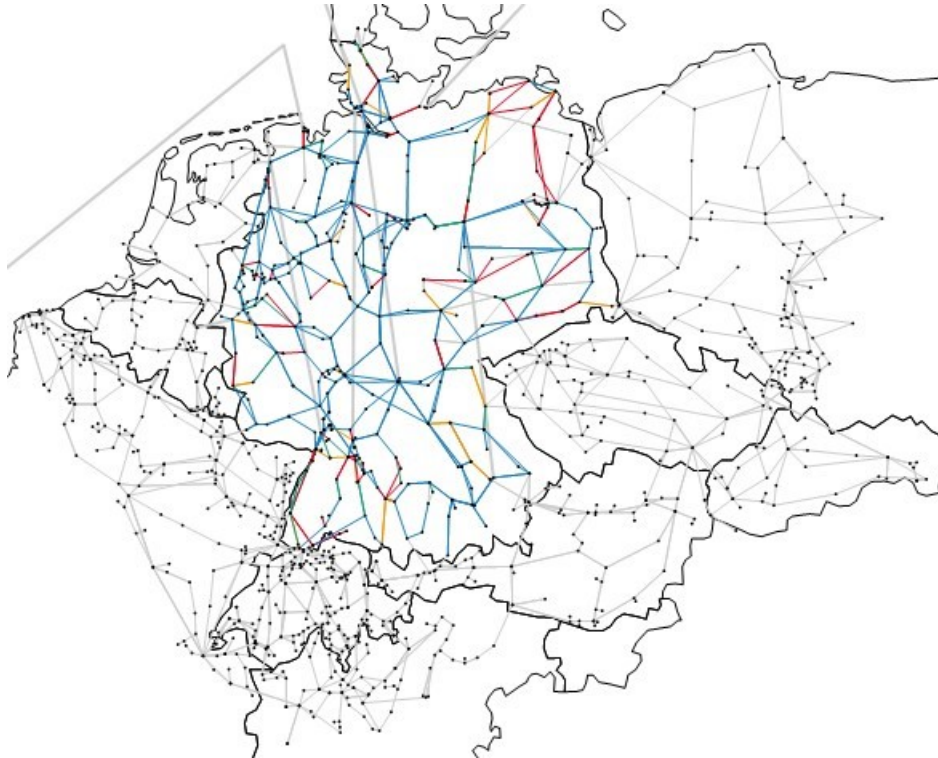
**Abbildung 5-16:** Häufigkeitsverteilung der angewendeten Maßnahmen für das Basisszenario im Jahr 2050 (8760 Zeitschritte) gegenüber dem AC-Startnetz

Quelle: Eigene Darstellung

Basierend auf den Häufigkeitsverteilungen werden die finalen Zubauentscheidungen getroffen. Im Rahmen der Studie wurden diejenigen AC-Maßnahmen ausgewählt, welche den größten Einfluss auf die maximale Stromtragfähigkeit der Zweigelemente haben. Die finalen Zubauentscheidungen und ihre geografische Verteilung sind in Abbildung 5-17 dargestellt. In Tabelle 5-8 sind die finalen Zubauentscheidungen aufgeteilt nach den jeweiligen Spannungsebenen noch einmal detailliert aufgelistet.



- Leiterseilmonitoring
- Hochtemperatur-Leiterseile + Leiterseilmonitoring
- Typ 2/4x 450<sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring
- Typ 2/4x 650<sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring
- keine Maßnahme



**Abbildung 5-17: Geografische Verteilung der final ausgewählten AC-Maßnahmen für das Basisszenario im Jahr 2050**

Quelle: Eigene Darstellung

| Maßnahme   | 220-kV-Leitungen | 380-kV-Leitungen |
|--|------------------|------------------|
| Leiterseilmonitoring                                 | 22               | 52               |
| Hochtemperatur-Leiterseile + Leiterseilmonitoring    | 5                | 75               |
| Typ 2x 450 <sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring | 33               | -                |
| Typ 2x 650 <sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring | 54               | -                |
| Typ 4x 450 <sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring | -                | 79               |
| Typ 4x 450 <sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring | -                | 337              |
| 220 kV zu 380 kV                                     | 49               | -                |

**Tabelle 5-8: Anzahl final ausgewählter Maßnahmen der Netzausbauplanung für das Basisszenario im Jahr 2050 gegenüber dem AC-Startnetz**

Quelle: Eigene Darstellung

Die Leitungskilometer, für welche die AC-Maßnahmen angewendet wurden, sind in Abbildung 5-18 und in Tabelle 5-9 dargestellt. Als Referenz sollen an dieser Stelle die gesamten Leitungskilometer für das verwendete Modell sowie für Deutschland (siehe auch Abbildung als Referenz) angegeben werden:

- Europa: in Summe 81.701,52 km, davon:
  - 31.324,95 km 220-kV-Leitungen und
  - 50.376,57 km 380-kV-Leitungen
- Europa: in Summe 31.788,22 km, davon:
  - 5.418,42 km 220-kV-Leitungen und

- 26.369,80 km 380-kV-Leitungen

- Leiterseilmonitoring 380 kV
- Leiterseilmonitoring 220 kV
- Hochtemperatur-Leiterseile + Leiterseilmonitoring 380 kV
- Hochtemperatur-Leiterseile + Leiterseilmonitoring 220 kV
- Typ 4x 450<sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring 380 kV
- Typ 2x 450<sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring 220 kV
- Typ 4x 650<sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring 380 kV
- Typ 2x 650<sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring 220 kV
- Startnetz Deutschland 2030 380 kV
- Startnetz Deutschland 2030 220 kV

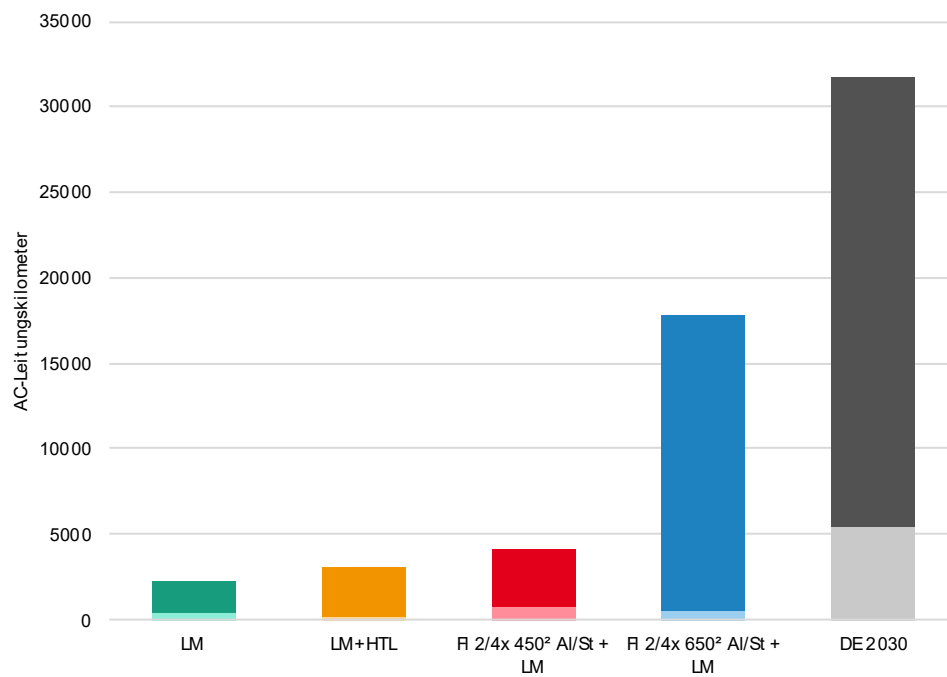


Abbildung 5-18: Kombinierte AC-Leitungskilometer der Maßnahmen für das Basisszenario im Jahr 2050 im Vergleich zum AC-Startnetz

Quelle: Eigene Darstellung

| Maßnahme   | 220-kV-Leitungen | 380-kV-Leitungen |
|--|------------------|------------------|
| Leiterseilmonitoring                                 | 416 km           | 1.909 km         |
| Hochtemperatur-Leiterseile + Leiterseilmonitoring    | 220 km           | 2.843 km         |
| Typ 2x 450 <sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring | 732 km           | -                |
| Typ 2x 650 <sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring | 511 km           | -                |
| Typ 4x 450 <sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring | -                | 3.463 km         |
| Typ 4x 650 <sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring | -                | 17.342 km        |
| 220 kV zu 380 kV                                     | 2.009 km         | -                |

Tabelle 5-9: AC-Leitungskilometer der final ausgewählten Maßnahmen der Netzausbauplanung für das Basisszenario im Jahr 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Diese finalen Zubauentscheidungen sind die Grundlage für die optimierte Netzbetriebsführung, die im nächsten Abschnitt präsentiert wird.

### 5.3.3 Ergebnisse der optimierten Netzausbetriebsführung

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung präsentiert. Diese basieren auf den Ergebnissen der optimierten Netzplanung (vgl. 5.3.2), den Freiheitsgraden innerhalb der optimierten Netzbetriebsführung (vgl. 5.3.1.2) und den zugehörigen Kostenannahmen, welche in den jeweiligen Tabellen dargestellt sind. An dieser Stelle sind nur die Kosten für die innerhalb der optimierten Netzbetriebsführung zur Verfügung stehenden Flexibilitäten dargestellt.

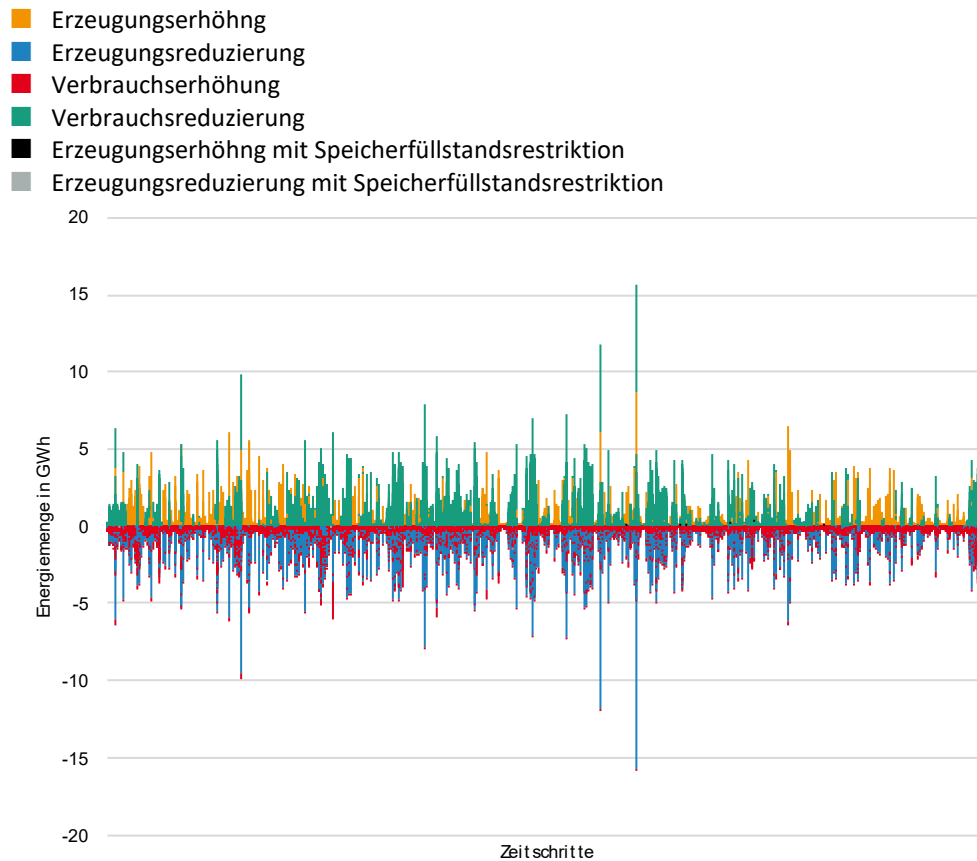
#### 5.3.3.1 Netzbetriebsführung im Jahr 2030

| Erzeugungskategorie   | Kosten in €/MWh        |                           |
|-----------------------|------------------------|---------------------------|
|                       | Einspeigerungserhöhung | Einspeigerungsreduzierung |
| Batterien             | 1,00                   | 29,38                     |
| Bestands-KWK-Anlagen  | 110,24                 | 46,31                     |
| Biomasse flexibel     | 115,24                 | 15,79                     |
| GuD-Kraftwerke        | 105,24                 | 10,00                     |
| Neue-KWK-Anlage       | 110,24                 | 12,90                     |
| Gasturbinen           | 105,24                 | 10,00                     |
| Offshore-Wind         | -                      | 26,02                     |
| Onshore-Wind          | -                      | 25,51                     |
| Photovoltaik          | -                      | 17,55                     |
| Wasserkraft (Turbine) | 120,24                 | 29,38                     |
| Verbrauchskategorie   | Verbrauchserhöhung     | Verbrauchsreduzierung     |
| Wasserkraft (Pumpe)   | 1,00                   | 1,00                      |

**Tabelle 5-10: Kostenannahmen für die in der optimierten Netzbetriebsführung verfügbaren Technologien für das Basisszenario im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

Basierend auf den genannten Eingangsparametern (Tabelle 5-10) wurde eine Optimierung der Netzbetriebsführung durchgeführt. Die Ergebnisse in Form von Energiemengen dieser Jahressimulation für 8760 Zeitschritte sind in Abbildung 5-19 dargestellt.

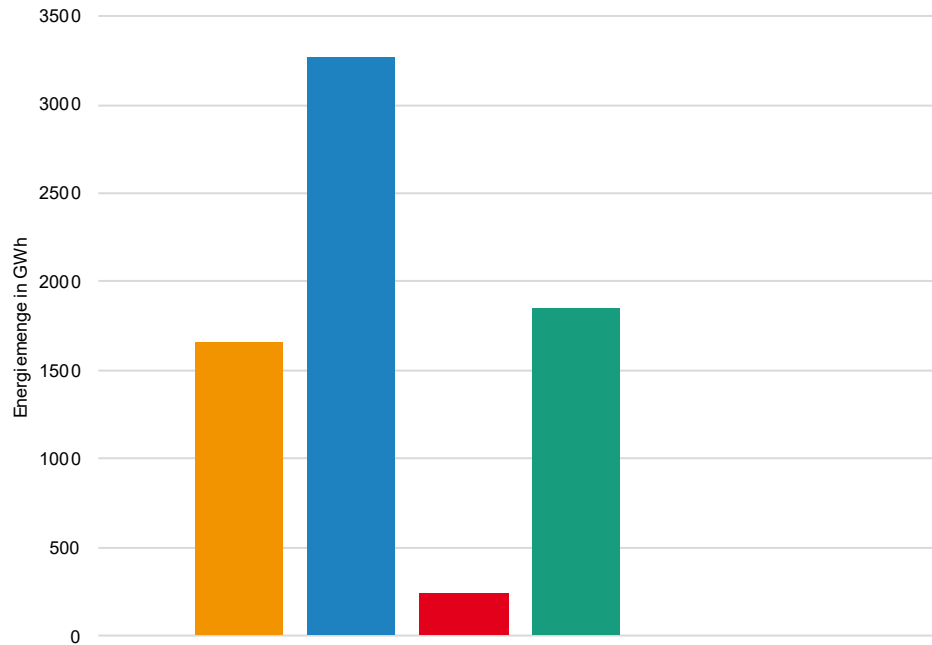


**Abbildung 5-19: Energiemengen der 8760 Zeitschritte aufgeteilt nach Flexibilitäten für das Basisszenario im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

Basierend auf diesen Ergebnissen für die Zeitreihensimulationen können die Jahreswerte hinsichtlich der Energiemengen und der daraus resultierenden Kosten abgeleitet werden. Die summierten Energiemengen für 8760 Zeitschritte sind in Abbildung 5-20 dargestellt. Die Summen belaufen sich auf die folgenden Werte: Einspeisungserhöhung = 1.655,28 GWh, Einspeisungsreduzierung = 3.269,72 GWh, Verbrauchserhöhung = 237,02 GWh, Verbrauchsreduzierung = 1.851,45 GWh, Erzeugungserhöhung mit Speicherfüllstandsrestriktionen = 0,00 GWh und Erzeugungsreduzierung mit Speicherfüllstandsrestriktionen = 0,00 GWh.

- Erzeugungserhöhung
- Erzeugungsreduzierung
- Verbrauchserhöhung
- Verbrauchsreduzierung
- Erzeugungserhöhung mit Speicherfüllstandsrestriktion
- Erzeugungsreduzierung mit Speicherfüllstandsrestriktion



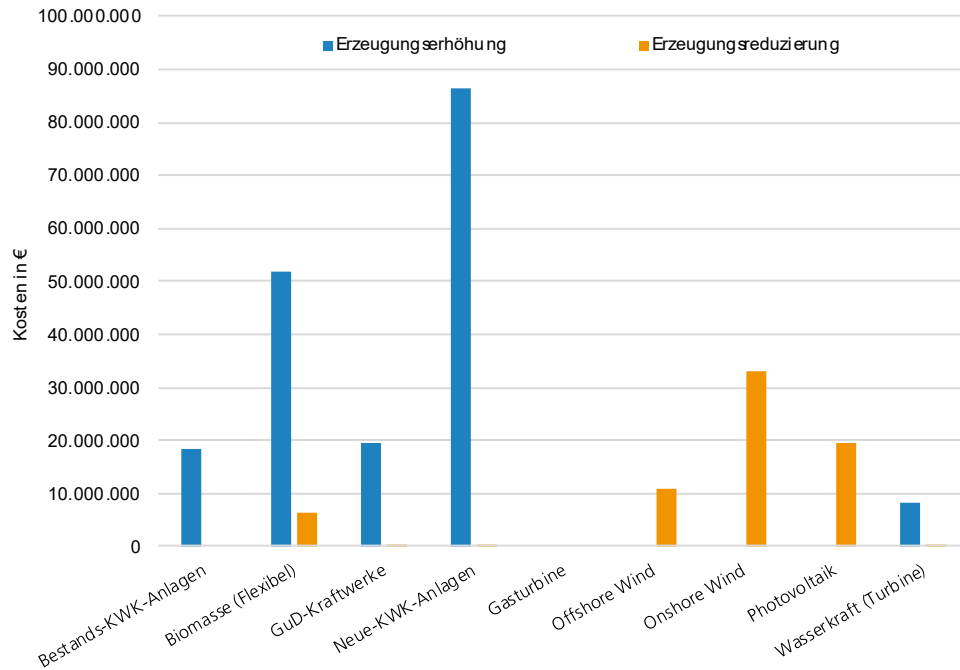
**Abbildung 5-20: Summe der Energiemengen aufgeteilt nach Flexibilitäten für das Basisszenario im Jahr 2050**

Quelle: Eigene Darstellung

Die zugehörigen Kosten sind aufgeteilt nach den jeweiligen Kategorien und Flexibilitäten in Abbildung 5-21 und Abbildung 5-22 dargestellt. Die einzelnen Kosten der jeweiligen Kategorien belaufen sich dabei auf die folgenden Werte:

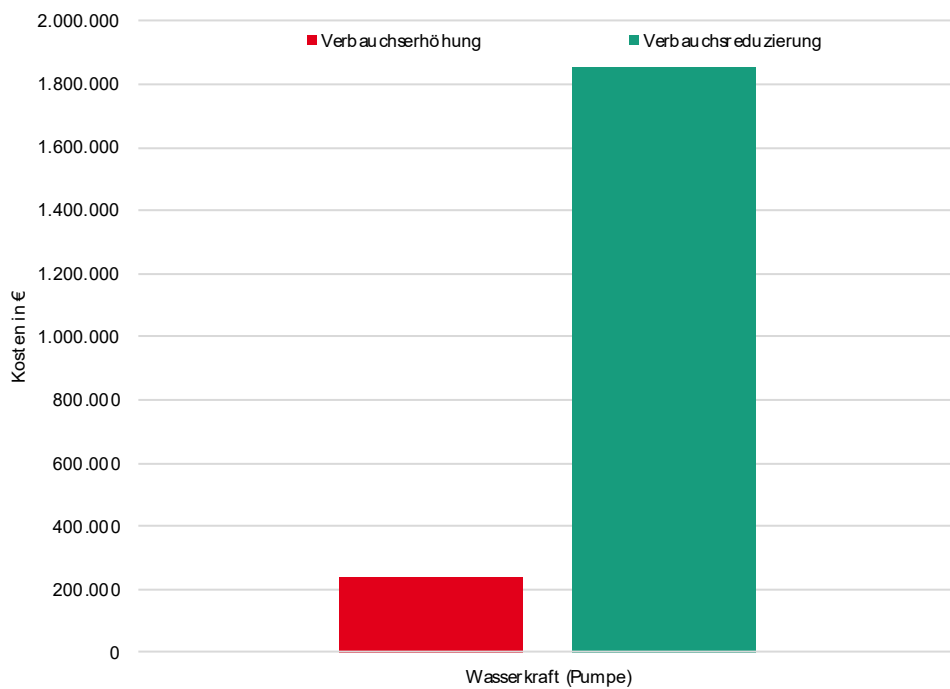
- Batterien: 0 €
- Bestands-KWK-Anlagen: 18.430.740 €
- Biomasse flexibel: 58.062.220 €
- GuD-Kraftwerke: 19.468.965 €
- Neue-KWK-Anlage: 86.767.977 €
- Gasturbinen: 2 €
- Offshore-Wind: 10.946.737 €
- Onshore-Wind: 33.161.235 €
- Photovoltaik: 19.714.130 €
- Wasserkraft (Turbine): 8.511.939 €
- Wasserkraft (Pumpe): 2.088.476 €

Diese ergeben wiederum die Gesamtkosten für die optimierte Netzbetriebsführung in Höhe von 257.152.420 € über alle 8760 Zeitschritte für das Basisszenario im Jahr 2030.



**Abbildung 5-21: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Erzeugungskategorien für das Basisszenario im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung



**Abbildung 5-22: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Verbraucher-Kategorien für das Basisszenario im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

Da im Basisszenario keine neuen Verbraucher an der optimierten Netzbetriebsführung teilnehmen, reduziert sich der Anteil der Verbraucher auf die Steuerung der Pumpen von Pumpspeicherkraftwerken.

| Erzeugungskategorie   | Kosten in €/MWh      |                         |
|-----------------------|----------------------|-------------------------|
|                       | Einspeisungserhöhung | Einspeisungsreduzierung |
| Batterien             | 1,00                 | 72,20                   |
| Bestands-KWK-Anlagen  | 308,50               | 133,54                  |
| Biomasse flexibel     | 313,50               | 43,15                   |
| GuD-Kraftwerke        | 303,50               | 10,00                   |
| Neue-KWK-Anlage       | 308,50               | 26,58                   |
| Gasturbinen           | 303,50               | 10,00                   |
| Offshore-Wind         | -                    | 61,30                   |
| Onshore-Wind          | -                    | 61,94                   |
| Photovoltaik          | -                    | 47,95                   |
| Wasserkraft (Turbine) | 318,50               | 72,20                   |
| Verbrauchskategorie   | Verbrauchserhöhung   | Verbrauchsreduzierung   |
| Wasserkraft (Pumpe)   | 1,00                 | 1,00                    |

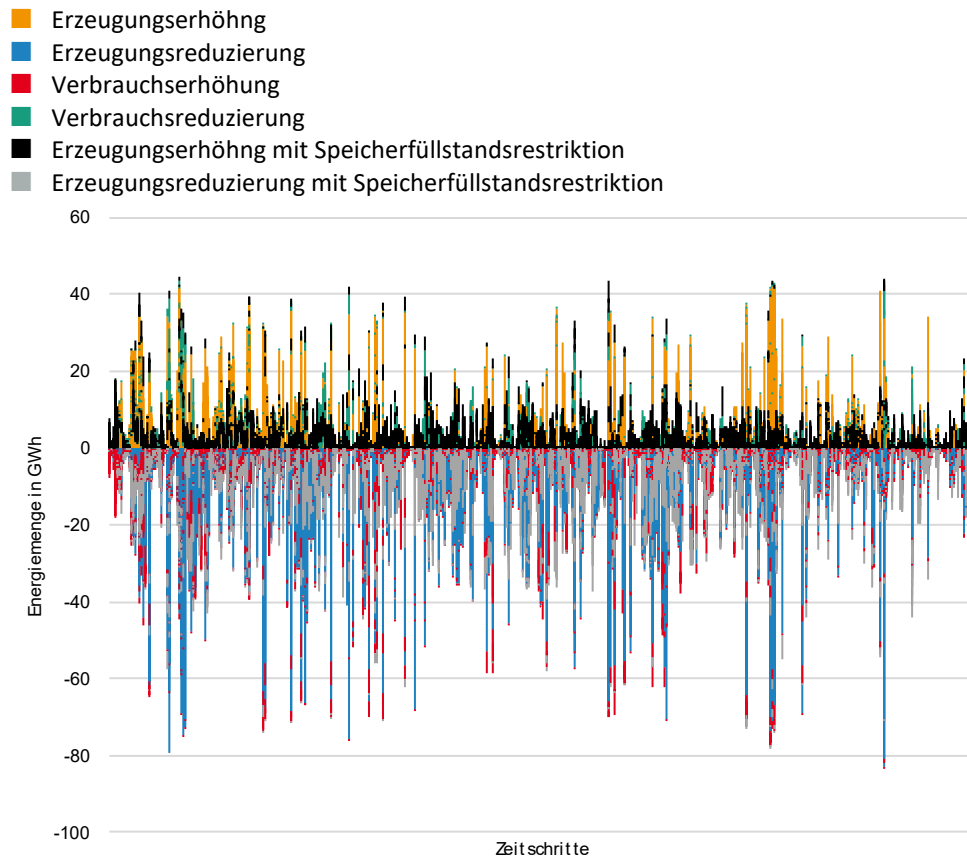
**Tabelle 5-11** Kostenannahmen für die in der optimierten Netzbetriebsführung verfügbaren Technologien für das Basisszenario im Jahr 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Basierend auf den genannten Eingangsparametern (Tabelle 5-11) wurde eine Optimierung der Netzbetriebsführung durchgeführt. Die Ergebnisse in Form der Energiemengen dieser Jahressimulation für 8760 Zeitschritte sind in Abbildung 5-23 dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass die optimierte Netzbetriebsführung nicht in allen Zeitschritten bilanzneutral ausgeführt werden kann. Durch die Speicherfüllstandsrestriktionen kann es dazu kommen, dass die Speichertechnologie an den unterschiedlichen Netzknoten durch die optimierte Netzbetriebsführung der Speicher komplett gefüllt oder komplett geleert wird. Kommt nun von der Strommarktsimulation ein entsprechendes Signal, so kann es vorkommen, dass die Energie entweder nicht aus dem Speicher abgerufen oder aber nicht im Speicher gespeichert werden kann. Dies wird durch die optimierte Netzbetriebsführung durch ein Umfahren innerhalb der Optimierung abgefangen. Diese Werte und Größen stellen sich wie folgt dar:

- Durch Speicherfüllstandsrestriktionen nicht abrufbare Erzeugung aus Marktsignalen: 400,77 GWh
- Durch Speicherfüllstandsrestriktionen nicht abrufbarer Verbrauch aus Marktsignalen: 20.187,35 GWh

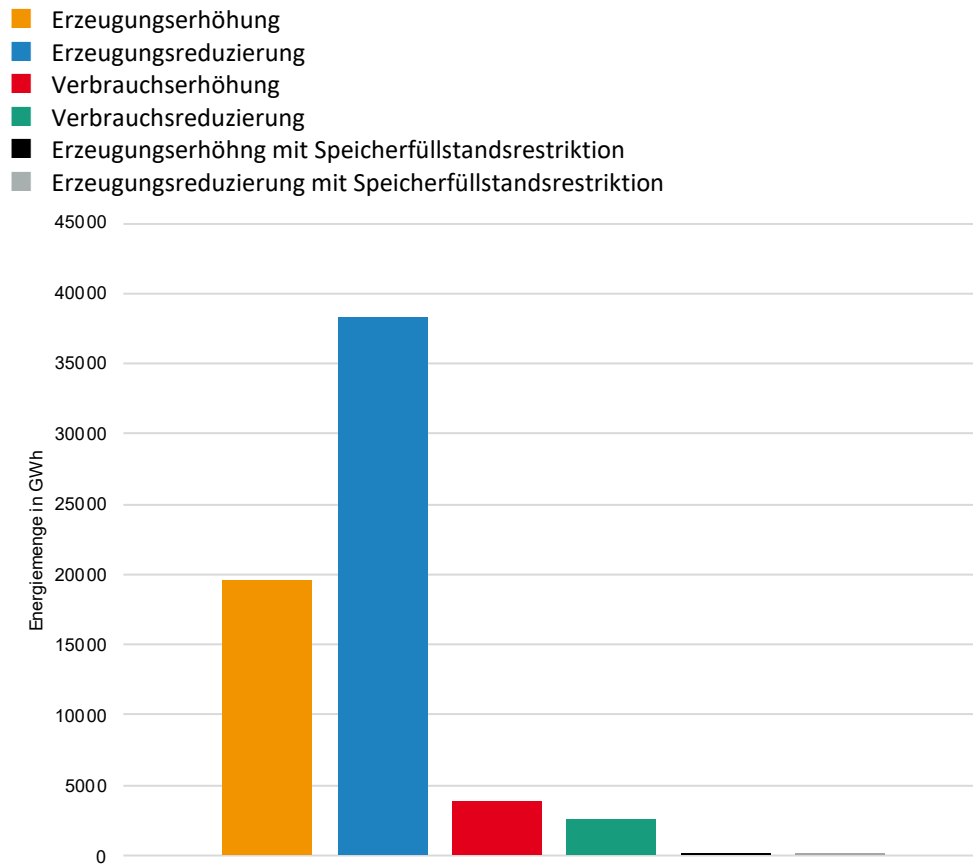




**Abbildung 5-23: Energiemengen der 8760 Zeitschritte aufgeteilt nach Flexibilitäten für das Basisszenario im Jahr 2050**

Quelle: Eigene Darstellung

Basierend auf diesen Ergebnissen für die Zeitreihensimulationen können die Jahreswerte hinsichtlich der Energiemengen und der daraus resultierenden Kosten abgeleitet werden. Die summierten Energiemengen-Zeitschritte sind in Abbildung 5-24 dargestellt. Die Summen belaufen sich auf die folgenden Werte: Einspeigerungserhöhung = 19.574,00 GWh, Einspeigerungsreduzierung = 38.380,40 GWh, Verbrauchserhöhung = 3.831,10 GWh, Verbrauchsreduzierung = 2.646,16 GWh, Erzeugungserhöhung mit Speicherfüllstandsrestriktionen = 6,27 GWh und Erzeugungsreduzierung mit Speicherfüllstandsrestriktionen = 6,07 GWh.



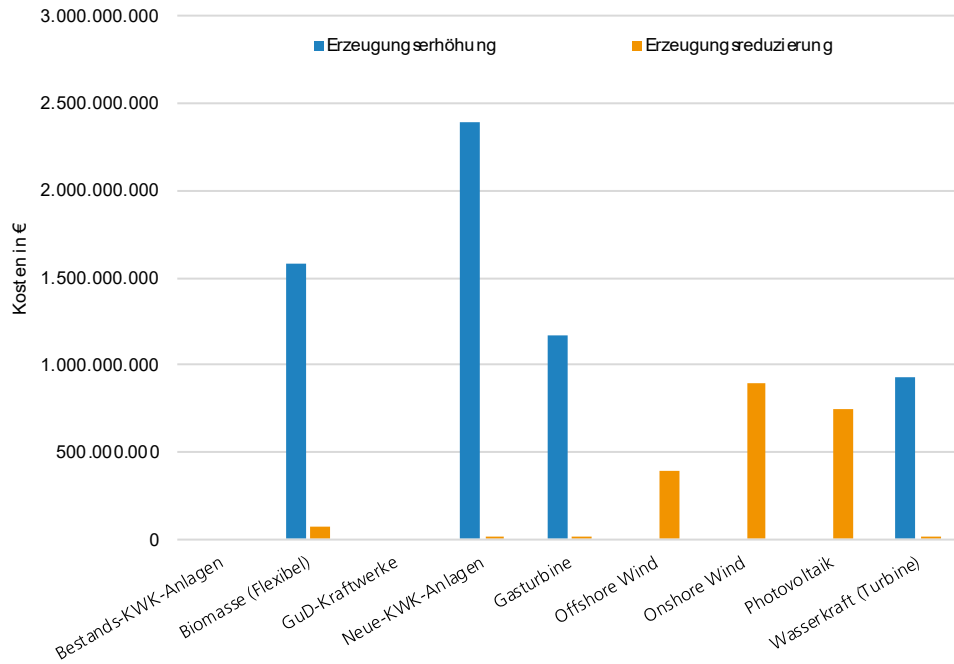
**Abbildung 5-24: Summe der Erzeugungsmengen aufgeteilt nach Flexibilitäten für das Basisszenario im Jahr 2050**

Quelle: Eigene Darstellung

Die zugehörigen Kosten sind aufgeteilt nach den jeweiligen Kategorien und Flexibilitäten in Abbildung 5-25 bis Abbildung 5-27 dargestellt. Die einzelnen Kosten der jeweiligen Kategorien belaufen sich dabei auf die folgenden Werte:

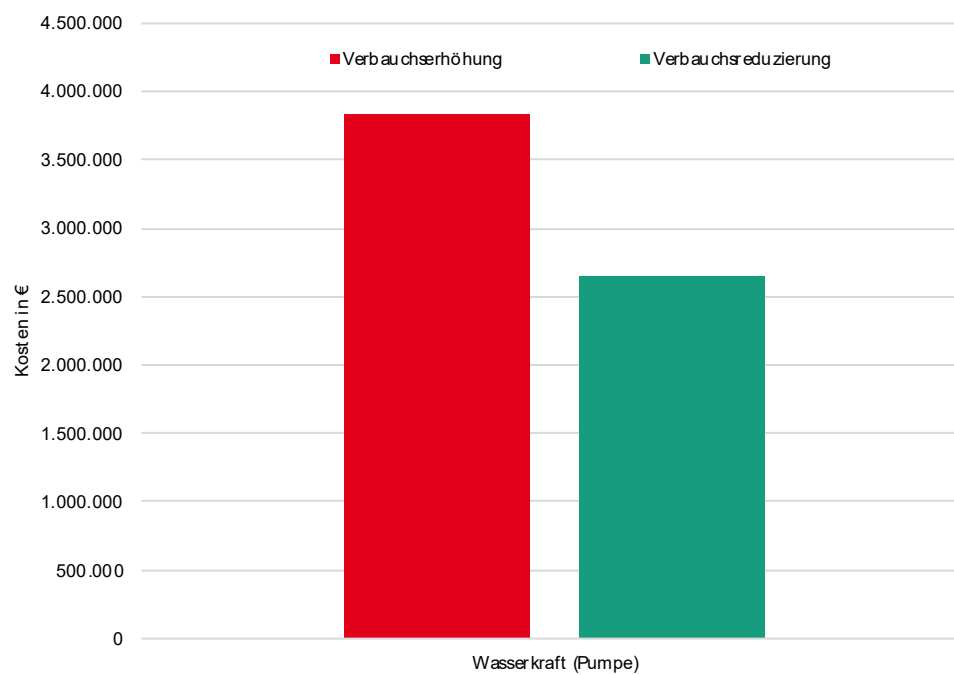
- Batterien: 444.499 €
- Bestands-KWK-Anlagen: 0 €
- Biomasse flexibel: 1.657.728.284 €
- GuD-Kraftwerke: 11 €
- Neue-KWK-Anlage: 2.393.253.064 €
- Gasturbinen: 1.174.818.940 €
- Offshore-Wind: 392.894.630 €
- Onshore-Wind: 888.678.737 €
- Photovoltaik: 749.769.647 €
- Wasserkraft (Turbine): 925.753.939€
- Wasserkraft (Pumpe): 6.477.257€

Diese ergeben wiederum die Gesamtkosten für die optimierte Netzbetriebsführung in Höhe von 8.189.819.008 € über alle 8760 Zeitschritte für das Basisszenario im Jahr 2050.



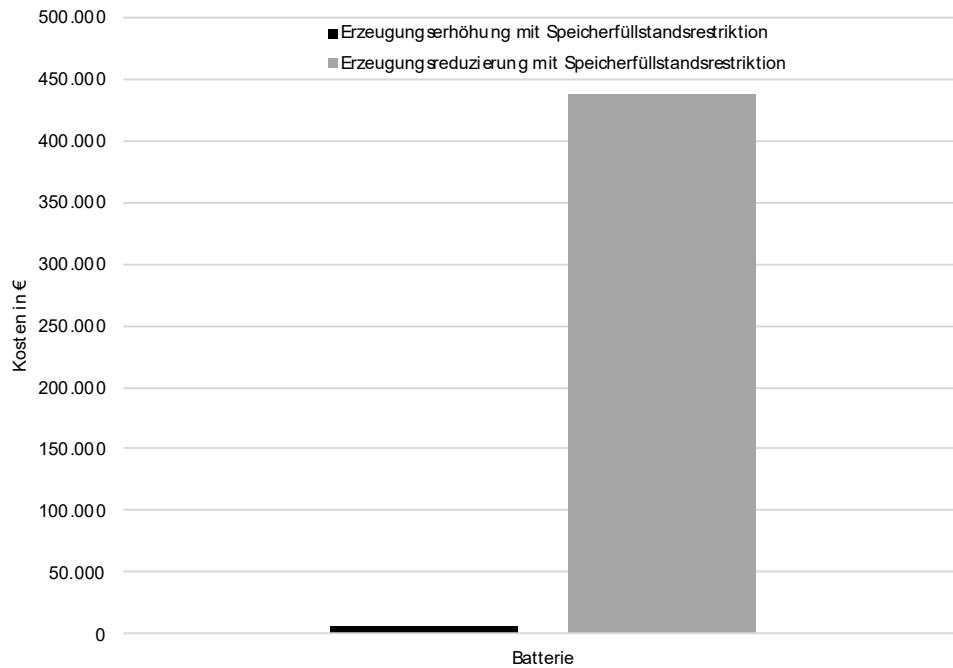
**Abbildung 5-25: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Erzeugungskategorien für das Basisszenario im Jahr 2050**

Quelle: Eigene Darstellung



**Abbildung 5-26: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Verbraucherkategorien für das Basisszenario im Jahr 2050**

Quelle: Eigene Darstellung



**Abbildung 5-27: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Erzeugungskategorien mit Speicherfüllstandsrestriktionen für das Basisszenario im Jahr 2050**

Quelle: Eigene Darstellung

Hauptgründe für die hohen Kosten sind:

- Zuschaltbare Lasten wie Elektrolyse nehmen nicht am Redispatch teil. Deshalb kommt es vermehrt zu EinsMan-Strom (EE-Abregelung), der entschädigt werden muss.
- Ein Drittel der Elektrolyse besteht in Süddeutschland (wie im NEP vorgesehen) und ist damit nicht netzentlastend.

#### 5.3.4 Einordnung und Reflexion der Ergebnisse

Um die Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung sowie der optimierten Netzbetriebsführung für das Basisszenario einzuordnen, werden diese anhand bekannter Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Bundesnetzagentur reflektiert.

Das verwendete Netzmodell im Rahmen dieser Studie basiert auf den öffentlich verfügbaren Netzdaten und -karten der Übertragungsnetzbetreiber [1, 9, 75, 76] sowie auf den Maßnahmen aus dem BBPIG, dem EnLAG (nur geringer Ausbau durch Projekte in Bau und Planung) und den DC-Verbindungen aus dem NEP (finaler Ausbau für das Jahr 2030), Version 2017 [3]. Basierend auf diesem Netzmodell wurden die optimierte Netzausbauplanung sowie die optimierte Netzbetriebsführung durchgeführt. Die optimierte Netzausbauplanung liefert für das Jahr 2030 einen Bedarf von 4.815 km für Leiterseilmonitoring und 4.394 km für Hochtemperaturleiterseile in Kombination mit Leiterseilmonitoring – beides Maßnahmen mit geringen Kosten.

Ein höherer Aufwand entsteht für 4.484 km aufgrund des Austauschs mit dem Typ 2/4x 450<sup>2</sup> Al/St in Kombination mit Leiterseilmonitoring, 2.063 km aufgrund des Austauschs mit dem Typ 2/4x 650<sup>2</sup> Al/St in Kombination mit Leiterseilmonitoring und 359 km aufgrund eines Spannungsebenenwechsels von 220-kV- zu 380-kV-Leitungen (siehe auch Tabelle 5-7). Somit ergibt sich ein Gesamtzubau für den Ersatzneubau von Leitungen von 6.547 km bezüglich der AC-Leitungen. In den Netzentwicklungsplänen 2017 und 2019 wird der Netzzubau im Jahr 2017 (nachfolgend NEP 2030-2017 genannt) für das Jahr 2030 mit ca. 9.800 km im Mittel über alle Szenarien (ca. 7.260 km für AC-Leitungen und 2.540 km für DC-Leitungen) [3] angegeben und im Jahr 2019 (nachfolgend NEP 2030-2019 genannt) für das Jahr 2030 mit ca. 9.060 km im Mittel über alle Szenarien (ca. 5.190 km für AC-Leitungen und 3.870 km für DC-

Leitungen) [4]. Diese Zahlen sind in Tabelle 5-12 dargestellt. An dieser Stelle ist weiterhin zu beachten, dass das Startnetz des NEP 2030-2019 im Vergleich zum NEP 2030-2017 700 km an Startnetz-Maßnahmen mehr umfasst.

Weiterhin lassen sich hinsichtlich der installierten Leistungen Unterschiede zwischen dem NEP 2030-2017, dem NEP 2030-2019 sowie dem Basisszenario feststellen. Diese Unterschiede lassen sich beispielhaft für die Erzeugungskategorien Onshore-Wind, Offshore-Wind und Photovoltaik darstellen (siehe Tabelle 5-13).

| Szenario           | Leitungskilometer AC-Zubaumaßnahmen | Leitungskilometer DC-Zubaumaßnahmen | Leitungskilometer Zubaumaßnahmen Gesamt |
|--------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|
| NEP 2030-2017      | 7.260 <sup>29</sup> km              | 2.540 <sup>29</sup> km              | 9.800 <sup>29</sup> km                  |
| NEP 2030-2019      | 5.190 <sup>29</sup> km              | 3.870 <sup>29</sup> km              | 9.060 <sup>29</sup> km                  |
| Basisszenario 2030 | 6.547 km                            | 2.540 km                            | 9.087 km                                |

**Tabelle 5-12: Gegenüberstellung der zugebauten Leitungskilometer für das Basisszenario und die Netzentwicklungspläne**

Quelle: Eigene Darstellung

| Szenario           | Onshore-Wind | Offshore-Wind | Photovoltaik |
|--------------------|--------------|---------------|--------------|
| NEP 2030-2017      | 15,0 GW      | 58,5 GW       | 66,3 GW      |
| NEP 2030-2019      | 17,0 GW      | 81,5 GW       | 91,3 GW      |
| Basisszenario 2030 | 20,0 GW      | 95,0 GW       | 205,0 GW     |

**Tabelle 5-13: Beispielhafte Gegenüberstellung der installierten Leistungen für Offshore-Wind, Onshore-Wind und Photovoltaik**

Quelle: Eigene Darstellung

Es lässt sich erkennen, dass der identifizierte Zubaubedarf für das Basisszenario im Jahr 2030 im Vergleich zum NEP 2030-2017 in einer ähnlichen Größenordnung liegt bezogen auf die AC-Maßnahmen. Für den NEP 2030-2019 wird im Vergleich zum Basisszenario 2030 ein geringerer AC-Zubaubedarf identifiziert, obwohl die Summe des gesamten Zubaus ungefähr dem Zubaubedarf entspricht, welcher im NEP 2030-2017 ermittelt wurde (2017: ca. 9.800 km vs. 2019: 9.060 km bei einem um 700 km erweiterten Startnetz).

Die Länge der DC-Zubaumaßnahmen des Basisszenario 2030 ist vergleichbar mit den identifizierten Zubaumaßnahmen des NEP 2030-2017, da diese im Modell implementiert sind. Weiterhin fällt auf, dass die Leitungskilometer der DC-Zubaumaßnahmen für den NEP 2030-2019 um 1.330 km steigen. Diese finden sich im Basisszenario nicht wieder, da die optimierte Netzausbauplanung den Zu- und Neubau von DC-Verbindungen nicht beinhaltet. Weiterhin wird sowohl im NEP 2030-2017 als auch im NEP 2030-2019 Freileitungsmonitoring (bzw. ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb) bei Stromkreisen, auf welche diese Maßnahme angewendet werden kann, als berücksichtigt bzw. realisiert unterstellt [2, 4]. Es wird deshalb im Unterschied zu den im Rahmen dieser Studie dargestellten Ergebnissen in den Netzentwicklungsplänen nicht explizit dargestellt. Im aktuellen Netzentwicklungsplan 2035 aus dem Jahr 2021 [7] wird festgehalten, dass die Umrüstung bestehender 220-kV-Leitungen i. d. R. aus Nachhaltigkeitsgründen ausscheidet. Diese Ergebnisse spiegeln sich auch in den Ergebnissen der optimierten Netzausbauplanung für das Jahr 2030 wider, da hier nur ein geringer Anteil der Leitungskilometer (762 km) für 220-kV-Leitungen durch Hochtemperatur-Leitenseile ersetzt wird (vgl. Tabelle 5-7).

Es lässt sich zusammenfassend festhalten, dass der Zubaubedarf des NEP 2030-2017 annähernd gleich ist mit den ermittelten Zubaumaßnahmen aus dem Basisszenario 2030, trotz unterschiedlicher Freiheitsgrade (die optimierte Netzausbauplanung, welche im Rahmen der Studie verwendet wurde, trifft keine Entscheidungen über neue Trassen, so wie es im Netzentwicklungsplan umgesetzt ist). Im Vergleich mit dem NEP 2030-2019 wird der Zubaubedarf

<sup>29</sup> Die hier angegebenen Leitungskilometer beziehen sich auf den Mittelwert über die Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 des jeweiligen Netzentwicklungsplans.

für das Basisszenario 2030 leicht übertroffen, was aber u. a. durch die zusätzlichen DC-Verbindungen im Vergleich zum NEP 2030-2017 und die zusätzlichen Maßnahmen, welche im Startnetz enthalten sind, begründet sein kann. Die Summe der Leitungskilometer der AC-Zubaumaßnahmen ist jedoch annähernd gleich.

Die Kosten der optimierten Netzbetriebsführung, welche Redispatch und Einspeisemanagement beinhaltet, belaufen sich für das Basisszenario 2030 auf 257 Mio. €. Im Vergleich dazu belaufen sich die Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, insbesondere für Redispatch und Einspeisemanagement, für das Jahr 2020 auf ca. 1.382 Mio. € [20]. Basierend auf den gegebenen Freiheitsgraden der optimierten Netzbetriebsführung, den gegebenen Kosten (vgl. Abschnitt 5.3.2.1), den getroffenen Zubaumaßnahmen und der regionalen Verteilung der Erzeugungsanlagen und Verbraucher können die Kosten für das Engpassmanagement auf 18,6 % der heutigen Kosten reduziert werden. Die Energiemenge, die im Basisszenario 2030 durch die optimierte Netzbetriebsführung verändert wird, beträgt 7,023,47 TWh und kann somit um ca. 67 % im Vergleich zu den heutigen Zahlen (22,914 TWh [20]) reduziert werden.

Die zugebauten AC-Leitungskilometer liegen für das Basisszenario im Jahr 2050 bei ca. 22.000 km. Im Vergleich dazu liegen sie für Basisszenario 2030 bei ca. 6.500 km. Dies bedeutet eine Vergrößerung des Zubaunetzes um ca. 336 %. Der Netzentwicklungsplan 2035 aus dem Jahr 2021 [7] weist für das darin betrachtete Szenario B 2040 Zubaumaßnahmen in Höhe von 6.670 km aus (4.295 km AC- und 2.375 km DC-Zubaumaßnahmen) basierend auf dem Startnetz des NEP 2030-201. Das Startnetz enthält dabei einen sehr deutlich gesteigerten Startmaßnahmen-Umfang von 6.100 km, was einer Steigerung von 3.500 km im Vergleich zum NEP 2019-2019 entspricht [7]. Basierend auf diesem Startnetz wird für das Szenario B 2040 der zuvor beschriebene Zubau ermittelt. Dies würde also einem Zubau von rund 12.770 km bis zum Jahr 2040 entsprechen. Bezogen auf einen Fünfjahreszeitraum entspricht dies einem Zubau von 6.385 km pro fünf Jahre. Für das Basisszenario im Jahr 2050 würde ein entsprechender Zubau in diesem Zeitraum ca. 5.500 km pro fünf Jahre entsprechen und somit einen geringeren Netzausbau aufweisen.

Im Kontext der optimierten Netzbetriebsführung liegen die Energiemengen für das Jahr 2050 bei ca. 64,4 TWh. Im Vergleich zum Basisszenario entspricht das einer Steigerung um ca. 917 %. Die Kosten steigen dabei von rund 257 Mio. € auf ca. 8.189 Mio. €, was einer Kostensteigerung von ungefähr 3.184 % entspricht. Im Vergleich zu den heutigen Kosten (Redispatch und Einspeisemanagement für das Jahr 2020) nach [20] entspricht das einer Steigerung um rund 585 % und bezogen auf die Energiemenge einer Steigerung um ca. 280 %.

Die Kosten für den Netzausbau sind projektspezifisch und für den NEP nicht veröffentlicht. Auf Basis der Kostenannahmen der BMWi-Langfristszenarien wird ein pauschaler Kostenfaktor für 2030 abgeleitet von 2,4 Mrd.€/Trassen-km einmaliger Investitionskosten bzw. 180 Mio.€/a\*Trassen-km annuitätischer Kosten (7 % Zins, 40 Jahre). Für 2050 beträgt dieser Wert ca. 2,9 Mrd.€/Trassen-km einmaliger Investitionskosten und 215 Mio.€/a\*Trassen-km annuitätischer Kosten. Überschlüssig ergeben sich hier im Basisszenario zusätzliche jährliche Kosten von 2,0 Mrd.€/a im Jahr 2030 und 5,6 Mrd.€/a im Jahr 2050. Diese grobe Einordnung macht erkennbar, dass die Kosten für das Übertragungsnetz im Basisszenario zwar deutlich steigen, aber im Vergleich zu den Kosten der Betriebsführung geringer sind und auch generell im Vergleich zu den Kosten für das Verteilnetz gering sind.

Seit dem NEP 2030-2019 werden erstmals mögliche Potenziale zukünftiger Technologien wie Netzbooster oder moderne Systemführungskonzepte berücksichtigt, was dazu führt, dass auftretende Engpässe nicht vollumfänglich durch die verfügbaren Maßnahmen im Rahmen der Netzausbauplanung beseitigt werden [4]. Im NEP 2030-2017 wurden diese Freiheitsgrade noch nicht berücksichtigt. Die resultierenden Zahlen sind in Tabelle 5-14 gegeben.

| Szenario           | Verbleibende Energiemenge |
|--------------------|---------------------------|
| NEP 2030-2019      | Keine Berücksichtigung    |
| NEP 2030-2017      | 5,8 TWh <sup>30</sup>     |
| Basisszenario 2030 | 7,0 TWh                   |

**Tabelle 5-14: Gegenüberstellung Energiemengen des Netzbetriebs für das Basisszenario 2030 und Netzentwicklungspläne**

Quelle: Eigene Darstellung

Es lässt sich erkennen, dass die Ergebnisse der optimierten Betriebsführung in Form der Energiemengen die berücksichtigten betrieblichen Freiheitsgrade aus dem NEP 2030-2019 überschreiten. Dies kann an den unterschiedlichen ermittelten Zubaumaßnahmen liegen (vgl. Tabelle 5-13), den unterschiedlichen Startnetzen, aber auch den unterschiedlichen Mengen und Verteilungen von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern. Auch die unterschiedlichen Freiheitsgrade können Treiber für die unterschiedlichen Ergebnisse an dieser Stelle sein. Da die Energiemengen sich jedoch nicht in einer signifikanten Größenordnung unterscheiden und die Kosten unter den getroffenen Annahmen geringer sind als die heutigen, können die Ergebnisse als sinnvoll betrachtet werden.

## 5.4 EE-Finanzierung

Im Bereich des wirtschaftlichen Betriebs von Erneuerbare-Energien-Anlagen ist neben den reinen Marktwerten auch die Häufigkeit negativer Strompreise im Hinblick auf die Sanktionen geförderter Anlagen über den §51 EEG 2021 zu berücksichtigen. Diese Aspekte der EE-Finanzierung sollen in den folgenden Kapiteln separat betrachtet werden.

In den Simulationen handelt es sich aufgrund der Optimierung des maximalen Ausbaus von wirtschaftlichen Flexibilitäten um ein perfekt austariertes System („perfekter Planer“). Dieses wird aufgrund unterschiedlicher Punkte (s. Kapitel 5.4.4) in der Realität nicht vorkommen. Über eine gesonderte Simulation wird daher in Kapitel 5.4.4 eine Sensitivität („85%-Szenario“) betrachtet und werden deren wesentliche Hauptergebnisse (u. a. Marktwert Erneuerbare Energien, negative Strompreise, §51-EEG-Mengen) separat dargestellt. Innerhalb dieser Sensitivität wird die Flexibilität von Elektrolyse, PtH und Batterien um 15 % gegenüber der endogen optimal bestimmten Leistung reduziert.

### 5.4.1 Marktwerte Erneuerbarer Energien

Die in Abbildung 5-28 gezeigten Marktwerte Erneuerbarer Energien für das Jahr 2030 liegen, bis auf eine Ausnahme verglichen mit dem Ausgangsjahr 2020 auf einem ähnlichen Niveau. Der größte Ausreißer ist hierbei die Photovoltaik, die im Jahr 2030 mit einem Marktwert von rund 17 €/MWh etwa 25 % niedriger liegt als der Vergleichswert im Jahr 2020. In den darauffolgenden Dekaden ist ein Anstieg aller Marktwerte zu erkennen. Hintergrund dieser Entwicklung ist der deutliche Ausbau von Flexibilitäten wie unter anderem Elektrolyseuren, PtH-Anlagen und Speichern (s. Abschnitt 5.1).

In Zeitfenstern niedriger volatiler Erneuerbarer Energien kommt es in den späteren Dekaden zu sehr hohen Strompreisen, teilweise deutlich oberhalb von 100 €/MWh. Die für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit eingesetzten steuerbaren Erneuerbaren Energien (u. a. die Bioenergien) begrenzen mit ihrer Einspeisung die Strompreisausschläge. Sie erreichen durch ihre Einspeisung in höherpreisigen Stunden gegenüber den volatilen Erneuerbaren Energien höhere Marktwerte. Die realisierten Marktwerte für die Bioenergie im Jahr 2050 im

<sup>30</sup> Die hier angegebenen Energiemengen beziehen sich auf den Mittelwert über die Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 des jeweiligen Netzentwicklungsplans

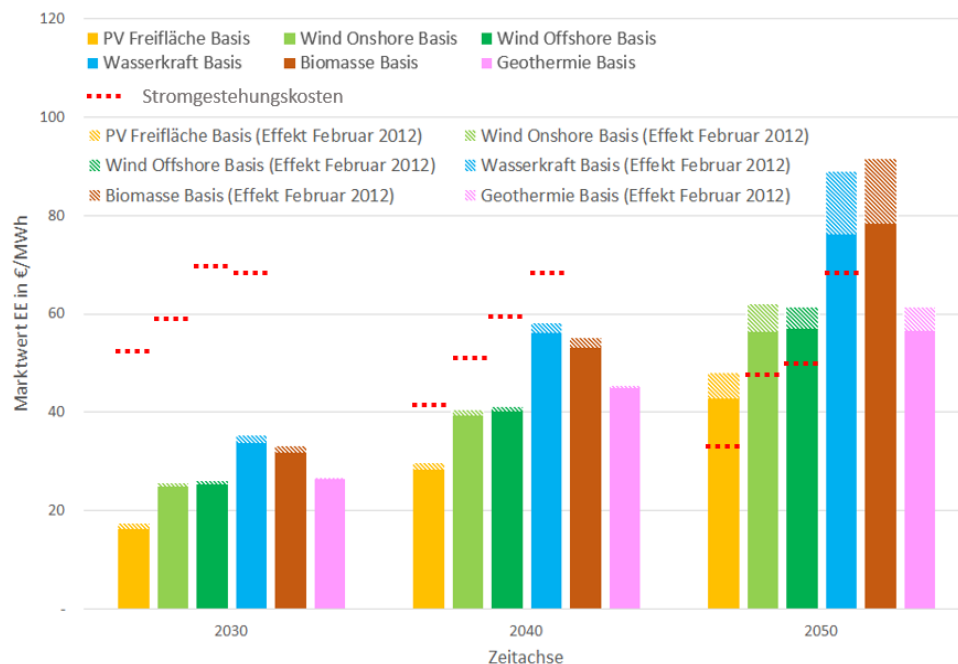


Mittel von über 91 €/MWh bzw. der Geothermie im Mittel von 61 €/MWh liegen unterhalb der Stromgestehungskosten für Bioenergien (feste Biomasse = 125 €/MWh, unflexible Biogasanlagen = 192 €/MWh, flexible Biogasanlagen 194 bis 209 €/MWh) bzw. der Geothermie (149 €/MWh). Somit entstehen für diese Technologien auch weiterhin Differenzkosten, welche über eine Förderung ausgeglichen werden müssen.

Ohne die Bioenergieleistung käme es hingegen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu einem zweistelligen Zubau im GW-Bereich an neuen H2-Gaskraftwerken. Da diese neuen H2-Gaskraftwerke für den wirtschaftlichen Betrieb ähnlich hohe Stromgestehungskosten besitzen wie Teile der Bioenergie, käme es zur Erreichung der benötigten Marktwerte zu einer erheblichen Erhöhung und Ausweitung hoher Strompreisphasen, welche ebenfalls Teile der Bioenergie potenziell wirtschaftlich ohne Förderung abbilden ließe.

Die hier gezeigten Jahresmarktwerte beinhalten ein gesondertes Ereignis, das in der nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsanalyse berücksichtigt werden muss: Es handelt sich hierbei um eine sehr kalte und lange Wetterphase Anfang bis Mitte Februar 2012, die einen entsprechend hohen Wärmebedarf verursachte. Dieser Wärmebedarf wird infolge der steigenden Sektorenkopplung (PtH, Wärmepumpen) über die Dekaden immer stärker über den Stromsektor abgedeckt und führt bei solchen Extremereignissen zu entsprechend sehr hohen Strompreisen.

Da nicht jedes Wetterjahr durch längere, derart starken und sehr kalten Wetterphasen geprägt ist, müssen die daraus erzielten „windfall profits“ für eine belastbare langjährige wirtschaftliche Bewertung aus den Jahresmarktwerten herausgerechnet werden. Hierzu ist in Abbildung 5-28 der Jahresmarktwertanteil dieses Ereignisses (02.02.2012 bis 14.02.2012) schraffiert hervorgehoben.



**Abbildung 5-28: Übersicht über die Marktwerte Erneuerbarer Energien im Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

In der Abbildung zu erkennen sind doppelt bzw. dreifach größere „windfall profits“ der steuerbaren Erneuerbaren Energien (Wasserkraft, Bioenergie, Geothermie) gegenüber den volatil einspeisenden Erneuerbaren Energien (Windenergie und Photovoltaik). Zusätzlich steigt dieser Effekt auf den Jahresmarktwert im Zeitverlauf stark an, was unter anderem auf die stärkere Sektorenkopplung zurückzuführen ist. Im Jahr 2050 ist dieser Effekt um ein Vielfaches stärker als in den vorherigen Dekaden ausgefallen, da die für die Versorgungssicherheit

benötigten neu gebauten H2-Gasturbinenkraftwerke die Strompreise über mehrere hundert Stunden weit über 150 €/MWh, teilweise bis über 1.000 €/MWh erhöhen.

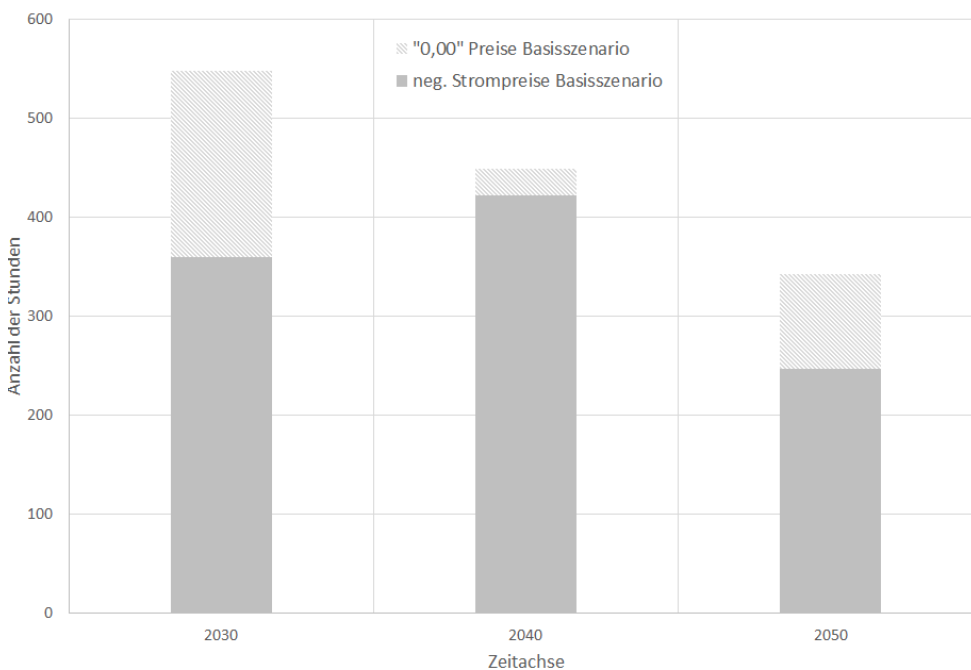
Bei den Stromgestehungskosten (rot gestrichelt, siehe Abbildung 5-28) ist zu erkennen, dass in einem perfekt austarierten System die Wirtschaftlichkeit am freien Markt von Windenergie (onshore und offshore), der Wasserkraft sowie der Photovoltaik (Freifläche) ab dem Jahr 2050 gegeben wäre.

## 5.4.2 Negative Strompreise

Die Häufigkeit negativer Strompreise im Basisszenario ist in Abbildung 5-29 dargestellt. Die Abbildung enthält auch Strompreise von 0,00 €/MWh, da nicht ausgeschlossen werden kann, dass die Preise ebenfalls in den leicht negativen Bereich fallen.

Gegenüber dem Ausgangsjahr 2020 treten im Basisszenario im Jahr 2030 vermehrt negative Strompreise auf, die im Jahr 2040 des Basisszenarios noch häufiger vorkommen und erst im Jahr 2050, unter anderem aufgrund des extrem starken Ausbaus von Flexibilitäten (u. a. Elektrolyse, Stromspeicher) wieder seltener auftreten. Die „0,00 €/MWh“ liegen mit ca. 190 Stunden im Jahr 2030 auf einem sehr hohen Niveau.

Dass es 2050 überhaupt noch negative Preise gibt, obwohl die Marktwerte für Neuanlagen keine EEG-Vergütung notwendig machen würden, ist durch die Altanlagen begründet. Die Anlagen, die 2030/2040 installiert werden, sind auch im Jahr 2050 noch nicht allein wirtschaftlich und müssen die geförderte Direktvermarktung in Anspruch nehmen. Dieser Teil der Anlagen ist für die negativen Gebote im Jahr 2050 verantwortlich.



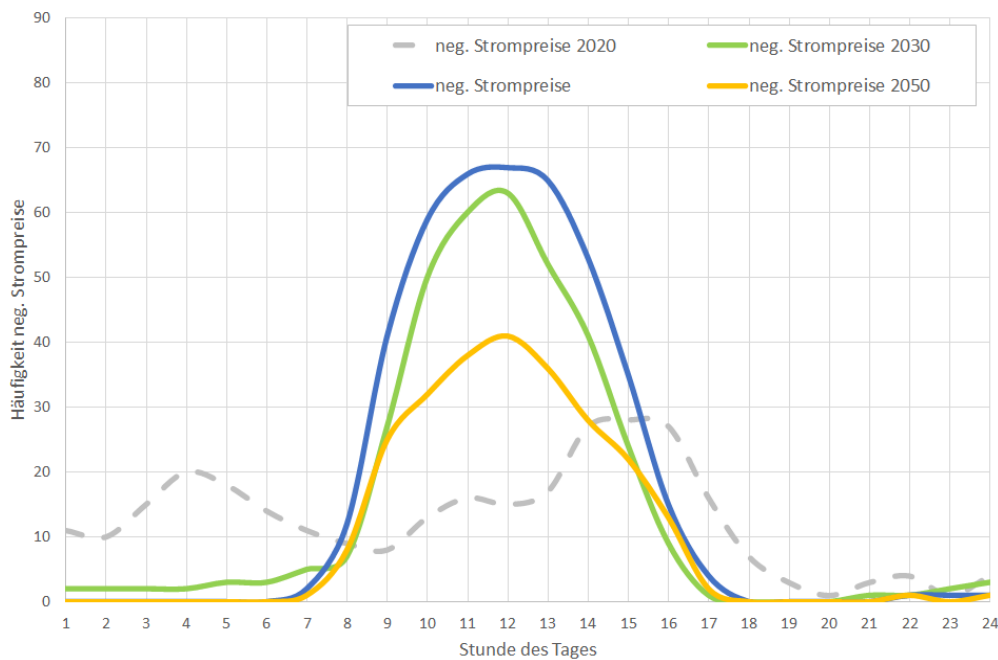
**Abbildung 5-29: Übersicht über die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen im Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

Die Häufigkeit und das Auftreten negativer Strompreise innerhalb des Basisszenarios ist zudem stark verändert zum Rahmen im Ausgangsjahr 2020. Wie im tageszeitlichen Verlauf der negativen Strompreise zu sehen ist (s. Abbildung 5-30), treten im Jahr 2020 negative Strompreise vor allem in den Nachtstunden bzw. in den frühen Nachmittagsstunden auf.

Das Auftreten negativer Zeitfenster erfährt im Basisszenario bezogen auf den tageszeitlichen Verlauf eine starke Umorientierung. Diese Umorientierung erinnert in ihrer Form an den Ta-

gesezeugungsgang der Photovoltaik und wird durch den exogen vorgegebenen starken Photovoltaikausbau und die damit einhergehende starke Photovoltaikeinspeisung hervorgerufen (s. Kapitel 4.2.3).

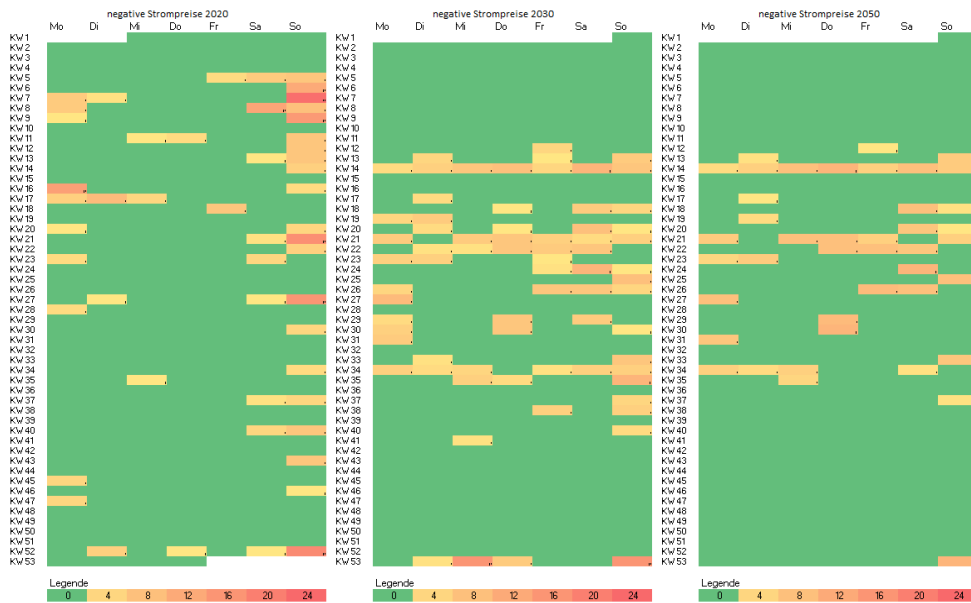


**Abbildung 5-30: Übersicht über die Verteilung der Stunden mit negativen Preisen im Tagesverlauf im Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

Auch innerhalb der Kalenderwoche bzw. der Kalendertage verändert sich die Häufigkeit von negativen Stromereignissen über die einzelnen Dekaden stark zwischen dem Ausgangsjahr 2020 und den folgenden Dekaden.

Wie in Abbildung 5-31 zu sehen, traten im Jahr 2020 (Darstellung links) vor allem in den Winterbereichen sowie vorwiegend an Wochenenden bei hoher Erneuerbarer Einspeisung negative Strompreisereignisse auf. Im Basisszenario des Jahres 2030 (Darstellung Mitte) treten negative Strompreisereignisse vor allem in der Mitte des Jahres (KW 14 bis KW 36) und über alle Wochentage verteilt auf, was ebenfalls durch die größere Photovoltaikeinspeisung zu erklären ist. Im Jahr 2050 (Darstellung rechts) des Basisszenarios werden die negativen Strompreisereignisse auf wenige Tage deutlich konzentriert (stärkere rötliche Färbung) während weiterhin die überwiegende Anzahl negativer Strompreise in den KW 14 bis KW 36 zu beobachten sind. Diese Verteilung ist unter anderem durch den starken Zubau von Flexibilitäten sowie in der Photovoltaik bis 2050 zu erklären.



Ergebnisse des Basisszenarios

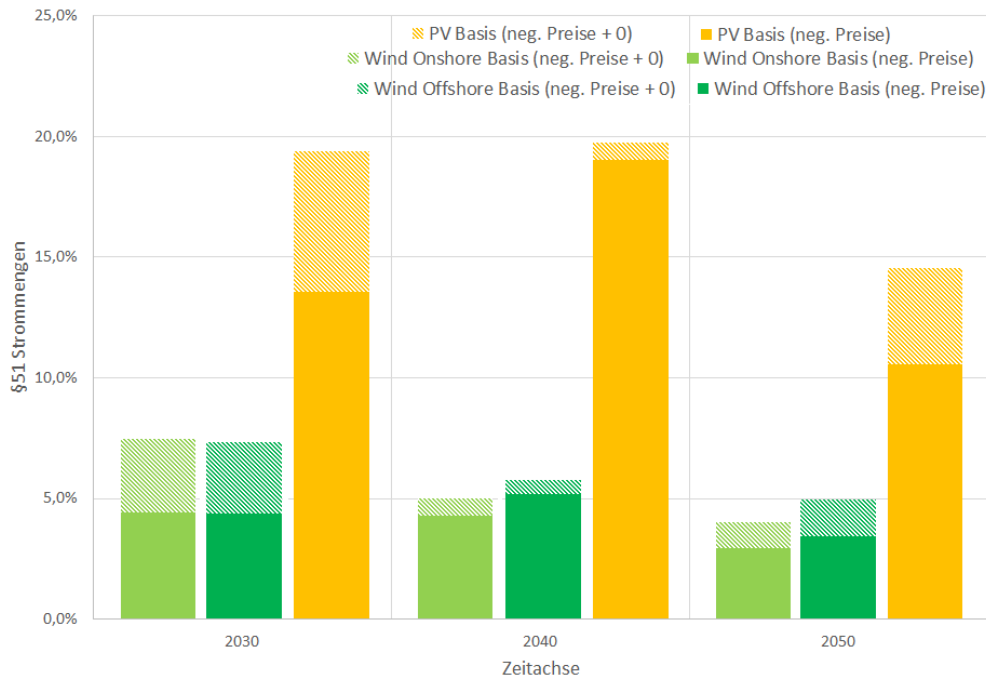
Abbildung 5-31: Übersicht Auftreten negativer Strompreise über Kalenderwoche und Kalendertag im Basisszenario (Farbschema)

Quelle: Eigene Darstellung

### 5.4.3 §51-EEG-Mengen

Innerhalb des aktuellen Förderrahmens des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2021 erhalten Neuanlagen mit einer Nennleistung von mindestens 0,5 MW und einer Inbetriebnahme ab Januar 2021 in Zeitfenstern von vier und mehr aufeinanderfolgenden Stunden keine Vergütung. Unabhängig von dem Aufkommen dieser Zeitfenster werden diese EE-Strommengen nachgefragt und im System benötigt. Der Einfluss der Regelung auf den Anlageneinsatz ist gering.

Diese Pönalisierung führt insbesondere zu einer Einnahmereduktion geförderter Anlagen und muss dementsprechend für die Frage der Wirtschaftlichkeit Erneuerbarer Energien berücksichtigt werden. In Abbildung 5-32 ist der prozentuale Anteil der Jahresenergiemengen über die einzelnen Dekaden und der volatilen Erneuerbaren Technologien dargestellt. Zur Bestimmung dieser §51-EEG-Zeitfenster wurden neben den reinen negativen Strompreisen (gefüllte farbliche Balken) ebenfalls die sich ergebenden Mengenanteile unter Berücksichtigung der „0,00 €/MWh“-Stunden gesondert ausgewiesen (schraffierte farbliche Balken).



**Abbildung 5-32: §51-EEG-Mengen von Windkraft und Photovoltaik im Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

Deutlich zu erkennen ist hier der Unterschied zwischen der Windenergie und der Photovoltaik. Die Photovoltaik würde sich im Basisszenario im Jahr 2030 gegenüber dem Ausgangsjahr 2020 mit ca. 13,5 % der Jahresmengen um mehr als das Zweieinhalbfache vergrößern. Bezieht man die „0,00 €/MWh“-Stunden aus der Simulation hinzu, würden knapp 20 % der Jahresmengen unter den §51 EEG fallen und somit keine Vergütung erhalten.

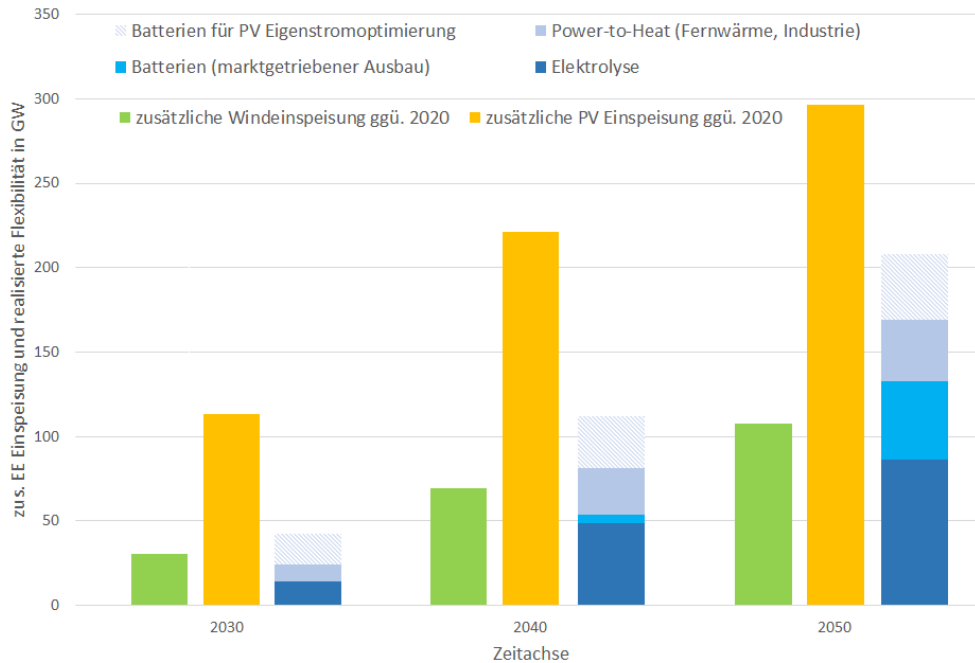
In der Simulationsrechnung 2040 des Basisszenarios kommt es im Photovoltaikbereich zu einer Ausweitung der §51-EEG-Jahresstrommengenanteile in negativen Strompreiszeitfenstern auf etwa 19 % bei gleichzeitiger Verringerung der zusätzlichen Jahresstrommengenanteile unter Berücksichtigung der „0,00 €/MWh“-Strompreise. Somit verbleibt der prozentuale Anteil der Jahresstrommenge der Photovoltaik mit knapp 20 % auf ähnlich hohem Niveau wie im Jahr 2030. Erst in der Simulationsrechnung 2050 des Basisszenarios sinkt die prozentuale Jahresstrommenge auf leicht über 10 % (ausschließliche Berücksichtigung negativer Strompreise) bzw. knapp 15 % (Berücksichtigung negativer sowie „0,00 €/MWh“-Strompreise). Die Wirtschaftlichkeit für Photovoltaikanlagen innerhalb einer Förderung (Volleinspeiser) ist aufgrund dieser hohen §51-EEG-Energiemengen, die keine Förderung erhalten, zu hinterfragen.

Der Windbereich liegt demgegenüber im Basisszenario im Jahr 2030 mit ca. 5 % der Jahresenergiemenge auf einem ähnlichen Niveau wie im Ausgangsjahr 2020. Die Berücksichtigung der „0,00 €/MWh“ würde zu einem Anstieg auf etwa 7,5 % führen. In den darauffolgenden Simulationsjahren 2040 und 2050 sinkt der prozentuale Anteil der Jahresstrommengen im §51 EEG stetig und auch die Effekte der „0,00 €/MWh“ sind deutlich geringer ausgeprägt als in der Photovoltaik.

Diese sehr unterschiedliche Entwicklung der Energiemengen im §51 EEG liegt unter anderem im Entstehen der wirtschaftlichen Flexibilitäten begründet. Diese richten sich durch den sehr starken Photovoltaikausbau (2050: 450 GW) gegenüber der Windenergie onshore (2050: 200 GW) zu großen Teilen an der Photovoltaikleistung aus.

So entstehen hohe Leistungsgrößen wirtschaftlicher Flexibilitäten, die zwar nicht ausreichend sind, um alle zusätzlichen Photovoltaikmengen aufzunehmen, aber ausreichend dimensioniert sind, um die zusätzliche Windeinspeisung zu decken (s. Abbildung 5-33). Zusätzlich wirkt sich der höhere Strombedarf im Winter sowie die geringere Gleichzeitigkeit hoher

Einspeisungsspitzen bei der Windenergie gegenüber der Photovoltaik positiv auf die nach § 51 EEG nicht vergüteten Energiemengen aus. Käme es infolge eines potenziell geringeren Photovoltaikausbaus oder anderer Faktoren zu einem deutlich geringeren wirtschaftlichen Ausbau an Flexibilitäten, so könnte sich dies auch ungünstig auf die Windenergie auswirken.



**Abbildung 5-33: Übersicht über die zusätzliche EE-Einspeisung gegenüber 2020 und die realisierten Flexibilitäten im Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

#### 5.4.4 Sensitivitätsanalyse 85 % Flexibilitätsleistung im Basisszenario

Der Ausbau der Flexibilitäten wurde in den Simulationen der Studie endogen durch mehrere Iterationsschritte bis zu einem wirtschaftlich darstellbaren Maximum an Flexibilitätsleistung angehoben.

In der Realität ist ein solch perfektes zeitgleiches Zusammenspiel zwischen jährlich zusätzlichem Flexibilitätsbedarf aufgrund des Zubaus volatiler Erzeugung und der Flexibilitätsbereitstellung nicht möglich. Dafür gibt es mehrere Gründe, die nachfolgend beschrieben werden.

##### **Einfluss Wetterjahr**

Die Wirtschaftlichkeit von Flexibilitäten wird durch das Wetterjahr stark beeinflusst. Eine Flexibilitätsleistung, die sich in guten Windjahren rechnet, muss bei einem schlechteren Windjahr mit weniger Einspeisungsspitzen bzw. hohen Einspeisungsniveaus nicht ebenfalls wirtschaftlich sein. Somit würden Flexibilitätsanbieter ihre zugebaute Leistung eher nach schlechteren Wetterjahren ausrichten. Das führt dazu, dass es in guten Wetterjahren aufgrund des größeren Bedarfs an Flexibilitäten zu Marktwertreduktionen bzw. zu einer Erhöhung der negativen Strompreise käme.

##### **Ursache- und Wirkungsprinzip**

Auch das Entstehen der Flexibilitäten bedingt einen bestimmten Zeithorizont für Planungs-, Finanzierungs-, Genehmigungs- und Projektierungsprozesse. Wenn also zeitgleich zusätzliche Flexibilitäten aufgrund eines jährlich höheren Erneuerbaren Ausbaus geschaffen würden, würde die Auswirkung schon vor dieser Ursache entstehen. Unternehmen müssten also bereits Jahre im Voraus den benötigten Flexibilitätsbedarf antizipieren und den Prozess starten, damit zum Zeitpunkt des zusätzlichen Flexibilitätsbedarfs auch die dann benötigte Flexibilität bereits entstanden ist.

### Wettbewerbsrisiko

Selbst mit dem Wissen des benötigten Flexibilitätsbedarfs im Vorfeld besteht ein Unwissen über das Handeln anderer Wettbewerber. Da die von allen Wettbewerbern realisierte zusätzliche Flexibilität nicht größer sein darf als die benötigte, werden die Marktakteure vorsichtig handeln und einen Restpuffer einplanen.

### Verzögerungs- bzw. Umsetzungsrisiko bei Projekten

Sowohl beim Zubau Erneuerbarer Energien als auch bei der Umsetzung von Flexibilitäten kann es zu Verzögerungs- bzw. Umsetzungsrisiken (Planungsprobleme, Klagen usw.) kommen. Ein Teil der Projekte wird daher nicht oder nur verspätet umgesetzt.

### Ausgleich hoher Zubauvolumen in Erzeugungs- und Flexibilitätsrahmen

Die Umsetzung der Energiewende in Deutschland benötigt in den kommenden drei Dekaden ein hohes jährliches Zubauvolumen Erneuerbarer Energien im zweistelligen GW-Bereich sowie einen nicht viel geringeren Zubau an Flexibilitäten (u. a. in der Sektorenkopplung). Da die Installation Erneuerbarer Energien und somit auch der Flexibilitätsbedarf sehr stark schwanken können, werden sich Marktakteure vorsichtig im Zubau der Flexibilitäten bewegen, um nicht über den in dieser Arbeit gezeigten maximalen wirtschaftlich realisierbaren Ausbau an Flexibilitäten zu kommen. Andernfalls droht das zusätzliche Flexibilitätsangebot nicht nur die Wirtschaftlichkeit der neuen, sondern auch der bestehenden Flexibilitäten durch Kannibalisierungseffekte am Strommarkt zu gefährden.

Die oben beschriebenen Punkte sind in ihrer Komplexität und im potenziellen Aufkommen nur schwer abzuschätzen. Dennoch wird deutlich, dass die unter Abschnitt 5.4 gezeigten Ergebnisse in der Realität kaum erreichbar sind. Daher werden im Folgenden die Simulationsergebnisse einer Sensitivität unterzogen, in der der ermittelte optimale Flexibilitätsrahmen im Basisszenario (Elektrolyse, PtH, marktgetriebener Speicherausbau) um 15 % gesenkt wird. So soll aufgezeigt werden, wie stark sich schon eine geringe Anpassung auf das zeitliche bzw. leistungstechnische Entstehen von Flexibilitäten auf die Ergebnisse auswirken würde.

Wie in Abbildung 5-34 zu sehen, wirkt sich eine um 15 % geringere Flexibilität deutlich auf die zu erwartenden negativen Strompreise aus. Insbesondere in den späteren Dekaden mit einem entsprechend hohen Flexibilitätsrahmen führt dies zu einer Steigerung negativer Strompreisereignisse um ca. 50 % (2040) bis 100 % (2050).



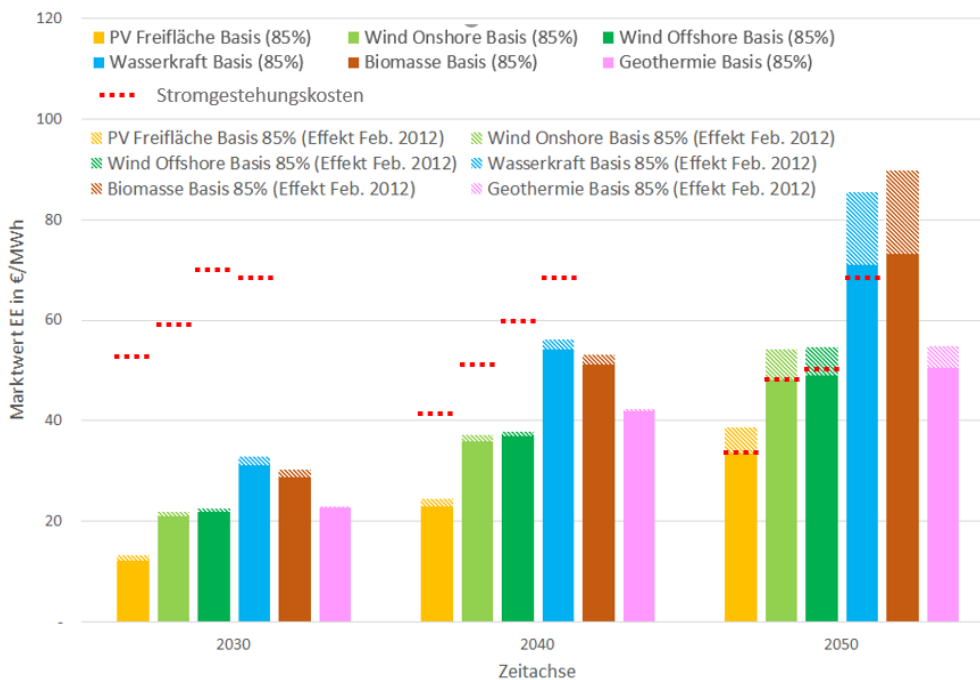
Abbildung 5-34: Vergleich Anzahl negativer Strompreise Basisszenario vs. Basisszenario 85%

Quelle: Eigene Darstellung



Die geringere Flexibilität zeigt sich in den rein negativen Strompreisen und verursacht ein deutliches Absinken des Marktwertniveaus der Erneuerbaren Energien (s. Abbildung 5-35). Dieser negative Effekt wird über die Dekaden größer und ist vor allem bei der Photovoltaik mit rund 10 €/MWh im Jahr 2050 stark ausgeprägt.

Betrachtet man im Jahr 2050 die Stromgestehungskosten, wäre im Basisszenario die PV-Freifläche sowie sehr knapp auch die Onshore-Windenergie frei am Markt wirtschaftlich. Durch projektabhängige Marktwertschwankungen gilt das jedoch nur für einen Teil des Portfolios der jeweiligen Technologie. Im gewählten Wetterjahr stellt sich zudem auch die Offshore-Windenergie als am Markt wirtschaftlich dar. Die Markterlöse liegen allerdings knapp unterhalb der Gestehungskosten, wenn der Sondereffekt des Jahres 2012 herausgerechnet wird. Die erzielbaren Marktwerte für Bioenergie und Geothermie liegen ähnlich wie bereits im optimalen Rahmen des Basisszenarios unterhalb der Stromgestehungskosten der beiden Technologien. Somit entstehen für diese Technologien auch weiterhin Differenzkosten, welche über eine Förderung ausgeglichen werden müssen. Ohne die Bioenergieleistung käme es hingegen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu einem zweistelligen Zubau im GW-Bereich an neuen H<sub>2</sub>-Gaskraftwerken. Da diese neuen H<sub>2</sub>-Gaskraftwerke für den wirtschaftlichen Betrieb ähnlich hohe Stromgestehungskosten besitzen wie Teile der Bioenergie, käme es zur Erreichung der benötigten Marktwerte zu einer erheblichen Erhöhung und Ausweitung hoher Strompreisphasen, welche ebenfalls Teile der Bioenergie potenziell wirtschaftlich ohne Förderung abbilden ließen.



**Abbildung 5-35: Übersicht über die Marktwerte Erneuerbarer Energien im Basisszenario 85%**

Quelle: Eigene Darstellung

Aufgrund des häufigeren Aufkommens negativer Strompreise steigen auch die §51-EEG-Energiemengen deutlich an. Die in Abbildung 5-36 dargestellten prozentualen Jahresenergiemengen im §51 EEG stellen neben den Ergebnissen des 85%-Basisszenarios zusätzlich das jeweilige Ergebnis der jeweiligen Technologie aus dem Basisszenario zum Vergleich dar (rot gestrichelte Linie).

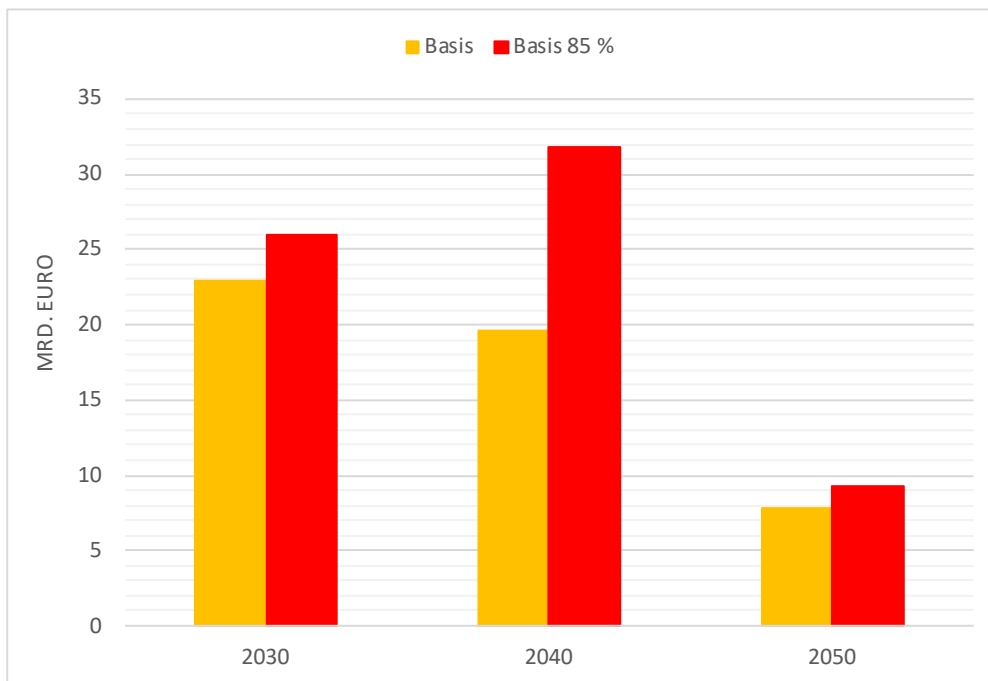
Gut zu erkennen ist der deutliche Anstieg der §51-EEG-Energiemengen im 85%-Basisszenario gegenüber dem perfekt austarierten System. Dieser Effekt verstärkt sich vor allem in den späteren Dekaden aufgrund des dort größeren Flexibilitätsrahmens im Basisszenario. So steigen die Energiemengen, die unter den §51 EEG fallen, im 85%-Basisszenario gegenüber dem idealisierten Basisszenario in der Dekade 2030 um etwa 20 %. In der Dekade 2040 beträgt der Anstieg 30 % bis 45 % und steigert sich in der Dekade 2050 auf über 100 % gegenüber dem Basisszenario.



**Abbildung 5-36: §51 EEG-Mengen im Basisszenario 85 % von Wind- und Solarenergie**

Quelle: Eigene Darstellung

Da die Marktwerte der Erneuerbaren Energien in der Sensitivität mit nur 85 % der wirtschaftlichen Flexibilitäten geringer ausfallen als im Basisszenario, steigen deren Differenzkosten ebenfalls an. Abbildung 5-37 zeigt, dass der Unterschied besonders im Szenariojahr 2040 mit 12 Mrd. zusätzlichen Differenzkosten ins Gewicht fällt. Der Unterschied im Jahr 2050 ist gering, da die Wirtschaftlichkeit von Windenergie und Photovoltaik in dieser Sensitivität (knapp) noch gegeben ist und daher die Differenzkosten nur die Bioenergie und Geothermie betreffen.



**Abbildung 5-37: Vergleich von EE-Differenzkosten im Basisszenario 85 % im Vergleich zum Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

Die Ergebnisse dieser Sensitivität mit einer Realisierung von 85 % der wirtschaftlich maximal möglichen Flexibilitäten zeigen auf, wie zentral die vollständige Zielerreichung der wirtschaftlichen Flexibilitäten in ihrer zeitlichen als auch leistungstechnischen Ausprägung ist. Um dies zu erreichen, bedarf es besserer Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeit der Flexibilitäten oder entsprechender politischer Instrumente, um die oben beschriebenen Risiken für die Flexibilitätsanbieter zu reduzieren. Während für andere Anwendungen wie den Ausbau der EE oder den grünen Wasserstoffbezug für die Industrie Instrumente zur Absicherung von Erlös- und Preisrisiken wie Contracts for Difference (CFD) bereits ausführlich diskutiert sind, steht dies für Flexibilitätstechnologien noch aus. Lösungsansatz muss dabei sein, die hohen Eigenkapitalanforderungen und kurzen Abschreibungsdauern, die sich im freien Markt bei vollen Risiken ergeben, zu reduzieren. Neben Investitionszuschüssen oder staatlich abgesicherten Krediten könnten dies auch Maßnahmen in den Versorgungssektoren sein, wie z. B. Mindestquoten für grünen Wasserstoff im Erdgasvertrieb oder Mindestanteile für EE-Wärme in lokalen Fernwärmenetzen. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf.

## 5.5 Endverbraucherpreise

Im Rahmen der Studie soll ermittelt werden, wie sich auf Basis aktueller Regularien und der daraus resultierenden Entwicklungen im Strommarkt auch die Endverbraucherpreise und die gesamten Stromsystemkosten entwickeln. Nachfolgend wird zunächst die Entwicklung der gesamten jährlichen Stromsystemkosten dargestellt. Anschließend werden durchschnittliche Endverbraucherpreise und deren Entwicklung sowie die spezifischen Endverbraucherpreise einzelner Verbrauchergruppen analysiert.

### 5.5.1 Entwicklung der Systemkosten des gesamten deutschen Stromsystems

Die Energiewende bedingt die Integration von Energiemengen aus anderen Sektoren (Wärme, Mobilität) in den Stromsektor. Dies führt folgerichtig zu höheren Strommengen im Stromsystem. Daraus leiten sich höhere Stromsystemkosten ab. Dies liegt an dem durch die Sektorenkopplung deutlich steigenden Stromverbrauch sowie an den steigenden Kosten einzelner Strompreisbestandteile.

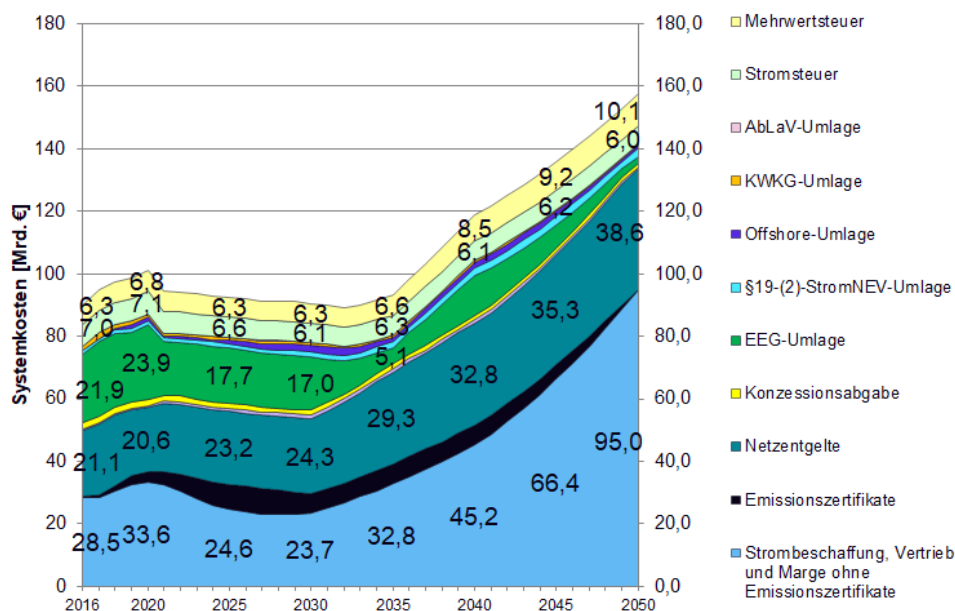
Die kumulierten gesamten jährlichen Systemkosten sind in Abbildung 5-38 dargestellt. Die Grafik zeigt die verschiedenen Preisbestandteile, bestehend aus verschiedenen Abgaben, Umlagen, Steuern, Entgelten, Emissionszertifikatskosten sowie Beschaffung, Vertrieb und Marge. Der Nettostromverbrauch steigt im Basisszenario auf 667 TWh im Jahr 2030 und auf über 1.300 TWh im Jahr 2050 an (s. Abbildung 5-1). Trotz der durch den fast doppelt so hohen Stromverbrauch im Jahr 2050 gegenüber 2020 steigenden gesamten Systemkosten sinken die Endverbraucherpreise leicht (s. Abbildung 5-38). Die Netzkosten wachsen aufgrund eines erhöhten Ausbaubedarfs vor allem in den unteren Spannungsebenen des Verteilnetzes. Mittelfristig sinken die Beschaffungskosten aufgrund sinkender Börsenstrompreise infolge des klimapolitisch notwendigen Zubaus Erneuerbarer Energien, trotz moderat steigenden Stromverbrauchs. Langfristig steigen die Beschaffungskosten jedoch wieder an. Dies liegt an steigenden Börsenstrompreisen infolge der erfolgreichen Umsetzung der Sektorenkopplung und des dafür benötigten zusätzlichen Stromverbrauchs. Dies führt insgesamt zu steigenden Systemkosten.

Andererseits zeigt die Grafik aber auch eine Verringerung der EEG-Umlage<sup>31</sup>, was wiederum zu einem Abbremsen der ansteigenden Systemkosten führt. Die nominale Stromsteuer sinkt, da sie vom Gesetzgeber nicht an die Inflation angepasst wird (Darstellung im realen Geldwert

<sup>31</sup> Unter anderem auch durch den angenommenen Zuschuss von 8 Mrd. Euro pro Jahr (s. Abschnitt 4.4.2).

in Euro des Jahres 2016), über die Jahre leicht ab. Die Mehrwertsteuer wird konstant fortgeschrieben und führt daher aufgrund des steigenden Strombedarfs zu steigenden Gesamtkosten, aber auch zu Mehreinnahmen des Staates.

Aufgrund der zunehmenden Sektorenkopplung (vgl. Abschnitt 4.3.8) ergibt sich eine Verlagerung der Kosten zwischen den einzelnen Endenergiesektoren. So treten die Kosten für den Stromverbrauch von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zukünftig im Stromsektor auf, wo heute der Gasverbrauch von Gasheizungen oder der Benzinverbrauch für Verbrennerfahrzeuge im Wärme- bzw. Verkehrssektor bilanziert wird. Der hier gezeigte Anstieg der Kosten des Stromsystems ist daher nicht mit einem Kostenanstieg des gesamten Energieversorgungssystems gleichzusetzen, sondern es gibt Verlagerungen zwischen den Sektoren. **In Summe reduzieren sich die Kosten des Energiesystems, da die Einsparungen bei den Brennstoffen in der Wärme und im Verkehrsbereich die Anstiege im Strombereich übertreffen, wie Abbildung 5-39 zeigt.** Entscheidend ist zudem, dass die spezifischen Stromkosten aufgrund eines absolut höher ansteigenden Stromverbrauchs gegenüber den Kosten sinken. Strom wird also billiger, wie Abbildung 5-40 zeigt.



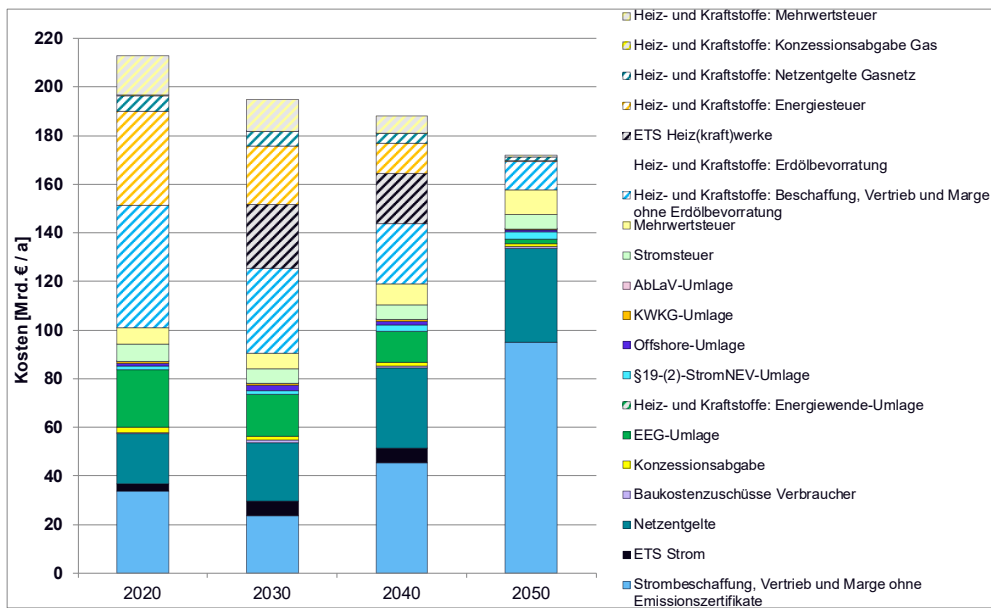
**Abbildung 5-38: Prognostizierte Entwicklung der Systemkosten des deutschen Stromsystems von 2016 bis 2050 im Basisszenario**

Quelle: Berechnungen mit VoKoWä, eigenen Annahmen und szenariobasierte Inputzeitreihen ohne Differenzierung der Mehrkosten bei den Netzentgelten gegenüber dem Reformszenario.

Dabei muss darauf hingewiesen werden, dass das Basisszenario zwar höhere Netzkosten im Übertragungsnetz aufweist als das Reformszenario (ca. 2,3 Mrd. €), aber aufgrund des Zeitplans der Projektbearbeitung diese Ergebnisse noch nicht vorlagen. Deshalb werden beide Szenarien vereinfacht mit den gleichen absoluten Netzkosten bilanziert. Ein weiterer Punkt ist die absolute Höhe der Kosten für die Betriebsführung, welche generell zu stark ansteigt. Dieser Anstieg ist zwar im Gegensatz zu den Netzausbaukosten nicht bilanziert, aber aufgrund der Unsicherheit bei der Höhe des Anstiegs der deutlich dominanteren Verteilnetzkosten ist die Unschärfe in diesem Punkt für die weiteren Analysen nicht relevant.

### 5.5.2 Entwicklung der Systemkosten des gesamten deutschen Energiesystems

Die Entwicklung der Brennstoffverbräuche basiert dabei auf einem bestehenden Datensatz des Fraunhofer IEE und wird bezogen auf die Preisannahmen für fossile Brennstoffe, CO<sub>2</sub> und PtX in diesem Projekt. Die anderen Sektoren wurden im Rahmen der vorliegenden Strommarktstudie nicht vollständig bilanziert, jedoch stellt der gewählte Fraunhofer-Datensatz aufgrund der gleichen Klimaziele einen zum BEE-Szenario zulässigen Vergleichsrahmen dar, welcher uns eine Einordnung der Kostenrelationen ermöglicht.



**Abbildung 5-39: Systemkosten des deutschen Energiesystems von 2016 bis 2050 im Basisszenario**

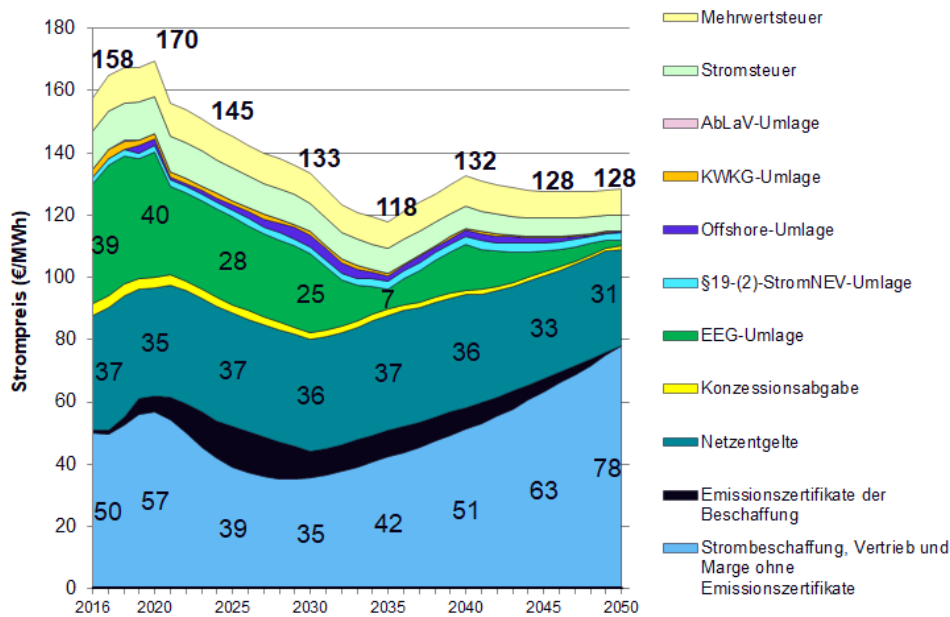
Quelle: Berechnungen mit VoKoWä, eigenen Annahmen und szenariobasierten Inputzeitreihen

### 5.5.3 Entwicklung des gemittelten Endverbraucherpreises

Die durchschnittlichen Endverbraucherpreise zeigen den gewichtet gemittelten Strompreis über alle Verbrauchergruppen. Insgesamt zeigt Abbildung 5-40, dass im Mittel die Strompreise zwischen 2020 und 2050 im Basisszenario leicht sinken werden.

Dies liegt hauptsächlich an der verringerten EEG-Umlage, die durch das Förderende für Altanlagen und eine zusätzliche Reduktion über den Bundeshaushalt von angenommenen 8 Mrd. Euro pro Jahr ab 2020 erreicht wird. Die Beschaffungspreise sinken zunächst im Mittel aufgrund fallender Börsenstrompreise ab und steigen dann aufgrund steigender Börsenstrompreise wieder an. Die Netzentgelte steigen in Summe zwar aufgrund höherer Ausbauskosten an (siehe Abbildung 5-38), umgelegt auf den steigenden Verbrauch fallen die spezifischen Kosten je kWh dennoch bis 2050 leicht von 35 €/MWh auf 31 €/MWh.

Der Mehrwertsteuersatz bleibt mit 19 % konstant, die mengenbasierte Stromsteuer sinkt nominal in realen Euro des Jahres 2016 bei real gleichbleibendem Betrag bis 2050 leicht.



Ergebnisse des Basisszenarios

**Abbildung 5-40: Prognostizierte Entwicklung der gewichtet gemittelten Endverbraucherpreisbestandteile 2016 bis 2050 im Basisszenario**

Quelle: Berechnungen mit VoKoWä, eigenen Annahmen und szenariobasierten Inputzeitreihen

#### 5.5.4 Entwicklung der Endverbraucherpreise für ausgewählte Endverbrauchergruppen

Die Strompreise und ihre Bestandteile weichen je Verbrauchergruppe zum Teil erheblich vom gewichtet gemittelten Strompreis ab. Beispielhaft sind nachfolgend die Strompreise für folgende vier Verbrauchergruppen: Haushalte mit einem jährlichen Stromverbrauch kleiner 3.000 kWh und Heimpladen von E-Kfz als dezentrale kleine unflexible Verbraucher sowie Power-to-Heat und Power-to-Gas als große betriebliche flexible Verbraucher.

Für Haushalte mit einem Strombedarf kleiner 3.000 kWh pro Jahr liegt der Strompreis von allen Verbrauchergruppen am höchsten (siehe Abbildung 5-41). In dieser Gruppe gibt es keine Befreiungen oder Privilegien von einzelnen Preisbestandteilen. Und auch die Beschaffungspreise liegen oberhalb der anderer Verbrauchergruppen. Zusätzlich wächst die Belastung dieser Verbrauchergruppe bei den Netzentgelten aufgrund zahlreicher Privilegien für andere Verbrauchergruppen, wie bspw. für die energieintensive Industrie, weil dadurch die entstehenden Kosten für den Netzausbau nur auf einen Teil der Verbraucher gewälzt werden. Der gleiche Effekt ist auch bei der EEG-Umlage zu beobachten. Dennoch verringert sich die EEG-Umlage auch in dieser Gruppe bis 2050 deutlich. Insgesamt sinkt der Strompreis von 2020 bis 2050 von einem bereits hohen Niveau ausgehend im Jahr 2020 leicht von 347 € pro MWh auf 291 Euro pro MWh.

Der Strompreis für das Heimpladen von E-Kfz liegt insgesamt unter dem für Haushalte bis 3.000 kWh pro Jahr. Grund sind geringere Netzentgelte und geringere Beschaffungskosten. Ansonsten gleichen sich die Preisbestandteile dieser beiden Verbrauchergruppen. Der Strompreis für das Heimpladen von E-Kfz liegt im Jahr 2020 durchschnittlich bei 295 €/MWh und sinkt deutlich bis zum Jahr 2050 auf 208 €/MWh. Beim Heimpladen ist hier nur der Fremdstrombezug dargestellt. Im Falle des PV-Heimpladens (mit Eigenstrom) würden – für den Teil der Fahrzeuge mit PV-Anlage – dagegen die EEG-Umlage sowie Netzentgelte u. a. entfallen. Der Einsatz der Flexibilität für die PV-Eigenstromnutzung ist im Modell prioritär abgebildet. In den folgenden Untersuchungen steht aber die Flexibilität am Strommarkt im Fokus.

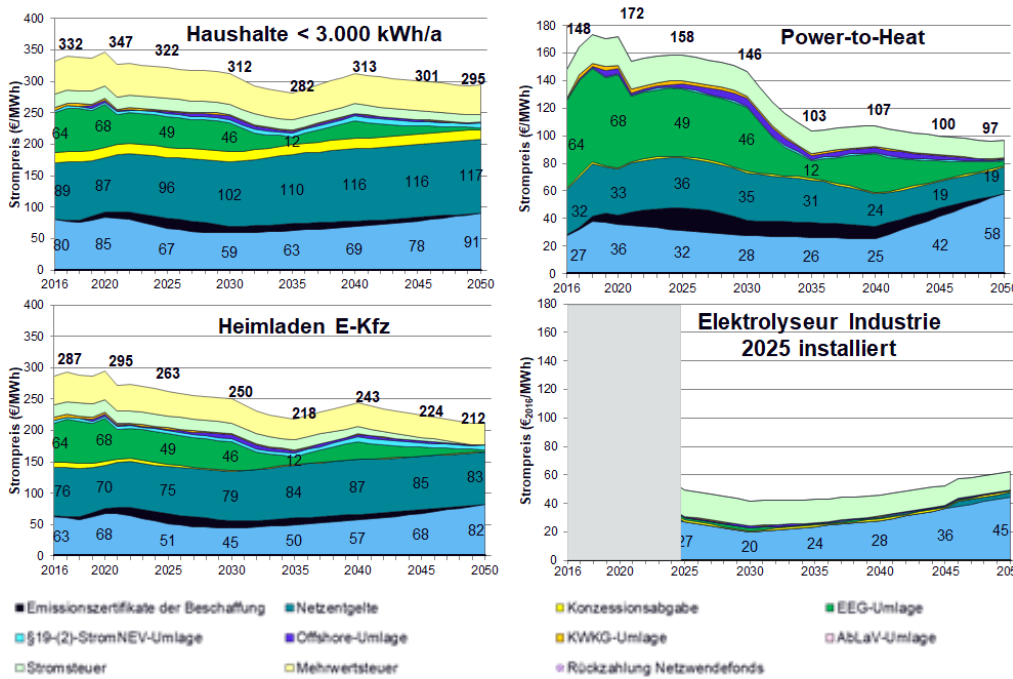


Abbildung 5-41: Prognostizierte Entwicklung der Strompreise für ausgewählte Endverbraucher 2016 bis 2050 im Basisszenario

Quelle: Berechnungen mit VoKoWä, eigenen Annahmen und szenariobasierten Inputzeitreihen

Im Basisszenario, in dem der aktuelle Trend der Preisbildung und der einzelnen Komponenten fortgeschrieben wird, zeigen sich deutliche Unterschiede bei der Behandlung von Power-to-Heat im Vergleich zu Elektrolyseuren. Elektrolyseure sind größtenteils von der EEG-Umlage befreit, während in der Verbrauchergruppe Power-to-Heat (Großwärmepumpen in der Industrie bzw. in Wärmenetzen und Elektrodenkesseln) die EEG-Umlage in vollem Umfang gezahlt werden muss. Elektrolyseure sind nach § 118 EnWG für Anlagen, die bis 2026 installiert werden, zudem für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit. Power-to-Heat-Anlagen sind davon nicht befreit. Da Elektrolyseure sowieso reduzierte Netzentgelte haben, ist der Effekt nicht allzu groß. In Abbildung 5-42 sind die Strompreise für einen Elektrolyseur, der 2025 installiert wird, und für einen, der 2026 installiert wird, vergleichend gegenübergestellt. Die Stromsteuer entspricht bei den dargestellten Anlagen jeweils dem vollen Steuersatz mit 20,50 €/MWh. Elektrolyseuranlagen, die dem produzierenden Gewerbe angerechnet werden, sind aktuell von der Stromsteuer befreit. Die Beschaffungskosten für beide Verbrauchergruppen liegen niedriger als die in den dezentralen Verbrauchergruppen. Aufgrund des niedrigen Beschaffungspreises und der sonst größtenteils befreiten, reduzierten bzw. geringen sonstigen Nebenkosten sinken die Strompreise für Elektrolyseure zunächst leicht und steigen dann wieder von rund 60 €/MWh an. Anders sieht dies bei der Verbrauchergruppe Power-to-Heat aus: Hier sinken die Strompreise von 145 €/MWh im Jahr 2025 auf 109 €/MWh im Jahr 2050. Die Strompreise liegen damit aber immer noch höher als für den Elektrolyseur (s. Abbildung 5-42).

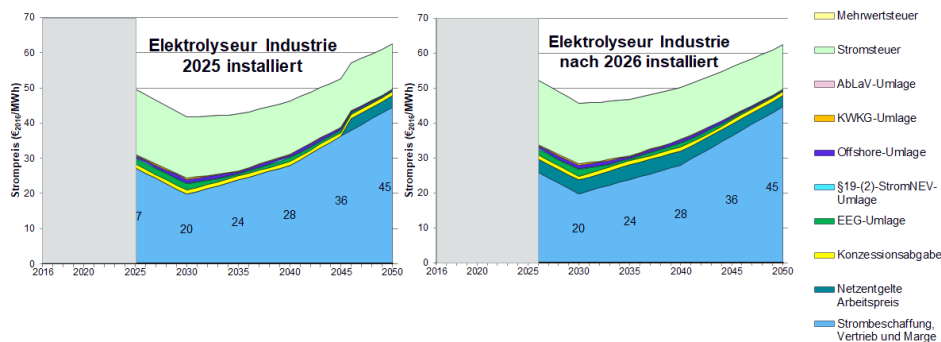


Abbildung 5-42: Prognostizierte Entwicklung der Strompreise für Elektrolyseuranlagen 2016 bis 2050 im Basisszenario

Quelle: Berechnungen mit VoKoWä, eigenen Annahmen und szenariobasierten Inputzeitreihen



## 5.6 Zwischenfazit zum Basisszenario

Tabelle 5-15 zeigt in einer Übersicht die modellendogen ermittelten Leistungen von Flexibilitätsoptionen im Bereich von Batteriespeichern, PtG, PtH, Gasturbinen und KWK-Anlagen (ohne EE) sowie zum Vergleich die modellexogen vorgegebenen Leistungen.

| Technologie/Szenariojahr  | 2030                  | 2040                  | 2050                  |
|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| <b>Modellendogen:</b>   |                       |                       |                       |
| Quartiersbatteriespeicher   | 0 GW,<br>0 GWh        | 4,6 GW, 18,2<br>GWh   | 46,5 GW,<br>224,8 GWh |
| Elektrolyse   | 14,4 GW <sub>el</sub> | 48,9 GW <sub>el</sub> | 86,4 GW <sub>el</sub> |
| Power-to-Methan   | 0,5 GW <sub>el</sub>  | 0,5 GW <sub>el</sub>  | 0,5 GW <sub>el</sub>  |
| Power-to-Heat (Fernwärme, Industrie)                                | 9,6 GW <sub>el</sub>  | 27,8 GW <sub>el</sub> | 36,3 GW <sub>el</sub> |
| Gasturbinen (H <sub>2</sub> , Neubau)                               | 0 GW <sub>el</sub>    | 0 GW <sub>el</sub>    | 9,7 GW <sub>el</sub>  |
| KWK-Anlagen (ohne Biomasse und Geothermie, Neubau (synth. Methan))  | 12,1 GW <sub>el</sub> | 8,8 GW <sub>el</sub>  | 8,6 GW <sub>el</sub>  |
| <b>Modellexogen:</b>  |                       |                       |                       |
| Heimbatterien für PV-Eigenstromoptimierung                          | 18,7 GW,<br>55,4 GWh  | 30,7 GW,<br>90,1 GWh  | 39,1 GW,<br>112,8 GWh |
| Gasturbinen (CH <sub>4</sub> , Bestand)                             | 0,9 GW <sub>el</sub>  | 0,5 GW <sub>el</sub>  | 0 GW <sub>el</sub>    |
| Kondensationskraftwerke (Bestand)                                   | 8,1 GW <sub>el</sub>  | 6,9 GW <sub>el</sub>  | 0 GW <sub>el</sub>    |
| KWK-Anlagen (ohne Biomasse und Geothermie, Bestand (Erdgas))        | 9,8 GW <sub>el</sub>  | 9,7 GW <sub>el</sub>  | 0 GW <sub>el</sub>    |
| Bioenergie (Biogas (inkl. Überbauung, feste Biomasse, Müll, Gülle)) | 11,0 GW <sub>el</sub> | 13,3 GW <sub>el</sub> | 18,3 GW <sub>el</sub> |

**Tabelle 5-15: Übersicht über endogen ermittelte bzw. modellexogen definierte Flexibilitätsoptionen im Basisszenario (ohne Erneuerbare Energien)**

Quelle: Eigene Darstellung

Auf Basis der endogen ermittelten Leistungsgrößen im Basisszenario lassen sich folgende Kurzaussagen treffen.

1. Der marktgetriebene notwendige Ausbau von Batterien beginnt unter den aktuellen Rahmenbedingungen erst deutlich nach dem Jahr 2030. Es ist zu erkennen, dass die Simulation stark auf kleine Speicherkapazitäten von 4 bis 6 Stunden einsetzt.
2. Die Elektrolyse wird im Basisszenario bereits stark vor 2030 ausgebaut. Sie prägt auch in den nachfolgenden Dekaden den größten Bereich der wirtschaftlich realisierbaren Flexibilitätsoptionen.
3. Die Power-to-Methan-Anlagen können unter den gewählten Rahmenbedingungen (s. Abschnitt 4.3.9) nicht über den exogen vorgegebenen Mindestausbau von 0,5 GW wirtschaftlich ausgebaut werden.
4. Im Jahr 2050 wird zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in speziellen, sehr seltenen Zeiträumen in Deutschland ein Neubau von ca. 10 GW an Wasserstoff-Gasturbinen erforderlich.
5. Power-to-Heat-Anlagen sind bereits 2030 mit ca. 10 GW vertreten, was vorwiegend durch KWK-Anlagenflexibilisierung hervorgerufen wird<sup>32</sup>. Erst in den späteren Dekaden werden Elektrodenkessel (u. a. Windwärme) stärker genutzt und erhöhen die Flexibilitätsleistung der PtH-Anlagen in der Fernwärme und Industrie in Deutschland auf ca. 36 GW.

<sup>32</sup> Hierbei werden zur Wärmelieferung in Kombination zu KWK-Anlagen zusätzlich Elektrodenkessel gebaut, um im Falle niedriger Strompreise die Stromerzeugung herunterzufahren und gleichzeitig den Wärmeverpflichtungen nachkommen zu können.

6. Im KWK-Anlagenbestand kommt es u. a. durch das Erreichen der in der Simulation unterstellten Lebensdauer zu einer Reduktion der Bestandskraftwerke. Demgegenüber existiert allerdings auch ein Neubaubedarf von KWK-Anlagen.
7. Der Bestand an Kondensationskraftwerken wird annahmegemäß bis 2050 vollständig zurückgebaut.

Aus den Kurzaussagen sind sinnvolle Lösungsansätze ableitbar. So sieht das Basisszenario im Jahr 2030 eine höhere Leistung an neugebauten KWK-Anlagen vor als in den nachfolgenden Dekaden. Um hierbei zu verhindern, dass ca. 3,5 GW an neuen KWK-Anlagen entstehen, die in den späteren Dekaden nicht benötigt und rückgebaut werden müssten, bietet sich die Verlängerung der Lebensdauer von alten KWK-Anlagen an. Dies wäre technisch möglich, da viele KWK-Anlagen im heutigen Rahmen deutlich geringere Volllaststunden und somit Materialbelastungen haben, als diesen in der Planungsphase unterstellt worden war.

Zum Ausgleich der volatilen Erneuerbaren Einspeisung bedarf es Erzeugerflexibilitäten (steuerbare Erneuerbare Energien, Speicher, Gaskraftwerke). Durch die exogene Vorgabe der Fortführung der Bioenergie im Stromsektor mit einer 2,5- bis 4-fachen Überbauung der Leistung bei gleicher Stromerzeugung wie in den letzten Jahren (s. Abschnitt 4.3.2) kann ein Großteil dieser notwendigen steuerbaren Erzeugung aus den Erneuerbaren Energien selbst erbracht werden. Im Jahr 2050 kommt es aufgrund der stärkeren Sektorenkopplung im Wärmebereich zu einem weiteren Bedarf an steuerbaren Erzeugern<sup>33</sup>.

Betrachtet man auf stündlicher Ebene den im Basisszenario endogen bestimmten Ausbau der 10 GW an H2-Gasturbinen im Jahr 2050, so fällt auf, dass diese nur etwa 450 Stunden im Jahr zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit laufen. Darüber hinaus liegen zwei Drittel dieser Zeitfenster in nur einem kurzen Zeitraum des Extremereignisses aus dem unterstellten Wetterjahr 2012 (sehr kalte Wintertage Ende Januar bis Mitte Februar). Dieser Ausbau an H2-Gaskraftwerken als steuerbare Erzeuger ist auf die exogene Festlegung der Installation der Erneuerbaren Energien<sup>34</sup> sowie auf die Vorgabe des Ausstiegs aus Kernenergie und Kohle zurückzuführen. Damit die Gaskraftwerke wirtschaftlich in der Simulation darstellbar sind, kommt es, wie in den Jahresdauerlinien der Abbildung 5-5 zu sehen, im Jahr 2050 zu einer deutlichen Ausprägung extrem hoher Preise (>150 €/MWh), die in einigen Stunden oberhalb von 1.000 €/MWh liegen.

Da der Betrieb von Erzeugungsanlagen über mehrere Dekaden geplant wird, es allerdings nur in seltenen Fällen zu Jahren mit dermaßen langanhaltend niedrigen Temperaturereignissen kommt wie im Jahr 2012, ist die ermittelte Wirtschaftlichkeit der Simulation (1-Jahresbetrachtung) dieser 10 GW an Gasturbinen über eine Betriebszeit von mehreren Jahren potenziell nicht gegeben.

Ein wesentlicher Bestandteil für die sichere Transformation des Energiesektors ist hierbei die Schaffung von ausreichender Elektrolyseurleistung. Diese wirkt als Flexibilität im Stromsektor und somit marktstabilisierend für die Erneuerbaren Energien, was wiederum die Förderkosten senkt. Zusätzlich ermöglichen Elektrolyseure durch die Produktion von grünem Wasserstoff den benötigten Inputstoff für die etwaige Nutzung von Gaskraftwerken zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit.

Zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen in einem Szenario mit ambitioniertem EE-Ausbau lässt sich Folgendes zusammenfassen:

<sup>33</sup> Potenziell können sich durch stärkere Kostendegressionen im Bereich der Brennstoffzellen auch weitere Optionen ergeben.

<sup>34</sup> Innerhalb der Simulation ist eine Erhöhung der Installation der Erneuerbaren Energien zur Deckung entsprechender Engpässe ausgeschlossen.

Als Aufgabe der Frequenzhaltung muss die Frequenz innerhalb betrieblicher Grenzwerte um den Nennwert 50 Hz gehalten werden, wofür Wirkleistungsreserven vorgehalten und bereitgestellt werden, um auf Erzeugungs- und Laständerungen entsprechend zu reagieren. Die Stilllegung konventioneller Großkraftwerke führt zu einer verminderten Verfügbarkeit von Momentanreserve. Dem kann mit zusätzlichen Systemdienstleistungen, wie schneller Frequenzregelung durch dezentrale Erzeugungsanlagen, sowie mit netzbildenden Umrichter-technologien begegnet werden. Hierzu sollte ein geeignetes Vergütungssystem entwickelt werden. Darüber hinaus reduziert sich mit zunehmender volatiler Erzeugungsleistung die zeitliche Verfügbarkeit von Einspeiseanlagen, was bei der Planung von Systemdienstleistungen berücksichtigt werden muss. Als Ersatz können vermehrt Speicher für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen herangezogen werden.

Die Spannungshaltung sorgt dafür, dass sich die Spannung im Netz innerhalb der betrieblichen Grenzen befindet und im Kurzschlussfall der Spannungseinbruch im Netz begrenzt wird. Die dafür notwendige Blindleistung wird heute weitestgehend durch die Generatoren konventioneller Kraftwerke erbracht. Der Ersatz durch Umrichter führt zu einem verminderten Kurzschlussstrombeitrag sowie zu einer Reduktion der Spannungsqualität. Dementsprechend muss das Blindleistungspotenzial künftig durch dezentrale Erzeuger, Speicher und neue Technologien erweitert werden. Das veränderte Kurzschlussstromverhalten ist in der Netzplanung und die Koordination der neuen, vermehrten Blindleistungsquellen muss in der Betriebsplanung berücksichtigt werden.

Die für den Netzwiederaufbau nach einer großflächigen Versorgungsunterbrechung durch die Übertragungsnetzbetreiber vorgehaltenen Pläne sehen als gesicherte Erzeugungsleistung heute konventionelle Kraftwerke vor, deren Einsatz im Wiederaufbaufall direkt durch den Netzbetreiber angewiesen wird. Die verfügbare Einspeiseleistung dezentraler Erzeugungsanlagen ist in der Regel wetterabhängig. Darüber hinaus lassen sich die Anlagen häufig nicht aus der Netzbetreiberleitwarte im notwendigen Maße ansteuern. Ferner besteht aufgrund der geringeren Nennleistungen der Anlagen und der somit größeren Anzahl ein erhöhter Koordinationsaufwand, der ohne Automatisierung nicht zu beherrschen ist. Daher müssen neben schwarzfallfesten Kommunikationsleitungen zu den Anlagen auch entsprechende Steuerungsfunktionalitäten sowie Aggregationsmethoden entwickelt werden, um dezentrale Erzeugungsanlagen beim Netzwiederaufbau durch den Netzbetreiber koordiniert einsetzen zu können.

Aufgabe der Betriebsführung ist es, einen sicheren Netz- und Systembetrieb zu gewährleisten. Durch die steigende Anzahl von Akteuren, Anlagen und Betriebsmitteln sowie die angestrebte Sektorkopplung zwischen den Energieträgern steigt der Koordinations- und Optimierungsaufwand. Gleichzeitig wird das System durch einen höheren Automatisierungsgrad anfälliger für Systemangriffe. Daher ist neben umfangreicheren Optimierungsalgorithmen ein weiterer Ausbau der Infrastruktur von Informations- und Kommunikationstechnologie notwendig. Damit entsteht Untersuchungsbedarf, wie ein Netzbetrieb mit ausgefallener oder manipulierter Kommunikationstechnik funktionieren kann.

Die Übernahme von Systemdienstleistungen sollte dann bis hin zu kleinen Anlagen, wie etwa Kleinwasserkraftanlagen, ermöglicht werden, so dass alle vorhandenen Potenziale genutzt werden können [14, 79].

Bezogen auf die optimierte Netzausbauplanung und die optimierte Netzbetriebsführung lautet das Resümee für das Basisszenario wie folgt:

In Bezug auf die Zubaumaßnahmen und die damit einhergehenden Leitungskilometer weist das Basisszenario für das Jahr 2030 keinen gesteigerten Netzausbau gegenüber den in den

Netzentwicklungsplänen [3, 4] vorhandenen Größenordnungen auf, trotz des höheren Ausbaus von Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und des Kohleausstiegs. Auch für das Basisszenario im Jahr 2050 wird ein leicht geringerer Netzausbau (in Bezug auf ein Fünfjahreszeitfenster) erreicht.

Bezogen auf die optimierte Netzbetriebsführung reduzieren sich die Kosten basierend auf den Kostenannahmen und der geografischen Verteilung der Erzeugungsanlagen und Verbraucher für das Jahr 2030 deutlich gegenüber den Zahlen für 2020 (siehe [20]). Auch die Energiemenge reduziert sich im Vergleich zu den heutigen Zahlen um ca. 67 %. Für das Basisszenario im Jahr 2050 ist die Energiemenge, welche durch die optimierte Netzbetriebsführung verändert wird, ca. dreimal so hoch wie heute (Basisszenario 2050: 64,444 TWh zu 2020: 22,941 TWh). Die Kosten der optimierten Betriebsführung erhöhen sich jedoch um ca. 585 % im Vergleich zu heute.

## 6 Ableitung von Politikmaßnahmen

Im vorangegangenen Kapitel wurde deutlich, welche Herausforderungen sich durch den heutigen regulatorischen Rahmen bei einem notwendigerweise stärker ambitionierten Ausbau von Erneuerbaren Energien in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit Erneuerbarer Energien und Sektorenkopplungstechnologien ergeben.

Die Studie fokussiert sich auf die Effekte der Politikmaßnahmen auf dem Strommarkt. Die Auswirkungen der Politikmaßnahmen auf einzelne PV-Geschäftsfelder konnte in diesem Rahmen nicht abschließend erfolgen.

Darauf aufbauend werden im Folgenden verschiedene Politikmaßnahmen vorgeschlagen, die die genannten Probleme lösen sollen.

### 6.1 Ausbau von Onshore-Wind und Photovoltaik

Für das Erreichen der Klimaziele und das Vermeiden einer Ökostromlücke ist ein ambitionierter Ausbaus Erneuerbarer Energien notwendig, um allen voran die vorhandenen Potenziale von Wind onshore und Photovoltaik auszuschöpfen. Dabei wird es auf einen Zubau der Kapazitäten in allen Regionen Deutschlands ankommen, um die Stromnachfrage zu bedienen und über die dezentrale verbrauchsnahe Erzeugung die Systemkosten zu senken (s. auch [25, 26, 28]).

Bei **Wind onshore** ist hierfür eine grundsätzliche Erhöhung der Ausschreibungsmenge auf netto 6 bis 8 GW/a erforderlich. Die bestehenden Vorschläge zur Flächenverfügbarkeit, zum Abbau von Genehmigungshindernissen und für mehr Akzeptanz sind kurzfristig umzusetzen. Zur Nutzung der Potenziale in ganz Deutschland müssen länderspezifische Hemmnisse abgebaut werden, so dass in jedem Bundesland mindestens 2 % der Gesamtfläche für die Windenergie nutzbar werden.

Diese Zielvorgabe sichert durch die bestehenden Freiheitsgrade bei der Konzentrationsplanung den dezentralen, verbrauchsnahe Zubau bei gleichzeitiger Berücksichtigung der Akzeptanz, des Natur- und Artenschutzes sowie der Einbindung in die Infrastruktur (Stromnetz, Gasnetz, Gasspeicher). Durch die schnelle Klärung der Flächenausweisung und die Beschleunigung von Genehmigungen verbessert sich zugleich die Wettbewerbssituation und wird ein marktwirtschaftlicher Rahmen für den Zubau gesichert.

Bei **Photovoltaik** zielen die Maßnahmen auf eine rasche Steigerung des Ausbaus sowohl auf Dach- als auch auf Freiflächen ab, um im Mittel einen jährlichen Zubau von etwa 15 GW/a zu erreichen. Insbesondere für PV-Anlagen auf Gebäuden müssen die Potenziale von PV-Eigenstromnutzung und Direktstromlieferungen erschlossen werden. Dies stellt sicher, dass in urbanen Räumen durch die Mobilisierung privater Investitionsmittel KMU, Mittelstand und Industrie Zugang zu grünem Strom erhalten und die Sektorenkopplung angereizt wird. Dazu muss kurzfristig die EEG-Umlage auf Eigenverbrauch abgeschafft und möglichst 2022 die Personenidentität durch die Definition von Eigenverbrauch hinter den Netzanschlusspunkt erzeugtem und genutzten Strom ersetzt werden. Auktionen müssen als Fördervoraussetzung für Dachanlagen unter 1 MW wieder abgeschafft werden, um Einmalinvestoren, wie mittelständische Unternehmen, Investitionen in PV-Dachanlagen wieder zu ermöglichen.

Zudem muss der Ausbaupfad für Anlagen im Förderrahmen außerhalb der Ausschreibungen (§49 EEG) infolge der verschärften Klimaziele mindestens verdreifacht und der dort geregelte Förder-Degressionsmechanismus neu kalibriert werden.

Das Auktionsvolumen von ebenerdig errichteten Solarparks und von innovativen Marktsegmenten ist ebenfalls deutlich zu erhöhen sowie die derzeit restriktive Standortkulisse zu weiten. In einem ersten Schritt sollte der Ausbau von PV-Freiflächenanlagen grundsätzlich auf benachteiligten Gebieten ermöglicht werden. Eine darüberhinausgehende Ausweitung der

Flächenkulisse für PV auf landwirtschaftlichen Flächen sollte in Übereinstimmung mit den Interessen der Landwirtschaft ebenso ermöglicht werden.

Die oben vorgeschlagenen Maßnahmen zielen auf die relevantesten Aspekte ab, darüber hinaus können noch weitere Maßnahmen notwendig werden.

## 6.2 Erhöhung der Marktwerte von Erneuerbaren Energien zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit

Im Basisszenario wurde deutlich, dass die Marktwerte der Erneuerbaren Energien, vor allem im Jahr 2030, zum Teil deutlich niedriger liegen als im Ausgangsjahr 2020. Daher ist zur Stabilisierung bzw. Erhöhung der Marktwerte die stärkere Ausweitung der Verbraucherflexibilität notwendig, die sich an der residualen Stromlast orientiert.

Heute hemmen die hohen Stromnebenkosten mögliche Flexibilität aufseiten der Stromverbraucher. Jede Absenkung der Stromnebenkosten erleichtert das Hochlaufen von Sektorenkopplungstechnologien und somit die benötigte Ausweitung von Flexibilitätsoptionen.

Einen großen Anteil an den Stromnebenkosten hat die EEG-Umlage. Im Folgenden wird daher im Reformszenario eine Absenkung der EEG-Umlage auf 0,00 Cent/kWh ab dem Jahr 2025 betrachtet. Im Basisszenario wurde bereits eine Gegenfinanzierung von 8 Mrd. Euro pro Jahr angenommen, die im Reformszenario bis 2024 angenommen wird. Ab 2025 wird die gesamte Deckungslücke getilgt.

Die Gegenfinanzierung des EEG-Kontos könnte aus den Einnahmen des Emissionshandels und/oder aus dem Bundeshaushalt erfolgen. Eine Deckelung oder Gegenfinanzierung der EEG-Umlage muss dabei berücksichtigen, dass bei hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien die Differenzkosten schwanken und daher die benötigten Finanzierungsmittel nicht klar vorher ermittelbar sind. Ohne eine Veränderung des Marktrahmens weist deshalb das von Haushaltsdebatten unabhängige Refinanzierungssystem des EEG weiter erforderlich. **Für die Erhöhung der Marktwerte sind ausreichende Flexibilitätsrahmen notwendig. Diese Flexibilitätsoptionen stabilisieren die Marktwerte und senken die Differenzkosten. Gleichzeitig wird so ein förderfreier Ausbau der Erneuerbaren Energien früher möglich.**

Als weitere Maßnahme zur Reduktion der Stromnebenkosten wird eine Reduktion der Stromsteuer auf den EU-rechtlichen Mindeststeuersatz von 1,00 Euro/MWh bzw. 0,50 Euro/MWh für betriebliche Verbrauchereinheit vorgeschlagen. In nachgelagerten Untersuchungen wird zusätzlich der Effekt weg von einer Mengenbesteuerung hin zu einer Wertsteuer als prozentualer Anteil auf den variablen Verkaufspreis untersucht (s. Kapitel 9). Lediglich Anlagen, die komplett befreit sind (Sektorenkopplungsanlagen und wiedereinspeisende Stromspeicher) werden überhaupt nicht mit der Stromsteuer belastet. Es gibt keine weiteren Vergünstigungen auf den Mindeststeuersatz für einzelne Verbrauchergruppen.

Mit diesen beiden Maßnahmen ließen sich die Anreize von Endkunden, auf die Großhandelsstrompreise zu reagieren, zusätzlich erhöhen. Zudem ermöglicht es auch die stärkere wirtschaftliche Einbindung von Sektorenkopplungstechnologien wie u. a. der Wärmepumpe. Zusätzlich wird ein zeitvariables Netzentgelt für dezentrale Verbraucher, die über eine Zählerstandgangmessung verfügen, vorgeschlagen. Durch eine Kopplung des Netzentgeltes an die residuale Stromlast (z. B. ausgedrückt durch das Signal des Großhandelsstrompreises) ließe sich ein stärkerer Stromverbrauch (Verbraucherflexibilität von Wärmepumpen und E-Mobilität) in Zeiten hoher EE-Einspeisungen realisieren.

## 6.3 Stärkere Einbindung der Sektorenkopplung zur Flexibilitäts-erbringung

Neben der Erhöhung der Verbraucherflexibilität stellt die Sektorenkopplung einen zentralen Baustein für die Energiewende dar. Daher sollte die Sektorenkopplung so schnell wie möglich vorangetrieben werden. Im Fokus stehen dabei vor allem die Elektrolyse und Power-to-Heat-Anwendungen in der Fernwärme und in der Industrie. Neben der EEG-Umlage ist das Netzentgelt heute einer der größten Strompreisbestandteile, der Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Sektorenkopplungsanlagen hat.

Heute sind Elektrolyseanlagen, die bis 2026 in Betrieb genommen werden, nach § 118 EnWG für 20 Jahre von Netzentgelten befreit. Es wird vorgeschlagen, diese Regelung zu entfristen und somit auf alle Elektrolyseanlagen auszuweiten und Power-to-Heat-Anlagen bei der Entlastung gleichzustellen. Diese Befreiung sollte an zwei wesentliche Voraussetzungen geknüpft werden:

- Die Sektorenkopplung muss netzdienlich allokiert sein (u. a. Elektrolyse nahe den Erzeugungsschwerpunkten).
- Die Sektorenkopplung muss sich, sofern dies nicht dem Sinn der Fähigkeit zur Sektorenkopplung (Wärme muss geliefert werden) entgegensteht, an der residualen Stromlast (herkömmliche Stromlast – EE-Einspeisung) ausrichten. Die Elektrolyse kann über die vorhandenen und für grünen Wasserstoff nutzbaren Gasspeicher einen nachhaltigen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Um einen Betrieb zum Ausgleich der Residuallasten Erneuerbarer Energien sicherzustellen, sollte ein Betrieb der Elektrolyseure in Zeitfenstern geringer Einspeisung Erneuerbarer Energien ausgeschlossen werden.

Die hier vorgeschlagenen Maßnahmen sind bei einer dringend erforderlichen grundsätzlichen Netzentgeltreform zu berücksichtigen.

## 6.4 Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Jahr 2050

Grundsätzlich ist zur Aussteuerung der volatilen Einspeisung von Erneuerbarer Energien eine steuerbare Leistung notwendig. Innerhalb dieser Studie ist (entgegen z. B. den Langfristszenarien des BMWi [71]) durch die Annahme der fortgesetzten Stromerzeugung aus Bioenergie sowie einer entsprechenden Ausweitung des Ausbaus (Überbauung) ein Großteil dieser benötigten steuerbaren Leistung gedeckt. Um dies zu realisieren, wird innerhalb der Maßnahmen für das Reformszenario der Förderrahmen von einer zeitlichen zu einer mengenbasierten Förderung umgestellt. Dies stellt eine marktdienliche Fahrweise der Biogasanlagen sicher.

Im Basisszenario gibt es im Jahr 2050 allerdings einen hohen Bedarf an zusätzlichen steuerbaren Erzeugern. Aufgrund der Festlegung einer konkreten Höhe der installierten Leistung Erneuerbarer Energien, der Vorgabe eines Ausstiegs aus der Kohle- und Kernenergienutzung sowie der vorgegebenen Netzkuppelstellenleistung ins Ausland (diese wird deutlich geringer notwendig sein, als in den BMWi-Landfristszenarien angenommen), werden zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit Wasserstoff-Gaskraftwerke im Umfang von etwa 10 GW benötigt. Damit sich diese H<sub>2</sub>-Gaskraftwerke in wenigen hundert Stunden ihres Betriebs wirtschaftlich abbilden lassen, wären in der Folge extrem hohe Strompreise erforderlich.

Alternativ dazu kann eine stärkere Überbauung von Biogasanlagen im Vergleich zum Basisszenario in Kombination mit einem Anschluss dieser Anlagen an Gasspeicher über das Gasnetz einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten [36].

Durch die Maßnahme einer noch stärkeren Überbauung bzw. die Verwendung von Gasspeichern soll analysiert werden, ob diese Option die benötigte H<sub>2</sub>-Gaskraftwerksleistung im Jahr 2050 zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit reduzieren bzw. ggf. vollständig substituieren kann. Im Rahmen einer vollständigen Substitution würden die extremen Strompreise



(vor allem im Februar aufgrund eines hohen Wärmebedarfs) geringer ausfallen und somit würde gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit der Sektorenkopplung verbessert.

## 6.5 Vermeidung von negativen Strompreisen

Im Basisszenario tritt trotz maximaler Ausschöpfung der wirtschaftlichen Flexibilitäten in allen Szenariojahren eine bestimmte Anzahl an Stunden mit negativen Strompreisen auf. Für diese etwa 300 bis 400 Stunden im Jahr ist es zielführend, die benötigte Flexibilität zur Reduzierung dieser negativen Strompreisstunden als letzte Stufe über die Erneuerbaren Energien selbst zu erzeugen.

Heute erfolgt die Förderung Erneuerbarer Energien über eine zeitlich begrenzte Förderdauer (typischerweise 20 Jahre). Dies führt dazu, dass die Anlagen grundsätzlich einen Anreiz haben, so viel Strom wie möglich innerhalb des Förderzeitraum zu erzeugen. Dies ist grundsätzlich sinnvoll, wird jedoch in Zeiten mit sehr hohem Dargebot problematisch.

Die Maßnahmen einer Mengenförderung von Erneuerbaren Energien anstelle einer zeitbezogenen Förderung könnten dieses Problem adressieren. Im Falle einer Mengenförderung könnten EE-Anlagen ein kaskadiertes Angebot an der Börse abgeben (also bei 0 €/MWh). Für Strommengen, die dann keinen Zuschlag erhalten, könnten Betreiber ggf. vor Ort zusätzliche Abnehmer (z. B. Windwärme) oder andere Geschäftsfelder suchen. Falls es keine Abnehmer geben sollte, würden die Strommengen abgeregelt werden.

Die Mengenförderung hätte den Vorteil, dass negative Strompreise vermieden werden könnten und somit keine finanziellen Risiken durch den §51 EEG entstehen würden. Zusätzlich würde die Maßnahme durch die Anhebung negativer Strompreise auf 0 €/MWh bei hoher EE-Einspeisung zu steigenden Marktwerten führen.

Ein weiterer Vorteil dieser Maßnahme wäre eine Reduktion des Risikos der Windhöflichkeit des Standorts bzw. der einzelnen Windjahre, da potenziell zu geringe Einspeisungsmengen gegenüber den geplanten (Ertragsgutachten) und geförderten (reale Erzeugung) Energiemengen innerhalb der ersten 20 Betriebsjahre so im 21. bzw. 22. Betriebsjahr „nachgeholt“ werden könnte.

## 6.6 Ermöglichung einer bivalenten Nutzung von Batteriespeichern

Stromspeicher können ein zu starkes Absinken der Marktwerte für Erneuerbare Energien begrenzen (Erhöhung der Wirtschaftlichkeit von Erneuerbaren Energien), und sehr hohe Strompreise verhindern (Erhöhung der Wirtschaftlichkeit von Sektorenkopplung). Zudem ermöglichen Stromspeicher die Transferierung von grünem Strom in andere Zeitfenster ohne größere Verluste, was die Nutzbarkeit von EE-Strom erhöht. Eine besondere Rolle können dabei PV-Batteriespeicher oder Elektromobilität mit Rückeinspeisung für den Strommarkt spielen – also die bivalente Nutzung bei Fremdstrombezug durch Rückeinspeisung. Denn die Investitionen beider Speichertypen wird nicht ausschließlich über den Strommarkt gegenfinanziert. Für E-Mobilität wurde dieses Potenzial im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt, da hier komplexere Fragen zur Nutzereinschränkung der spontanen Mobilität und zum Restwert des Fahrzeugs als Gebrauchtwagen bei zusätzlichen Ladezyklen gegenüber moderaten Erlösen (Kosten/Nutzen) zu bewerten sind und damit vor allem Akzeptanzfragen statt reine energie-wirtschaftliche Fragen.

Der erwartete zukünftige Ausbau von privaten Batteriespeichern zur Eigenverbrauchsoptimierung in Zusammenhang mit einer PV-Anlage führt im Basisszenario bereits zu einem deutlichen Anstieg der Batteriekapazitäten. Diese Anlagen werden dann aber unter den aktuellen Rahmenbedingungen „nur“ für die Optimierung des eigenen Strombezugs verwendet und können damit in vielen Stunden des Jahres nicht genutzt werden. Dies betrifft besonders Zeiten im Herbst/Winter mit geringer Solareinstrahlung. In diesen Zeiten könnte ihr Einsatz am Großhandelsstrommarkt sinnvoll sein und den Zubau sonstiger Batteriekapazitäten reduzieren. Hierfür wäre eine Senkung der Stromnebenkosten notwendig.

Aus den oben genannten Politikvorschlägen zur Absenkung der EEG-Umlage und der Stromsteuer verbleiben hier im Wesentlichen noch die Netzentgelte [22] (siehe auch Kapitel 7.2.5.2) sowie die Problematik der „Ergrauung“ des gespeicherten Grünstroms. Zudem müsste das komplexe Messkonzept einer 3-Zähler-Kaskadenmessung für jeden Netzbetreiber verpflichtend werden. Dies betrifft eine Bilanzierung der Zählerstandgangmessung (jeweils bei EEG-Anlage, Speicher, Haushalt) für die Ermittlung der jeweiligen Strommengen (EEG-Strom-Netzeinspeisung, Speicher-Fremdstrombezug-Rückspeisung, Fremdstrombezug-Haushalt, PV-Eigenerzeugung). Dies stellt auch ein Problem dar, da Stromspeicher damit den Status als „EEG-Anlage“ verlieren. Intelligente Messkonzepte sind damit Voraussetzung sowohl für Fremdstrombezug/Rückspeisung der Batteriespeicher als auch für die EEG-Vergütung für den Netz eingespeisten PV-Strom (siehe auch Kapitel 7.2.5.3).

Zusätzlich sollen mit der Maßnahme eines Zuschusses für Batteriespeicher in Höhe von 10 % der Investitionskosten die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Speicher verbessert werden. Diese Maßnahme stellt ein notwendiges Flankierungsinstrument zur Schaffung größerer Akzeptanz und Nutzung eines hohen PV-Zubaus im urbanen Raum dar.

## 6.7 Aufrechterhaltung der Systemstabilität aufgrund von §51-Ereignissen

Durch §51-Ereignisse besteht die Gefahr, dass Erzeugungsanlagen innerhalb kurzer Zeit gleichzeitig vom Netz genommen werden. Das dadurch entstehende Leistungsdefizit wird durch Maßnahmen des Marktes nicht schnell genug kompensiert und nimmt daher die automatischen Maßnahmen der Regelreserve in Anspruch, die als Sicherheit bei technischen Ausfällen gedacht ist. Dieser Effekt steigt mit steigendem Anteil von Anlagen, die sich an §51-Ereignissen beteiligen, da sie zeitbedingt aus der EEG-Förderung herausfallen oder als Neuanlage von der §51-EEG-Regelung betroffen sind. Bis zu einer Leistung in Höhe der in Deutschland üblicherweise vorgehaltenen Sekundärregelleistung von 2 GW wirken sich solche Ereignisse zwar merklich, jedoch noch nicht bedrohlich auf das System aus (Frequenz bleibt sicher im Normalbereich über 49,8 Hz).

Bei einer zunehmenden Beteiligung von Erzeugungsanlagen an §51-Ereignissen können Frequenzverläufe allerdings kritische Werte annehmen, die die automatische Trennung von Netzkunden zur Folge hätten („Brown-Out“). Durch den überproportionalen Zusammenhang von Erzeugungsausfall und Frequenzminimum ist zeitnahe Handlungsbedarf geboten. Damit das beschriebene Verhalten nicht zu einer (weiteren) Reduktion des Sicherheitsniveaus im Energiesystem führt, werden folgende Maßnahmen empfohlen:

- Die technischen Anforderungen an Anlagen, die sich an §51-EEG-Ereignissen beteiligen, müssen ergänzt werden: Sofern Erzeugungsanlagen aufgrund von §51-EEG-Maßnahmen ihren Betrieb einstellen sollen, dürfen sie sich nicht spontan vom Netz trennen, sondern müssen ihre Erzeugungsleistung mit einem Gradienten von nicht größer als 10 % ihrer Bemessungsleistung pro Minute reduzieren. Hierzu bedarf es einer Klärung im Bilanzierungsrahmen der Stromhändler, deren Reaktion auf Marktpreise ggf. dadurch erschwert würde und damit auch ihre Kosten bzw. Erlöse über die Ausgleichsenergie. Hintergrund ist, dass

nach dem aus Händlersicht gewünschten Herausnehmen der Energiemengen am Strommarkt durch die Gradientenvorgabe immer noch Teile der Strommengen einige Minuten in den Bilanzkreisen vorhanden wären und diese mit dem jeweiligen Ausgleichsenergiepreis verrechnet würde.

- Durch das Marktgeschehen muss sichergestellt sein, dass bei §51-Ereignissen in ausreichendem zeitlichen Horizont Ersatzerzeugung akquiriert wird. Sofern die o. g. Gradientenbegrenzung umgesetzt wird, ist ein vollständiger Ausgleich von Erzeugungsleistung innerhalb der Handelsperiode von 15 Minuten, in der das §51-Ereignis auftritt, ausreichend.

Da der §51 EEG einen künstlichen Gradienten und somit ein künstliches Problem schafft, wäre es sinnvoll, diesen abzuschaffen. Dies umso mehr vor dem Hintergrund, dass der eigentliche Sinn des §51 EEG, die Verhinderung von negativen Strompreisen, nicht erreicht werden kann<sup>35</sup>.

## 6.8 Stabilisierung der Rolle der Bioenergie

Die Rolle der Biogasanlagen zur Stromerzeugung kann nicht allein aus energiewirtschaftlicher Sicht beurteilt werden. Hierbei sind weitere komplexe Umweltwirkungen und synergetische Effekte zu berücksichtigen. Beispiele hierfür sind die Einsparung von synthetischem Dünger oder die Vermeidung von Emissionen der Gärrestlagerung, welche mit der Viehhaltung verbunden ist. So kann die Biogasnutzung z. B. eine kurzfristige Maßnahme einer nationalen Bioenergiestrategie darstellen. Durch die Bioenergie ist es möglich, auf landwirtschaftlichen Nutzflächen ökologisch hochwertige Substrate, z. B. Blüh-/Wildpflanzen, Dauerkulturen oder Ähnliches, zu erzeugen, für welche in der konventionellen Landwirtschaft keine Nutzungsmöglichkeiten bestehen. Diese hohen ökologischen Vorteile können ein wichtiger Beitrag für eine nachhaltige und naturverträgliche Landwirtschaft sein.

Die Studie gibt vor diesem Hintergrund vor, dass die heute durch die Bioenergie eingespeisten Strommengen auch in Zukunft zur Verfügung stehen. Die heutige Bandlieferung wird dabei über die Flexibilisierung in Zeitfenstern niedriger Erneuerbarer Einspeisung konzentriert.

Für den Stromsektor stellt die Bioenergie zudem einen zentralen Stabilitätsanker dar, da mit ihr neben der Bereitstellung steuerbarer Leistung zur Ausregelung volatiler Erneuerbarer Einspeisung auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ermöglicht wird.

Neben der Rolle im Strommarkt müssen Biogasanlagenstandorte immer auch lokalspezifisch hinsichtlich der Synergien mit der Infrastruktur bewertet werden. Dabei sind bereits vorhandene Wärme- und Gasnetze zu berücksichtigen sowie Entlastungen für das Stromnetz. Dies sind zunächst zentrale Systemdienstleistungen (Regelleistung, Momentanreserve, Kurzschlussleistung). Die Flexibilisierung des Biomasse-Parks steigert hier in relevantem Ausmaß das Regelleistungspotenzial und auch den Anteil an Abrufen, insbesondere am positiven RL-Bedarf. Des Weiteren sind dies auch die regionale Einbindung in den Redispatch und die Bereitstellung von Blindleistung. So kann Blindleistung auf der Mittelspannungs-Ebene durch den Biomasse-Park kompensiert und können umfangreiche zusätzlich notwendige Blindleistungs-Quellen vermieden werden. Insbesondere bei der Blindleistungsbereitstellung kann ein flexibler Biomasse-Park eine größere Rolle spielen als ein unflexibler.

Durch technische Innovationen wie die vorgeschlagene Anbindung an die Gasspeicher über das vorhandene Gasnetz wäre es zudem möglich, die Einsparung von andernfalls benötigten Flexibilitäten zu realisieren. Zudem sind die Standorte der Bioenergiekraftwerke erschlossen

<sup>35</sup> Der Sinn wird verfehlt, da im Falle eines positiven Strompreises der Stromhändler gegenüber dem Anlagenbetreiber voll entschädigungspflichtig wäre, was er nicht wirtschaftlich abbilden könnte.

und benötigen über die Dekaden maximal eine Ersetzung alter Komponenten. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass die BHKWs unter den getroffenen Annahmen in den kommenden Dekaden wesentlich weniger Betriebsstunden pro Jahr aufweisen. Grund hierfür ist die stärkere Flexibilisierung der Anlagen, die es ermöglicht, die BHKWs über einen längeren Zeitraum ohne Ersatzinvestition nutzen zu können.

## 7 Juristische Einordnung der Vorschläge

Innerhalb dieses Kapitels sollen die in Kapitel 6 beschriebenen Maßnahmen für das Reform-szenario dieser Strommarktdesignstudie juristisch auf nationaler und europäischer Ebene überprüft werden.

### 7.1 Einleitung

#### 7.1.1 Die Strommarktdesignstudie

Mit dem neuen Strommarktdesign soll der Rahmen für einen wirtschaftlichen Betrieb von EE-Anlagen (innerhalb und außerhalb des EEG) ermöglicht werden. Die Studie nimmt die Herausforderungen für die kommenden Jahre hin zu einem rascheren Zielpfad auf europäischer und nationaler Ebene zur Erreichung der Paris-Ziele und zu einer vollständigen Treibhausgas-reduzierung an. Das ist verbunden mit den Eckpunkten stark zunehmender Erneuerungs-investitionen, umfangreicher Erweiterungsinvestitionen, Rückbauinvestitionen, rascher In-tegration der Erneuerbaren Energien, dem Umbau hin zu grünem Wasserstoff, der Integra-tion von Elektromobilität und Wärmepumpen, einer Digitalisierung der Netze sowie Um-strukturierungsinvestitionen, die für den Umbau der Netze zu intelligenten Netzen erforder-lich sind.

#### 7.1.2 Rechtsrahmen

Im Folgenden werden die einzelnen als Ergebnis der Studie vorgeschlagenen Maßnahmen daraufhin geprüft, welche rechtlichen Rahmenbedingungen zu beachten sind und welche Hindernisse ggf. bestehen. Im Vordergrund steht dabei die Prüfung der Vereinbarkeit mit den europarechtlichen Vorgaben.

Eine wesentliche Rolle bei der europarechtlichen Prüfung spielen dabei die Regelungen des Beihilferechts. Das Beihilferecht ist wesentlich in den Art. 107, 108 AEUV geregelt. Die Kom-mission, die für die Anwendung des Beihilfenrechts zuständig ist, erlässt darüber hinaus re-gelmäßig sog. Beihilfeleitlinien, in denen sie ihre Rechtsauffassung für die Anwendung des Beihilferechts niederlegt. Diese Leitlinien sind zwar nicht unmittelbar rechtsverbindlich, aber für die Rechtspraxis von hoher Bedeutung. Für die Beihilfen im Bereich Erneuerbarer Ener-gien waren bislang die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien 2014-2020 (UEBLL)<sup>36</sup> relevant, die bis Ende 2021 gelten. Aktuell findet der Prozess der Erstellung neuer Beihilfeleitlinien statt, die nunmehr Klima-, Umweltschutz und Energiebeihilfeleitlinien (KUEBLL)<sup>37</sup> heißen. Hierzu liegt ein Entwurf vom Juni 2021 vor, den wir unserer Prüfung zugrunde legen. Es wird darauf hingewiesen, dass sich an dem Text der Beihilfeleitlinien noch etwas ändern kann, da der Prozess der Erstellung noch nicht abgeschlossen ist. Wir gehen davon aus, dass evtl. im Oktober 2021 ein modifizierter Entwurf der KUEBLL von der Kommission veröffentlicht wer-den wird. Das abgeschlossene Konsultationsverfahren hat erhebliche kritische Bemerkungen provoziert, sowohl von der Ebene der Mitgliedstaaten als auch von Verbänden und anderen interessierten Parteien und Personen.

---

<sup>36</sup> Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, (OJ 2014/C 200/01)

<sup>37</sup> Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022, Entwurf v. 02.06.2021, abrufbar unter [https://ec.europa.eu/competition-policy/document/download/2c4c32d3-b68d-4d56-9e5e-c88e3c2b27c8\\_en](https://ec.europa.eu/competition-policy/document/download/2c4c32d3-b68d-4d56-9e5e-c88e3c2b27c8_en).

## 7.2 Rechtliche Prüfung der einzelnen Maßnahmen

### 7.2.1 Maßnahmen zur Erzeugerflexibilität

#### 7.2.1.1 Streichung einer festen Förderdauer bei gleichbleibendem Gesamtförderumfang

Bei dieser Maßnahme ist vorgesehen, dass die Förderung für EE-Anlagen nicht auf eine bestimmte zeitliche Dauer festgelegt wird, sondern auf einen bestimmten Förderumfang bzw. eine bestimmte förderfähige Strommenge. Dabei soll grundsätzlich die gleiche Strommenge gefördert werden wie bislang, d. h. in der Regel die Strommenge, die innerhalb von 20 Jahren erzeugt werden kann. Andererseits soll es den Anlagenbetreibern ermöglicht werden, die Förderung auch nach dem Ablauf der gegenwärtig in der Regel geltenden Förderdauer von 20 Jahren in Anspruch zu nehmen. Damit wird es den Betreibern insbesondere ermöglicht, Strommengen nicht einzuspeisen, die nicht marktgerecht erzeugt werden, insbesondere in Zeiten negativer Strompreise. Damit wird eine systemgerechte Stromerzeugung ermöglicht, ohne dass der Förderanspruch verlorengeht.

Fraglich ist, ob eine derartige Streckung der Förderung europarechtlich zulässig ist. Da die Förderung nach dem EEG in der gegenwärtigen Systematik zumindest teilweise über Haushaltsmittel erfolgt und damit die Einordnung des EEG als Beihilfe im Sinne des Europarechts unstrittig ist, ist die Zulässigkeit der gestreckten Förderung anhand der beihilferechtlichen Vorgaben zu prüfen.

Die neuen KUEBLL machen dezidierte Vorgaben zur Zulässigkeit von Förderregelungen für Erneuerbare Energien. Grundsätzlich müssen danach die allgemeinen Voraussetzungen für eine Beihilfe eingehalten werden, d. h., die Beihilfe muss insbesondere geeignet, erforderlich und angemessen sein. Dabei wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass eine Förderregelung beihilfekonform ist, wenn sie über eine Ausschreibung ermittelt wird.

Eine spezifische Vorgabe zur zulässigen Dauer einer Sonderregelung ist den KUEBLL nicht zu entnehmen. Insbesondere ist eine Beschränkung auf eine Förderdauer von z. B. 20 Jahren nicht vorgesehen. Im Hinblick auf sogenannte Betriebsbeihilfen – also Beihilfen, die während des Betriebs einer Anlage gewährt werden und nicht am Anfang für die Investitionen – wird zwar ausgeführt, dass diese nur gewährt werden sollen, wenn der Mitgliedstaat einfach darlegt, dass sie umweltfreundlichere Betriebsentscheidungen bewirken. Im Fall von Erneuerbare-Energien-Anlagen dürfte dies aber anerkannt sein.

Zusätzlich ist zu bedenken, dass eine Förderung Erneuerbarer Energien grundsätzlich nicht zu einer Überförderung führen darf. Da mit dem vorliegenden Vorschlag zwar die Förderung verlängert wird, die gesamte geförderte Strommenge und damit die Gesamtförderung aber nicht erhöht werden, kann eine entsprechende Überförderung ausgeschlossen werden. Darüber hinaus ergibt sich sowohl aus den Beihilfeleitlinien als auch aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (im Folgenden: **EE-RL**),<sup>38</sup> dass die flexible Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien grundsätzlich angereizt werden soll. In den KUEBLL ist dies insbesondere

---

<sup>38</sup> Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11.12.2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom 21.12.2018, L 328/82

daran deutlich, dass Mitgliedstaaten Maßnahmen ergreifen sollen, um Beihilfen zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit zu vermeiden.<sup>39</sup> In der EE-RL wird ausdrücklich vorgesehen, dass Förderregelungen Anreize für die marktorientierte Integration von Erneuerbaren Energien leisten sollen.<sup>40</sup>

Des Weiteren ist zu beachten, dass die KUEBLL im Hinblick auf Beihilfen ferner vorgeben, dass Anreize für einen effizienten Betrieb und wirksame Preissignale erhalten bleiben müssen. Insbesondere dürfen Anlagenbetreiber in Zeiten, in denen der Marktwert ihrer Produktion negativ ist, keine Beihilfe dafür erhalten.<sup>41</sup> Daran wird deutlich, dass ein Aussetzen der Förderung für Zeiten, in denen keine Nachfrage auf dem Markt besteht, von den KUEBLL gedeckt ist.

**Im Ergebnis ist daher davon auszugehen, dass der Wegfall einer fixen Förderdauer bei einer insgesamt gleichbleibenden Förderhöhe über den gesamten Förderzeitraum mit den europarechtlichen Vorgaben vereinbar ist.** Es wird eine marktbasierete Förderung Erneuerbarer Energien gefordert, und zudem ist eine entsprechende Verlängerung der Förderdauer nicht ausgeschlossen, solange damit keine Überforderung erfolgt. Selbstverständlich ist eine derartige neue Fördermaßnahme der Kommission zu notifizieren.

#### 7.2.1.2 Pflicht zur Kapazitätsvorhaltung für Biogasanlagen

Die Maßnahme zur Pflicht der Kapazitätsvorhaltung für Biogasanlagen sieht vor, dass Biogasanlagen zusätzliche Leistung vorhalten müssen mit Anreizen, die eine bis zu sechsfache installierte Leistung im Vergleich zur Jahresdurchschnittsleistung (Bemessungsleistung) realisieren würden. Damit würde eine große Kapazität für Biogasanlagen errichtet, die in vielen Zeitpunkten nicht oder nur teilweise genutzt und nur in Zeiten sehr hoher Stromnachfrage voll ausgeschöpft würde. Biogasanlagen könnten damit einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung leisten.

Fraglich ist, ob eine solche Vorgabe in einer Förderregelung mit den beihilferechtlichen Vorgaben des Europarechts vereinbar ist.

Nach den KUEBLL sind Beihilfen zulässig, wenn sie in erster Linie auf die Verringerung der Treibhausgasemissionen abzielen, wozu insbesondere Beihilfen für die Erzeugung Erneuerbarer Energien zählen.<sup>42</sup> Da die vorgeschlagene Fördermaßnahme nicht allein auf die Erzeugung Erneuerbarer Energien, sondern auch auf die flexible Stromerzeugung gerichtet ist, könnte man fragen, ob eine solche Beihilfe zulässig ist. Denn die Erzeugung von Strom aus

---

<sup>39</sup> Siehe KUEBLL, Rn. 301: „Die Mitgliedstaaten sollten vorrangig andere Ansätze zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit prüfen, insbesondere Möglichkeiten zur effizienteren Gestaltung des Strommarkts, durch die Fälle von Marktversagen, die die Stromversorgungssicherheit untergraben, abgemildert werden können. Beispiele dafür sind: Verbesserung der Funktionsweise der Abrechnung strombezogener Bilanzkreisabweichungen, bessere Integration variabler Stromerzeugung, Schaffung von Anreizen und Integration von Laststeuerung und Speicherung, Ermöglichung effizienter Preissignale ...“

---

<sup>40</sup> In Art. 4 Absatz 2 EE-RL heißt es: „Die Förderregelungen für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen haben Anreize für die marktbasierete und marktorientierte Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in den Elektrizitätsmarkt zu setzen.“ Weiterhin heißt es in Art. 4 Absatz 2 EE-RL: „Förderregelungen von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen sind so auszugestalten, dass die Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in den Elektrizitätsmarkt maximiert wird, und sichergestellt ist, dass die Produzenten erneuerbarer Energie auf die Preissignale des Marktes reagieren und ihre Einnahmen maximieren.“

---

<sup>41</sup> Siehe KUEBLL, Rn. 104.

<sup>42</sup> Siehe KUEBLL, Rn. 74.



Erneuerbaren Energien könnte in gleichem Umfang durch eine Anlage mit geringerer Kapazität und damit mit geringeren Förderkosten erreicht werden. Die Erforderlichkeit und Angemessenheit der Beihilfe könnte insofern in Frage stehen.

Wie bereits ausgeführt, ist allerdings zu berücksichtigen, dass sowohl nach den KUEBLL als auch nach der EE-RL Anreize für eine flexible und marktgerechte Fahrweise von Erneuerbare-Energien-Anlagen eingesetzt werden sollen. Dies kann durch die vorgeschlagene Maßnahme in besonders effektiver Weise erreicht werden. Durch die flexible Fahrweise der Biogasanlage kann zudem möglicherweise CO<sub>2</sub> eingespart werden, indem dadurch die Abregelung fluktuierender Erneuerbarer Energien vermieden werden kann. Da bei Biogasanlagen der Förderbedarf wesentlich durch die Betriebskosten für den Erwerb der Rohstoffe und nur zu einem geringen Teil durch die Investitionskosten in die Anlage ausgelöst wird, ist anzunehmen, dass die zusätzlich notwendige Förderung durch die vorgeschlagene Maßnahme verhältnismäßig gering ist. Im Übrigen ist die Förderung von Kapazität bereits im aktuellen EEG in Form der Flexibilitätsprämien und des Flexibilitätszuschlags umgesetzt und in dieser Form auch beihilferechtlich genehmigt.

**Im Ergebnis ist davon auszugehen, dass die Maßnahme zur Vorhaltung einer bis zu sechsfach höheren installierten Leistung bei Biogasanlagen mit den beihilferechtlichen Vorgaben der KUEBLL vereinbar ist.** Auch hier ist eine Notifizierung bei der EU-Kommission allerdings notwendig.

## 7.2.2 Abgaben und Umlagen

### 7.2.2.1 EEG-Umlage: Absenkung auf null

Das EEG ist seit seiner Einführung so ausgestaltet, dass die Kosten für die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien an die Stromletztverbraucher weitergegeben werden. Eigens geregelt ist diese Weitergabe der Förderkosten über die EEG-Umlage zwar nicht, das EEG bestimmt vielmehr – verkürzt gesagt –, dass Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, die EEG-Umlage zu zahlen haben (vgl. § 60 EEG 2021). Gleiches gilt für die Eigenversorgung und den sonstigen Verbrauch von Strom, der nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird, sondern z. B. aus dem Ausland bezogen oder an der Börse erworben wird (vgl. § 61 Abs. 1 EEG 2021), und für stromkostenintensive Unternehmen, deren Stromverbrauch an einer Abnahmestelle einer begrenzten EEG-Umlage nach der Besonderen Ausgleichsregelung unterliegt (vgl. § 60a EEG 2021).

Aus dem europäischen Primär- und Sekundärrecht leiten sich keine speziellen Anforderungen für die Art und Weise der Finanzierung von Erneuerbaren Energien ab; die Regelung des Art. 192 Abs. 4 AEUV stellt – sofern man die Fördermaßnahmen des EEG als umweltpolitische Maßnahme bewertet – die Finanzierung von umweltpolitischen Maßnahmen ausdrücklich in die Verantwortung der Mitgliedstaaten („*Unbeschadet bestimmter Maßnahmen der Union tragen die Mitgliedstaaten für die Finanzierung und Durchführung der Umweltpolitik Sorge.*“<sup>43</sup>). Gleiches gilt dann folgerichtig auch für die Frage, wie die Kosten aus der Förderung des Stroms aus Erneuerbaren Energien finanziert werden.

Die EE-RL schreibt ebenfalls kein bestimmtes Fördermodell vor, sondern überlässt die Ausgestaltung im Wesentlichen den Mitgliedstaaten; dies gilt auch für die Entscheidung zur Finanzierung der Fördermaßnahmen.

---

<sup>43</sup> Vgl. dazu u. a. *Steffens*, in: Säcker u. a., *Energierrecht* Band 6, Einl. EEG Rn. 94.

Auch aus den KUEBLL leitet sich keine Vorgabe dazu ab, wie die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien refinanziert wird. Wie bereits zuvor (vgl. Ziffer 7.2.1.1) erwähnt, enthalten die KUEBLL bestimmte Vorgaben an die Förderung Erneuerbarer Energien (vgl. Ziffer 4.1 der KUEBLL). Zu der Frage, wie die Kosten der Förderung im jeweiligen Mitgliedstaat verteilt werden, äußern sich die KUEBLL hingegen nicht.

Vielmehr folgt aus den KUEBLL, dass die Europäische Kommission ohne Weiteres davon ausgeht, dass die Förderung der Stromerzeugung als ein Bestandteil zur Transformation im Sinne des Green Deals über Abgaben auf den Stromverbrauch finanziert wird (vgl. Rn. 350 der KUEBLL). Ausdrücklich heißt es an dieser Stelle:

*„In diesem Zusammenhang ist davon auszugehen, dass die Mitgliedstaaten solche Strategien [Maßnahmen zur Verwirklichung des Green Deals] weiterhin über Abgaben finanzieren werden, die daher steigen können.“*

Deshalb befasst sich Ziffer 4.11 der KUEBLL eingehend mit der Frage, unter welchen Maßgaben Beihilfen in Form einer Ermäßigung der Abgaben auf den Stromverbrauch – national insbesondere über die Vorgaben zur Reduktion der EEG-Umlage über die Besondere Ausgleichsregelung nach den §§ 63 ff. EEG 2021 – gewährt werden dürfen.

Die Frage einer beihilferechtlichen Zulässigkeit der Besonderen Ausgleichsregelung (sowie der weiteren Möglichkeiten, bei einer Eigenversorgung bzw. [bestandsgeschützten] Eigenerzeugung), anstelle der vollen EEG-Umlage eine verringerte EEG-Umlage zu zahlen, stellt sich jedoch dann nicht mehr, wenn die EEG-Umlage auf null abgesenkt würde bzw. entfielen. Denn wenn der Strombezug nicht über die EEG-Umlage mit zusätzlichen Kosten belastet wird, entfällt die Notwendigkeit von Regelungen, nach denen diese Kostenlast bestimmten Letztverbrauchern nicht auferlegt werden soll.

In gleicher Weise dürfte dies für die bisherigen Diskussionen zu der Frage gelten, ob bzw. inwieweit das Förder- und Umlagesystem des EEG mit sonstigem Primärrecht vereinbar ist. Betrachtet wurden dabei vor allem die Vorgaben aus Art. 30 AEUV (Verbot von Ein- und Ausfuhrzöllen oder Abgaben gleicher Wirkung), Art. 34 AEUV (Warenverkehrsfreiheit)<sup>44</sup> und Art. 110 AEUV (Verbot höherer inländischer Abgaben gleich welcher Art)<sup>45</sup>.

**Einer Absenkung der EEG-Umlage auf null stehen damit keine durchgreifenden europarechtlichen Einwände entgegen; eine solche Entscheidung wäre auch mit den beihilferechtlichen Vorgaben der KUEBLL vereinbar.**

Erfolgt die Refinanzierung der Kosten für die Förderung einer Stromerzeugung in anderer Weise, wäre dieser Mechanismus einer gesonderten rechtlichen Bewertung zu unterziehen.

#### 7.2.2.2 Stromsteuerabsenkung auf Mindeststeuersatz

Das StromStG wurde 1999 verabschiedet und bezweckte insbesondere, Energie über den Preis zu verteuern<sup>46</sup>; auf diese Weise sollte (und soll) eine Lenkungswirkung zur Nutzung von Energieeinsparpotenzialen, zum Ausbau Erneuerbarer Energien und zur Entwicklung ressourcenschonender Produktionsverfahren geschaffen werden<sup>47</sup>. Der reguläre Steuersatz beträgt 20,50 €/MWh (vgl. § 3 StromStG); dieser Steuersatz liegt genau 19,50 €/MWh bzw. 20

---

<sup>44</sup> Vgl. dazu u.a. Altröck/Oschmann, in: Altröck/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl., Einf. Rn. 106 ff.).

<sup>45</sup> Vgl. dazu u.a. Steffens, in: Säcker u.a., Energierecht Band 6, Einl. EEG Rn. 95 ff.

<sup>46</sup> Vgl. BT-Drs. 14/40, Einleitung.

<sup>47</sup> Vgl. Liebheit, in Theobald/Kühling, Energierecht, Band 4, StromStG/EnergieStG, Einf. Rn. 2.

€/MWh über dem Mindeststeuersatz aus der Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG<sup>48</sup>. Das StromStG kennt jedoch auch ermäßigte Steuersätze. Strom, der im Verkehr mit Oberleitungsomnibussen oder für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr, mit Ausnahme der betriebsinternen Werkverkehre und Bergbahnen, entnommen wird, unterliegt dem Steuersatz von 11,42 €/MWh (vgl. § 9 Abs. 2 StromStG). Strom, der für die landseitige Stromversorgung von Wasserfahrzeugen für die Schifffahrt, mit Ausnahme der privaten nichtgewerblichen Schifffahrt, verbraucht wird, unterliegt dem Mindeststeuersatz aus der Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG in Höhe von 0,50 €/MWh (vgl. § 9 Abs. 3 StromStG).

Bei der nationalen Besteuerung von Strom muss zunächst Art. 110 AEUV (Verbot höherer inländischer Abgaben gleich welcher Art) beachtet werden. Auf diese Norm käme es jedoch nur dann an, wenn eine geplante Absenkung der Stromsteuer auf die Mindeststeuersätze nach der Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG lediglich für inländischen Strom bzw. den Bezug von Strom innerhalb Deutschlands begrenzt wäre und daher ausländischer Strom bzw. der Strombezug aus dem Ausland einem anderen, höheren Steuersatz unterläge.<sup>49</sup> Beabsichtigt ist jedoch eine Besteuerung sämtlichen Stroms mit dem Mindeststeuersatz aus der Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG.

Ein Unterschreiten der Mindeststeuersätze wäre im Grundsatz nicht zulässig; Ausnahmen hiervon regelt die Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG (vgl. etwa die fakultative Befreiungsmöglichkeit für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zum Selbstverbrauch<sup>50</sup>). Anderes folgt auch nicht aus den KUEBLL. Zwar befasst sich ein Abschnitt der KUEBLL mit den Beihilfen in Form einer Ermäßigung von Steuern oder steuerähnlichen Abgaben (vgl. Ziffer 4.7 der KUEBLL). Eine Beihilfe soll in diesen Fällen nur dann zulässig sein, wenn Unternehmen andernfalls in eine schwierige Wettbewerbslage geraten würden (vgl. Rn. 259 der KUEBLL). Denn

*„Umweltsteuern oder umweltsteuerähnliche Abgaben werden erhoben, um die Kosten umweltverschmutzenden Verhaltens zu erhöhen und dadurch einem solchen Verhalten entgegenzuwirken und den Umweltschutz zu verbessern. Grundsätzlich sollten Umweltsteuern und umweltsteuerähnliche Abgaben die der Gesellschaft insgesamt entstehenden Kosten widerspiegeln, d. h., der zu entrichtende Steuer- oder Abgabebetrag pro Einheit einer Emission, eines sonstigen Schadstoffes oder einer verbrauchten Ressource sollte für alle Unternehmen, die für das umweltverschmutzende Verhalten verantwortlich sind, gleich sein.“*

Wenn der Steuersatz sich jedoch auf den Mindestbetrag nach der Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG bezieht und dieser Steuersatz für alle Steuerentstehungstatbestände gelten soll, für die auch bisher eine Stromsteuer vorgesehen ist, stellt sich die Frage der beihilfenrechtlich relevanten Ermäßigung nicht (mehr), weil Ermäßigungen mit Blick auf den steuerlichen Mindestbetrag ausscheiden. Beihilferechtlicher Klärungsbedarf bestünde dann lediglich für die wenigen Regelungen, in denen vom Mindeststeuersatz abgewichen wird (vgl. § 9 Abs. 1 StromStG bzw. § 9a StromStG, sofern man die Regelungen entgegen dem bisherigen Verständnis als Beihilfen ansehen wollte<sup>51</sup>).

---

<sup>48</sup> Vgl. *Liebheit*, in Theobald/Kühling, Energierecht, Band 4, StromStG/EnergieStG, Einf. Rn. 139.

<sup>49</sup> Vgl. *Liebheit*, in Theobald/Kühling, Energierecht, Band 4, StromStG/EnergieStG, Einf. Rn. 133; a.A. *Teichner*, in: Teichner u.a., MinöStG/StromStG, Vorb StromStG, Mai 2004, Vorb StromStG Rn. 20 („kein allgemeines Verbot der Benachteiligung inländischer Verbraucher“).

<sup>50</sup> Vgl. Art. 15 Abs. 1 der RL 2003/96/EG.

<sup>51</sup> Die in § 9a StromStG vorgesehene vollständige Steuerentlastung für die Verwendung von Strom in bestimmten Prozessen und Verfahren stellt jedoch keine Beihilfe dar (vgl. *Möhlenkamp*, in Möhlenkamp/Milewski, EnergieStG/StromStG, 2. Aufl. § 9a StromStG Rn. 2; *Liebheit*, in Theobald/Kühling, Energierecht, Band 4, StromStG/EnergieStG, Einf. Rn. 159).

**Eine Verringerung der Stromsteuer auf den Mindestbetrag nach der Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG begegnet keinen durchgreifenden europarechtlichen Einwänden; gleiches gilt für die beihilferechtlichen Vorgaben der KUEBLL.**

Es sei an dieser Stelle noch darauf hingewiesen, dass die Europäische Kommission aktuell den Vorschlag einer überarbeiteten Energiesteuerrichtlinie vorgelegt hat, der sich in der legislativen Abstimmung im Rahmen des „Fit for 55 Pakets“ befindet. Nach den derzeit vorliegenden Entwürfen dürfte nicht mit einer völlig neuen Ausgestaltung der europäischen Vorgaben zu rechnen sein. Die aktuellen Überlegungen gehen dahin, das Steueraufkommen grundsätzlich auch weiterhin sicherzustellen. Dazu soll die Bemessungsgrundlage vergrößert bzw. der Kreis der möglichen Steuerbefreiungen (deutlich) enger gefasst werden oder ggf. sogar gänzlich entfallen. Die Steuersätze sollen neu gefasst werden und sich einheitlich nach dem Energiegehalt und dem Klimabeitrag richten, bisherige Bevorzugungen des Mineralölsektors sollen fallen. Nach den derzeit zugänglichen Unterlagen würde das für Strom einen Steuersatz von 0,15 €/GJ zur Folge haben, was in etwa 0,54 €/MWh entspricht. Sollte es dabei (in etwa) bleiben, würde sich also an den zentralen Grundlagen der Besteuerung keine einschneidende Änderung ergeben. Das Verfahren zur Neugestaltung dauert jedoch an; es ist daher aktuell offen, wann und mit welchen konkreten Ergebnissen es abgeschlossen werden wird. Wichtig ist auch anzumerken, dass es seit Jahrzehnten der Kommission nicht gelingt, Vorschläge für eine geänderte Energiesteuerrichtlinie durchzusetzen, da es der Einstimmigkeit im Rat bedarf.

### 7.2.3 Netzentgeltbefreiung für PtG- und PtH-Anlagen

Nach dieser Maßnahme ist vorgesehen, dass Strom für den Bezug von Elektrolyseuren und von Power-to-Heat-Anlagen vollständig von den Netzentgelten befreit wird. Die Befreiung von den Netzentgelten soll nur erfolgen, wenn der Strombezug netzdienlich erfolgt. Dies soll sowohl eine netzdienliche geografische Lage der Anlage (insbesondere im Norden Deutschlands, wo viel Strom aus Erneuerbaren Energien verfügbar ist) als auch eine netzdienliche Fahrweise bzw. zeitliche Nutzung des Stroms voraussetzen (wenn also viel Strom aus Erneuerbaren Energien verfügbar ist, was vorwiegend anhand der Residuallast bestimmt werden soll).

Die Befreiung von den Netzentgelten für Elektrolyseure ist bereits grundsätzlich in § 118 Abs. 6 EnWG vorgesehen. **Diese Regelung könnte generell fortgesetzt werden, und es wäre lediglich eine Spezifizierung der vorhandenen Norm erforderlich.** Im Hinblick auf Power-to-Heat-Anlagen müsste eine entsprechende Netzentgeltbefreiung vollständig neu eingeführt werden. Dies ist europarechtlich unbedenklich.

#### 7.2.3.1 Vorgaben zur Netzentgeltregulierung durch aktuelles EuGH-Urteil

Im Hinblick auf Anpassungen der Netzentgelte ist zunächst das aktuelle Urteil des EuGH vom 02.09.2021<sup>52</sup> zur Unabhängigkeit der BNetzA zu berücksichtigen. Darin stellt der EuGH fest, dass die nationale Regulierungsbehörde – in Deutschland also die BNetzA – aufgrund der Vorgaben in der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009<sup>53</sup> frei und ohne Einflussnahme anderer Stellen und auch ohne Einflussnahme des Gesetzgebers anhand transparenter Kriterien die Netzentgelte bzw. die entsprechenden Berechnungsmethoden festlegen oder genehmigen muss. Nach den Feststellungen des EuGH-Urteils sollen damit ausdrücklich gesetzliche Vorgaben zur Festlegung der Netzentgelte, wie sie in Deutschland nach § 24 des Energiewirt-

---

<sup>52</sup> EuGH, Urt. V. 02.09.2021, Rechtssache C-718/18 (Europäische Kommission ./ Deutschland).

<sup>53</sup> Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. L 211/55.

schaftsgesetzes (**EnWG**) insbesondere in der Stromnetzzugangsverordnung (**StromNZV**) gemacht werden, grundsätzlich nicht mehr zulässig sein. Die Tragweite des Urteils kann im Rahmen dieser Untersuchung nicht im Einzelnen analysiert werden. Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass in der Auswertung des Urteils im Einzelnen zu prüfen sein wird, welche Handlungsmöglichkeiten der nationale Gesetzgeber zur Regulierung der Netzentgelte noch hat und insbesondere ob und unter welchen Voraussetzungen Ausnahmen von der allgemeinen Unzulässigkeit gesetzgeberischer Einflussnahme auf die Netzentgelte möglich sind. Generell kann festgestellt werden, dass die Handlungsmöglichkeiten des Gesetzgebers bei der Festlegung von Netzentgelten zukünftig jedenfalls erheblich enger sein dürften. **Möglicherweise können daher auch Ausnahme- oder Sondertatbestände für Netzentgelte zukünftig nicht mehr durch den Gesetzgeber, sondern nur noch durch die BNetzA festgelegt werden. Für den vorliegenden Maßnahmenvorschlag wäre also zu prüfen, inwieweit die Netzentgeltbefreiung durch den Gesetzgeber oder durch die BNetzA vorgegeben werden muss.**

### 7.2.3.2 Inhaltliche Bewertung: Vorgaben der EltRL und der EltVO

Die aktuelle Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (im Folgenden: **EltRL**)<sup>54</sup> enthält nur allgemeine Vorgaben zur Festlegung der Netzentgelte. Im Wesentlichen wird festgelegt, dass die Entgelte den allgemeinen Kriterien der Objektivität, Diskriminierungsfreiheit, Transparenz entsprechen müssen.<sup>55</sup> Außerdem sollen die Regulierungsbehörden bei der Festsetzung oder Genehmigung der Tarife sicherstellen, dass für die Übertragungs- und Verteilerbetreiber angemessene Anreize geschaffen werden, sowohl kurzfristig als auch langfristig die Effizienz zu steigern, die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern.

Spezifischere Vorgaben zu Netzentgelten ergeben sich allerdings aus Art. 18 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (im Folgenden: **EltVO**).<sup>56</sup> Darin wird in Absatz 1 UA 1 zunächst festgelegt:

*„(1) Die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben, einschließlich Entgelte für den Anschluss an die Netze, Entgelte für die Nutzung der Netze und etwaige Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze, müssen kostenorientiert und transparent sein, der Notwendigkeit der Netzsicherheit und der Flexibilität Rechnung tragen und die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden. Die Entgelte dürfen keine damit nicht zusammenhängenden Kosten zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen.“*

Weiterhin heißt es in UA 2 S. 2:

*„Die Netzentgelte dürfen Energiespeicherung oder -aggregation weder bevorzugen noch benachteiligen.“*

In § 18 Abs. 2 EltVO wird ausgeführt:

---

<sup>54</sup> Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. L 158/125.

<sup>55</sup> Siehe Art. 6 Abs. 1 EltRL: (1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass ein System für den Zugang Dritter zu den Übertragungs- und Verteilernetzen auf der Grundlage veröffentlichter Tarife eingeführt wird; die Zugangsregelung gilt für alle Kunden und wird nach objektiven Kriterien und ohne Diskriminierung zwischen den Netzbenutzern angewandt. Siehe auch die Ausführungen in den Erwägungsgründen.

<sup>56</sup> Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. 158/54.

*„Die Tarifmethoden [...] setzen sowohl kurzfristig als auch langfristig angemessene Anreize für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, um [...] die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern“.*

Außerdem gelten gemäß Art. 18 Abs. 1 UA 2 S. 1 EltVO die Kriterien aus Anhang XI der Richtlinie 2012/27/EU. Darin ist u. a. geregelt:

*1. Netztarife müssen Kosteneinsparungen in Netzen, die durch nachfrageseitige und Laststeuerungs-Maßnahmen (Demand Response) sowie durch dezentrale Erzeugung erzielt wurden, darunter Einsparungen durch Senkung der Bereitstellungskosten oder durch Netzinvestitionen und optimierten Netzbetrieb, kostenorientiert widerspiegeln.*

*2. Netzregulierung und Netztarife dürfen Netzbetreiber oder Energieeinzelhändler nicht daran hindern, Systemdienste für Laststeuerungs-Maßnahmen, Nachfragemanagement und dezentrale Erzeugung auf organisierten Strommärkten zur Verfügung zu stellen, insbesondere:*

*a) Lastverlagerung von Spitzenzeiten in Nebenzeiten durch Endkunden unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Energie aus Erneuerbaren Quellen, aus KWK und dezentraler Erzeugung;*

*[...]*

*f) Energiespeicherung.“*

Aus den genannten Vorgaben wird deutlich, dass Netzentgelte kostenorientiert erhoben werden müssen und keine anderen Kosten umfassen dürfen, die zur Durchsetzung anderer politischer Ziele erforderlich sind. Gleichzeitig wird sowohl durch die EltVO als auch durch die Vorgaben in Anhang XI der Richtlinie 2012/27/EU deutlich, dass durch Netztarife Anreize zur Marktintegration gesetzt und Kosteneinsparungen durch systemdienliches Verhalten berücksichtigt werden sollen.

Vor diesem Hintergrund könnte eine grundsätzliche und allgemeine Befreiung von den Netzentgelten für PtH und Elektrolyse problematisch sein. Denn dies könnte als diskriminierend betrachtet werden, wenn keine Rechtfertigung durch die Förderung der Marktintegration oder die Vermeidung von Investitionen nachweisbar wäre. **Da nach der vorgeschlagenen Maßnahme eine Netzentgeltbefreiung nur bei netzdienlichem Verhalten gewährt werden soll, dürfte allerdings unseres Erachtens die Netzentgeltbefreiung mit den europarechtlichen Vorgaben vereinbar sein.**

### 7.2.3.3 Beihilferechtliche Vorgaben

Fraglich könnte sein, ob die Reduzierung oder Befreiung von Netzentgelten auch beihilferechtlich relevant ist. So könnte die Ermäßigung der Netzentgelte eine Form der Gewährung von Mitteln sein, die einem Unternehmen zugutekommt und damit wie eine Beihilfe zu bewerten ist. Dies ist etwa für Steuerermäßigungen, aber auch für die Ermäßigung der EEG-Umlage – sofern das EEG als Beihilfe eingeordnet wird – anerkannt.

Allerdings wird nach den KUEBLL ausdrücklich ausgeführt, dass Befreiungen von Netzentgelten nicht unter die Beihilfeleitlinien fallen. So heißt es zum Anwendungsbereich der KUEBLL für die Ermäßigung von Stromabgaben:

*„Auf der Grundlage dieses Abschnitts können die Mitgliedstaaten Ermäßigungen der Stromverbrauchsabgaben gewähren, mit denen ein energiepolitisches Ziel finanziert wird. Dazu gehören Abgaben, mit denen die Förderung Erneuerbarer Energiequellen oder von Kraft-Wärme-Kopplung finanziert wird, sowie Abgaben, mit denen Sozialtarife oder Energiepreise für abgelegene Regionen finanziert werden. Dieser Ab-*



*schnitt bezieht sich nicht auf Abgaben, die einen Teil der Kosten für die Stromversorgung der betreffenden Beihilfeempfänger ausmachen. **So fallen beispielsweise Befreiungen von Netzentgelten oder von Entgelten zur Finanzierung von Kapazitätsmechanismen nicht unter diesen Abschnitt.***“

Dies dürfte so zu verstehen sein, dass Netzentgeltprivilegierungen nicht als Beihilfe i. S. d. KUEBLL einzuordnen sind. Stattdessen dürften für Netzentgeltprivilegierungen vorrangig die Vorgaben der EltVO gelten. **Mit der EltVO ist die Netzentgeltprivilegierung aber – wie gesehen – vereinbar.**

#### 7.2.3.4 Befreiung von netzentgeltbezogenen Umlagen

Die aktuell gewährte Netzentgeltbefreiung § 118 Abs. 6 EnWG gilt nach der Rechtsprechung nur für die Netzentgelte im engeren Sinn und nicht für die mit den Netzentgelten erhobenen sog. netzentgeltbezogenen Umlagen. Diese netzentgeltbezogenen Umlagen müssen also trotz der Netzentgelt-Befreiung weiterhin gezahlt werden. Um die Netzentgelt-Befreiung effektiv umzusetzen, wäre es allerdings sinnvoll und empfehlenswert, auch die Befreiung von den netzentgeltbezogenen Umlagen hiervon zu erfassen. Hierzu wäre eine explizite gesetzliche Regelung notwendig. **Dies wäre europarechtlich unproblematisch, wenn diese Umlagenbefreiungen nicht als Beihilfe eingeordnet würden.** Hierfür spricht viel, da diese Umlagemechanismen nicht mit staatlichen Mitteln gespeist werden.

#### 7.2.4 Zeitvariable Netzentgelte

Nach dieser Maßnahme sollen zeitvariable Netzentgelte grundsätzlich für alle Verbräuche erhoben werden. Dabei soll die Höhe des Netzentgelts grundsätzlich daran gekoppelt werden, wie stark das jeweilige Netz mit Stromeinspeisungen (aus Erneuerbaren Energien) belastet ist. Durch verringerte Netzentgelte sollen Anreize gesetzt werden, die Verbräuche in Zeiten hoher EE-Erzeugung zu verlagern und damit Netzüberlastungen und zusätzlichen Netzausbau zu verringern.

Fraglich ist, ob zeitvariable Netzentgelte europarechtlich zulässig sind.

Nach Art. 18 Abs. 8 S. 2 EltVO gilt:

*„In den Mitgliedstaaten, die bereits intelligente Messsysteme verwenden, ziehen die Regulierungsbehörden gemäß Artikel 59 der Richtlinie (EU) 2019/944 bei der Festlegung oder Genehmigung von Übertragungs- oder Verteilungstarifen oder der entsprechenden Methoden zeitlich abgestufte Netztarife in Erwägung und führen diese erforderlichenfalls ein, um die Nutzung des Netzes auf eine für die Endkunden transparente, kosteneffiziente und vorhersehbare Weise zum Ausdruck zu bringen.“*

In Anhang XI der Richtlinie 2012/27/EU, die über Art. 18 EltVO bei der Erhebung der Netzentgelte ebenfalls zu beachten ist, heißt es:

*„3. Netz- oder Einzelhandelstarife können einer dynamischen Tarifierung im Hinblick auf Laststeuerungsmaßnahmen seitens der Endkunden förderlich sein, wie z. B. a) nutzungszeitspezifische Tarife; b) Tarifierung in kritischen Spitzenzeiten; c) Echtzeit-Tarifierung; d) Spitzenzeitenrabatte“*

Darüber hinaus sieht die EltRL in Art. 11 ausdrücklich vor, dass Endkunden und Stromversorgern dynamische Stromtarife angeboten werden müssen.

In der Gesamtschau der genannten Vorgaben wird deutlich, dass zeitvariable Netzentgelte und Tarife auf europäischer Ebene anerkannt sind, um Anreize für netzdienliches Verhalten zu setzen. Es besteht zwar (noch) keine Pflicht zum Angebot zeitvariabler Netzentgelte. **Jedenfalls ist es aber zulässig, Netzentgelte zeitvariabel zu erheben.**



## 7.2.5 Speicherflexibilitäten

### 7.2.5.1 Investitionszuschuss

Nach dieser Maßnahme ist vorgesehen, dass Stromspeicher einen Investitionszuschuss in Höhe von 10 % auf Investitionskosten erhalten sollen, um neben den dargestellten Maßnahmen zur Flexibilisierung zusätzlich den Speicherausbau anzureizen. Ziel ist es dabei, solche Speicherinvestitionszuschüsse für Heimspeicher vorzusehen. Die Notwendigkeit der Förderung folgt u. a. daraus, dass aufgrund der anderen vorgeschlagenen Maßnahmen zum Strommarktdesign die Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchs absinkt, die aktuell ein starker Treiber für Speicherinvestitionen ist.

#### 7.2.5.1.1 Einordnung als Beihilfe

Investitionszuschüsse für Speicher können als Beihilfen i. S. d. Europarechts einzuordnen sein, wenn sie aus staatlichen Mitteln gewährt werden. Dies ist nach Art. 107 AEUV rechtswidrig, wenn durch die Beihilfe bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige begünstigt werden und dadurch der Wettbewerb verfälscht und der Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigt wird. Dies bedeutet zunächst, dass Beihilfen, die ausschließlich an natürliche Personen ausgezahlt werden, stets als europarechtskonform bewertet werden, sofern durch die Auszahlung an natürliche Personen nicht ausschließlich bestimmte Unternehmen gefördert werden sollen. Sofern sich die Förderung von Heimspeichern allein an natürliche Personen richtet und keine Begünstigung besonderer Speicherhersteller, -vertriebe usw. vorgesehen ist, kann die Speicherförderung also beihilferechtskonform sein.

Sofern es sich um Beihilfen handelt, ist fraglich, ob die Beihilfen mit dem Europarecht vereinbar wären.

#### 7.2.5.1.2 KUEBLL

Die Zulässigkeit könnte anhand der KUEBLL gemessen werden. Nach den KUEBLL werden u. a. Maßnahmen zur Förderung Erneuerbarer Energien gefördert.<sup>57</sup> Erneuerbare Energie ist nach den Begriffsbestimmungen der KUEBLL Energie, die in Anlagen erzeugt wird, in denen ausschließlich Erneuerbare Energiequellen im Sinne von Art. 2 Nr. 2 EE-RL eingesetzt werden; dies schließt den Strom aus Erneuerbaren Energiequellen ein, der zum Auffüllen von hinter dem Zähler angeschlossenen Speichersystemen (die mit der Anlage zur Erzeugung Erneuerbarer Energien oder zusätzlich dazu installiert wurden) genutzt wird, aber nicht den Strom, der als Ergebnis der Speicherung in Speichersystemen gewonnen wird. Damit ist die Speicherung von Energien nicht Erneuerbare Energie und damit auch nicht die Erzeugung Erneuerbarer Energie. Eine Förderung von Stromspeichern, selbst wenn sie nur Erneuerbare Energien einspeichern, dürfte damit von den KUEBLL wohl nicht erfasst sein.

Auch über die Förderung von Energieinfrastruktur kommt die Speicherförderung nicht in Betracht, da Stromspeicher nach den KUEBLL nicht darunterfallen (anders noch nach den UEBLL 2014-2020). Allerdings könnte eine Förderung für „Maßnahmen, die nutzergebundene Infrastrukturvorhaben betreffen“ erfolgen.<sup>58</sup> Darunter könnten ggf. auch Stromspeicher fallen.

---

<sup>57</sup> KUEBLL, Rn. 74.

<sup>58</sup> Siehe KUEBLL, Rn. 105: „Die Kommission wird eine Einzelfallprüfung für Maßnahmen durchführen, die nutzergebundene Infrastrukturvorhaben betreffen. Bei ihrer Prüfung wird die Kommission unter anderem Folgendes berücksichtigen: die Größe der Infrastruktur im Verhältnis zum relevanten Markt, die Auswirkungen auf die Wahrscheinlichkeit zusätzlicher marktbasierter Investitionen, das Maß, in dem die Infrastruktur zunächst für einen einzelnen

Eine breite Förderung von Heimspeichern, wie nach der hier vorgeschlagenen Maßnahme gewollt, dürfte davon aber nicht erfasst sein.

Schließlich kommt eine Förderung als Maßnahme zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit nach den KUEBLL infrage.<sup>59</sup> Maßnahmen zur Stromversorgungssicherheit sind ausnahmsweise Maßnahmen, die notwendig sind, um die Stromversorgungssicherheit, etwa durch Kapazitätsmechanismen, abzusichern. Es ist im Einzelfall auch zu begründen, dass die Stromversorgungssicherheit sonst nicht ausreichend gewährleistet werden kann. Dies dürfte als ausschlaggebender Grund für die Förderung kaum darzulegen sein. Eine breite Speicherförderung auf Grundlage von Maßnahmen zur Stromversorgungssicherheit erscheint kaum denkbar, da diese Maßnahmen nur unter engen Voraussetzungen und in besonderen Einzelfällen zur Anwendung kommen sollen.

### 7.2.5.1.3 AGVO

Sofern eine Rechtfertigung nicht über die KUEBLL als möglich erscheint, könnte die Speicherförderung über die Allgemeine Gruppenfreistellungs-Verordnung (AGVO) gerechtfertigt sein. Gemäß der EU-Ermächtigungsverordnung<sup>60</sup> für staatliche Beihilfen kann die Kommission bestimmte Gruppen staatlicher Beihilfen für mit dem Binnenmarkt vereinbar erklären und von der im AEUV vorgesehenen Anmeldepflicht freistellen.

Mit der AGVO werden bestimmte Gruppen von staatlichen Beihilfen für mit dem AEUV vereinbar erklärt, sofern sie bestimmte Voraussetzungen erfüllen. Diese Gruppen sind von der Pflicht zur vorherigen Anmeldung bei der Kommission und von der Genehmigung durch die Kommission ausgenommen, so dass die Mitgliedstaaten solche Maßnahmen mit voller Rechtssicherheit unmittelbar durchführen können. Die derzeitige AGVO in der Fassung aus dem Juli 2021<sup>61</sup> wird in den kommenden Wochen ebenfalls weiter modernisiert, auch im Hinblick auf das „Fit for 55 Paket“. Die AGVO umfasst auch weite Bereiche von Energiebeihilfen. Dabei werden laut der Definition auch Stromspeicher als Teil der Energieinfrastruktur eingeordnet.<sup>62</sup>

Allerdings sind Stromspeicher nach Art. 48 Abs. 6 AGVO nicht von der Freistellung erfasst.<sup>63</sup> Fraglich ist, ob kleine Heimspeicher im rechtlichen Sinne überhaupt als Teil der Energieinfrastruktur angesehen werden können, da sie in jedem Fall hinter dem Zähler liegen. Es ist daher nach erster Einschätzung notwendig, weiter auch mit der Kommission der EU zu eruiieren, ob

---

*Nutzer oder eine einzelne Nutzergruppe bestimmt ist, und die Frage, ob ein plausibler Plan oder eine feste Verpflichtung zur Anbindung an ein größeres Netz besteht, die Dauer etwaiger Ausnahmen oder Freistellungen von der Anwendung von Binnenmarktvorschriften, die Struktur des relevanten Marktes und die Stellung der Beihilfempfänger auf dem relevanten Markt.“*

---

<sup>59</sup> Siehe dazu KUEBLL, Rn. 285 ff.

<sup>60</sup> Verordnung (EU) 2018/1911 des Rates vom 26. November 2018 zur Änderung der Verordnung (EU) 2015/1588 über die Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union auf bestimmte Gruppen horizontaler Beihilfen.

<sup>61</sup> Verordnung (EU) 2021/1237 der Kommission vom 23. Juli 2021 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 zur Feststellung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Binnenmarkt in Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union

<sup>62</sup> Siehe Nr. 130: „Energieinfrastruktur“: jede materielle Ausrüstung oder Anlage, die sich in der Union befindet oder die Union mit einem oder mehr als einem Drittland verbindet und unter die folgenden Kategorien fällt:

[...]

Stromspeicheranlagen, die zur dauerhaften oder vorübergehenden Stromspeicherung in überirdischen, unterirdischen Infrastrukturen oder geologischen Speicherstätten verwendet werden, sofern sie direkt an Hochspannungsübertragungsleitungen angeschlossen sind, die für eine Spannung von 110 kV oder mehr ausgelegt sind.

<sup>63</sup> Siehe Art. 48 Abs. 6 AGVO: „Beihilfen für Investitionen in Vorhaben zur **Strom- oder Gasspeicherung** oder in **Ölinfrastrukturen** sind nicht nach diesem Artikel von der Anmeldepflicht freigestellt.“

in der kommenden Reform der AGVO Raum für kleine Speicher dieser Art ist. Derzeit ist es eher unwahrscheinlich, dass die Förderung von Stromspeichern nach der AGVO zu rechtfertigen ist.

#### 7.2.5.1.4 De-minimis-Beihilfe

Eine weitere Möglichkeit, Beihilfen zu rechtfertigen bzw. ohne Anmeldung bei der EU-Kommission zuzulassen, ist die Einordnung als De-minimis-Beihilfe. Nach § 3 Abs. 2 der De-Minimis-Beihilfen-Verordnung ist Voraussetzung hierfür, dass der Gesamtbetrag, der einem einzigen Unternehmen von einem Mitgliedstaat gewährten Beihilfen in einem Zeitraum von drei Steuerjahren 200.000 EUR nicht übersteigt. Bei der Förderung von Heimspeichern, die lediglich kleine Investitionszuschüsse benötigen, dürfte diese Voraussetzung einzuhalten sein. Dabei ist allerdings zu beachten, dass in dem Gesamtbetrag von 200.000 Euro alle Beihilfen, die das Unternehmen erhält (also auch Beihilfen aus anderen Bereichen) zu berücksichtigen sind.

#### 7.2.5.1.5 Ergebnis

Eine Speicherförderung wäre mit den europarechtlichen Vorgaben des Beihilferechts vereinbar, wenn die Zahlungen nur an natürliche Personen geleistet werden und kein Unternehmen mittelbar gefördert wird. Sofern die Förderung an Unternehmen geleistet wird, erscheint es sehr fraglich, ob die Zahlungen mit den beihilferechtlichen Vorgaben vereinbar und damit europarechtlich zulässig sind. Denn es ist erstens sehr fraglich, ob eine Förderung von Stromspeichern als Beihilfe über die neuen KUEBILL zu rechtfertigen ist. Zweitens dürfte eine Zulässigkeit über die AGVO wohl ebenfalls nicht in Betracht kommen. Allerdings kommt eine Einordnung als De-minimis-Beihilfe für die Förderung von kleinen Speichern in Betracht, bei denen der Beihilfebetrag 200.000 € in drei Jahren nicht übersteigt.

Für die Modellierung wurde dennoch eine Speicherförderung im Reformszenario abgebildet. Die Ergebnisse im Kapitel 9 zeigen aber, dass der Speicherbedarf aufgrund des Abbaus der Hemmnisse anderer Flexibilitätsoptionen zurückgeht. Die zusätzliche Förderung hat also einen geringen Effekt.

#### 7.2.5.2 Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher

Bei dieser Maßnahme sollen die Stromnebenkosten auf Speicher abgesenkt werden, indem die Netzentgeltbefreiung gemäß § 118 Abs. 6 EnWG auf alle Konstellationen der Stromspeicherung anwendbar wird und die jetzt bestehenden Voraussetzungen der Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher, insbesondere die Voraussetzung einer notwendigen Rückeinspeisung des Stroms aus dem Speicher in das Netz, gelten.

Im Hinblick auf die Befugnis des Gesetzgebers zur Regulierung der Netzentgelte und der notwendigen Unabhängigkeit der BNetzA aufgrund des EuGH-Urteils v. 02.09.2021 wird zunächst auf die Ausführungen unter 7.2.3.1 verwiesen.

Inhaltlich ist für die Netzentgeltbefreiung von Speichern im Wesentlichen Art. 18 Abs. 1 UA 2 S. 2 EltVO zu berücksichtigen. Danach dürfen die Netzentgelte die Energiespeicherung oder -aggregation weder bevorzugen noch benachteiligen. Eine Benachteiligung dürfte vorliegen, wenn es für gespeicherten Strom zu einer Doppelbelastung kommt, indem sowohl bei der Einspeicherung als auch bei der Ausspeicherung Netzentgelte anfallen. Diese Doppelbelastung soll durch § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG im Wesentlichen beseitigt werden.

Fraglich ist allerdings, ob die Netzentgeltbefreiung nach Art. 18 Abs. 1 UA 2 S. 2 EltVO auch dann gewährt werden kann, wenn der Strom aus dem Netz bezogen, aber nicht wieder in das Netz eingespeist wird, sondern z. B. vor Ort zeitverzögert verbraucht wird. Hier könnte man

argumentieren, dass darin eine Bevorteilung der Speicher liegt, da ja tatsächlich eine Netznutzung stattfindet, wenn der Strom von dem Speicher bezogen wird und nur aufgrund der Speicherung außerhalb des Netzes die Netzentgelte entfallen würden. Andererseits könnte man auch vorbringen, dass ohne die Netzentgeltbefreiung die Stromspeicherung, bei der Erzeugungsanlage und Stromspeicher nur über das Netz verbunden wären, benachteiligt wäre gegenüber der Speicherung, bei der Erzeugungsanlage und Stromspeicher in einer Kundenanlage liegen.

Die Vorteile der Stromspeicherung dürften aber grundsätzlich nur dann vollständig bestehen, wenn durch die Speicherung keine Netzengpässe verstärkt werden. Dies könnte angereizt werden, wenn die Netzentgeltbefreiung für den Bezug von Stromspeichern immer und ohne jede Bedingung besteht. Deshalb dürfte es vor dem Hintergrund der Vorgaben in Art. 18 EltVO angezeigt sein, dass die Netzentgeltbefreiung nur dann besteht, wenn sie auch netzdienlich ist. Damit würde sichergestellt, dass die Netzentgeltbefreiung den von Art. 18 Abs. 2 EltVO ausdrücklich vorgegebenen Zielen der Marktintegration und Versorgungssicherheit dient. Gleichzeitig würde somit gewährleistet, dass Stromspeicher keiner nach Art. 18 Abs. 1 UA 2 S. 2 EltVO verbotenen Bevorteilung unterliegen. Unter dieser einschränkenden Voraussetzung dürfte damit eine umfassende Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher mit den europarechtlichen Vorgaben der EltVO vereinbar sein.

#### 7.2.5.3 Allgemeine Rahmenbedingungen für Speicher, insbesondere Messkonzepte

Es wurde dargestellt, dass die bivalente Nutzung von Speichern bestimmte Messkonzepte voraussetzt, um eine sachgerechte Abrechnung zu ermöglichen. Die Messung ist ggf. auch erforderlich, um eine gesetzliche Förderung nach dem EEG für den Strom aus der Erzeugungsanlage zu erhalten. Die Vorgabe von Messkonzepten und sonstigen Regelungen zur Abwicklung der Speicherung von Strom ist im nationalen Recht grundsätzlich möglich. Dabei müssen allerdings die europarechtlichen Vorgaben zu Speicherprivilegien beachtet werden.

Nach Art. 3 Abs. 1 EltRL darf der nationale Rechtsrahmen Investitionen in Speicher nicht unnötig behindern. Die EltRL enthält außerdem zahlreiche Regelungen, die sich spezifisch auf den Betrieb von Speichern durch sog. „aktive Kunden“ beziehen. Darunter fallen Endkunden, die an Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen erzeugte Elektrizität verbrauchen oder speichern oder eigenerzeugte Elektrizität verkaufen, sofern es sich dabei nicht um die gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit handelt (Art. 2 Nr. 8 EltRL). Nach Art. 15 Abs. 5 EltRL müssen Mitgliedstaaten u. a. dafür sorgen, dass aktive Kunden als Betreiber von Speichern keinen unverhältnismäßigen Genehmigungsanforderungen oder -gebühren unterworfen sind. Darunter fallen nach unserer Einschätzung nicht nur unmittelbare behördliche Genehmigungen, sondern auch übermäßige Anforderungen im Hinblick auf Messung und Abrechnung. Demgemäß sollten im nationalen Recht alle Vorgaben für Speicher so ausgestaltet sein, dass die Anforderungen verhältnismäßig sind und den Speicherbetrieb nicht behindern. Überkomplexe Messkonzepte, insbesondere bei kleinen Speichern, sollten daher nicht rechtlich vorgegeben werden.

## 8 Energiewirtschaftliche Analyse der Vorschläge (Reformszenario)

Ausgehend von den in Kapitel 6 abgeleiteten Politikmaßnahmen wurden die Annahmen des Basisszenarios entsprechend abgeändert, um deren Auswirkungen zu ermitteln. Im Folgenden wird dazu entsprechend zunächst ein Überblick über die Ergebnisse des Reformszenarios im Vergleich zum Basisszenario gegeben, bevor anschließend im Einzelnen die Aspekte der EE-Finanzierung und Endverbraucherpreise betrachtet werden. Ein weiterer Punkt ist der Netzausbau und Redispatch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Stromnetz.

### 8.1 Übersicht über die Szenarioergebnisse

Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über die Ergebnisse der Energiesystemoptimierung für das Reformszenario jeweils im Vergleich zum Basisszenario gegeben. Dabei liegt der Fokus auf den Ergebnissen für die modellendogen ermittelten Flexibilitäten.

#### 8.1.1 Überblick über angepasste Annahmen im Reformszenario im Modell SCOPE SD

Gegenüber den in Abschnitt 4.3 dargestellten Annahmen werden für die Modellierung des Reformszenarios einige Annahmen angepasst. Diese werden im Folgenden erläutert. Die Überbauung der Biogasanlagen wurde gemäß den in Tabelle 8-1 dargestellten Werten erhöht. Zusätzlich wurde angenommen, dass zwei Drittel der Anlagen über einen Anschluss an Gasspeicher über das Gasnetz verfügen [36] und damit die BHKWs flexibler für die Stromerzeugung einsetzen können, wenn der Strombedarf hoch ist.

| Parameter/ Szenariojahr          | 2030 | 2040 | 2050 |
|----------------------------------|------|------|------|
| Überbauungsfaktor Basisszenario  | 2,5  | 3    | 4    |
| Überbauungsfaktor Reformszenario | 3    | 4    | 6    |

**Tabelle 8-1: Annahmen für die Überbauung von Biogasanlagen**

Quelle: Eigene Annahmen des Fachverbandes Biogas

Durch die angenommene Mengenförderung im Reformszenario bieten Windenergie- und PV-Anlagen kaskadiert nur bis zu einem Börsenpreis von 0 EUR/MWh und nicht mehr bei dem Wert entsprechend der negativen Marktprämie.

Entsprechend der in Kapitel 6 beschriebenen Maßnahmen wurden die Endverbraucherabgaben für alle betroffenen Technologien angepasst. Besonders betroffen sind davon Power-to-Heat und Power-to-Gas-Anlagen.

Als indirekte Folge der abgesenkten Endverbraucherpreise wird eine erhöhte Flexibilität bei Endverbrauchern angenommen. Dafür wurde das Potenzial für industrielles Demand-Side-Management gegenüber den in Abschnitt 4.3.10 genannte Werten verdoppelt. Ebenso wurde angenommen, dass Wärmespeicher über doppelt so große thermische Speicher verfügen und damit die Wärmenachfrage im Vergleich zum Basisszenario etwas flexibler bedienen können.

Es wurde weiterhin angenommen, dass im Jahr 2030 der Anreiz für den Must-run-Betrieb industrieller KWK-Anlagen für Eigenstromerzeugung (im Basisszenario 5 GW) entfällt. Im Reformszenario wurde angenommen, dass die Batteriespeicher, die für die PV-Eigenstromoptimierung vorhanden sind, nun bivalent betrieben werden und somit in Zeiten, in denen sie nicht für die Eigenverbrauchsoptimierung vorrangig eingesetzt werden, dann für Arbitrage am Strommarkt eingesetzt werden können.

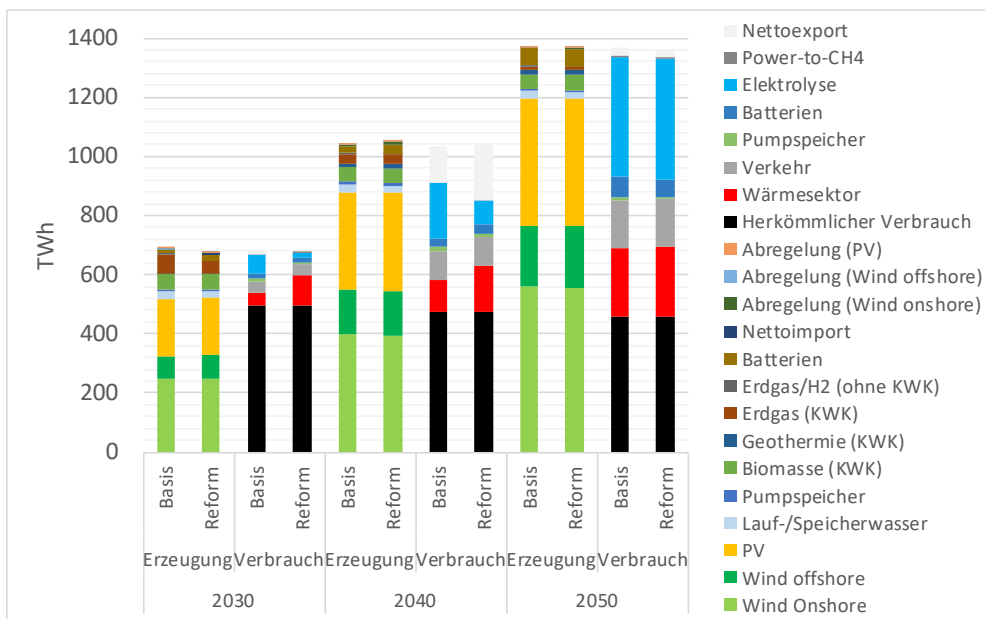
Für Batteriespeicher wurde ein Zuschuss auf die Investitionskosten in Höhe von 10 % angesetzt.

### 8.1.2 Strombilanz

Abbildung 8-1 zeigt die deutsche Strombilanz für die drei Szenariojahre im Vergleich von Basis- und Reformszenario. Die größten Veränderungen ergeben sich im Szenariojahr 2030 bei den Sektorkopplungsanlagen. Durch die Gleichstellung von PtH- und Elektrolyseanlagen bei den Stromnebenkosten, steigt der Anteil von Elektrodenkesseln deutlich und der Stromverbrauch der Elektrolyse geht im Gegenzug deutlich zurück. Auch im Jahr 2040 profitieren PtH-Anlagen von den reduzierten Stromnebenkosten. Im Jahr 2050 sind die Unterschiede bei den Stromverbräuchen der Sektorkopplungsanlagen zwischen Basis- und Reformszenario dann nur noch marginal.

Die Auswirkung der mengen- statt zeitbasierten Förderung von Erneuerbaren Energien wirkt sich nur geringfügig steigernd auf die marktlich nicht integrierbaren Strommengen von Windkraft und Photovoltaik aus. Diese Mengen steigen im Jahr 2040 von 0,95 % im Basisszenario auf 1,24 % im Reformszenario und im Jahr 2050 von 0,3 % auf 0,53 % an. Im Szenariojahr 2030 liegen sie im Reformszenario mit 0,24 % sogar niedriger als im Basisszenario (0,73 %). Hier überkompensiert die gestiegene Attraktivität von PtH den Effekt der mengenbasierten Förderung.

Im Vergleich zu einem Szenario, das den regulatorischen Rahmen komplett ausblendet<sup>64</sup>, ergeben sich annähernd die gleichen Abregelungen im Reformszenario (s. Abbildung A-1).



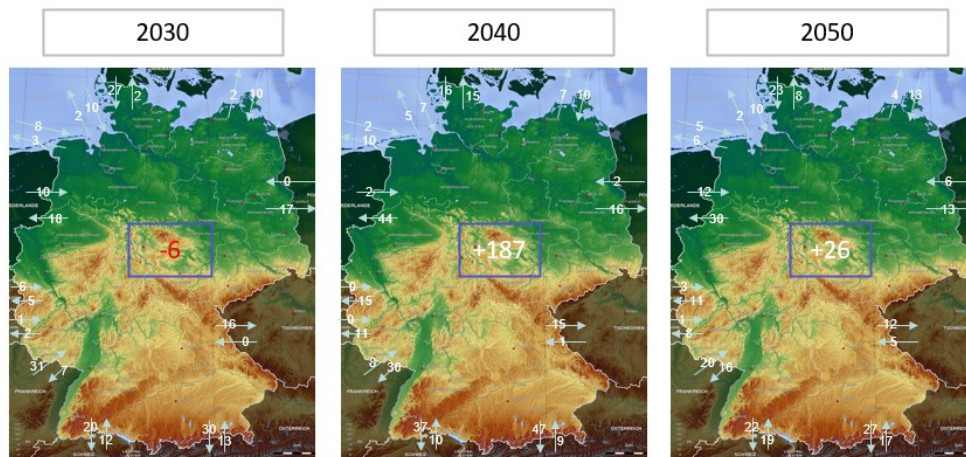
**Abbildung 8-1: Jahresbilanz von Stromerzeugung und Stromverbrauch in 2030 bis 2050 im Basis- und Reformszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

Gegenüber dem Basisszenario wird Deutschland im Jahr 2030 in der Jahresbilanz kurzfristig zu einem Stromimporteur von rund 6 TWh (s. Abbildung 8-2). Demgegenüber verbleibt Deutschland allerdings in den späteren Dekaden wie auch bereits in den vergangenen Jahren Stromexporteur. Hierbei ist vor allem das Jahr 2040 hervorzuheben, welches mit fast 190 TWh gegenüber dem Basisszenario nochmals eine Steigerung von 50 % des Stromexports aufweist.

<sup>64</sup> Das heißt: Erneuerbare regeln bei 0 Euro/MWh ab, Endverbraucher zahlen keine Endverbraucherabgaben, da es sich dabei nur um eine Wälzung bestimmter Kosten im Energiesystem handelt.



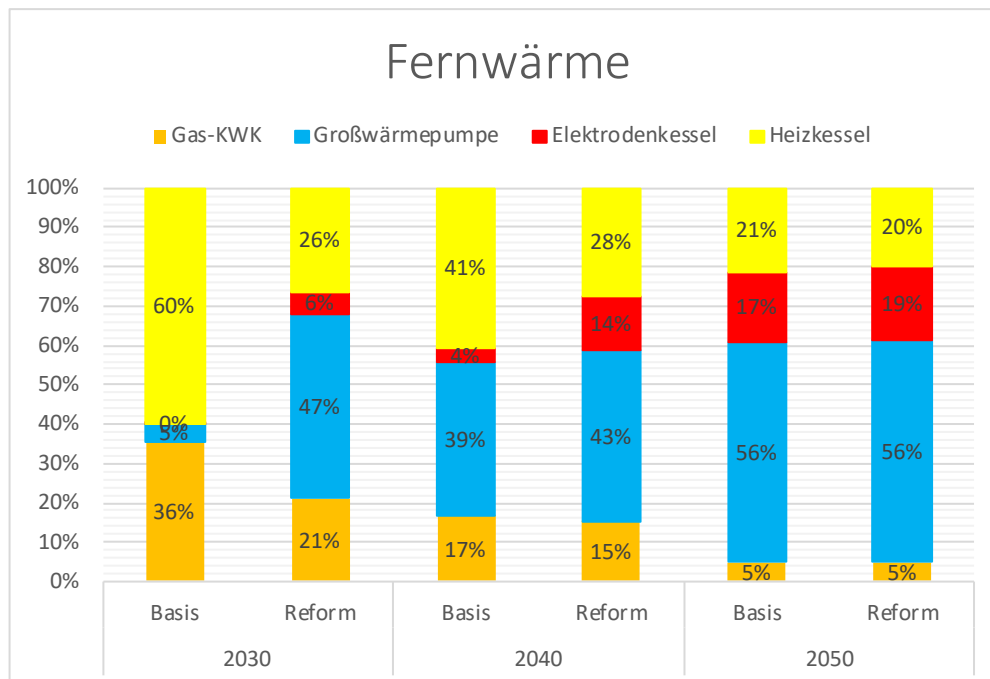


**Abbildung 8-2: Übersicht über den Stromim- und -export im Reformszenario über die einzelnen Dekaden**

Quelle: Eigene Darstellung

### 8.1.3 Wärmebilanz

Abbildung 8-3 zeigt die Anteile der Erzeugung für die Deckung des Endenergiebedarfs in der Fernwärme (ohne Geothermie, Müll und Biomasse) im Reformszenario im Vergleich zum Basisszenario. Die größte Veränderung wird dabei im Jahr 2030 deutlich. Durch die Reduktion der Stromnebenkosten der Power-to-Heat-Anlagen im Reformszenario können hier insbesondere Großwärmepumpen einen deutlich größeren Beitrag zur Deckung des Wärmedarfs liefern und substituieren dabei vorrangig den Einsatz von Gaskesseln und zu einem kleineren Anteil den von KWK-Anlagen. Elektrodenkessel profitieren insbesondere im Jahr 2030 und im Jahr 2040 von den Marktdesignänderungen.



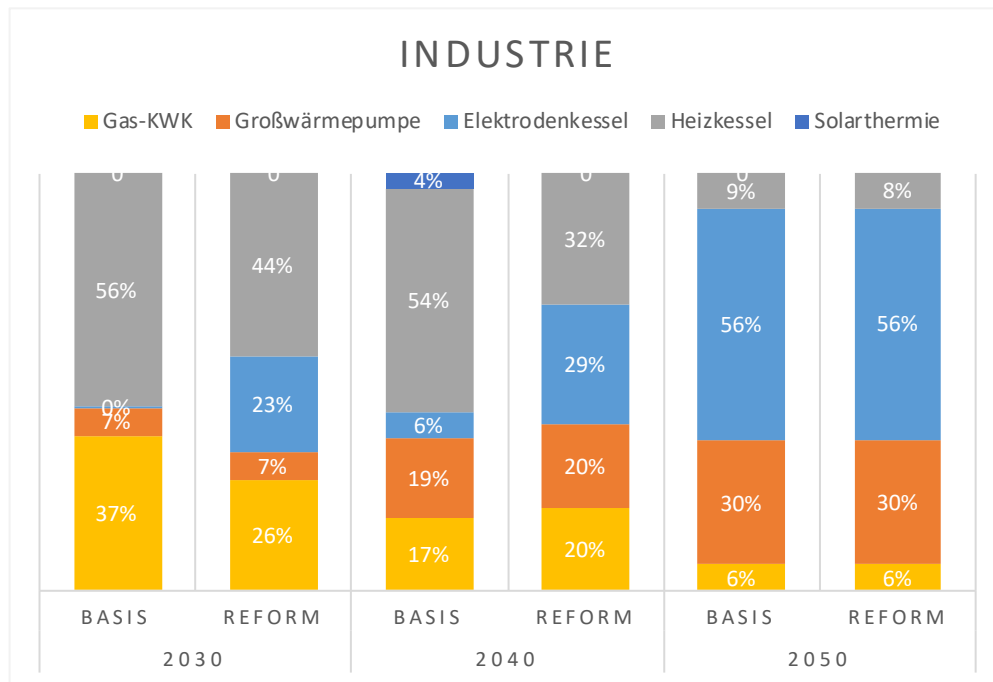
**Abbildung 8-3: Übersicht über die Verteilung der Wärmeerzeugung in der Fernwärmeversorgung im Reformszenario im Vergleich zum Basisszenario über die einzelnen Dekaden**

Quelle: Eigene Darstellung

Analog zeigt Abbildung 8-4, dass im Bereich der Wärmeerzeugung in der Versorgung mit Industrieprozesswärme für Anwendungen unter 500 °C insbesondere Elektrodenkessel ihren Anteil steigern können und hier ebenfalls Spitzenlastheizkessel verdrängen. Während im Basisszenario im Jahr 2040 die Solarthermie mit einem kleinen Anteil kostenoptimal ins System



integriert ist, wird diese im Reformszenario durch den verstärkten Einsatz von Elektrodenkesseln<sup>65</sup> verdrängt.



**Abbildung 8-4: Übersicht über die Verteilung der Wärmeerzeugung in der Versorgung mit Industrieprozesswärme für Anwendungen unter 500 °C im Reformszenario im Vergleich zum Basisszenario über die einzelnen Dekaden**

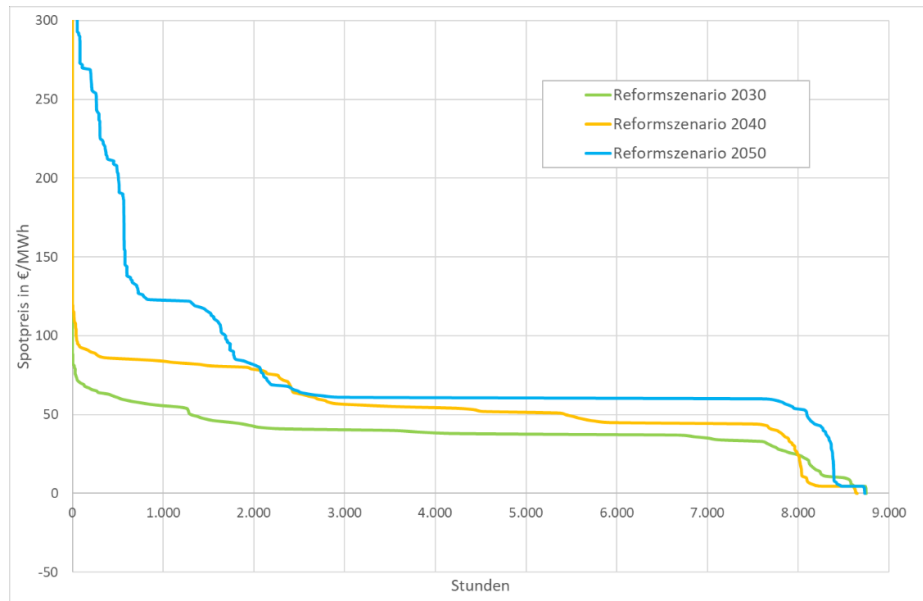
Quelle: Eigene Darstellung

#### 8.1.4 Großhandelsstrompreise

Abbildung 8-5 zeigt die der Höhe nach sortierten Großhandelsstrompreise (Jahresdauerlinie) für die drei betrachteten Stützjahre. Im Reformszenario treten keine negativen Preise mehr auf. Die mittleren Großhandelsstrompreise steigen wie im Basisszenario im Zeitverlauf von 39,37 €<sub>2019</sub>/MWh im Jahr 2030 über 55,03 €<sub>2019</sub>/MWh im Jahr 2040 bis auf 80,79 €<sub>2019</sub>/MWh im Jahr 2050 an, liegen aber in allen drei Szenariojahren jeweils deutlich über den Werten des Basisszenarios. Dies liegt erstens an dem Wegfall von Zeiten mit negativen Preisen und zweitens an einer höheren Nachfrage nach Strom aus Sektorkopplungsanlagen.

Die hohen Strompreise oberhalb von 150 €/MWh im Szenariojahr 2050 resultieren wiederum, ähnlich wie bereits im Basisjahr, aus der Wirtschaftlichkeit der benötigten H2-Gaskraftwerke. Auch wenn diese im Reformszenario nur 0,1 GW betragen, verursachen sie den gleichen Effekt wie im Basisszenario.

<sup>65</sup> Dies ist auf die im Reformszenario umgesetzten Stromnebenkostenreduzierung für PtH-Anlagen zurückzuführen.

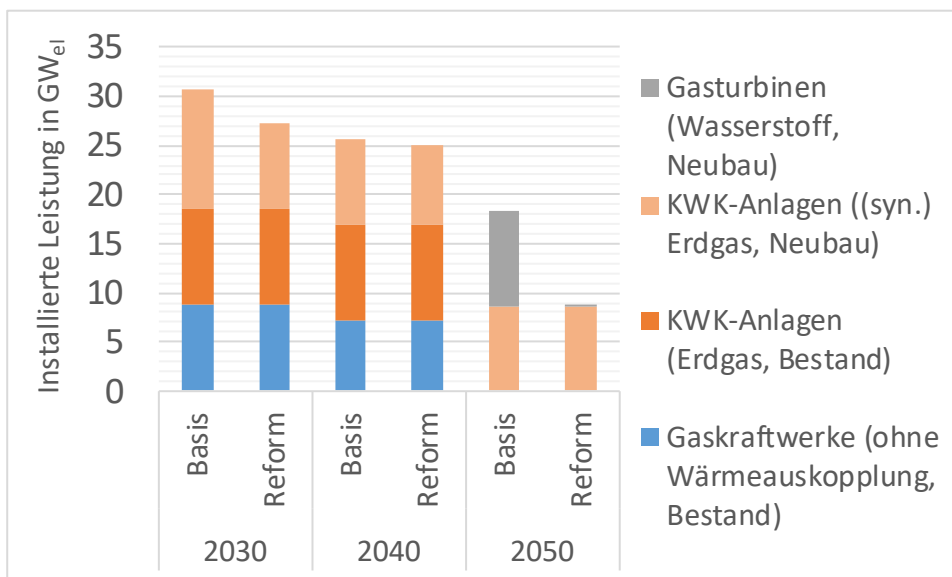


**Abbildung 8-5: Jahresdauerlinie der Großhandelsstrompreise im Reformszenario der einzelnen Dekaden**

Quelle: Eigene Darstellung

### 8.1.5 Stromerzeugungstechnologien

In Abbildung 8-6 ist dargestellt, welche Leistung an steuerbaren Kraftwerken in Deutschland im Reformszenario im Vergleich zum Basisszenario notwendig ist, um den Strombedarf in jeder Stunde des Jahres sicherzustellen. Durch die stärkere Überbauung der Bioenergie (inkl. Gasspeicher über den teilweisen Anschluss an das Gasnetz) ist es im Reformszenario möglich, im Jahr 2050 fast vollständig auf den Einsatz zusätzlicher H<sub>2</sub>-Gasturbinen zu verzichten. Dennoch bedarf es zur Abbildung der Wirtschaftlichkeit dieser geringen benötigten steuerbaren Leistung von 0,1 GW der H<sub>2</sub>-Gaskraftwerke ähnlicher extremer Strompreise über mehrere hundert Stunden wie im Basisszenario (s. Abbildung 8-5). Bei den modellendogen zugebauten Erdgas-KWK-Anlagen gibt es nur im Szenariojahr 2030 einen Unterschied. Hier wirkt sich die deutlich gesteigerte Attraktivität von PtH senkend auf die notwendige KWK-Leistung aus.



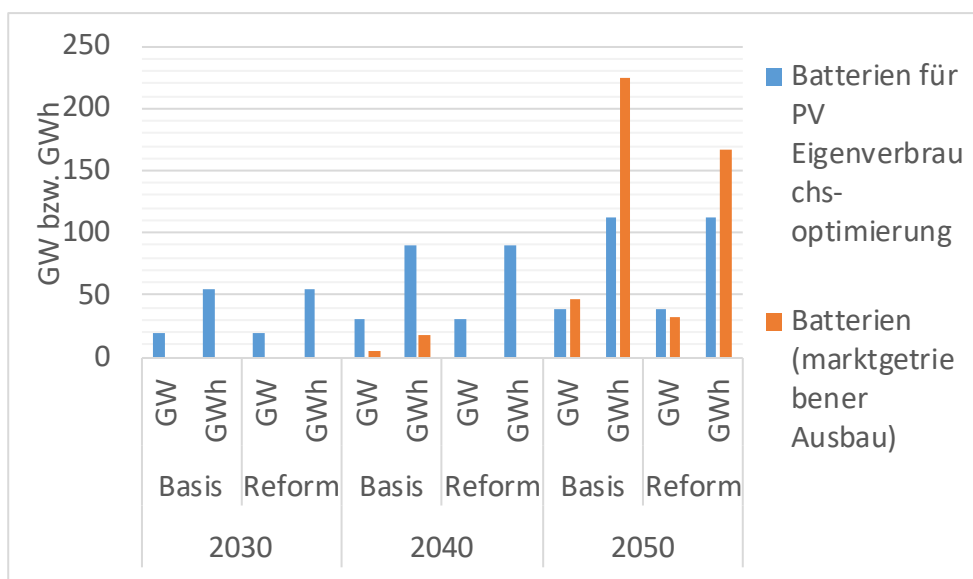
**Abbildung 8-6: Übersicht über steuerbare Kraftwerke auf Basis von (synthetischem) Erdgas und grünem Wasserstoff im Reformszenario im Vergleich zum Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

### 8.1.6 Stromspeichertechnologien

In Abbildung 8-7 sind die Leistung und die Kapazität stationärer Batterien<sup>66</sup> in den einzelnen Szenariojahren im Reformszenario im Vergleich zum Basisszenario dargestellt. Die Batterien für die PV-Eigenverbrauchsoptimierung in privaten Haushalten wurden im Reformszenario ebenfalls exogen vorgegeben, jedoch wird es ihnen im Reformszenario ermöglicht, neben der Eigenverbrauchsoptimierung auch am Strommarkt teilzunehmen. Die Eigenverbrauchsoptimierung ist dabei der primäre Einsatzzweck und nur darüber hinausgehende freie Kapazitäten werden dem Strommarkt zur Verfügung gestellt.

Durch diese Maßnahme werden die zusätzlichen Batterien im Szenariojahr 2040 obsolet, und im Szenariojahr 2050 werden weniger zusätzliche Batterien benötigt. Dabei verändert sich die Anzahl von Batterien mit einer Kapazität von 6 Stunden nur marginal, während etwa nur noch die Hälfte der Batterien mit einer Kapazität von 4 Stunden im Jahr 2050 im Reform- gegenüber dem Basisszenario notwendig sind.



**Abbildung 8-7: Übersicht über den Zubau stationärer Batterien im Reformszenario im Vergleich zum Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

### 8.1.7 Sektorenkopplungstechnologien

Abbildung 8-8 zeigt den Ausbau von PtH-, PtH<sub>2</sub>- und PtCH<sub>4</sub>-Anlagen im Reformszenario im Vergleich zum Basisszenario. Die Elektrolyse wird im Reformszenario im Jahr 2030 zunächst im Rahmen von 5 GW (exogen vorgegebener Mindestausbau) ausgebaut. Nach 2030 steigt der Ausbau der Elektrolyse stark an und übertrifft mit fast 100 GW im Jahr 2050 das im Basisszenario ermittelte Ausbauvolumen.

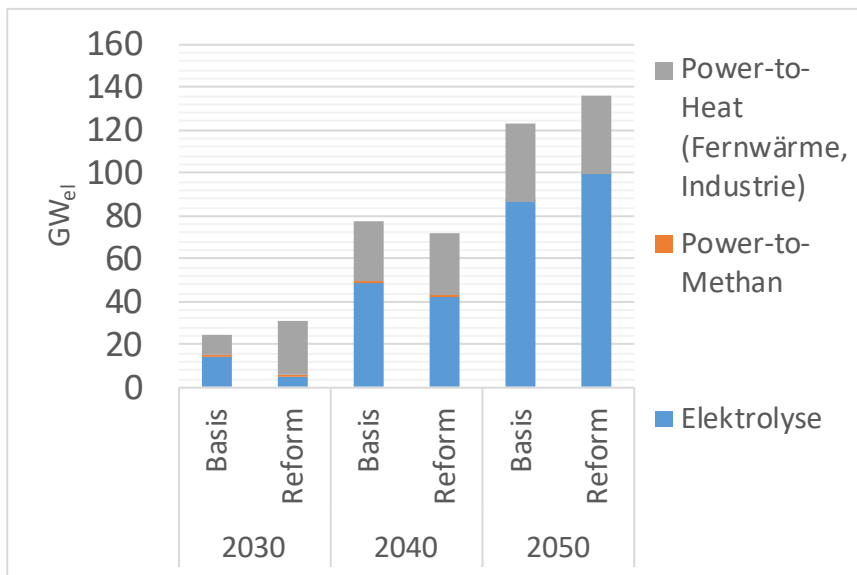
Im Vergleich zu einem Szenario, das den regulatorischen Rahmen komplett ausblendet<sup>67</sup>, ergeben sich annähernd die gleichen Leistungen für die Elektrolyse im Reformszenario (s. Abbildung A-2). Die Power-to-Methan-Anlagen können unter den gewählten Rahmenbedingungen ebenso wie im Basisszenario nicht über den exogen vorgegebenen Zubau von 0,5 GW wirtschaftlich ausgebaut werden.

<sup>66</sup> Zusätzliche Speicherkapazitäten bestehen im Bereich von Pumpspeicherkraftwerken (s. Abschnitt 4.3.4) und Elektrofahrzeugen, die gesteuert geladen werden (s. Abschnitt 4.3.8). Deren Leistung wurde modellexogen festgelegt und ist hier daher nicht dargestellt.

<sup>67</sup> Das heißt: Erneuerbare regeln bei 0 Euro/MWh ab, Endverbraucher zahlen keine Endverbraucherabgaben, da es sich dabei nur um eine Wälzung bestimmter Kosten im Energiesystem handelt.

Power-to-Heat-Anlagen (PtH) werden aufgrund der besseren Wirtschaftlichkeit gegenüber der Elektrolyse bereits 2030 mit etwa 25 GW um das Zweieinhalbfache stärker ausgebaut als im Basisszenario. Hierbei kommen neben der KWK-Anlagenflexibilisierung über Elektrodenkessel u.a. auch Windwärmesysteme als besonders investitionsarme und akzeptanzfördernde Technologie zum Einsatz. Im Jahr 2050 gleicht sich die Installation der PtH-Anlagen (Industrie, Fernwärme) dem Ergebnis aus dem Basisszenario 2050 stark an. Die Substitution der Elektrolyseleistung im Jahr 2030 durch einen stärkeren Ausbau der PtH-Anlagen ergibt sich durch geringere Investitionskosten der PtH-Anlagen gegenüber den Elektrolyseanlagen (die im Jahr 2030 zusätzlich einen vergleichsweise schlechten Wirkungsgrad haben) bei gleichen Stromnebenkosten.

Dennoch ist es aufgrund zweier wesentlicher Aspekte für die Energiewende sinnvoll, bis zum Jahr 2030 den Ausbau der Elektrolyse bis zum wirtschaftlichen Maximum des Basisszenarios (14,4 GW) zu forcieren. So sichert dies einen stärkeren Markthochlauf, der den Grundstein für die hohen jährlichen Zubauraten der Elektrolyse auch in den folgenden Dekaden legt. Zudem senkt es den sehr hohen Zubau zwischen dem Jahr 2030 und dem Jahr 2040, um den Zielrahmen des Jahres 2040 zu erreichen. Ähnliches gilt auch für den marktgetriebenen Ausbau von Batteriespeichern, deren Markthochlauf ebenfalls bereits vor 2040 vorangetrieben werden sollte. Die Vergleichsmäßigung des Zubaus ist dabei sowohl beschäftigungs- als auch industriepolitisch sinnvoll. Die aktuelle Bedarfsabfrage für grünen Wasserstoff [38] zeigt hier auch bis 2032 bis zu 29 GW an möglichen Elektrolyseprojekten auf, welche den frühzeitigen Markthochlauf der Elektrolyse stützen. Dieser Markthochlauf erleichtert die Integration von fluktuierenden Erneuerbaren Energien, was zu steigenden Marktwerten führt. Zudem ermöglicht dies die inländische Produktion von dringend benötigtem grünen Wasserstoff und somit eine Reduzierung der Importabhängigkeit von anderen Staaten. Insgesamt führt dies zu einem effizienteren Energiesystem, da Strommengen besser genutzt und in andere Sektoren oder Zeiträumen verlagert werden können.



**Abbildung 8-8: Übersicht über den Zubau von PtH-, PtH<sub>2</sub>- und PtCH<sub>4</sub>-Anlagen im Reformszenario im Vergleich zum Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

## 8.2 Stromübertragungsnetz

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Stromübertragungsnetzsimulationen bzw. -optimierungen für die Netzausbauplanung und die Netzbetriebsführung für das Reformszenario präsentiert. Die Freiheitsgrade der Netzausbauplanung wurden bereits in Abschnitt 5.3.1.1 aufgezeigt. Die Freiheitsgrade der optimierten Netzbetriebsführung für das Reformszenario

werden in diesem Abschnitt ebenfalls präsentiert, da sie sich von den Freiheitsgraden des Basisszenarios (vgl. 5.3.1.2) unterscheiden.

### 8.2.1 Freiheitsgrade der optimierten Netzbetriebsführung

Nachfolgend werden die verfügbaren bzw. nicht verfügbaren Kategorien für das Reformszenario dargestellt. Dabei sind in Tabelle 8-2 die verfügbaren Erzeugungskategorien und in Tabelle 8-3 die verfügbaren Verbrauchskategorien für die optimierte Netzbetriebsführung aufgeführt. Diese sind für die jeweiligen Szenariojahre (2030, 2040 und 2050) identisch, die Kosten für die jeweiligen Kategorien variieren jedoch und werden nachfolgend für das jeweils dargestellte Szenariojahr ausgewiesen. Die präsentierten Flexibilitäten und die Kosten für das jeweilige Szenario stellen die Grundlage für die präsentierten Ergebnisse dar. Im Vergleich zum Basisszenario werden Änderungen im Marktdesign unterstellt, die eine Einbindung von PV-Batteriespeichersystemen (mit ihrem verbleibenden freien Speicherfüllstand nach Eigenstromnutzung) sowie von Elektrolyseuren und Power-to-Gas-Anlagen in die Netzbetriebsführung ermöglichen.

| Erzeugungskategorie                | Einspeisungserhöhung | Einspeisungsreduzierung |
|------------------------------------|----------------------|-------------------------|
| Batterie <sup>68</sup>             | Verfügbar            | Verfügbar               |
| Bestands-KWK-Anlagen               | Verfügbar            | Verfügbar               |
| Biomasse unflexibel                | Nicht verfügbar      | Nicht verfügbar         |
| Biomasse flexibel                  | Verfügbar            | Verfügbar               |
| GuD-Kraftwerke                     | Verfügbar            | Verfügbar               |
| Konventionelle Wasserkraft         | Nicht verfügbar      | Nicht verfügbar         |
| Neue KWK-Anlagen                   | Verfügbar            | Verfügbar               |
| Gasturbinen                        | Verfügbar            | Verfügbar               |
| Offshore-Wind                      | Nicht verfügbar      | Verfügbar               |
| Onshore-Wind                       | Nicht verfügbar      | Verfügbar               |
| Photovoltaik                       | Nicht verfügbar      | Verfügbar               |
| Wasserkraft (Turbine)              | Verfügbar            | Verfügbar               |
| Photovoltaikspeicher <sup>54</sup> | <b>Verfügbar</b>     | <b>Verfügbar</b>        |
| Abfall                             | Nicht verfügbar      | Nicht verfügbar         |

**Tabelle 8-2: Verfügbare Flexibilitäten für Erzeugungskategorien im Reformszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

<sup>68</sup> Diese Erzeugungskategorien werden mit einer Speicherfüllstandsrestriktion in der optimierten Netzbetriebsführung modelliert.

| Verbrauchskategorie                  | Verbrauchserhöhung | Verbrauchsreduzierung |
|--------------------------------------|--------------------|-----------------------|
| Demand Side Management <sup>69</sup> | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Power-2-Gas                          | <b>Verfügbar</b>   | <b>Verfügbar</b>      |
| Klimatisierung                       | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Zentrale Wärmepumpen                 | Nicht verfügbar    | Verfügbar             |
| Konventionelle Last GHD              | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Konventionelle Last Industrie        | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Konventionelle Last Landwirtschaft   | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Konventionelle Last ÖPNV             | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Konventionelle Last Haushalte        | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Elektrische LKW                      | Nicht verfügbar    | Verfügbar             |
| Elektrische Fahrzeuge <sup>70</sup>  | Nicht verfügbar    | Nicht verfügbar       |
| Elektrodenkessel                     | Nicht verfügbar    | Verfügbar             |
| Neue KWK-Anlagen                     | Nicht verfügbar    | Verfügbar             |
| Elektrolyseure                       | <b>Verfügbar</b>   | <b>Verfügbar</b>      |
| Wasserkraft (Pumpe)                  | Verfügbar          | Verfügbar             |
| Bestands-KWK-Anlagen                 | Nicht verfügbar    | Verfügbar             |

**Tabelle 8-3: Verfügbare Flexibilitäten für Verbrauchskategorien im Reformszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

## 8.2.2 Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung

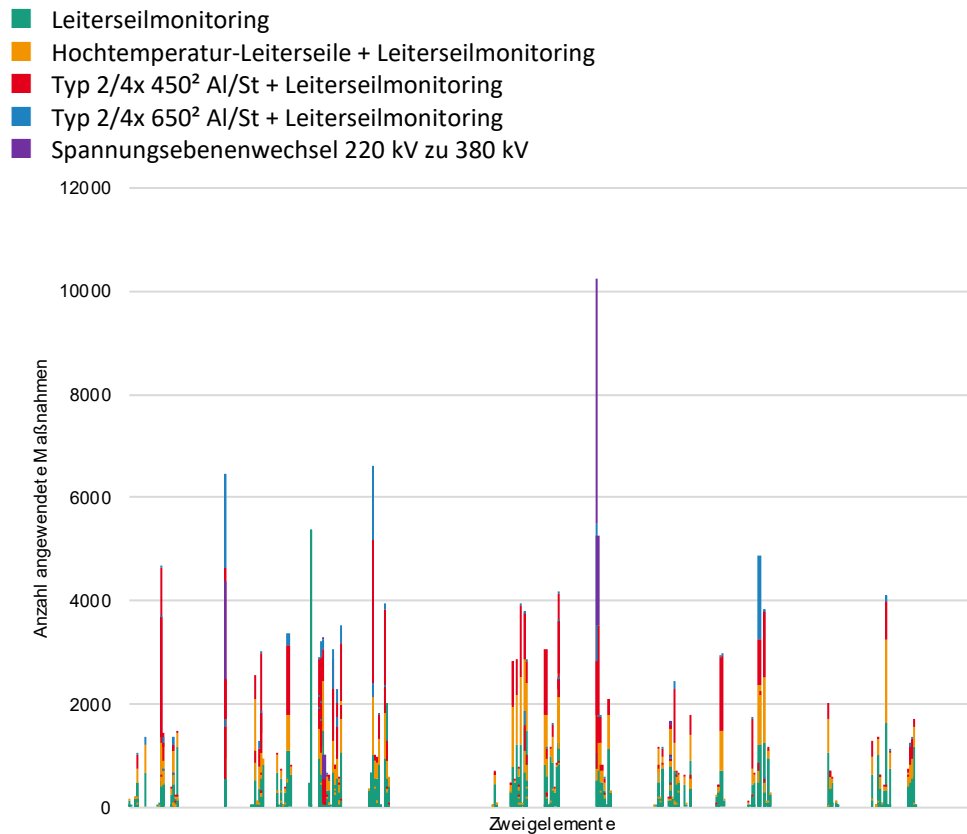
Nachfolgend werden die Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung für die Szenariojahre 2030 und 2050 dargestellt. Diese basieren auf den in 5.3.1.1 präsentierten Freiheitsgraden und dem in 4.6.2 präsentierten Optimierungsmodell.

### 8.2.2.1 Netzausbauplanung für 2030

In Abbildung 8-9 ist die Häufigkeitsverteilung der angewendeten AC-Maßnahmen für das Reformszenario im Jahr 2030 für alle 8760 Zeitschritte über die Zweigelemente dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass die AC-Maßnahmen über die unterschiedlichen Zeitschritte und Zweigelemente mit sehr unterschiedlichen Ausprägungen auftreten. Die absoluten Häufigkeiten der angewendeten AC-Maßnahmen über alle Zweigelemente ergeben sich zu folgenden Werten: Leiterseilmonitoring wird in Summe 151.711 Mal, Hochtemperatur-Leiteseile in Kombination mit Leiterseilmonitoring 79.084 Mal, Typ 2/4x 450<sup>2</sup> Al/St in Kombination mit Leiterseilmonitoring 81.289 Mal, Typ 2/4x 650<sup>2</sup> Al/St in Kombination mit Leiterseilmonitoring 17.818 Mal und ein Spannungsebenenwechsel von 220 kV zu 380 kV wird 13.712 Mal angewendet.

<sup>69</sup> Dies ist technisch möglich, aber zusätzliches Lastmanagement neben dem Spotmarkteinsatz auch für die Engpassbewirtschaftung weist weniger Freiheitsgrade als PV-Batteriespeicher auf und ist wahrscheinlich auch schwerer ökonomisch über Flexibilitätsmärkte anzureizen. Im Redispatch-Modell ist Lastmanagement nicht umsetzbar.

<sup>70</sup> Dies ist technisch möglich, aber aufgrund wirtschaftlicher Rahmenbedingungen (Kosten der Abnutzung vs. Erlöse) unwahrscheinlich.



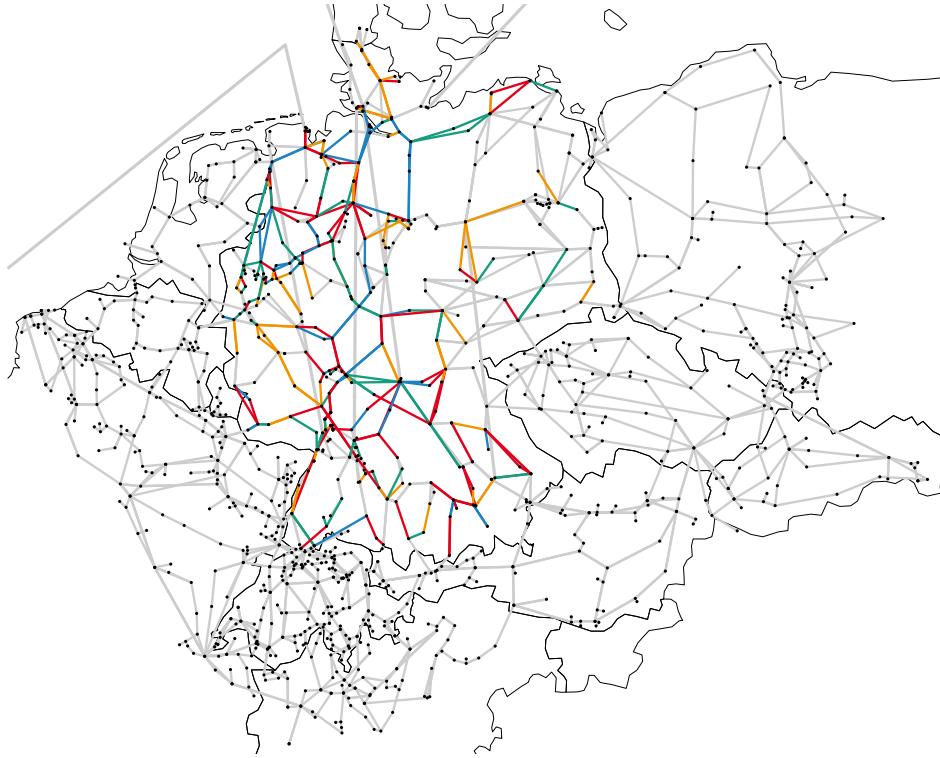
**Abbildung 8-9: Häufigkeitsverteilung der angewendeten AC-Maßnahmen für das Reformszenario im Jahr 2030 (8760 Zeitschritte) gegenüber dem AC-Startnetz**

Quelle: Eigene Darstellung

Basierend auf den Häufigkeitsverteilungen werden die finalen Zubauentscheidungen getroffen. Im Rahmen der Studie wurden diejenigen Maßnahmen ausgewählt, welche den größten Einfluss auf die maximale Stromtragfähigkeit der Zweigelemente haben. Die finalen Zubauentscheidungen und deren geografische Verteilung sind in Abbildung 8-10 gegeben. In Tabelle 8-4 sind die finalen Zubauentscheidungen aufgeteilt nach den jeweiligen Spannungsebenen noch einmal detailliert dargestellt.



- Leiterseilmonitoring
- Hochtemperatur-Leiterseile + Leiterseilmonitoring
- Typ 2/4x 450<sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring
- Typ 2/4x 650<sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring
- keine Maßnahme



**Abbildung 8-10: Geografische Verteilung der final ausgewählten AC-Maßnahmen für das Reformszenario im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

| Maßnahme  | 220-kV-Leitungen | 380-kV-Leitungen |
|---|------------------|------------------|
| Leiterseilmonitoring                                    | 18               | 89               |
| Hochtemperatur-Leiterseile +<br>Leiterseilmonitoring    | 10               | 77               |
| Typ 2x 450 <sup>2</sup> Al/St +<br>Leiterseilmonitoring | 28               | -                |
| Typ 2x 650 <sup>2</sup> Al/St +<br>Leiterseilmonitoring | 10               | -                |
| Typ 4x 450 <sup>2</sup> Al/St +<br>Leiterseilmonitoring | -                | 78               |
| Typ 4x 650 <sup>2</sup> Al/St +<br>Leiterseilmonitoring | -                | 64               |
| 220 kV zu 380 kV  | 13               | -                |

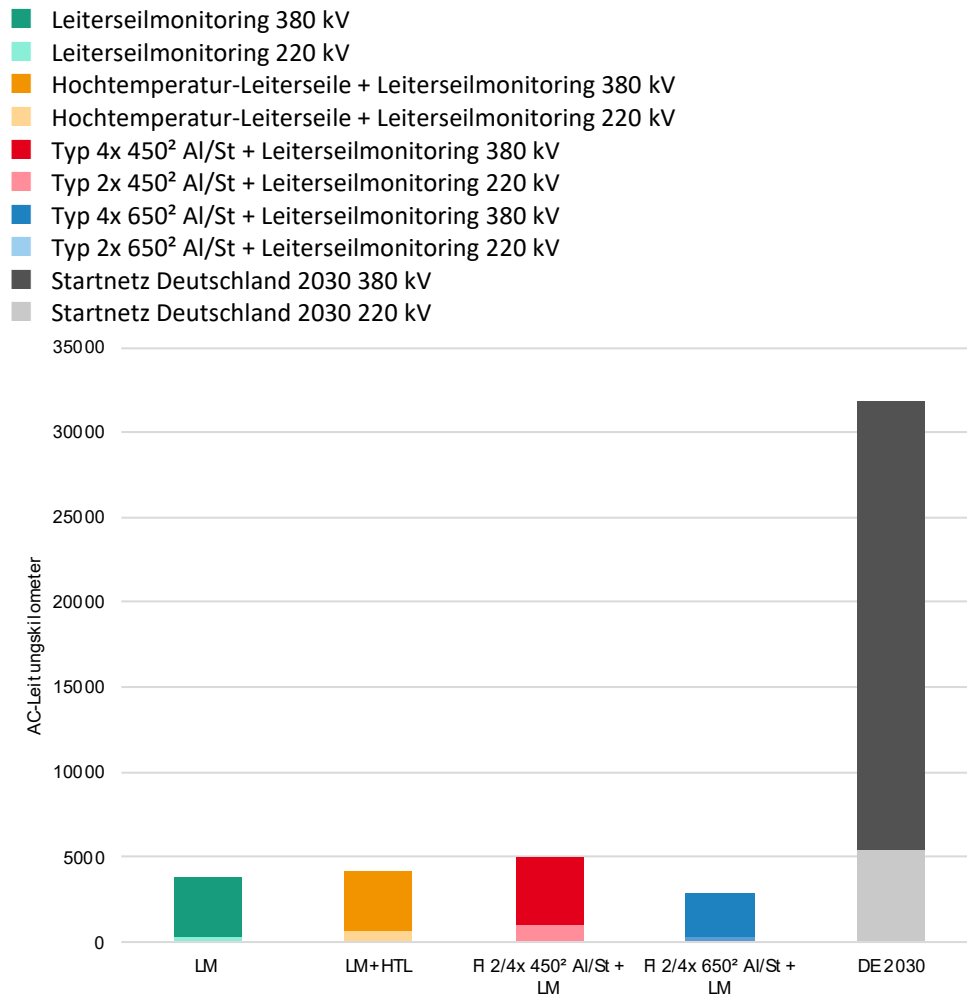
**Tabelle 8-4: Anzahl final ausgewählter Maßnahmen der Netzausbauplanung für das Reformszenario im Jahr 2030 gegenüber dem AC-Startnetz**

Quelle: Eigene Darstellung

Die Leitungskilometer, für die die AC-Maßnahmen angewendet wurden, sind in Abbildung 8-11 und in Tabelle 8-5 dargestellt. Als Referenz sollen an dieser Stelle die gesamten AC-Leitungskilometer für das verwendete Modell sowie für Deutschland (siehe auch Abbildung als Referenz) angegeben werden:

- Europa: in Summe 81.701,52 km, davon:
  - 31.324,95 km 220-kV-Leitungen und
  - 50.376,57 km 380-kV-Leitungen
- Deutschland: in Summe 31.788,22 km Startnetz, davon:
  - 5.418,42 km 220-kV-Leitungen und

- 26.369,80 km 380-kV-Leitungen



**Abbildung 8-11** Kombinierte AC-Leitungskilometer der Maßnahmen für das Reformszenario im Jahr 2030 im Vergleich zum AC-Startnetz

Quelle: Eigene Darstellung

| Maßnahme   | 220-kV-Leitungen | 380-kV-Leitungen |
|--|------------------|------------------|
| Leiterseilmonitoring                                 | 319 km           | 3.480 km         |
| Hochtemperatur-Leiterseile + Leiterseilmonitoring    | 576 km           | 3.504 km         |
| Typ 2x 450 <sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring | 982 km           | -                |
| Typ 2x 650 <sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring | 305 km           | -                |
| Typ 4x 450 <sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring | -                | 3.988 km         |
| Typ 4x 650 <sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring | -                | 2.554 km         |
| 220 kV zu 380 kV                                     | 324 km           | -                |

**Tabelle 8-5:** AC-Leitungskilometer der final ausgewählten AC-Maßnahmen der Netzausbauplanung für das Reformszenario im Jahr 2030

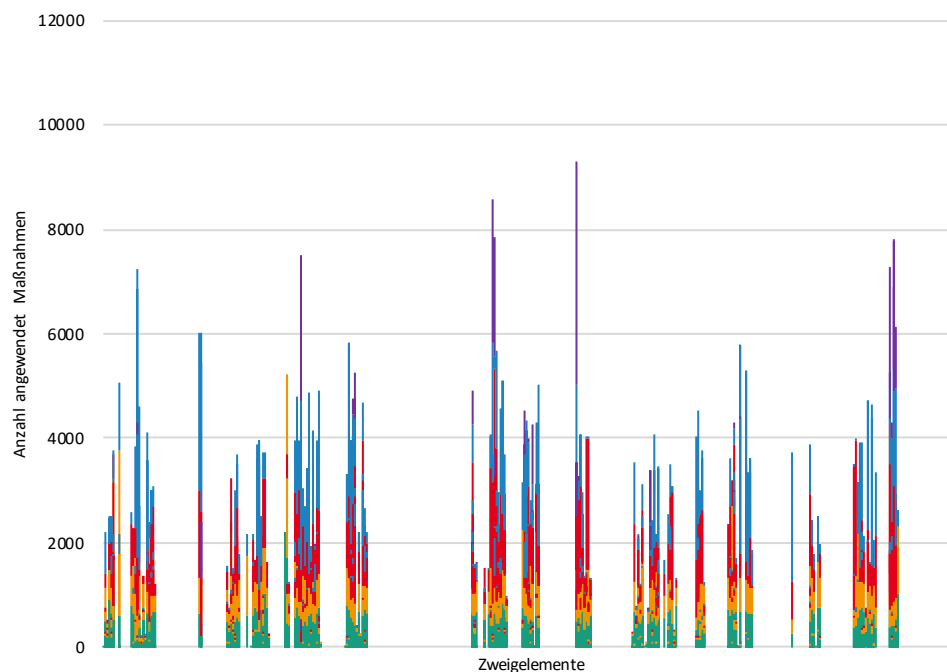
Quelle: Eigene Darstellung

### 8.2.2.2 Netzausbauplanung für 2050

In Abbildung 8-12 ist die Häufigkeitsverteilung der angewendeten AC-Maßnahmen für das Reformszenario im Jahr 2050 für alle 8760 Zeitschritte über die Zweigelemente dargestellt.

Es lässt sich erkennen, dass die AC-Maßnahmen über die unterschiedlichen Zeitschritte und Zweigelemente mit sehr unterschiedlichen Ausprägungen auftreten. Die absoluten Häufigkeiten der angewendeten AC-Maßnahmen über alle Zweigelemente ergeben sich zu folgenden Werten: Leiterseilmonitoring wird in Summe 343.904 Mal, Hochtemperatur-Leiterseile in Kombination mit Leiterseilmonitoring 266.557 Mal, Typ 2/4x 450<sup>2</sup> Al/St in Kombination mit Leiterseilmonitoring 320.506 Mal, Typ 2/4x 650<sup>2</sup> Al/St in Kombination mit Leiterseilmonitoring 259.687 Mal und ein Spannungsebenenwechsel von 220 kV zu 380 kV wird 27.598 Mal angewendet.

- Leiterseilmonitoring
- Hochtemperatur-Leiterseile + Leiterseilmonitoring
- Typ 2/4x 450<sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring
- Typ 2/4x 650<sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring
- Spannungsebenenwechsel 220 kV zu 380 kV

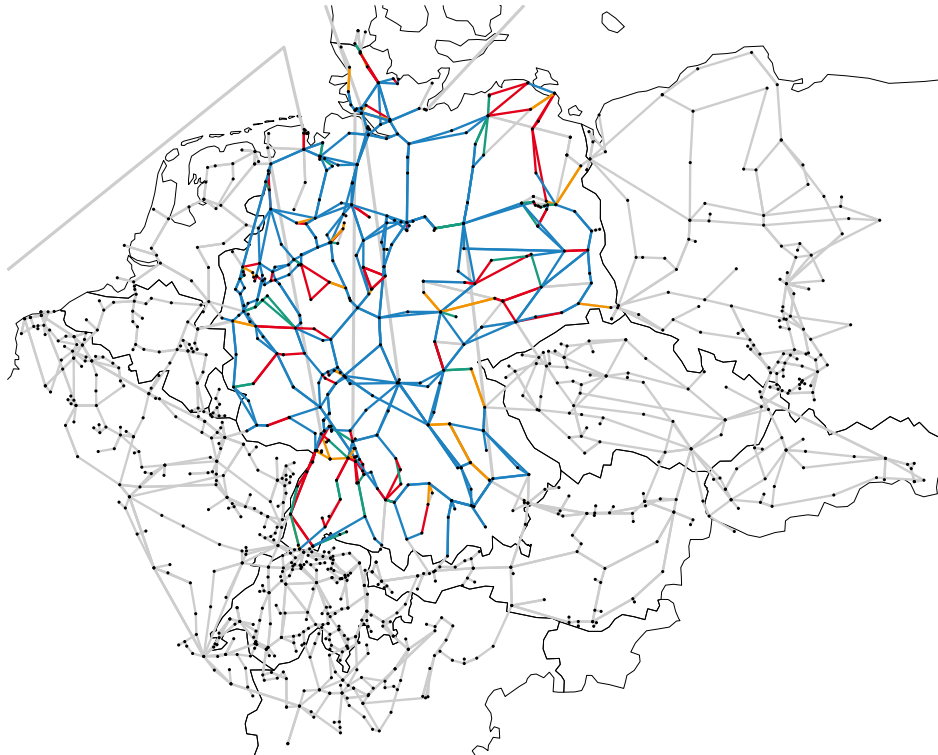


**Abbildung 8-12:** Häufigkeitsverteilung der angewendeten Maßnahmen für das Reformszenario im Jahr 2050 (8760 Zeitschritte) gegenüber dem Startnetz

Quelle: Eigene Darstellung

Basierend auf den Häufigkeitsverteilungen werden die finalen Zubauentscheidungen getroffen. Im Rahmen der Studie wurden diejenigen Maßnahmen ausgewählt, welche den größten Einfluss auf die maximale Stromtragfähigkeit der Zweigelemente haben. Die finalen Zubauentscheidungen und ihre geografische Verteilung sind in Abbildung 8-13 gegeben. In Tabelle 8-6 sind die finalen Zubauentscheidungen aufgeteilt nach den jeweiligen Spannungsebenen noch einmal detailliert dargestellt.

- Leiterseilmonitoring
- Hochtemperatur-Leiterseile + Leiterseilmonitoring
- Typ 2/4x 450<sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring
- Typ 2/4x 650<sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring
- keine Maßnahme



**Abbildung 8-13:** Geografische Verteilung der final ausgewählten AC-Maßnahmen für das Reformszenario im Jahr 2050

Quelle: Eigene Darstellung

| Maßnahme  | 220-kV-Leitungen | 380-kV-Leitungen |
|---|------------------|------------------|
| Leiterseilmonitoring                                    | 22               | 46               |
| Hochtemperatur-Leiterseile +<br>Leiterseilmonitoring    | 5                | 55               |
| Typ 2x 450 <sup>2</sup> Al/St +<br>Leiterseilmonitoring | 35               | -                |
| Typ 2x 650 <sup>2</sup> Al/St +<br>Leiterseilmonitoring | 60               | -                |
| Typ 4x 450 <sup>2</sup> Al/St +<br>Leiterseilmonitoring | -                | 88               |
| Typ 4x 450 <sup>2</sup> Al/St +<br>Leiterseilmonitoring | -                | 361              |
| 220 kV zu 380 kV  | 51               | -                |

**Tabelle 8-6:** Final ausgewählte AC-Maßnahmen der Netzausbauplanung für das Reformszenario im Jahr 2050 gegenüber dem AC-Startnetz

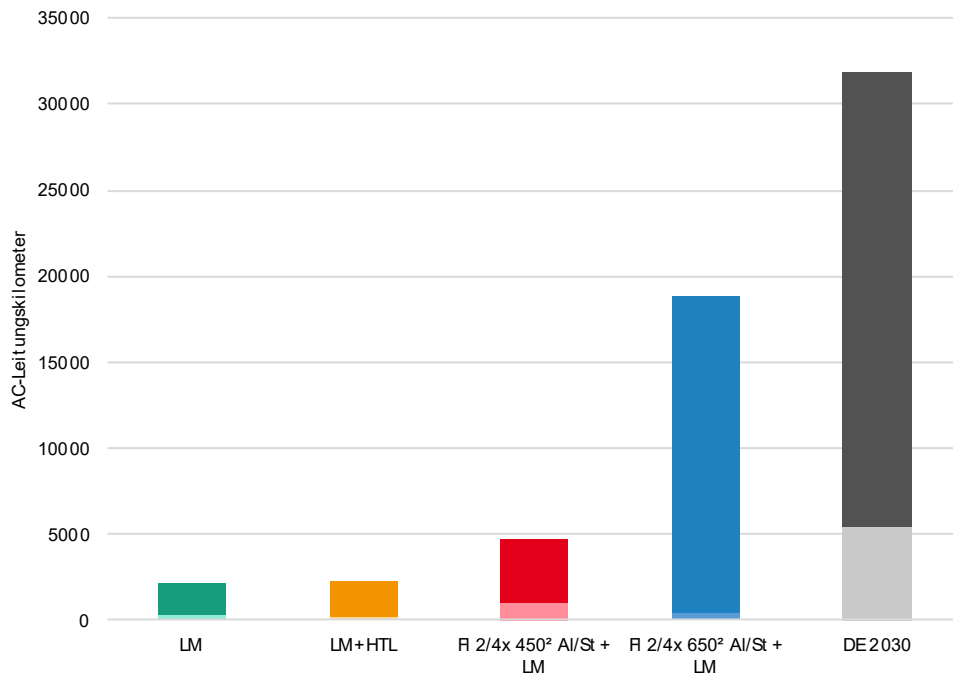
Quelle: Eigene Darstellung

Die Leitungskilometer, für welche die AC-Maßnahmen angewendet wurden, sind in Abbildung 8-14 und Tabelle 8-7 dargestellt. Als Referenz sollen an dieser Stelle die gesamten AC-Leitungskilometer für das verwendete Modell sowie für Deutschland (siehe auch Abbildung als Referenz) angegeben werden:

- Europa: in Summe 81.701,52 km, davon:
  - 31.324,95 km 220-kV-Leitungen und
  - 50.376,57 km 380-kV-Leitungen
- Europa: in Summe 31.788,22 km Startnetz, davon:
  - 5.418,42 km 220-kV-Leitungen und

- 26.369,80 km 380-kV-Leitungen

- Leiterseilmonitoring 380 kV
- Leiterseilmonitoring 220 kV
- Hochtemperatur-Leiterseile + Leiterseilmonitoring 380 kV
- Hochtemperatur-Leiterseile + Leiterseilmonitoring 220 kV
- Typ 4x 450<sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring 380 kV
- Typ 2x 450<sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring 220 kV
- Typ 4x 650<sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring 380 kV
- Typ 2x 650<sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring 220 kV
- Startnetz Deutschland 2030 380 kV
- Startnetz Deutschland 2030 220 kV



**Abbildung 8-14:** Geografische Verteilung der final ausgewählten Maßnahmen für das Reformszenario im Jahr 2050 im Vergleich zum Startnetz

Quelle: Eigene Darstellung

| Maßnahme   | 220-kV-Leitungen | 380-kV-Leitungen |
|--|------------------|------------------|
| Leiterseilmonitoring                                 | 322 km           | 1.886 km         |
| Hochtemperatur-Leiterseile + Leiterseilmonitoring    | 254 km           | 2.102 km         |
| Typ 2x 450 <sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring | 1.063 km         | -                |
| Typ 2x 650 <sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring | 456 km           | -                |
| Typ 4x 450 <sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring | -                | 3.654 km         |
| Typ 4x 650 <sup>2</sup> Al/St + Leiterseilmonitoring | -                | 18.464 km        |
| 220 kV zu 380 kV                                     | 2.031 km         | -                |

**Tabelle 8-7:** AC-Leitungskilometer der final ausgewählten Maßnahmen der Netzausbauplanung für das Reformszenario im Jahr 2050 gegenüber dem AC-Startnetz

Quelle: Eigene Darstellung

Diese finalen Ausbauentscheidungen sind die Grundlage für die nachfolgende optimierte Netzbetriebsführung, welche im nächsten Abschnitt präsentiert wird.

### 8.2.3 Ergebnisse der optimierten Netzausbaubetriebsführung

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der optimierten Netzbetriebsführung präsentiert. Diese basieren auf den Ergebnissen der optimierten Netzplanung (vgl. 5.3.2), den Freiheitsgraden innerhalb der optimierten Netzbetriebsführung (vgl. 5.3.1.2) und den zugehörigen Kostenannahmen, welche in Tabelle 8-8 dargestellt sind. An dieser Stelle sind nur die Kosten für die innerhalb der optimierten Netzbetriebsführung zur Verfügung stehenden Flexibilitätäten dargestellt.

### 8.2.3.1 Netzbetriebsführung im Jahr 2030

| Erzeugungskategorie   | Kosten in €/MWh      |                         |
|-----------------------|----------------------|-------------------------|
|                       | Einspeisungserhöhung | Einspeisungsreduzierung |
| Batterien             | 1,00                 | 39,37                   |
| Bestands-KWK-Anlagen  | 110,24               | 46,31                   |
| Biomasse flexibel     | 115,24               | 28,42                   |
| GuD-Kraftwerke        | 105,24               | 10,00                   |
| Neue KWK-Anlagen      | 110,24               | 19,21                   |
| Gasturbinen           | 105,24               | 10,00                   |
| Offshore-Wind         | -                    | 36,69                   |
| Onshore-Wind          | -                    | 36,45                   |
| Photovoltaik          | -                    | 31,57                   |
| Wasserkraft (Turbine) | 120,24               | 39,37                   |
| PV-Speicher           | 1,00                 | 39,37                   |
| Verbrauchskategorie   | Verbrauchserhöhung   | Verbrauchsreduzierung   |
| Power-2-Gas           | 3,00                 | 22,37                   |
| Zentrale Wärmepumpen  | -                    | 140,32                  |
| Elektrische LKW       | -                    | 139,81                  |
| Elektrodenkessel      | -                    | 46,31                   |
| Neue KWK-Anlagen      | -                    | 46,31                   |
| Elektrolyseure        | 2,00                 | 86,92                   |
| Wasserkraft (Pumpe)   | 1,00                 | 1,00                    |
| Bestands-KWK-Anlagen  | -                    | 46,31                   |

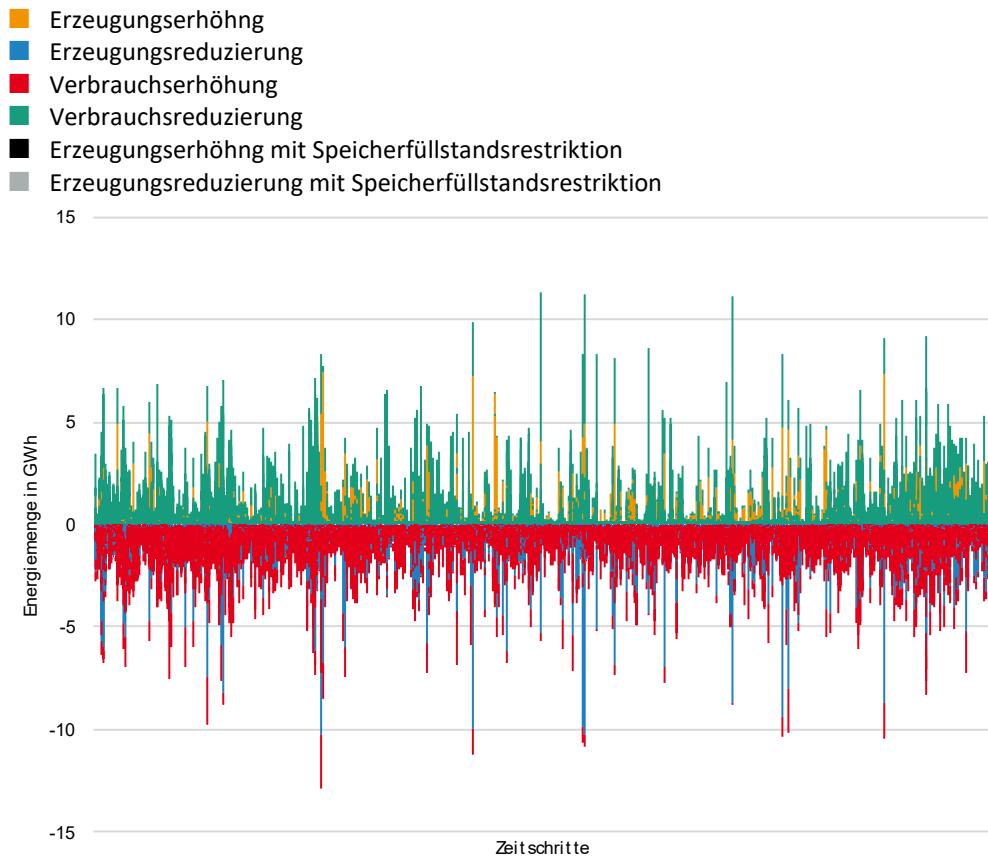
**Tabelle 8-8 Kostenannahmen für die in der optimierten Netzbetriebsführung verfügbaren Technologien für das Reformszenario im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

Basierend auf den genannten Eingangsparametern (Tabelle 8-8) wurde eine Optimierung der Netzbetriebsführung durchgeführt. Die Ergebnisse in Form von Energiemengen dieser Jahressimulation für 8760 Zeitschritte sind in Abbildung 8-12 dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass die optimierte Betriebsführung nicht in allen Zeitschritten bilanzneutral ausgeführt werden kann. Durch die Speicherfüllstandsrestriktionen kann es dazu kommen, dass die Speichertechnologie an den unterschiedlichen Netzknoten durch die optimierte Netzbetriebsführung der Speicher komplett gefüllt oder komplett geleert wird. Kommt nun von der Strommarktsimulation ein entsprechendes Signal, so kann es vorkommen, dass die Energie entweder nicht aus dem Speicher abgerufen oder aber nicht im Speicher gespeichert werden kann. Dies wird durch die optimierte Netzbetriebsführung durch ein Umfahren innerhalb der Optimierung abgefangen. Diese Werte und Größen stellen sich wie folgt dar:

- Durch Speicherfüllstandsrestriktionen nicht abrufbare Erzeugung aus Marktsignalen: 19,49 GWh

- Durch Speicherfüllstandsrestriktionen nicht abrufbarer Verbrauch aus Marktsignalen: 3.201,78 GWh

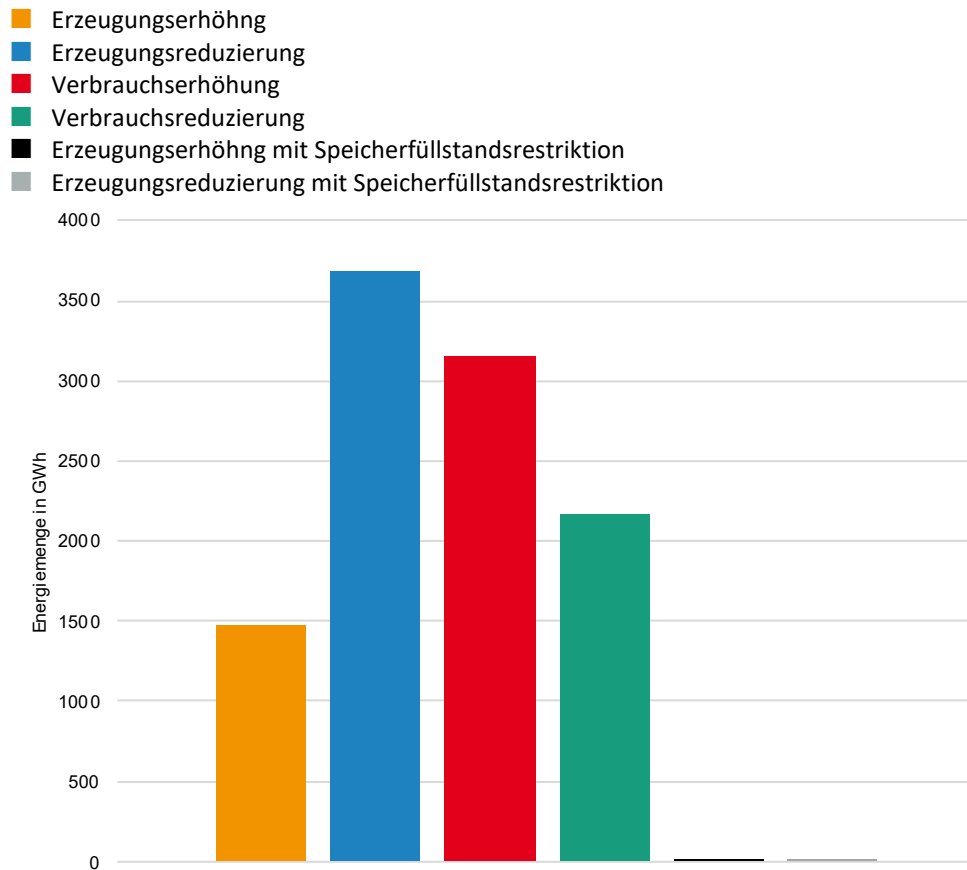


**Abbildung 8-12: Energiemengen der 8760 Zeitschritte aufgeteilt nach Flexibilitäten für das Reformszenario im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

Basierend auf diesen Ergebnissen für die Zeitreihensimulationen können die Jahreswerte hinsichtlich der Energiemengen und der daraus resultierenden Kosten abgeleitet werden. Die summierten Energiemengen für 8760 Zeitschritte sind in Abbildung 8-16 dargestellt. Die Summen belaufen sich auf: Einspeisungserhöhung = 1.477,12 GWh, Einspeisungsreduzierung = 3.692,17 GWh, Verbrauchserhöhung = 3.148,72 GWh, Verbrauchsreduzierung = 2.166,41 GWh, Erzeugungserhöhung mit Speicherfüllstandsrestriktionen = 3,28 GWh und Erzeugungsreduzierung mit Speicherfüllstandsrestriktionen = 3,27 GWh.





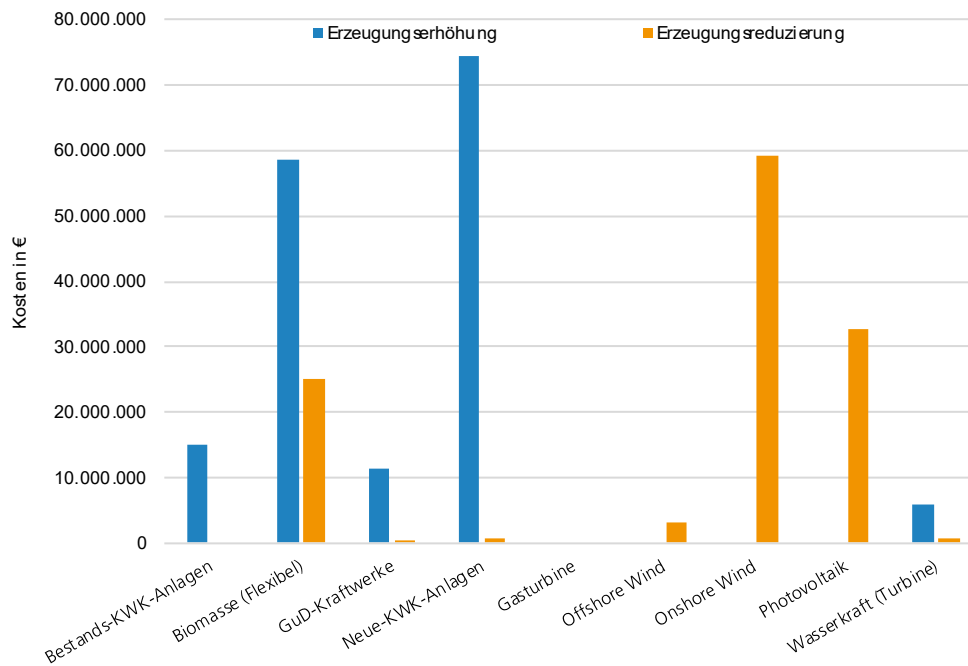
**Abbildung 8-13: Summe der Energiemengen aufgeteilt nach Flexibilitäten für das Reformszenario im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

Die zugehörigen Kosten sind, aufgeteilt nach den jeweiligen Kategorien und Flexibilitäten, in Abbildung 8-14 bis Abbildung 8-16 dargestellt. Die einzelnen Kosten der jeweiligen Kategorien belaufen sich dabei auf die folgenden Werte:

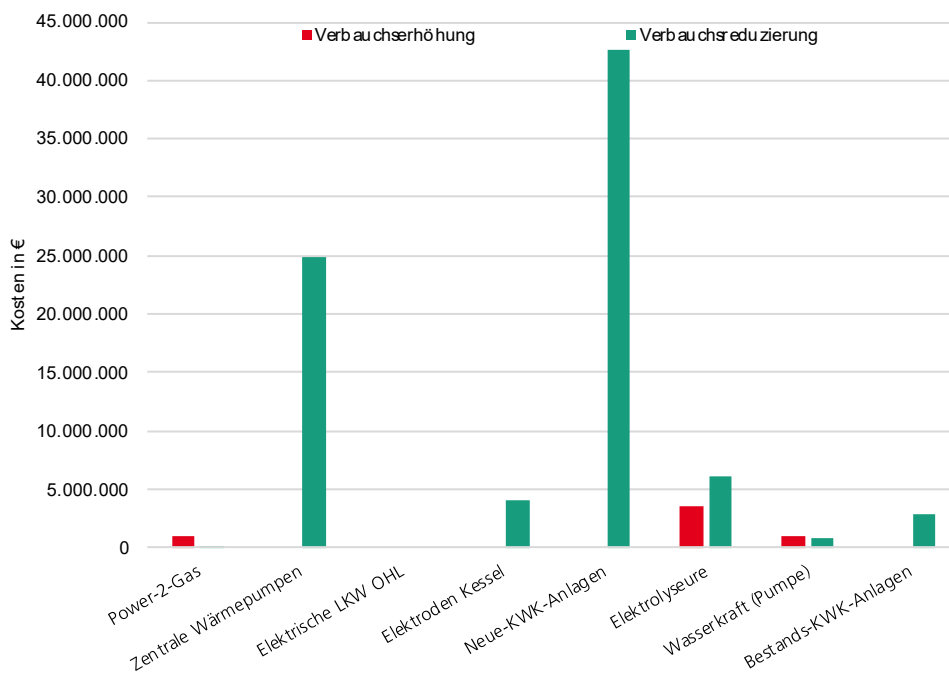
- Batterien: 0 €
- Bestands-KWK-Anlagen: 15.074.241 €
- Biomasse flexibel: 83.751.009 €
- GuD-Kraftwerke: 11.421.583 €
- Neue KWK-Anlagen: 75.134.228 €
- Gasturbinen: 5 €
- Offshore-Wind: 3.196.575 €
- Onshore-Wind: 59.296.208 €
- Photovoltaik: 32.730.067 €
- Wasserkraft (Turbine): 6.358.799 €
- PV-Speicher: 132.008 €
- Power-2-Gas: 1.126.363 €
- Zentrale Wärmepumpen: 24.927.749 €
- Elektrische LKW: 0 €
- Elektrodenkessel: 4.083.210 €
- Neue KWK-Anlagen: 42.641.943 €
- Elektrolyseure: 9.660.321 €
- Bestands-KWK-Anlagen: 2.867.692 €
- Wasserkraft (Pumpe): 1.873.235 €

Diese ergeben wiederum Gesamtkosten für die optimierte Netzbetriebsführung von 374.275.236 € für das Reformszenario im Jahr 2030.



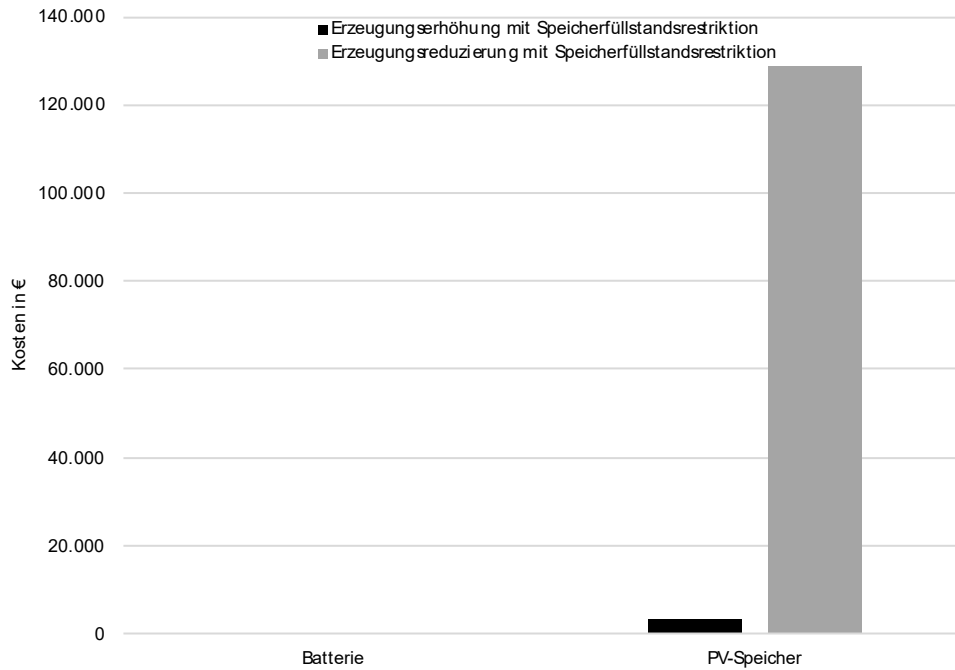
**Abbildung 8-14: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Erzeugungskategorien für das Reformszenario im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung



**Abbildung 8-15: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Verbraucherkategorien für das Reformszenario im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung



**Abbildung 8-16: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Erzeugungskategorien mit Speicherfüllstandsrestriktionen für das Reformszenario im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

### 8.2.3.2 Netzbetriebsführung im Jahr 2050

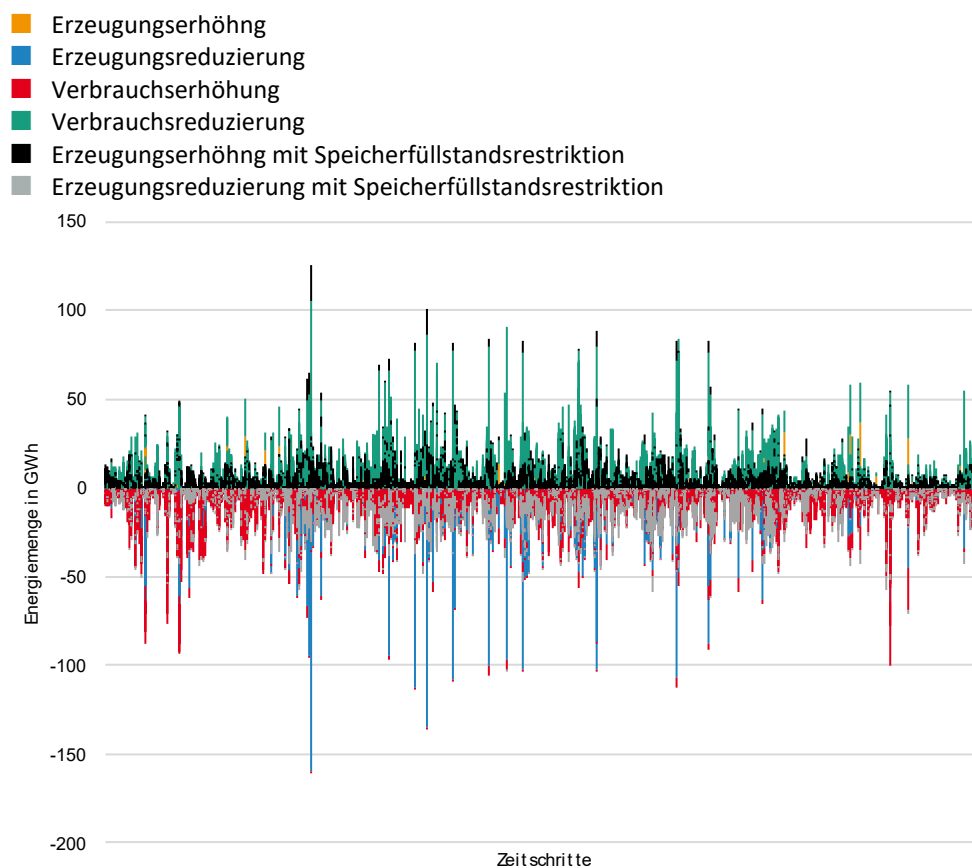
| Erzeugungskategorie   | Kosten in €/MWh      |                         |
|-----------------------|----------------------|-------------------------|
|                       | Einspeisungserhöhung | Einspeisungsreduzierung |
| Batterien             | 1,00                 | 80,79                   |
| Bestands-KWK-Anlagen  | 308,50               | 133,54                  |
| Biomasse flexibel     | 313,50               | 51,56                   |
| GuD-Kraftwerke        | 303,50               | 10,00                   |
| Neue KWK-Anlagen      | 308,50               | 30,78                   |
| Gasturbinen           | 303,50               | 10,00                   |
| Offshore-Wind         | -                    | 70,26                   |
| Onshore-Wind          | -                    | 72,08                   |
| Photovoltaik          | -                    | 57,28                   |
| Wasserkraft (Turbine) | 318,50               | 80,79                   |
| PV-Speicher           | 1,00                 | 80,79                   |
| Verbrauchskategorie   | Verbrauchserhöhung   | Verbrauchsreduzierung   |
| Power-2-Gas           | 3,00                 | 70,97                   |
| Zentrale Wärmepumpen  | -                    | 404,67                  |
| Elektrische LKW OHL   | -                    | 205,86                  |
| Elektrodenkessel      | -                    | 133,54                  |
| Neue KWK-Anlagen      | -                    | 133,54                  |
| Elektrolyseure        | 2,00                 | 66,01                   |
| Wasserkraft (Pumpe)   | 1,00                 | 1,00                    |
| Bestands-KWK-Anlagen  | -                    | 133,54                  |

**Tabelle 8-9: Kostenannahmen für die in der optimierten Netzbetriebsführung verfügbaren Technologien für das Reformszenario im Jahr 2050**

Quelle: Eigene Darstellung

Basierend auf den genannten Eingangsparametern (Tabelle 8-9) wurde eine Optimierung der Netzbetriebsführung durchgeführt. Die Ergebnisse in Form von Energiemengen dieser Jahressimulation für 8760 Zeitschritte sind in Abbildung 8-17 dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass die optimierte Betriebsführung nicht in allen Zeitschritten bilanzneutral ausgeführt werden kann. Durch die Speicherfüllstandsrestriktionen kann es dazu kommen, dass die Speichertechnologie an den unterschiedlichen Netzknoten durch die optimierte Netzbetriebsführung der Speicher komplett gefüllt oder komplett geleert wird. Kommt nun von der Strommarktsimulation ein entsprechendes Signal, so kann es vorkommen, dass die Energie entweder nicht aus dem Speicher abgerufen oder aber nicht im Speicher gespeichert werden kann. Dies wird durch die optimierte Netzbetriebsführung durch ein Umfahren innerhalb der Optimierung abgefangen. Diese Werte und Größen belaufen sich auf:

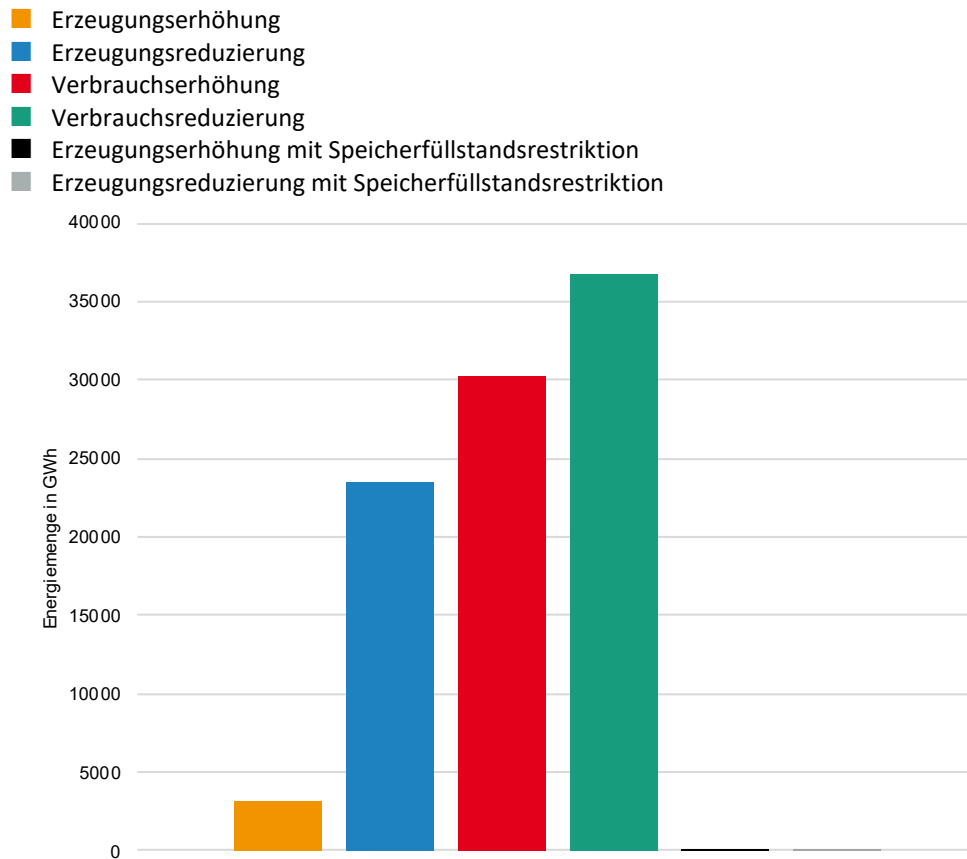
- Durch Speicherfüllstandsrestriktionen nicht abrufbare Erzeugung aus Marktsignalen: 4.726,72 GWh
- Durch Speicherfüllstandsrestriktionen nicht abrufbarer Verbrauch aus Marktsignalen: 18.594,97 GWh



**Abbildung 8-17: Energie-mengen der 8760 Zeitschritte aufgeteilt nach Flexibilitätäten für das Reformszenario im Jahr 2050**

Quelle: Eigene Darstellung

Basierend auf diesen Ergebnissen für die Zeitreihensimulationen können die Jahreswerte hinsichtlich der Energiemengen und der daraus resultierenden Kosten abgeleitet werden. Die summierten Energiemengen für 8760 Zeitschritte sind in Abbildung 5-23 dargestellt. Die Summen belaufen sich auf: Einspeisungserhöhung = 3.143,24 GWh, Einspeisungsreduzierung = 23.526,12 GWh, Verbrauchserhöhung = 30.278,48 GWh, Verbrauchsreduzierung = 36.743,00 GWh, Erzeugungserhöhung mit Speicherfüllstandsrestriktionen = 22,67 GWh und Erzeugungsreduzierung mit Speicherfüllstandsrestriktionen = 22,62 GWh.



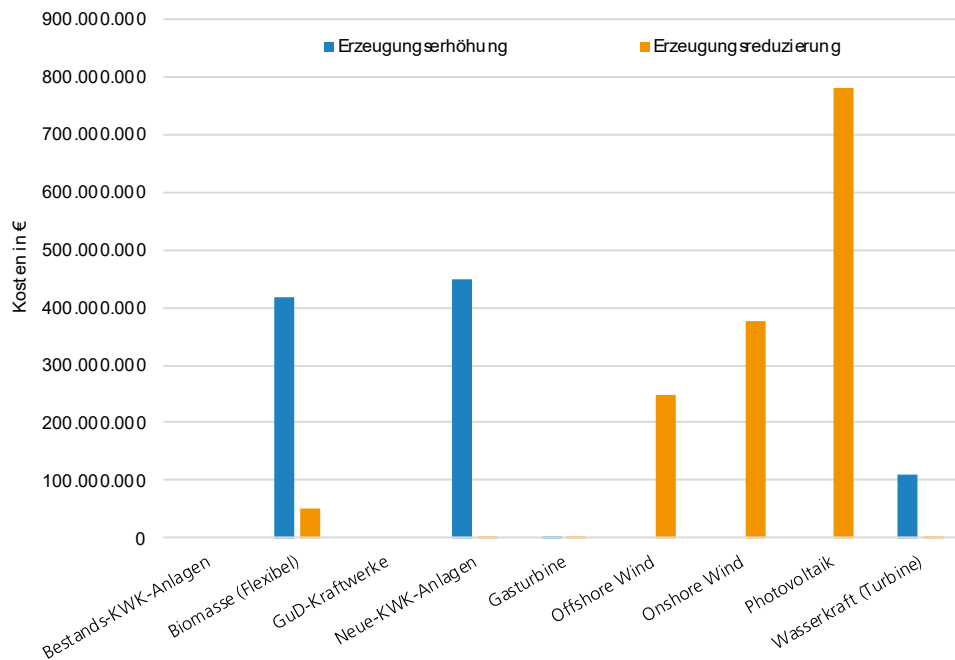
**Abbildung 8-18: Summe der Energiemengen aufgeteilt nach Flexibilitäten für das Reformszenario im Jahr 2050**

Quelle: Eigene Darstellung

Die zugehörigen Kosten sind, aufgeteilt nach den jeweiligen Kategorien und Flexibilitäten, in Abbildung 8-19 bis Abbildung 8-21 dargestellt. Die einzelnen Kosten der jeweiligen Kategorien belaufen sich dabei auf die folgenden Werte:

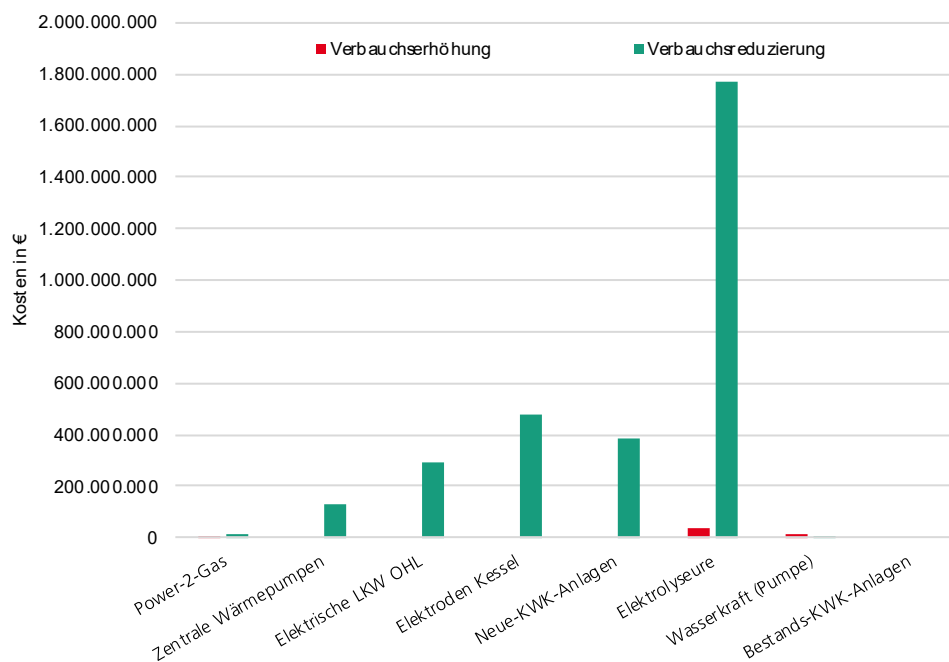
|                          |                 |
|--------------------------|-----------------|
| • Batterien:             | 818.958 €       |
| • Bestands-KWK-Anlagen:  | 0 €             |
| • Biomasse flexibel:     | 468.968.050 €   |
| • GuD-Kraftwerke:        | 4 €             |
| • Neue KWK-Anlagen:      | 451.485.215 €   |
| • Gasturbinen:           | 2.108.187 €     |
| • Offshore-Wind:         | 249.779.134 €   |
| • Onshore-Wind:          | 377.861.630 €   |
| • Photovoltaik:          | 782.752.418 €   |
| • Wasserkraft (Turbine): | 111.732.781 €   |
| • PV-Speicher:           | 1.031.479 €     |
| • Power-2-Gas:           | 13.104.805 €    |
| • Zentrale Wärmepumpen:  | 126.430.717 €   |
| • Elektrische LKW OHL:   | 292.615.884 €   |
| • Elektrokessel:         | 479.723.360 €   |
| • Neue KWK-Anlagen:      | 386.556.076 €   |
| • Elektrolyseure:        | 1.808.709.406 € |
| • Bestands-KWK-Anlagen:  | 0 €             |
| • Wasserkraft (Pumpe):   | 12.351.476 €    |

Diese ergeben wiederum Gesamtkosten für die optimierte Netzbetriebsführung von 5.566.029.580 € für das Reformszenario im Jahr 2050.



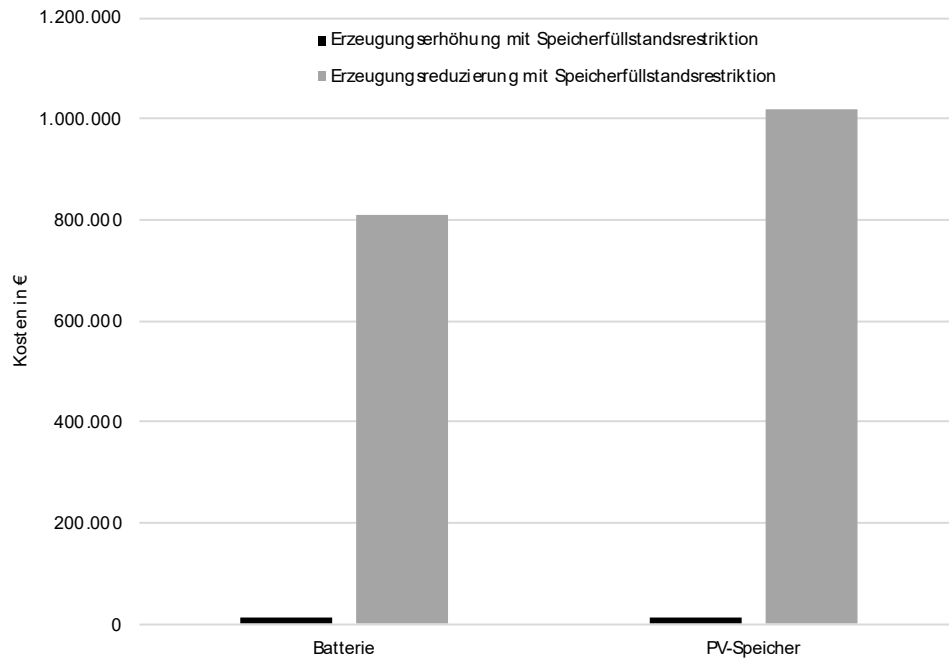
**Abbildung 8-19: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Erzeugungskategorien für das Reformszenario im Jahr 2050**

Quelle: Eigene Darstellung



**Abbildung 8-20: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Verbraucherkategorien für das Reformszenario im Jahr 2050**

Quelle: Eigene Darstellung



**Abbildung 8-21: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Erzeugungskategorien mit Speicherfüllstandsrestriktionen für das Reformszenario im Jahr 2050**

Quelle: Eigene Darstellung

#### 8.2.4 Einordnung und Reflexion der Ergebnisse

Um die Ergebnisse der optimierten Netzausbauplanung sowie der optimierten Netzbetriebsführung einzuordnen, werden diese anhand bekannter Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber, der Bundesnetzagentur, des Basisszenarios sowie anhand der Ergebnisse aus Abschnitt 5.3 reflektiert.

Basierend auf dem in Abschnitt 4.6.1 beschriebenen Netzmodell wurden die optimierte Netzausbauplanung sowie die optimierte Netzbetriebsführung durchgeführt. Diese liefern für das Jahr 2030 einen Zubaubedarf mit geringeren Kosten von 3.799 km für Leiterseilmonitoring und 4.080 km für Hochtemperaturleiterseile in Kombination mit Leiterseilmonitoring. Deutlich höhere Aufwände ergeben sich dagegen bei 4.970 km für den Austausch mit dem Typ 2/4x 450<sup>2</sup> Al/St in Kombination mit Leiterseilmonitoring, bei 2.859 km für den Austausch mit dem Typ 2/4x 650<sup>2</sup> Al/St in Kombination mit Leiterseilmonitoring und bei 324 km für einen Spannungsebenenwechsel von 220-kV- zu 380-kV-Leitungen (siehe auch Tabelle 8-5). Somit ergibt sich ein Gesamtzubaubedarf für den Ersatzneubau von Leitungen von 7.829 km bezüglich der AC-Leitungen. Diese Zahlen sind im Vergleich mit dem NEP 2030-2017, NEP 2030-2019 und dem Basisszenario 2030 in Tabelle 8-10 dargestellt. An dieser Stelle ist weiterhin zu beachten, dass das Startnetz des NEP 2030-2019 im Vergleich zum NEP 2030-2017 700 km an Startnetz-Maßnahmen mehr umfasst.



| Szenario            | Leitungskilometer<br>AC-Zubaumaßnah-<br>men | Leitungskilometer<br>DC-Zubaumaßnah-<br>men | Leitungskilometer<br>Zubaumaßnahmen<br>Gesamt |
|---------------------|---|---|---|
| NEP 2030-2017       | 7.260 <sup>71</sup> km                      | 2.540 <sup>71</sup> km                      | 9.800 <sup>71</sup> km                        |
| NEP 2030-2019       | 5.190 <sup>71</sup> km                      | 3.870 <sup>71</sup> km                      | 9.060 <sup>71</sup> km                        |
| Basisszenario 2030  | 6.547 km                                    | 2.540 km                                    | 9.087 km                                      |
| Reformszenario 2030 | 7.829 km                                    | 2.540 km                                    | 10.369 km                                     |

Quelle: Eigene Darstellung

Es lässt sich erkennen, dass der identifizierte Zubaubedarf für das Reformszenario im Jahr 2030 im Vergleich zum NEP 2030-2017 in einer ähnlichen Größenordnung liegt bezogen auf die AC-Zubaumaßnahmen. Für den NEP 2030-2019 wird im Vergleich zum Reformszenario 2030 ein geringerer AC-Zubaubedarf identifiziert, wobei darauf verwiesen wird, dass das Startnetz des NEP 2030-2019 bereits um 700 km im Vergleich zum Startnetz des NEP 2030-2017 erweitert wurde. Bezogen auf das Basisszenario 2030 ergibt sich ein gesteigerter Zubaubedarf von 1.282 km bezogen auf die AC-Zubaumaßnahmen.

Weiterhin wird sowohl im NEP 2030-2017 als auch im NEP 2030-2019 Freileitungsmonitoring (bzw. witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb) bei Stromkreisen, auf welche diese Maßnahme angewendet werden kann, als berücksichtigt bzw. realisiert unterstellt [2, 4]. Dies wird deshalb im Unterschied zu den im Rahmen dieser Studie dargestellten Ergebnisse in den Netzentwicklungsplänen nicht explizit dargestellt.

Im aktuellen Netzentwicklungsplan 2035 aus dem Jahr 2021 [7] wird festgehalten, dass die Umrüstung bestehender 220-kV-Leitungen i. d. R. aus Nachhaltigkeitsgründen ausscheidet. Diese Ergebnisse spiegeln sich in den Ergebnissen der optimierten Netzausbauplanung für das Reformszenario im Jahr 2030 wider, da hier nur ein geringer Anteil der Leitungskilometer (576 km) für 220-kV-Leitungen durch Hochtemperaturleiterseile ersetzt wird (vgl. Tabelle 8-5).

Es lässt sich im Vergleich festhalten, dass der Zubaubedarf des Reformszenarios für das Jahr 2030 gegenüber dem NEP 2030-2017, dem NEP 2030-2019 und dem Basisszenario 2030 leicht gestiegen ist. Bezogen auf die Freiheitsgrade Leiterseilmonitoring und den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen ist der Bedarf im Reformszenario 2030 im Vergleich zum Basisszenario 2030 hingegen leicht gesunken. Dies spricht für eine höhere Auslastung des Netzes in einigen Stunden des Jahres und kann u. a. von den im NEP 2030-2017 und NEP 2030-2019 zusätzlichen Freiheitsgraden (die Entscheidung über den Zubau von neuen AC- und DC-Trassen) oder aber der unterschiedlichen Verteilung bzw. installierten Leistung von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern herrühren.

Die Kosten der optimierten Netzbetriebsführung, die Redispatch und Einspeisemanagement beinhaltet, belaufen sich für das Reformszenario 2030 auf 286 Mio. €. Im Vergleich dazu belaufen sich die Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, insbesondere für Redispatch und Einspeisemanagement, für das Jahr 2020 auf ca. 1.382 Mio. € [20]. Basierend auf den gegebenen Freiheitsgraden der optimierten Netzbetriebsführung, den gegebenen Kosten (vgl. Abschnitt 8.2.3.1), den getroffenen Zubaumaßnahmen und der regionalen Verteilung der Erzeugungsanlagen und Verbraucher können die Kosten für das Engpassmanagement im Vergleich zu heute auf 20,5 % reduziert werden. Die Energiemenge, die im Reformszenario 2030 durch die optimierte Netzbetriebsführung verändert wird, beträgt 10,761 TWh (vgl. Tabelle 8-11) und kann somit um ca. 47 % im Vergleich zu den heutigen Zahlen (22,914 TWh [20]) reduziert werden. Im Vergleich zum Basisszenario ergeben sich eine geringe Erhöhung der Kosten um 11 % und eine Steigerung der Energiemenge um ca. 30 %.

<sup>71</sup> Die hier angegebenen Leitungskilometer beziehen sich auf den Mittelwert über die Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 des jeweiligen Netzentwicklungsplans

| Szenario            | Verbleibende Energiemenge |
|---------------------|---------------------------|
| NEP 2030-2019       | Keine Berücksichtigung    |
| NEP 2030-2017       | 5,8 TWh <sup>72</sup>     |
| Basisszenario 2030  | 7,0 TWh                   |
| Reformszenario 2030 | 10,7 TWh                  |

Quelle: Eigene Darstellung

Die zugebauten AC-Leitungskilometer liegen für das Reformszenario im Jahr 2050 bei ca. 23.600 km. Im Vergleich dazu liegen diese für das Reformszenario 2030 bei ca. 7.800 km. Dies bedeutet eine Vergrößerung des Zubaunetzes um ca. 301 %. Der Netzentwicklungsplan 2035 aus dem Jahr 2021 [7] weist für das betrachtete Szenario B 2040 Zubaumaßnahmen in Höhe von 6.670 km aus (4.295 km AC-Zubaumaßnahmen und 2.375 km DC-Zubaumaßnahmen) basierend auf dem Startnetz des NEP 2030-201. Das Startnetz enthält dabei einen sehr deutlich gesteigerten Umfang an Startmaßnahmen von 6100 km, was einer Steigerung von 3500 km im Vergleich zum NEP 2019-2019 entspricht [7]. Basierend auf diesem Startnetz wird für das Szenario B 2040 der zuvor beschriebene Zubau ermittelt. Dies würde also einem Zubau von rund 12.770 km bis zum Jahr 2040 entsprechen. Bezogen auf einen Fünfjahreszeitraum entspricht dies einem Zubau von 6.385 km pro fünf Jahre. Für das Reformszenario im Jahr 2050 würde ein entsprechender Zubau in diesem Zeitraum ca. 5.908 km pro fünf Jahre entsprechen und somit einen geringeren Netzausbau bedeuten. Verglichen mit dem Basisszenario 2050 ergibt sich ein um rund 400 km erhöhter Zubaubedarf in diesem Zeitfenster.

Die Kosten für den Netzausbau werden auch für das Reformszenario mit einem pauschalen Kostenfaktor für 2030 abgeleitet von 2,4 Mrd.€/Trassen-km einmaliger Investitionskosten bzw. 180 Mio.€/a\*Trassen-km annuitätischer Kosten (7% Zins, 40 Jahre). Für 2050 beträgt dieser Wert ca. 2,9 Mrd.€/Trassen-km einmaliger Investitionskosten und 215 Mio.€/a\*Trassen-km annuitätischer Kosten. Überschlägig ergeben sich hier im Reformszenario zusätzliche jährliche Kosten von 2,2 Mrd.€/a im Jahr 2030 (+0,2 Mrd.€/a mehr als im Basisszenario) und 5,9 Mrd.€/a im Jahr 2050 (+0,2 Mrd.€/a mehr als im Basisszenario). Diese grobe Einordnung macht erkennbar, dass die Kostensteigerungen gegenüber dem Basisszenario nur gering sind im Vergleich zu den Kosteneinsparungen bei der Betriebsführung.

Im Kontext der optimierten Netzbetriebsführung liegen die Energiemengen für das Jahr 2050 bei ca. 83,8 TWh. Im Vergleich zum Reformszenario 2030 entspricht das einer Steigerung um ca. 779 %. Die Kosten steigen von rund 374 Mio. € auf ca. 5.566 Mio. €, was einer Kostensteigerung von ungefähr 1.488 % entspricht. Im Vergleich zu den heutigen Kosten (Redispatch und Einspeisemanagement für das Jahr 2020) nach [20] entspricht das einer Steigerung um rund 369 % und bezogen auf die Energiemenge einer Steigerung um ca. 365 %.

Verglichen mit dem Basisszenario 2050 ergibt sich zwar eine Erhöhung der Energiemenge von 64,4 TWh auf 83,8 TWh und somit einer Erhöhung von ca. 30 %, die resultierenden Kosten fallen jedoch aufgrund der zusätzlichen Freiheitsgrade um 32 % geringer aus. Im Vergleich der Abbildung 5-24 mit der Abbildung 8-13 lassen sich die genutzten neuen Flexibilitäten im Rahmen des Reformszenarios (vorwiegend aufseiten der Verbraucher) gut erkennen.

### 8.3 EE-Finanzierung

Ähnlich wie im Basisszenario (siehe Kapitel 5.4) soll eine Analyse der Finanzierung der Erneuerbaren Energien auf Basis der erzielbaren Marktwerte, der Häufigkeit negativer Strompreise

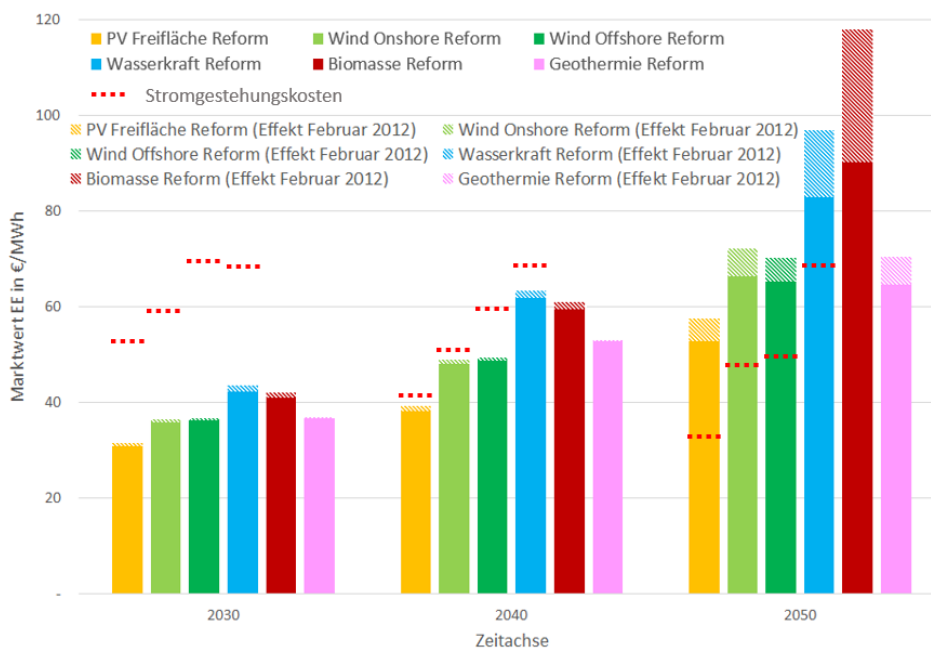
<sup>72</sup> Die hier angegebenen Energiemengen beziehen sich auf den Mittelwert über die Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 des jeweiligen Netzentwicklungsplans

und der potenziellen Sanktionen geförderter Anlagen über den §51 EEG 2021 unter den Rahmenbedingungen des Reformszenarios erfolgen.

Auch hierbei werden in Kapitel 8.3.4 mit einer Skalierung auf 85 % der ermittelten wirtschaftlichen Flexibilität in einem perfekt austarierten System die Auswirkungen auf realitätsnähere Rahmen dargestellt.

### 8.3.1 Marktwerte Erneuerbarer Energien

Basierend auf den Jahresmarktwerten des Ausgangsjahres 2020 sind die in Abbildung 8-22 gezeigten Erneuerbaren Marktwerte für das Jahr 2030 aller Erneuerbaren Technologien auf einem ähnlichen bzw. höheren Niveau. Gegenüber dem Basisszenario zeigt sich vor allem im Photovoltaikbereich (ca. +14 €/MWh) bzw. im Windbereich (ca. +11 €/MWh) eine deutliche Marktwertsteigerung, welche sich auch in den darauffolgenden Dekaden im leicht reduzierten Rahmen (ca. +9 €/MWh bis +10 €/MWh) fortsetzt.



**Abbildung 8-22: Übersicht über die Marktwerte Erneuerbarer Energien im Reformszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

Unterstellt man leicht bessere Stromgestehungskosten wie in [56] als in dieser Studie (s. Tabelle A-1), könnte durch die positive Marktentwicklung für Windenergie onshore sowie PV-Freiflächen im Reformszenario bereits im Jahr 2040 der wirtschaftlich marktlich tragfähige Rahmen erreicht werden. Spätestens ab dem Jahr 2040 kann im PV-Freiflächensegment, der Windenergie onshore und offshore sowie der Wasserkraft der wirtschaftliche rein marktlich getriebene Ausbau dargestellt werden.

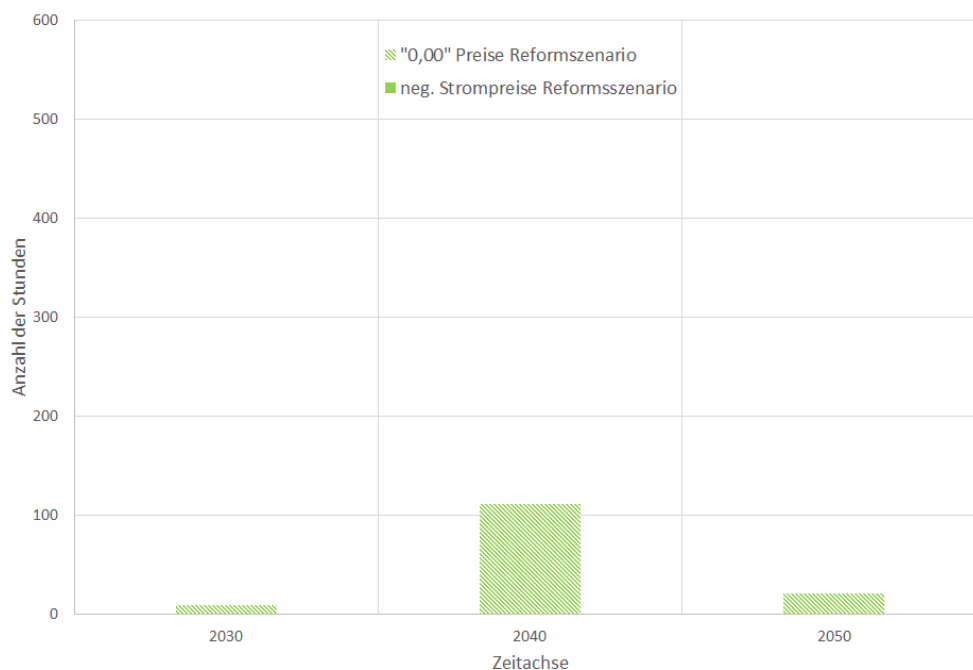
Die realisierten Marktwerte für die Bioenergie im Jahr 2050 im Mittel von über 118 €/MWh bzw. der Geothermie im Mittel von 70 €/MWh liegen allerdings unterhalb der Stromgestehungskosten für Bioenergien (feste Biomasse = 125 €/MWh, unflexible Biogasanlagen = 192 €/MWh, flexible Biogasanlagen = 194 bis 209 €/MWh) bzw. der Geothermie (149 €/MWh). Somit entstehen für diese Technologien auch weiterhin Differenzkosten, welche über eine Förderung ausgeglichen werden müssen.

Ohne die Bioenergieleistung käme es hingegen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu einem zweistelligen Zubau im GW-Bereich an neuen H2-Gaskraftwerken. Da diese neuen H2-Gaskraftwerke für den wirtschaftlichen Betrieb ähnlich hohe Stromgestehungskosten aufweisen wie Teile der Bioenergie, käme es zur Erreichung der benötigten Marktwerte zu einer erheblichen Erhöhung und Ausweitung hoher Strompreisphasen, welche ebenfalls Teile der Bioenergie potenziell wirtschaftlich ohne Förderung abbilden ließen.

### 8.3.2 Negative Strompreise

Innerhalb des Reformszenarios kam es in keiner der drei Dekaden zu einem negativen Strompreis. Wie in Abbildung 8-23 zu sehen, gibt es innerhalb des Reformszenarios vor allem im Jahr 2040 verstärkt Zeitfenster mit „0,00 €/MWh“. Hintergrund sind die gewählten Maßnahmen (siehe Kapitel 6) zur Ausweitung der Flexibilitäten. Hierzu zählt neben Verbraucherflexibilitäten auch die Erzeugungsflexibilität über die Maßnahme einer Mengenförderung für Erneuerbare Energien.

Auf Basis der Mengenförderung können Erneuerbare Energien ein Angebot bei einem Strompreis bis 0,00 €/MWh einstellen, ohne dabei nennenswerte wirtschaftliche Verluste einzugehen. Diese nachgelagerte Flexibilität wandelt somit die letzten verbliebenen negativen Strompreisstunden, für die sich keine externe wirtschaftliche Flexibilität findet, in positive Strompreise um.

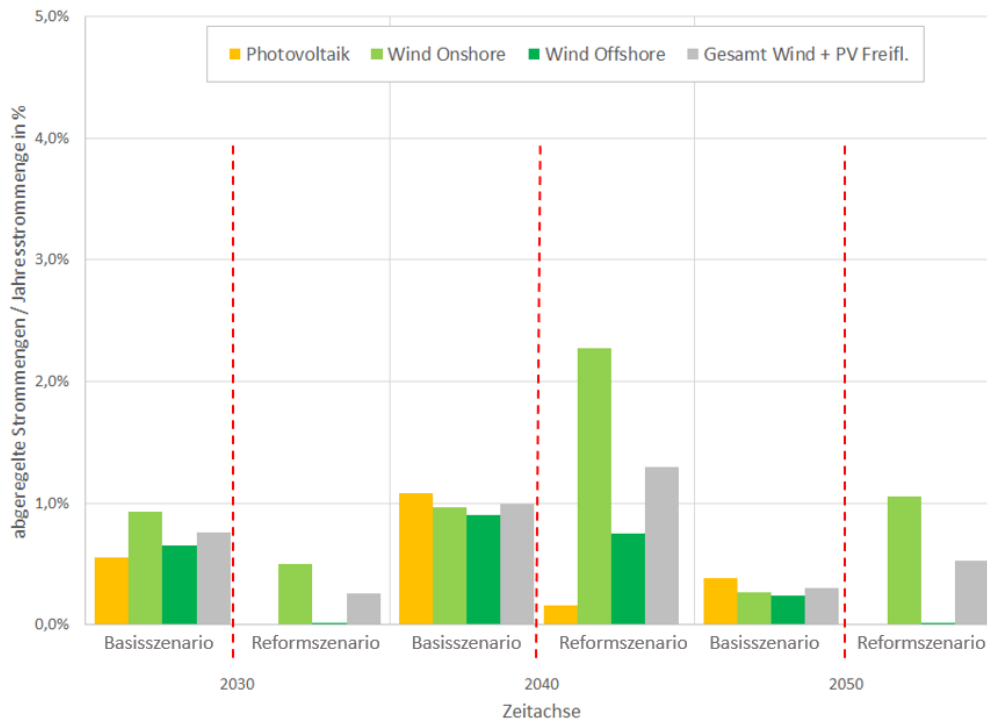


**Abbildung 8-23: Übersicht über die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen im Reformszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

Die Übersicht über die marktbedingten Abschaltungen für die jeweilige Technologie und im Vergleich zwischen den Dekaden und Szenarien ist in Abbildung 8-24 dargestellt. Gut zu erkennen ist die reduzierte marktbedingte Abregelung im Reformszenario, sowohl für die Photovoltaik als auch für Windenergie offshore über alle Dekaden. Demgegenüber steigt die marktbedingte Abregelung der Windenergie onshore in den Dekaden 2040 und 2050 im Reformszenario gegenüber dem Basisszenario um 0,8 bis 1,2 % der Jahresenergiemengen an. Hintergrund dieses Effektes ist die Abschaltreihenfolge der Windenergie, welche aufgrund der variablen Betriebskosten bereits bei leicht positiven Strompreisen oberhalb der Abschaltgrenze der Photovoltaik (0,00 €/MWh) liegt.

Über alle drei Technologien hinweg steigt die gesamte marktbedingte Abregelung (grauer Balken) des Reformszenarios gegenüber dem Basisszenario nur sehr leicht um maximal 0,3 % der Jahreseinspeisung (Windenergie + PV-Freiflächen). Zudem ist das Niveau marktbedingter Abschaltungen deutlich unterhalb der vom NEP-Plan veröffentlichten Größen (vgl. Abbildung 10-4).



**Abbildung 8-24: Übersicht marktbedingte Abregelungen Basisszenario vs. Reformszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

### 8.3.3 §51-EEG-Mengen

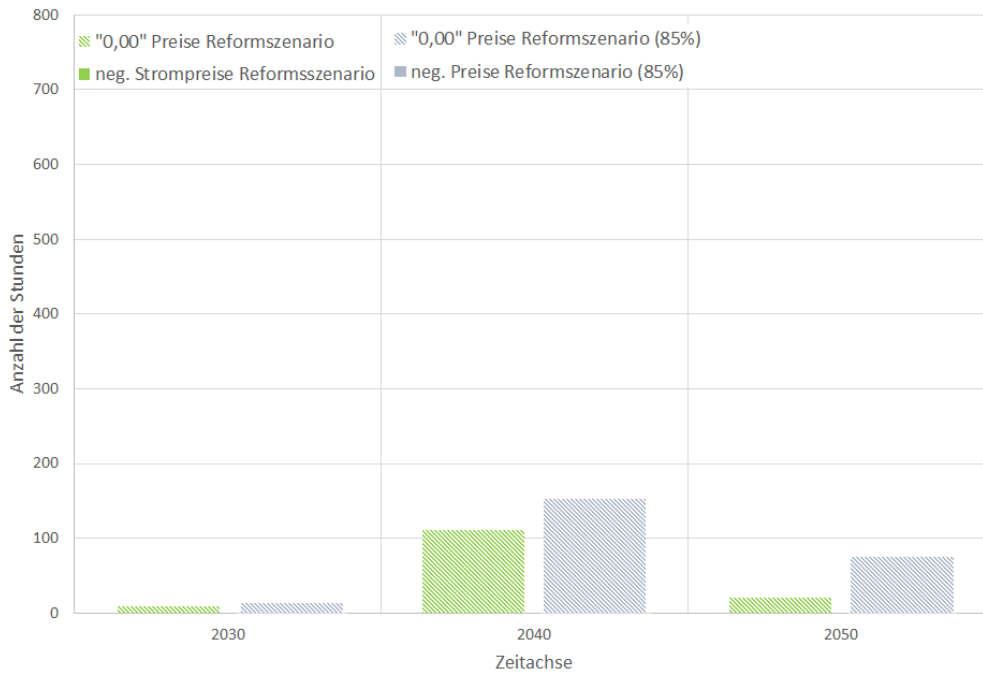
§51-EEG-Strommengen entstehen ausschließlich in Zeiträumen negativer Strompreise. Da diese innerhalb des Reformszenarios in keiner Dekade auftreten, kommt es innerhalb dieses Szenarios zu keinen §51-EEG-Mengen. Somit stellen das Reformszenario und die dafür gewählten Maßnahmen eine zentrale wirtschaftliche Verbesserung zum Betrieb von Erneuerbaren Energieanlagen dar.

#### 8.3.4 Sensitivität 85 % Flexibilitätsleistung im Reformszenario

Der endogen bestimmte Ausbau der wirtschaftlichen Flexibilitäten innerhalb der Simulation basiert auf der Bestimmung des maximalen Ausbaus. Er stellt somit das Optimum der Ergebnisse dar.

Wie in Kapitel 5.4.4 beschrieben, existiert eine Vielzahl von Faktoren, die ein Erreichen eines solchen Optimums in der Realität innerhalb eines freien Marktes verhindern. Daher werden die Ergebnisse des Reformszenarios (siehe Kapitel 8.3) einer Sensitivität unterzogen, in der der ermittelte optimale Flexibilitätsrahmen im Reformszenario (Elektrolyse, PtH, marktgetriebener Speicherausbau) um 15 % gesenkt wird. Damit soll aufgezeigt werden, wie stark ein geringer Einfluss auf das Entstehen (zeitlich bzw. leistungstechnisch) von Flexibilitäten auf die Ergebnisse wirkt.

Die gewählten Maßnahmen im Reformszenario verhindern negative Strompreise, so dass auch innerhalb der Sensitivität keine auftreten. Es zeigt sich allerdings ein leichter Anstieg an „0,00 €/MWh“-Preisstunden, welche im Zusammenhang mit einem Grenzangebot der Erneuerbaren Energien stehen. Wie in Abbildung 8-25 zu sehen, prägt sich diese Häufung verglichen mit dem Reformszenario in späteren Dekaden stärker aus, verbleibt aber mit einem zusätzlichen Rahmen von 55 Stunden im Jahr 2050 auf einem überschaubaren Niveau.

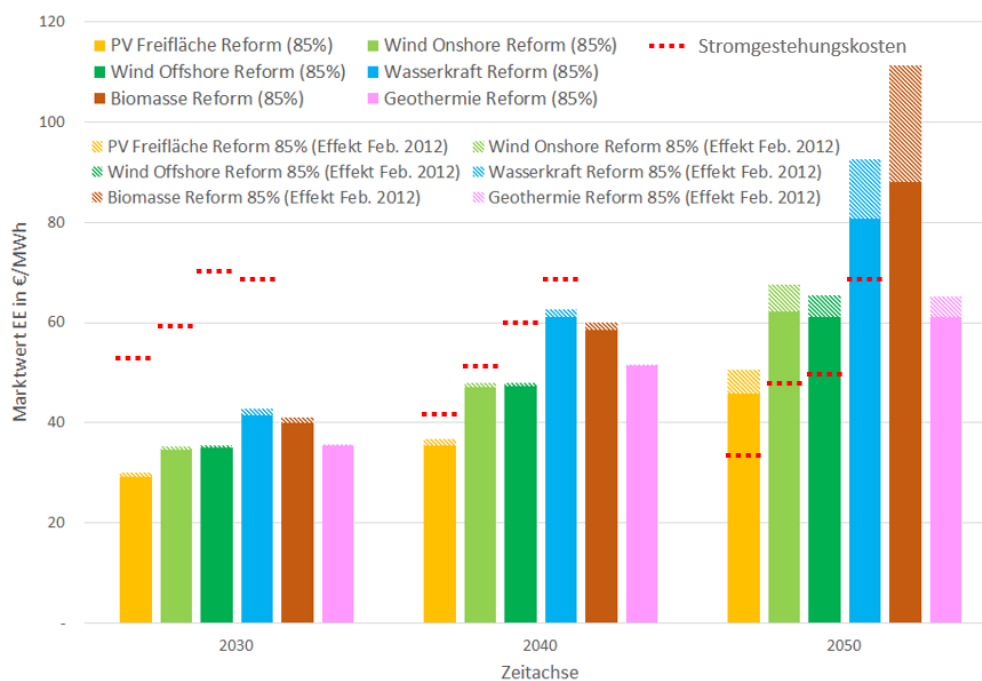


**Abbildung 8-25: Vergleich Anzahl negativer Strompreise Basisszenario vs. Reformszenario 85 %**

Quelle: Eigene Darstellung

Es kommt infolge der geringeren Flexibilitäten gegenüber dem Reformszenario zu einer Absenkung der Marktwerte der Erneuerbaren Energien (s. Abbildung 8-26). Die Reduktion beträgt im Jahr 2030 je nach Erneuerbarer Technologie ca. 0,9 - 1,5 €/MWh und ist im Jahr 2040 nur geringfügig höher (ca. 0,9 - 2,5 €/MWh). Unter anderem aufgrund der deutlich stärkeren Ausprägung von Flexibilitäten ist im Jahr 2050 die Reduktion der Marktwerte gegenüber dem Reformszenario mit ca. 4,5 bis 7,0 €/MWh deutlich höher.

Verglichen mit der Reduktion der Marktwerte aus dem Basisszenario im Jahr 2050 (bis zu etwa 9,3 €/MWh) führen die gewählten Maßnahmen des Reformszenarios (s. Kapitel 6) zu einem geringeren negativen Einfluss der Sensitivität, was die gewünschte Marktwertstabilität des Reformszenarios unterstreicht.



**Abbildung 8-26: Übersicht über die Marktwerte Erneuerbarer Energien im Reformszenario 85%**

Quelle: Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 8-26 zu sehen, wäre die Wirtschaftlichkeit der Windenergie onshore, Windenergie offshore, PV-Freifläche sowie Wasserkraft im Jahr 2050, ähnlich wie bereits in den Ergebnissen aus dem Reformszenario (s. Kapitel 8.3.1), gegeben. Vergleicht man den Februareffekt 2012 (schraffierte Flächen) in der Abbildung 5-35 mit dem der Abbildung 8-26, so fällt für das Jahr 2050 eine deutlich geringere Ausprägung um mehrere €/MWh in der Sensitivität auf.

Die erzielbaren Marktwerte für Bioenergie und Geothermie liegen ähnlich wie bereits im optimalen Rahmen des Reformszenarios unterhalb der Stromgestehungskosten der beiden Technologien. Somit entstehen für diese Technologien auch weiterhin Differenzkosten, welche über eine Förderung ausgeglichen werden müssen. Ohne die Bioenergieleistung käme es hingegen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu einem zweistelligen Zubau im GW-Bereich an neuen H2-Gaskraftwerken. Da diese neuen H2-Gaskraftwerke für den wirtschaftlichen Betrieb ähnlich hohe Stromgestehungskosten besitzen wie Teile der Bioenergie, käme es zur Erreichung der benötigten Marktwerte zu einer erheblichen Erhöhung und Ausweitung hoher Strompreisphasen, welche ebenfalls Teile der Bioenergie potenziell wirtschaftlich ohne Förderung abbilden ließen.

Die marktlich abgeregelten Strommengen im Vergleich zwischen Basis- und Reformszenario (s. Abbildung 8-24 vs. Abbildung 8-27) verändern sich in der Gewichtung der Ausprägung innerhalb der Sensitivität der einzelnen Technologien in den jeweiligen Dekaden bzw. Szenarien untereinander wenig. Aufgrund der fehlenden Flexibilitäten steigen allerdings die relativen Energiemengen.

Vor allem in den späteren Dekaden führt eine 85%-Erreichung der wirtschaftlich realisierbaren Flexibilitäten (grauer Balken in Abbildung 8-27) gegenüber der Ausprägung aus dem Basis- bzw. Reformszenario (rot gestrichelte Linien in Abbildung 8-27) zu einem 2,5-fachen Anstieg der marktlich abgeregelten Strommengen.

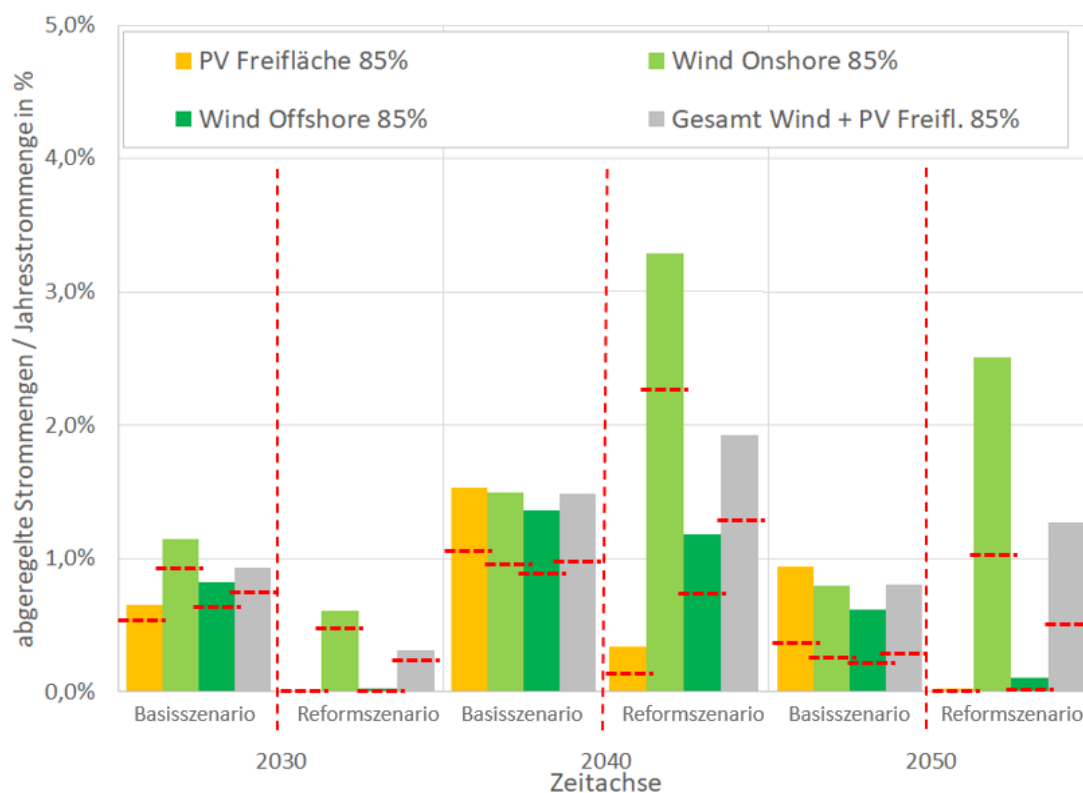


Abbildung 8-27: Vergleich marktlich abgeregelter Strommengen in den 85%-Szenarien

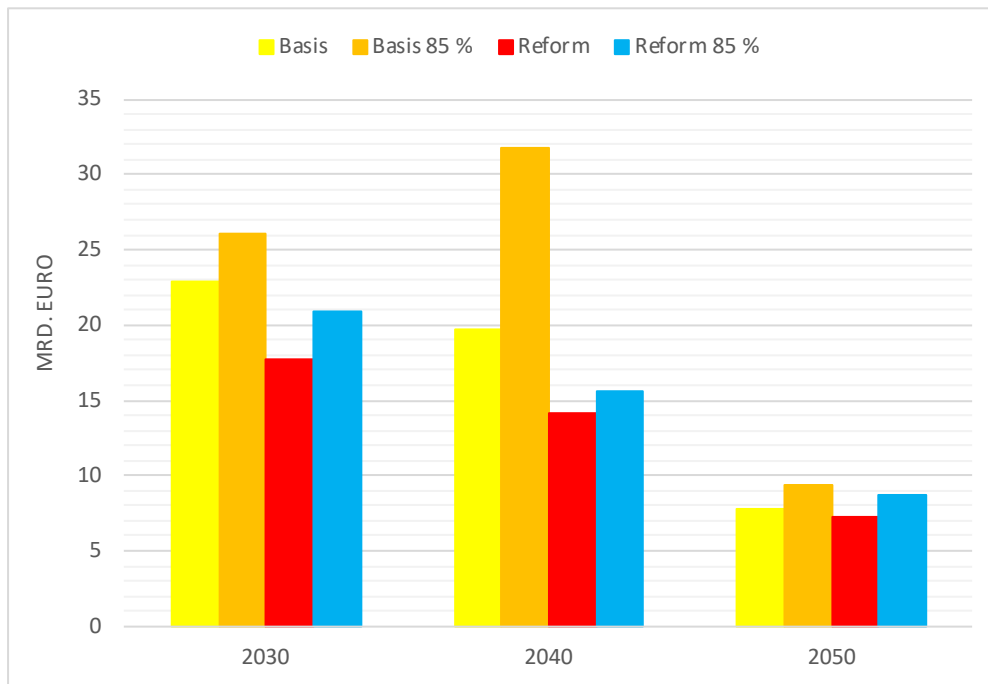
Quelle: Eigene Darstellung

Da die Marktwerte der Erneuerbaren Energien in der Sensitivität mit nur 85 % der wirtschaftlichen Flexibilitäten geringer ausfallen als im Reformszenario, steigen deren Differenzkosten



ebenfalls an. Abbildung 8-28 zeigt, dass die reduzierte Leistung der Flexibilitäten im Reformszenario einen nicht ganz so großen Effekt hat wie im Basiszenario. Mit 3,3 Mrd. Euro ist der Effekt des Reformszenarios im Szenariojahr 2030 am größten, während er im Basiszenarios im Szenariojahr 2040 mit ca. 12 Mrd. € pro Jahr um mehr als das Dreifache stärker ausgeprägt ist. Dies unterstreicht die gewünschte Marktwertstabilität des Reformszenarios.

Im Vergleich zu einem Szenario, das den regulatorischen Rahmen komplett ausblendet<sup>73</sup>, ergeben sich nur geringfügig geringere Differenzkosten als im Reformszenario (s. Abbildung A-3).



**Abbildung 8-28: Vergleich von EE-Differenzkosten im Reformszenario 85 % im Vergleich zu den anderen Szenarien**

Quelle: Eigene Darstellung

## 8.4 Endverbraucherpreise

Für das Reformszenario wurden einige Maßnahmen zur Anreizung von Sektorenkopplung und Flexibilisierung der Verbraucher eingeführt (s. Kapitel 6). Die Anreizung von Sektorenkopplung und Flexibilität geschieht im Vollkostenwälzungstool (VoKoWä-Tool) durch die Reduktion einzelner Preisbestandteile für bestimmte Verbrauchergruppen. Diese können wiederum Auswirkungen auf die Kosten anderer Verbraucher haben. Dies ist der Fall, wenn beispielsweise Infrastrukturkosten oder EE-Förderungen auf Verbraucher abgewälzt werden. Jede Befreiung oder Privilegierung einzelner Gruppen führt zu einer Mehrbelastung der übrigen Verbraucher. Dies ist nur dann nicht der Fall, wenn eine Steuer oder Abgabe erhoben wird (bspw. bei der Stromsteuer), bei der eine Befreiung zwar weniger Einnahmen für den Bundeshaushalt bedeutet, nicht aber die Abgaben der anderen Verbrauchergruppen direkt beeinflusst.

Neben der direkten Umsetzung von Maßnahmen im VoKoWä-Tool zur Verringerung von Strompreisen für einzelne Verbrauchergruppen haben sich auch die Modellergebnisse aus der Strommarktmodellierung aufgrund der dort eingeführten Maßnahmen verändert. Diese

<sup>73</sup> Das heißt: Erneuerbare regeln bei 0 €/MWh ab, Endverbraucher zahlen keine Endverbraucherabgaben, da es sich dabei nur um eine Wälzung bestimmter Kosten im Energiesystem handelt.

Modellergebnisse fließen in VoKoWä ein und haben ebenfalls eine Auswirkung auf die Endverbraucherpreise und deren Entwicklung. Veränderte Inputzeitreihen aus dem Strommarktmodell sind im Wesentlichen: der Stromverbrauch je Verbrauchergruppe und der gesamte Endenergieverbrauch, der Börsenstrompreis, der Marktwert der EE-Anlagen und die Volllaststunden. Die Börsenstrompreise sind im Vergleich zum Basisszenario zunächst weniger stark gesunken. Im Reformszenario werden mittlere Börsenstrompreise im Jahr 2030 von 39,4 €/MWh gegenüber 29,4 €/MWh im Basisszenario erreicht. Diese steigen im Reformszenario bis 2050 wieder auf 80,8 €/MWh gegenüber 72,2 €/MWh im Basisszenario an. Die steigenden Marktpreise führen gleichzeitig zu sinkenden Differenzkosten und ermöglichen den förderfreien Zubau und Betrieb von Photovoltaik, Wasserkraft und Windenergie.

Für die Stromnetze besteht bei der Kostenbilanzierung eine große Unsicherheit, wie sich die dominierenden Verteilnetzkosten zwischen den beiden Szenarien unterscheiden. Bei den Übertragungsnetzkosten wurde vereinfacht aufgrund des deutlich geringeren Anteils gegenüber dem Verteilnetz und deren Unsicherheit der Kostenunterschied in der Bilanz der Endverbraucherpreisentwicklung vernachlässigt<sup>74</sup>, wodurch auch die gesamten Netzkosten zwischen Basis- und Reformszenario annahmepbedingt unverändert erscheinen. Im Hinblick auf die stärkere Fokussierung erzeugungsnaher Verbräuche und ihre Einbindung in den Redispatch (u.a. Elektrolyse) im Reformszenario ist aber real von geringeren Netzbetriebskosten auszugehen.

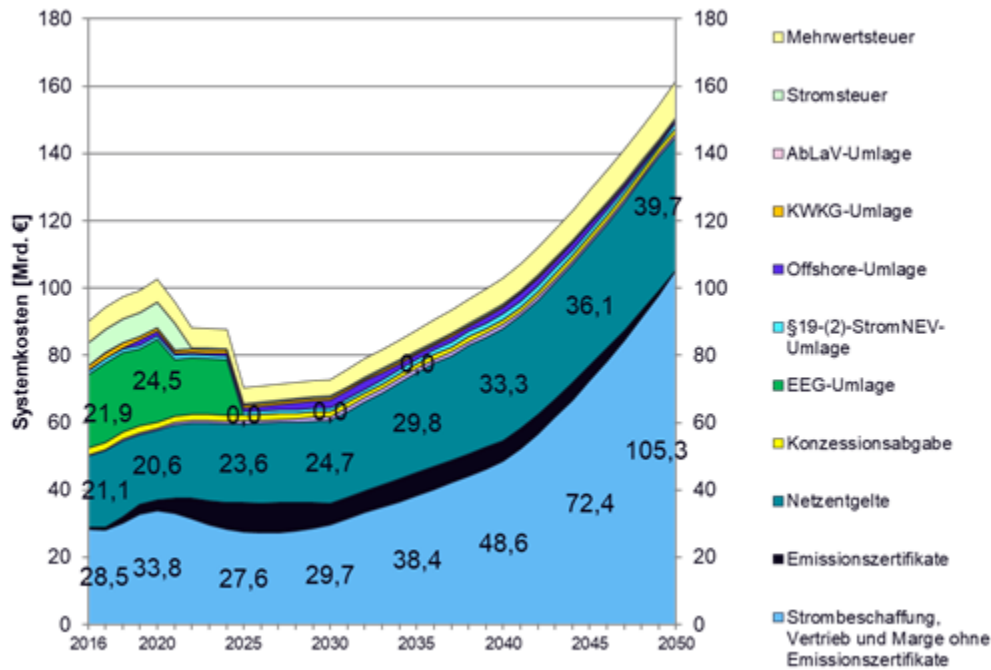
Nachfolgend wird zunächst auf die Entwicklung der gesamten Stromsystemkosten eingegangen, anschließend auf den gewichtet gemittelten Strompreis und abschließend auf die spezifischen Endverbraucherpreise für ausgewählte Verbrauchergruppen sowie jeweils auf die Unterschiede zwischen Basis- und Reformszenario.

#### 8.4.1 Entwicklung der Systemkosten des gesamten deutschen Stromsystems

Wie auch im Basisszenario sinken die gesamten Stromsystemkosten zunächst trotz moderat steigendem Stromverbrauch (s. Abbildung 8-29). Dem steigenden Stromverbrauch stehen fallende Strombeschaffungskosten, das Auslaufen der EEG-Umlage und die auf EU-rechtlichen Mindeststeuersatz abgesenkte Stromsteuer gegenüber. Langfristig steigen die Systemkosten jedoch wieder an. Die Effekte des steigenden Stromverbrauchs und der wieder steigenden Börsenstrompreise überlagern den Effekt der ausgelaufenen EEG-Umlage und der gesenkten Stromsteuer. Im Vergleich zum Basisszenario läuft die EEG-Umlage im Reformszenario bereits ab 2025 aus. Dies wird im Reformszenario über eine angenommene zusätzliche Finanzierung aus dem Bundeshaushalt erreicht. Insgesamt liegen die Systemkosten in der Grafik leicht über denen im Basisszenario (3,9 Mrd.€/a in 2050), was im Jahr 2050 hauptsächlich an den höheren Börsenstrompreisen liegt. Durch die nachträglich ermittelten Einsparungen in den Netzkosten des Übertragungsnetzes (2,3 Mrd.€/a, siehe unten) sind beide Szenarien in 2050 aber fast auf gleichem Niveau.

---

<sup>74</sup> Die zwischen Basis- und Reformszenario bestehende Abweichung im Netzausbau (siehe Kapitel 8.2.2) ist für die Gesamtkosten mit langfristig +0,3 Mrd.€/a unerheblich. Im Bereich des Netzbetriebs (siehe Kapitel 8.2.3) ist der Kostenunterschied dagegen mit -2,6 Mrd.€/a deutlich. Das Reformszenario weist also mit -2,3 Mrd.€/a eine deutliche absolute Einsparung auf, welche bezogen auf ca. 40 Mrd.€/a Netzkosten aber relativ gering ist.



**Abbildung 8-29: Prognostizierte Entwicklung der Systemkosten des deutschen Stromsystems von 2016 bis 2050 im Reformszenario**

Quelle: Berechnungen mit VoKoWä, eigenen Annahmen und szenariobasierten Inputzeitreihen – ohne Differenzierung der Netzkostenunterschiede zwischen Basis- und Reformszenario

Für die Stromnetze wurde aufgrund der zeitlichen Abfolge in der Projektbearbeitung bei der Kostenbilanzierung von einem gleichen Ausbaubedarf und gleichen Redispatch-Kosten in beiden Szenarien ausgegangen, wodurch auch die gesamten Netzkosten zwischen Basis- und Reformszenario annahmehingänglich sind. Diese zeitliche Abfolge war notwendig, um die Entwicklung der Endverbraucherpreise ableiten zu können. Die Aufteilung der Netzkosten zwischen den verschiedenen Umlagen führt dabei zu geringen Verschiebungen.<sup>75</sup>

Tatsächlich weist das Reformszenario aber gegenüber dem Basisszenario eine Einsparung im Jahr 2050 von 2,3 Mrd.€/a aus. Grundsätzlich sind die Kosten des Übertragungsnetzes aber gegenüber den ebenfalls ansteigenden Verteilnetzkosten gering<sup>76</sup>. Deswegen sind die Auswirkungen dieses Einflusses auf die Analysen auch geringer. 2030 ist der Unterschied zwischen den Übertragungsnetzkosten und den Verteilnetzkosten dagegen nicht mehr so groß. Da diese Differenzkosten aber nur 5,7% der annuitätischen Netzkosten in 2050 ausmachen, sind die Effekte auf die Endverbraucherpreisentwicklung und insbesondere im Pfad überschaubar. Ein weiterer Punkt ist die absolute Höhe der Kosten für die Betriebsführung, welche generell zu stark ansteigen. Dieser Anstieg ist zwar im Gegensatz zu den Netzausbaukosten nicht bilanziert, aber aufgrund der Unsicherheit bei der Höhe des Anstiegs der deutlich

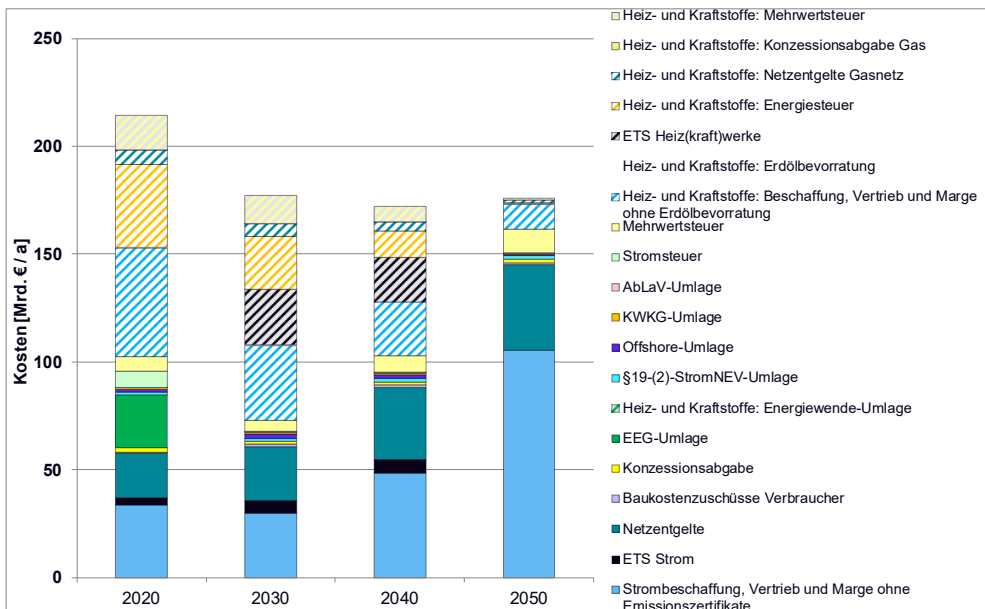
<sup>75</sup> Für den Netzausbau wurde dieselbe Kostenprognose für Basis- und Reformszenario unterstellt (in 2020: 17,6 Mrd. € VNB und 6 Mrd. € ÜNB; in 2050: 34,9 Mrd. € VNB und 8 Mrd. € ÜNB). Diese Kosten werden über verschiedene Umlagen und Entgelte gewälzt: Netzentgelte, Offshore-Umlage, §19(2)-StromNEV-Umlage. Diese ergeben in Summe die Kosten für den Netzausbau. Da im Reformszenario als politische Maßnahme beschlossen wurde, dass PtG, PtL und PtH von Netzentgelten befreit sind, entfallen auch die Privilegierungen atypischer und intensiver Netznutzung nach §19 (2) StromNEV, wodurch wiederum die §19(2)-StromNEV-Umlage zur Refinanzierung individueller Netzentgelte sinkt. Dadurch ist aber das noch zu wälzende Volumen für den Netzausbau, das in Form von Netzentgelten gewälzt wird, größer. In Summe sind aber die Zahlungen von Netzentgelte, StromNEV-Umlage und Offshore-Umlage im Basis- und Reformszenario gleich und betragen 42,9 Mrd. Euro im Jahr 2050.

<sup>76</sup> Die spezifischen Kostenannahmen (z. B. Kosten des Ausbaus pro Trassenkilometer) wurden auf die BMWi-Langfristszenarien angepasst, aber mittels der eigenen Ausbauplanung in ihrer absoluten Höhe bestimmt. Da für die Verteilnetze in Deutschland keine eigene Ausbaukostenanalyse vorgenommen wurde, wurden hier die absoluten BMWi-Zahlen übernommen.

dominanteren Verteilnetzkosten ist die Unschärfe in diesem Punkt für die weiteren Analysen nicht relevant.

#### 8.4.2 Entwicklung der Systemkosten des gesamten deutschen Energiesystems

Wie im Basisszenario zeigt sich auch im Reformszenario der Rückgang der Systemkosten über alle Energiesektoren, weil die Einsparungen im Wärme- und Verkehrsbereich den Kostenanstieg im Strombereich überwiegen (siehe Abbildung 8-30). Im Vergleich zum Basisszenario kann im Szenariojahr 2030 mehr Erdgas durch eine bessere Stromnutzung eingespart werden. Im Jahr 2040 ist jedoch aufgrund des höheren Stromexportes im Reformszenario das europäische Ausland der Nutzer der Einsparungen fossiler Brennstoffe durch den Abbau der Hemmnisse bei der Stromnutzung. Dadurch verringern sich die Systemkosten in Summe (unter Berücksichtigung der restlichen Preisbestandteile im Heiz- und Kraftstoffbereich) im Jahr 2030 um 0,7 Mrd. Euro gegenüber den ursprünglichen Systemkosten des Basisszenarios (auf insgesamt 194,2 Mrd. € neu gegenüber 194,9 Mrd. € alt) und erhöhen sich im Jahr 2040 um 1 Mrd. € (auf 189,2 Mrd. € neu gegenüber 188,2 Mrd. € alt).

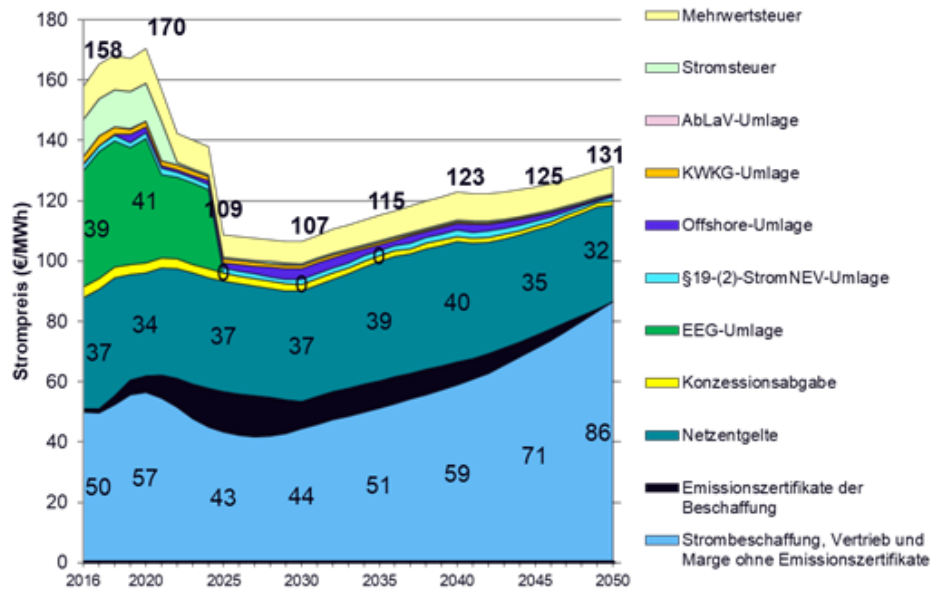


**Abbildung 8-30: Entwicklung der Systemkosten des deutschen Energiesystems**

Quelle: Berechnungen mit VoKoWä, eigenen Annahmen und szenariobasierten Inputzeitreihen

#### 8.4.3 Entwicklung des gemittelten Endverbraucherpreises

In Abbildung 8-31 ist der gemittelt gewichtete Strompreis über alle Verbrauchergruppen dargestellt. Dies bedeutet, dass z. B. eine mittlere EEG-Umlage dargestellt wird (also inkl. Befreiungstatbeständen) anstatt die volle Umlage für z. B. Haushaltskunden. Besonders auffällig ist das Wegfallen der EEG-Umlage. Ab 2020 wird eine jährliche Reduktion um 8 Mrd. € aus dem Bundeshaushalt angenommen. Ab 2025 wird in diesem Szenario die komplette EEG-Deckungslücke über Bundesmittel gedeckt. Auch das Absenken der Stromsteuer von aktuell 20,5 €/MWh (voller Stromsteuersatz in Euro 2016) auf den Mindeststeuersatz von 1 €/MWh bzw. 0,5 €/MWh bei betrieblichen Verbrauchern zeigt einen deutlichen Effekt auf den durchschnittlichen Endverbraucherpreis.



**Abbildung 8-31: Prognostizierte Entwicklung der gewichteten gemittelten Endverbraucherpreisbestandteile 2016 bis 2050 im Reformszenario**

Quelle: Berechnungen mit VoKoWä, eigenen Annahmen und szenariobasierten Inputzeitreihen

Die Beschaffungskosten liegen aufgrund höherer Börsenstrompreise im Reformszenario oberhalb derer im Basisszenario. Insgesamt ist der Endverbraucherpreis im Jahr 2050 höher als im Basisszenario (hauptsächlich wegen höherer Börsenstrompreise), aber dennoch deutlich niedriger als im Basisjahr 2020. Mittelfristig (bis etwa zum Jahr 2040) liegen die durchschnittlichen Endverbraucherpreise jedoch vergleichsweise niedriger dank der entfallenden EEG-Umlage und der abgesenkten Stromsteuer.

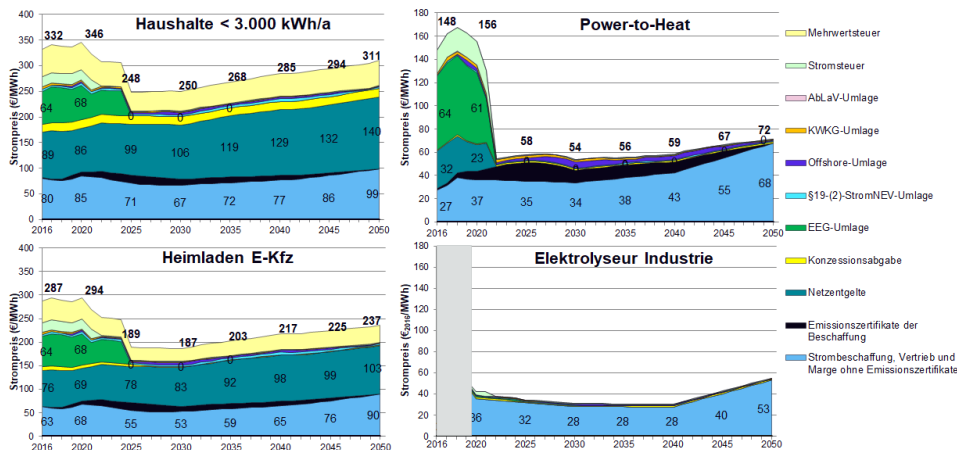
#### 8.4.4 Entwicklung der Endverbraucherpreise für ausgewählte Endverbrauchergruppen

Die Endverbraucherpreise variieren je Verbrauchergruppe und weichen zum Teil erheblich vom durchschnittlichen Endverbraucherpreis ab. Nachfolgend sind in Abbildung 8-32 beispielhaft die vier Verbrauchergruppen dargestellt.

1. Haushalte mit einem jährlichen Stromverbrauch kleiner 3.000 kWh
2. Heimpladen von E-Kfz
3. Power-to-Heat (Groß-WP und KWK-Anlagen)
4. Elektrolyseure

Bei den Haushalten mit geringem Stromverbrauch wird deutlich, dass der Strompreis zunächst durch das Wegfallen der EEG-Umlage und das Absenken der Stromsteuer abfällt. Bis zum Jahr 2050 steigt der Strompreis jedoch wieder an, verbleibt aber unterhalb der Kosten aus dem Referenzjahr 2020. Es handelt sich bei den Haushalten um relativ unflexible kleine Verbraucher, die dadurch weder zu privilegierten Endverbrauchergruppen gehören, noch ihre Beschaffungskosten durch Flexibilisierung senken können. Dies wird an den höheren Beschaffungskosten gegenüber den flexibleren kleinen Verbrauchern (Heimpladen) und den flexiblen Großverbrauchern mit günstigeren Abnahmepreisen (PtH und PtG) deutlich. Des Weiteren steigt die Belastung durch die umgelegten Netzkosten bis zum Jahr 2050, obwohl dies im durchschnittlichen Endverbraucherpreis nicht der Fall ist. Dies wird durch die Befreiung einzelner anderer Verbrauchergruppen wie beispielsweise PtX und wiedereinspeisende Batteriespeicher verursacht. Die Anreizung von Sektorkopplung und Flexibilisierung geht hier zu Lasten von größeren Abwälzungen auf kleine unflexible Verbraucher. Hier sollte genauer geprüft werden, wie eine gerechte Verteilung der Systemkosten und eine Entlastung stark belasteter Verbrauchergruppen sozialverträglich umgesetzt werden kann.

Die Endverbraucherpreise für das Heimladen von E-Kfz sind von der Kostenaufteilung und ihrem Verlauf der Entwicklung relativ ähnlich zu den Endverbraucherpreisen der Haushalte. Sie liegen jedoch niedriger, was an geringeren Beschaffungspreisen und Netzentgelten liegt. Im Reformszenario werden PtH und PtG bezüglich ihrer Befreiungen und Entlastungen gleichgestellt. Sie werden ab 2022 bereits von der EEG-Umlage befreit, außerdem fallen im Reformszenario für diese Verbrauchergruppen keine Netzentgelte und keine Stromsteuer an. Als flexible Großverbraucher können sie darüber hinaus ihren Strom relativ zu anderen unflexiblen Verbrauchern günstiger beschaffen. Die Endverbraucherpreise liegen dadurch deutlich unterhalb der Endverbraucherpreise der Haushalte und Heimladen von E-Kfz. Besonders die Gleichstellung von PtH und PtG zeigt einen deutlichen Kostensprung nach unten bei Power-to-Heat Anlagen.



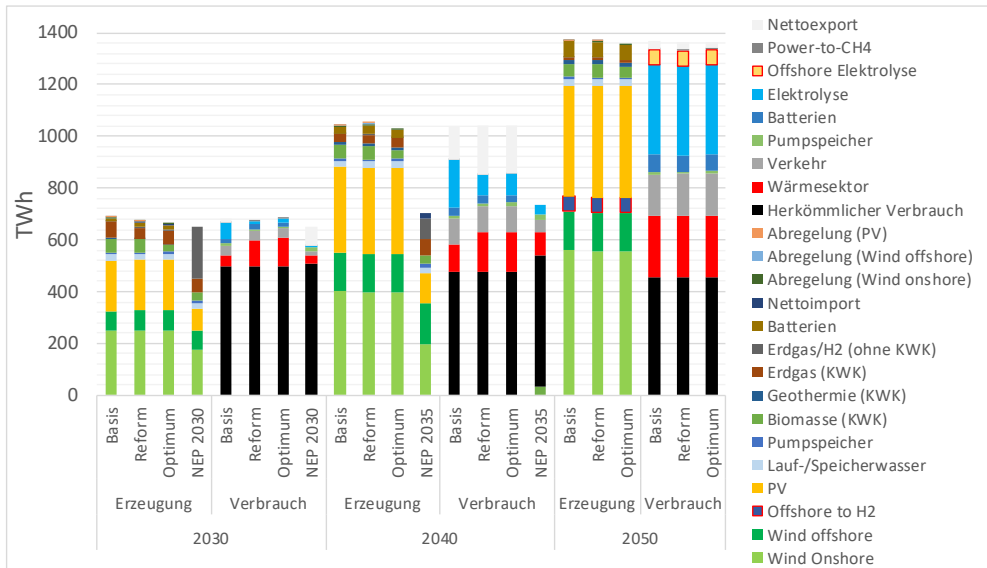
**Abbildung 8-32: Prognostizierte Entwicklung der Strompreise für ausgewählte Endverbraucher 2016 bis 2050 im Reformszenario**

Quelle: Berechnungen mit VoKoWä, eigenen Annahmen und szenariobasierten Inputzeitreihen

## 8.5 Vergleich von Basis- und Reformszenario gegenüber einem Szenario ohne regulatorische Restriktionen

Um zu prüfen, ob die vorgeschlagenen regulatorischen Rahmenbedingungen im Reformszenario in der Lage sind, ein volkswirtschaftliches Optimum zu erreichen, wurde eine weitere Sensitivität gerechnet. Dazu wurde für den vorgegebenen Ausbaupfad Erneuerbarer Energien das volkswirtschaftliche Optimum des Ausbaus der Flexibilitätsoptionen bestimmt, ohne Vorgaben zum regulatorischen Rahmen vorzugeben. Dies bedeutet, dass nur reale Investitions- und Betriebskosten der Technologien berücksichtigt wurden, aber keinerlei Steuern, Abgaben und Umlagen. Es handelt sich dabei um ein abstraktes volkswirtschaftliches Optimum.

Dabei wird mit Blick auf die Strombilanz (siehe Abbildung 8-33) deutlich, dass das Reformszenario und das Szenario mit dem volkswirtschaftlichen Optimum nur geringe Abweichungen aufweisen.

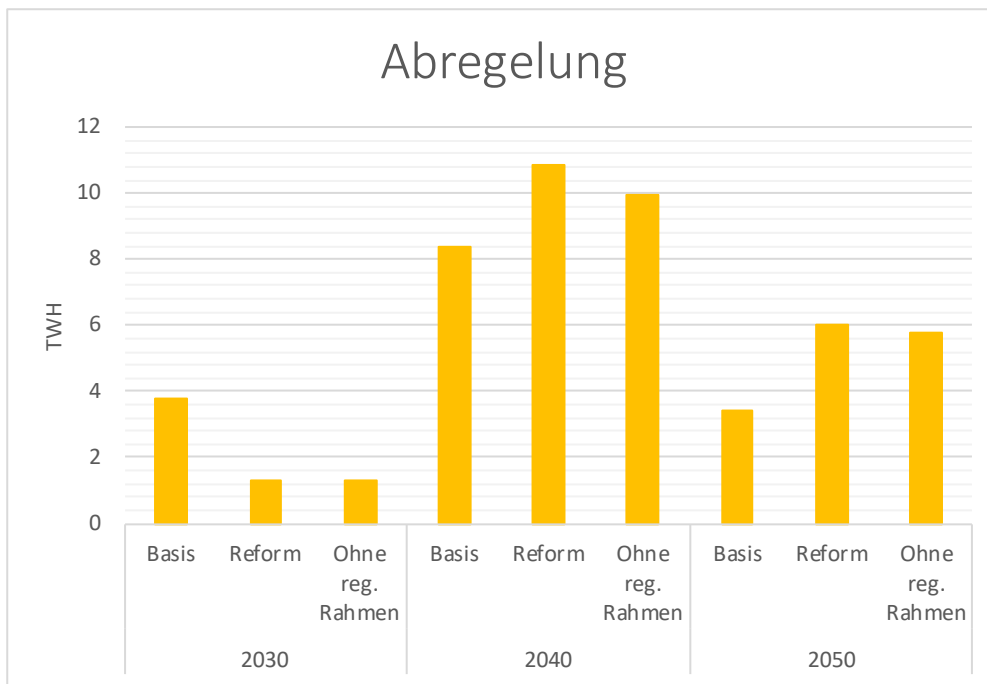


Energiewirtschaftliche Analyse der Vorschläge (Reformszenario)

**Abbildung 8-33: Jahresbilanz von Stromerzeugung und Stromverbrauch 2030 bis 2050 in den Szenarien Basis, Reform und Optimum (ohne regulatorischen Rahmen)**

Quelle: Eigene Darstellung

Auch beim Blick auf die abgeregelten Strommengen zeigt sich, dass diese zwischen Reformszenario und Szenario mit dem volkswirtschaftlichen Optimum vergleichbar sind (siehe Abbildung 8-34).

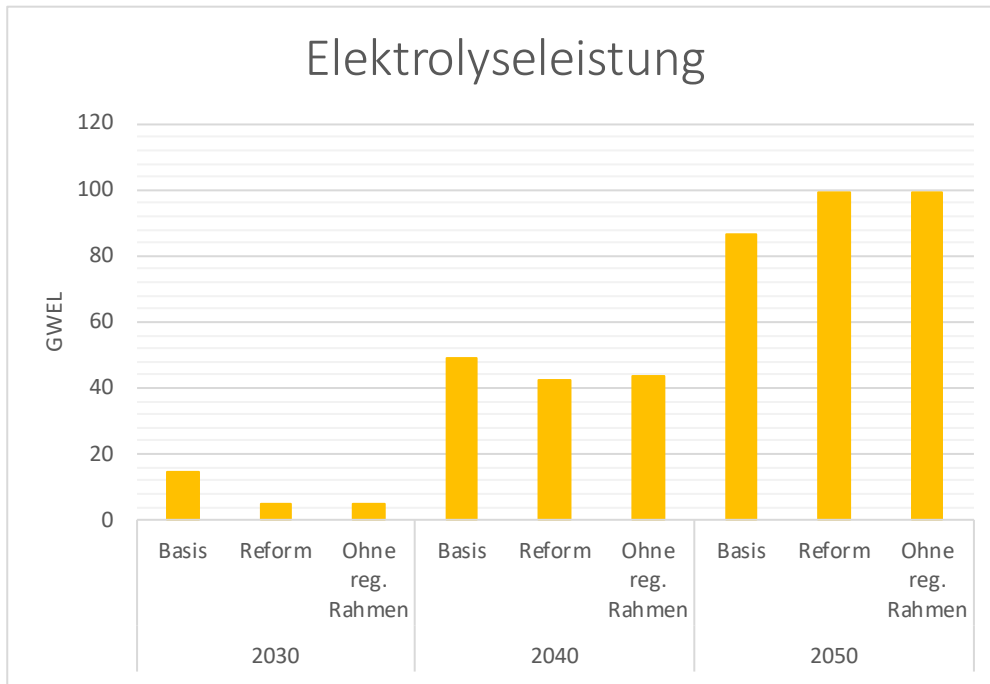


**Abbildung 8-34: Übersicht über die abgeregelten Energiemengen im Basis- und Reformszenario im Vergleich zu einem Szenario ohne Vorgaben zum regulatorischen Rahmen**

Quelle: Eigene Darstellung

Gleiches zeigt sich auch bei der ausgebauten Elektrolyseleistung (siehe Abbildung 8-35).

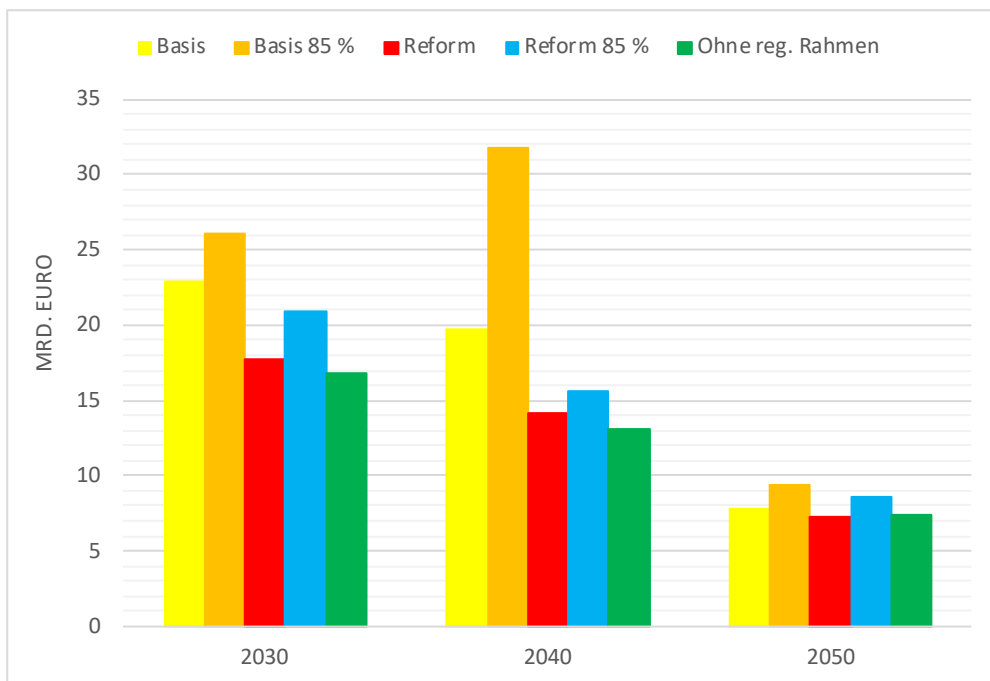




**Abbildung 8-35: Übersicht über die zugebaute Elektrolyseleistung im Basis- und Reformszenario im Vergleich zu einem Szenario ohne Vorgaben zum regulatorischen Rahmen**

Quelle: Eigene Darstellung

Mit Blick auf die EE-Differenzkosten des vorgegebenen EE-Ausbaupfades wird deutlich, dass die Szenarien mit reduzierter Flexibilität (85 %) immer höhere Kosten aufweisen. Dagegen ist das Szenario mit dem volkswirtschaftlichen Optimum nur gering günstiger als das Reformszenario (siehe Abbildung 8-36).



**Abbildung 8-36: Übersicht über die EE-Differenzkosten im Basis- und Reformszenario (inkl. 85 % Sensitivität) im Vergleich zu einem Szenario ohne Vorgaben zum regulatorischen Rahmen**

Quelle: Eigene Darstellung

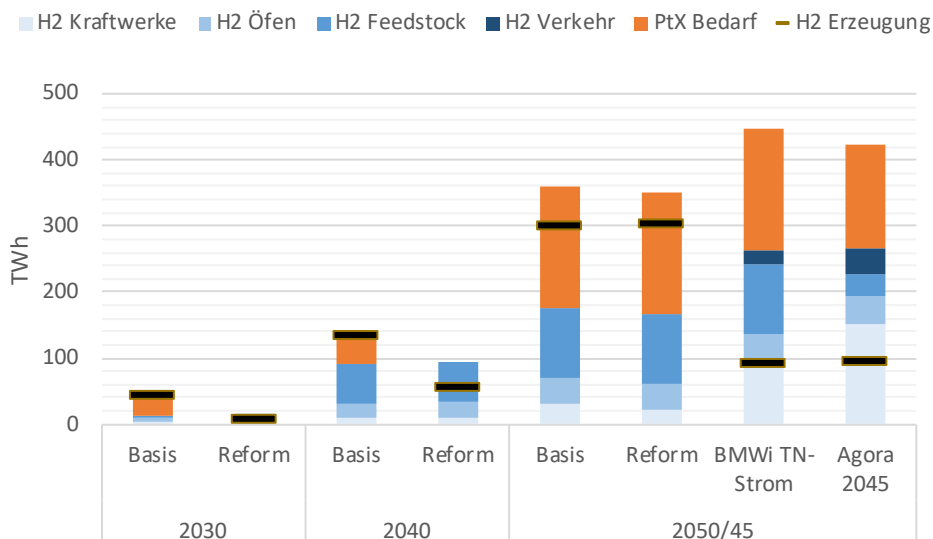
**Fazit:** Das Reformszenario liegt bereits sehr nah an den Ergebnissen eines Szenarios mit dem Ziel eines volkswirtschaftlichen Optimums. Damit wird deutlich, dass die im Reformszenario vorgeschlagenen regulatorischen Änderungen in der Lage sind, das volkswirtschaftliche Optimum zur Erschließung der Flexibilitätsoptionen zu erreichen.

## 8.6 Vergleich der H2-Bilanz sowie Vergleich mit anderen Szenarien

Grundsätzlich liegt der Fokus der Studie auf dem Strommarkt, und Elektrolyseure sind dabei Teil der Flexibilitätsoptionen. Für die Rückwirkungen auf den Strommarkt ist es dabei unerheblich, ob der grüne Wasserstoff direkt genutzt werden kann oder in weitere Produkte umgewandelt wird. Außerdem ist Deutschland insbesondere aufgrund des internationalen Verkehrs nicht in der Lage, die benötigten Energiemengen vollständig selbst zu erzeugen. Es verbleibt in allen öffentlich bekannten Szenarien immer ein PtX-Importbedarf – insbesondere für PtL. Das Szenario der vorliegenden Studie reduziert die Abhängigkeit des PtX-Imports. Aus diesem Grund ist die Auswertung der H2-Bilanz nicht Fokus der Studie und für die Ergebnisse nicht relevant. Für ein besseres Verständnis soll aber dennoch die H2-Bilanz inkl. Umwandlungen dargestellt und in einen Vergleich zu dem BMWi-Langfristszenario im Fokus auf direkte Stromnutzung und zu dem 2045er-Klimaneutralitätsszenario der Agora Energiewende gesetzt werden. Dabei werden für einzelne Anwendungen der vorliegenden Studie vereinfachte Abschätzungen getroffen, wie z. B. im Verkehr, der nicht differenzierter definiert wurde.

Im Folgenden sind die H2-Nachfrage im Vergleich zwischen Basis- und Reformszenario und für 2050 zusätzlich die PtX-Nachfrage sowie die Bilanz der anderen beiden Studien dargestellt (siehe Abbildung 8-37). Für 2030 und 2040 wurde auf die PtL-Bilanz verzichtet, weil dies weiterführender Analysen zu zusätzlichen Emissionszielen im internationalen Verkehr und notwendigen Markthochläufen bedurft hätte.

Die in dieser Studie untersuchten Basis- und Reformszenario weisen einen geringeren Bedarf an H2 in der Stromerzeugung als in anderen Studien auf. Hintergrund ist die Überbauung von Bioenergie sowie der Anschluss an die Gasinfrastruktur (Gasnetz und Gasspeicher) und das daraus realisierte netzdienlichere Einspeisungsverhalten. Dies führt zur Substitution ansonsten benötigter H2-Gaskraftwerke und ihres grünen Wasserstoffeinsatzes. Dadurch zeigt sich im Rahmen dieser Abschätzung ein reduzierter H2- und PtX-Bedarf in Summe.



**Abbildung 8-37: Wasserstoff- und PtX-Bedarf sowie inländische H2-Erzeugung – ohne Bilanzierung der Umwandlungsverluste in die verschiedenen PtX-Produkte**

Quelle: Eigene Darstellung

Neben der Elektrolyse an Land wird ein Teil der Offshore-Stromerzeugung genutzt. Bis 2040 werden 40 GW Offshore-Windanlagen gebaut und an das Stromnetz angeschlossen. Der Zubau darüber hinaus mit 17 GW (auf 57 GW) weist keine Netzanbindung auf, sondern wird auf See über Elektrolyseure in grünen H2 umgewandelt. 58 TWh Strom erzeugen hier 42 TWh grünen Wasserstoff. Zusammen mit der Elektrolyse im Strommarkt werden 2050 in Summe ca. 300 TWh grüner Wasserstoff in beiden Szenarien erzeugt. Da ein Teil der inländischen H2-

Erzeugung in PtX-Folgeprodukte umgewandelt wird und damit Wirkungsgradeinbußen verbunden sind, ist die Summe der inländischen Erzeugung und des Bedarfs nicht direkt vergleichbar. Die BMWi Langfristszenarien gehen dagegen lediglich von 92 TWh aus. Die Studie von Agora Energiewende sieht ebenfalls nur eine inländische grüne Wasserstoffproduktion von 95 TWh vor.

Während im Basis- und Reformszenario dieser Studie kein zwingender Import von grünem Wasserstoff stattfinden muss, liegt der H<sub>2</sub>-Importbedarf bei den anderen beiden zitierten Studien bei 170 TWh bzw. 169 TWh. Da im Basis- und Reformszenario ein Teil des nationalen grünen Wasserstoffs auch in PtL umgewandelt wird, ist der PtL-Importbedarf mit 77 TWh geringer als in den BMWi-Langfristszenarien (186 TWh) und in der Studie der Agora Energiewende (158 TWh).

## 8.7 Zwischenfazit zum Reformszenario

Tabelle 8-12 zeigt in einer Übersicht die modellendogen ermittelten Leistungen von Flexibilitätsoptionen im Bereich von Batteriespeichern, PtG, PtH, Gasturbinen und KWK-Anlagen (ohne EE) sowie zum Vergleich die modellexogen vorgegebenen Leistungen für das Reformszenario.

| Technologie/Szenariojahr  | 2030                  | 2040                  | 2050                  |
|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| <b>Modellendogen:</b>   |                       |                       |                       |
| Quartiersbatteriespeicher   | 0 GW,<br>0 GWh        | 0 GW,<br>0 GWh        | 32 GW,<br>116,8 GWh   |
| Elektrolyse   | 5 GW <sub>el</sub>    | 42,5 GW <sub>el</sub> | 99,4 GW <sub>el</sub> |
| Power-to-Methan   | 0,5 GW <sub>el</sub>  | 0,5 GW <sub>el</sub>  | 0,5 GW <sub>el</sub>  |
| Power-to-Heat (Fernwärme, Industrie)                                | 25,2 GW <sub>el</sub> | 29 GW <sub>el</sub>   | 36,4 GW <sub>el</sub> |
| Gasturbinen (H <sub>2</sub> , Neubau)                               | 0 GW <sub>el</sub>    | 0 GW <sub>el</sub>    | 0,1 GW <sub>el</sub>  |
| KWK-Anlagen (ohne Biomasse und Geothermie, Neubau (synth. Methan))  | 8,7 GW <sub>el</sub>  | 8,2 GW <sub>el</sub>  | 8,7 GW <sub>el</sub>  |
| <b>Modellexogen:</b>  |                       |                       |                       |
| Heimbatterien für PV-Eigenstromoptimierung                          | 18,7 GW,<br>55,4 GWh  | 30,7 GW,<br>90,1 GWh  | 39,1 GW,<br>112,8 GWh |
| Gasturbinen (CH <sub>4</sub> , Bestand)                             | 0,9 GW <sub>el</sub>  | 0,5 GW <sub>el</sub>  | 0 GW <sub>el</sub>    |
| Kondensationskraftwerke (Bestand)                                   | 8,1 GW <sub>el</sub>  | 6,9 GW <sub>el</sub>  | 0 GW <sub>el</sub>    |
| KWK-Anlagen (ohne Biomasse und Geothermie, Bestand (Erdgas))        | 9,8 GW <sub>el</sub>  | 9,7 GW <sub>el</sub>  | 0 GW <sub>el</sub>    |
| Bioenergie (Biogas (inkl. Überbauung, feste Biomasse, Müll, Gülle)) | 12,5 GW <sub>el</sub> | 16,8 GW <sub>el</sub> | 26,7 GW <sub>el</sub> |

**Tabelle 8-12: Übersicht über endogen ermittelte bzw. modellexogen definierte Flexibilitätsoptionen im Reformszenario (ohne Erneuerbare Energien)**

Quelle: Eigene Darstellung

Auf Grundlage der endogen ermittelten Leistungsgrößen im Basisszenario lassen sich folgende Kurzaussagen treffen:

1. Der marktgetriebene Ausbau von Batterien beginnt erst deutlich nach dem Jahr 2040 und somit deutlich später als im Basisszenario. Es ist zu erkennen, dass die Simulation weiterhin Speicherkapazitäten von 4-6 Stunden einsetzt. Die getroffenen Maßnahmen führen zu einem um ein Drittel reduzierten Bedarf an Speicherleistung.
2. Die Elektrolyse wird im Reformszenario im Jahr 2030 zunächst im Umfang von 5 GW (exogen vorgegebener Mindestausbau) ausgebaut. Nach 2030 steigt der Ausbau der Elektrolyse stark an und übertrifft mit fast 100 GW im Jahr 2050 das im Basisszenario ermittelte Ausbauvolumen. Der zunächst reduzierte Ausbau tritt aufgrund einer deutlich stärkeren Ausbaus der PtH Anlagen auf.

3. Die Power-to-Methan-Anlagen können unter den gewählten Rahmenbedingungen (s. Abschnitt 4.3.9) nicht über den exogen vorgegebenen Umfang von 0,5 GW wirtschaftlich ausgebaut werden.
4. Durch die stärkere Überbauung der Bioenergie und den Anschluss an die Gasspeicher über das Gasnetz ist es im Reformszenario möglich, im Jahr 2050 fast vollständig auf den Einsatz anderenfalls zusätzlich benötigter H<sub>2</sub>-Gasturbinen zu verzichten. Dies stellt eine Option zur Umsetzung der Energiewende gegenüber anderen Studien dar.
5. Power-to-Heat-Anlagen (PtH) werden aufgrund der besseren Wirtschaftlichkeit gegenüber der Elektrolyse bereits 2030 mit etwa 25 GW um das Zweieinhalbfache stärker ausgebaut als im Basisszenario. Hierbei kommen neben der KWK-Anlagenflexibilisierung über Elektrodenkessel u. a. auch Windwärmesysteme zum Einsatz. Im Jahr 2050 gleicht sich die Installation der PtH-Anlagen (Industrie, Fernwärme) dem Ergebnis aus dem Basisszenario 2050 stark an.
6. Im KWK-Anlagenbestand kommt es u. a. durch das Erreichen der in der Simulation unterstellten Lebensdauer zu einer Reduktion der Bestandskraftwerke. Demgegenüber steht ein Neubau von KWK-Anlagen, der gegenüber dem Basisszenario allerdings stabil bei 8,2 bis 8,7 GW<sub>el</sub> liegt.
7. Der Bestand an Kondensationskraftwerken wird bis 2050 vollständig zurückgebaut werden.

Ähnlich wie im Basisszenario sind auch hier die Kurzaussagen zu den Ergebnissen des Flexibilitätsausbaus im Reformszenario näher zu erläutern.

Unter den Kurzaussagen scheint insbesondere die Substitution der Elektrolyseleistung im Jahr 2030 durch einen stärkeren Ausbau der PtH-Anlagen auffällig. Aus wirtschaftlicher Sicht ergibt sich durch geringere Investitionskosten der PtH-Anlagen gegenüber den Elektrolyseanlagen bei gleichen Strombezugskosten ein besserer wirtschaftlicher Rahmen. Dennoch ist es aufgrund zweier wesentlicher Aspekte für die Energiewende sinnvoll, bis zum Jahr 2030 den Ausbau der Elektrolyse bis zum wirtschaftlichen Maximum des Basisszenarios (14,4 GW) zu forcieren:

Erstens sichert dies einen stärkeren Markthochlauf, der den Grundstein für die hohen jährlichen Zubauraten der Elektrolyse auch in den folgenden Dekaden legt. Zweitens führt dies zu einem industriepolitisch sinnvollen, vergleichmäßigeren Zubau, um den Zielwert im Jahr 2040 zu erreichen. Ähnliches gilt auch für den marktgetriebenen Ausbau von Batteriespeichern, deren Markthochlauf ebenfalls bereits vor 2040 vorangetrieben werden sollte. Die Vergleichmäßigung des Zubaus ist dabei sowohl beschäftigungs- als auch industriepolitisch sinnvoll und ermöglicht bei netzdienlicher Fahrweise auch den dringend benötigten marktstabilisierenden Effekt für die Erneuerbaren Energien.

Die im Basisszenario für das Jahr 2050 endogen ermittelten steuerbaren Erzeuger über H<sub>2</sub>-Gaskraftwerke zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit können durch die Maßnahmen der Überbauung von Bioenergie sowie den teilweisen Anschluss an die Gasspeicher über das Gasnetz als Speichermedium fast vollständig substituiert werden. Dennoch bedarf es zur Abbildung der Wirtschaftlichkeit dieser geringen benötigten steuerbaren Leistung von 0,1 GW der H<sub>2</sub>-Gaskraftwerke ähnlich extreme Strompreise über mehrere hundert Stunden wie im Basisszenario (s. Abbildung 8-5).

Im Reformszenario wird Deutschland im Jahr 2030 in der Jahresbilanz kurzfristig zu einem Stromimporteuer von rund. 6 TWh. In den späteren Dekaden wie auch bereits in den vergangenen Jahren verbleibt es ein Stromexporteur. Hierbei ist vor allem das Jahr 2040 hervorzuheben, das mit fast 190 TWh gegenüber dem Basisszenario nochmals eine Steigerung von 50 % des Stromexports aufweist.

Im Reformszenario treten durch die unterstellten Maßnahmen keine negativen Strompreise mehr auf. Dies erhöht die Marktwerte der Erneuerbaren Energien signifikant, senkt ihre Differenzkosten und verbessert die Finanzierungssituation der Erneuerbaren Energien allgemein.

Für das Marktdesign ist eine Befreiung von PtG/PtH von Netzentgelten vorteilhaft. In Hinblick auf Verteilungseffekte wie steigende Netzentgelte für herkömmliche Verbraucher besteht aber weiterer Diskussions- und Analysebedarf.

Bezogen auf die optimierte Netzausbauplanung und die optimierte Netzbetriebsführung lautet das Resümee für das Basisszenario wie folgt:

In Bezug auf die Zubaumaßnahmen und die damit einhergehenden Leitungskilometer weist das Reformszenario für das Jahr 2030 einen leicht gesteigerten Netzausbau gegenüber den in den Netzentwicklungsplänen [3, 4] und dem Basisszenario vorhandenen Größenordnungen auf. Auch für das Reformszenario wird hinsichtlich der Netzentwicklungspläne im Jahr 2050 ein leicht geringerer Netzausbau (in Bezug auf ein Fünfjahreszeitfenster) erreicht. Verglichen mit dem Basisszenario für das Jahr 2050 ergibt sich an dieser Stelle eine leichte Steigerung des AC-Zubaubedarfs.

Bezogen auf die optimierte Netzbetriebsführung reduzieren sich die Kosten basierend auf den Kostenannahmen sowie der geografischen Verteilung der Erzeugungsanlagen und Verbraucher für das Jahr 2030 deutlich gegenüber den Zahlen für 2020 (siehe [20]). Auch die Energiemenge reduziert sich im Vergleich zu den heutigen Zahlen um ca. 47 %.

Eine optimierte Netzbetriebsführung schließt in der Zukunft neben der Erzeugerseite auch die Verbrauchseite mit ein. Dies ermöglicht höhere Freiheitsgrade in der Netzbetriebsführung und macht es möglich, dass ca. 3,6 Mal mehr Energiemengen als im Basisjahr 2020 im Redispatch gemanagt werden können bei deutlich geringeren Kosten. Verglichen mit dem Basisszenario dieser Freiheitsgrade können die Kosten für die optimierte Netzbetriebsführung im Jahr 2050 um 32 % reduziert werden.

### 9.1 Endverbraucherflexibilität

Im folgenden Kapitel wird auf Basis der Endverbraucherpreise in den Haushalten aus den Kapiteln 5.5 und 8.4 die Flexibilität bewertet und werden Effekte der aktuellen Situation im Basisszenario sowie die Effekte des Reformszenarios untersucht. Zur besseren Einordnung der Effekte werden das Basis- und das Reformszenario sowohl mit fixen als auch variablen Stromtarifen (siehe 4.5.2) bewertet. Die Betrachtung der Endverbraucherflexibilität wird anhand folgender Kriterien durchgeführt:

1. Kosten aus Prosumerperspektive
2. Verschobene Energiemenge
3. Lastspitzen
4. Market Impact Coefficient

Die Bewertung der Flexibilität erfolgt immer im Vergleich zu dem Fall, in dem der Prosumer-Haushalt keinerlei Anreize erhält, Flexibilitäten systemdienlich einzusetzen und sie entweder gar nicht oder ausschließlich zur Eigenverbrauchsoptimierung nutzt. Dieser Fall entspricht der Betrachtung des jeweiligen Systems mit fixen, im Zeitverlauf konstanten Endkundenpreisen. Diese geben keine Informationen über die Bedarfe des Marktes oder Netzes weiter.

Die Kosten aus Prosumerperspektive beinhalten sowohl die jährlichen Kosten als auch die Investitionskosten für die gesamte Energieversorgung des Gebäudes. Aufgrund der Sektorkopplungstechnologien ist hier eine Ausdifferenzierung nach einzelnen Technologien nicht zielführend, da die Profitabilität stark von dem Wechselspiel der Technologien beeinflusst wird. Als Vergleichsgröße dient die Versorgung des Gebäudes allein aus dem Strom- und Fernwärmenetz ohne eigene Erzeugung vor Ort.

Die verschobene Energiemenge der Flexibilitäten ist die Summe der über das Jahr zu anderen Zeitpunkten verschobenen Stromnachfrage aus dem Stromnetz. Die Lastspitze des Strombezugs aus dem Netz dient als Indikator, ob durch den gewählten Anreiz eine höhere Netzbelastung statt der erhofften Systemstabilisierung zustande kommen könnte. Der Market Impact Coefficient gewichtet den Netzbezug mit dem Börsenstrompreis und berechnet sich wie folgt:

$$ic = \frac{\sum_t power\ demand_{t, flex\ tech} \cdot price_t^{signal}}{\sum_t power\ demand_{t, flex\ tech}}$$

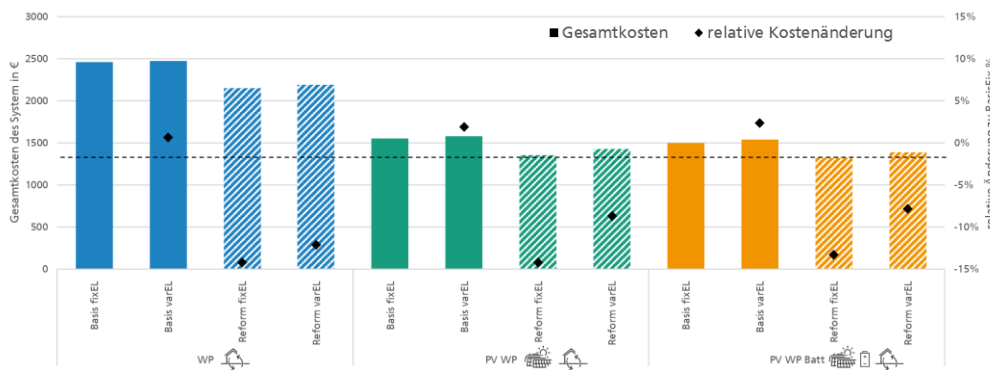
Eine bessere Annäherung an die Marktsignale findet dann statt, wenn der Koeffizient sinkt, da die Nachfrage des Haushaltes zu Zeitpunkten mit niedrigeren Preisen, d. h. mit hohem Angebot, verschoben wird.

#### 9.1.1 Einfamilienhäuser

Im Folgenden werden die Ergebnisse exemplarisch für ein Einfamilienhaus (EFH) am Standort Köln dargestellt und beispielhaft für alle Standorte verglichen. Die Berechnung mehrerer Standorte hat gezeigt, dass die Bewertungsindikatoren sich an den betrachteten Standorten alle in die gleiche Richtung verändern, zum Teil aber in ihren absoluten Werten leicht abweichen. In Abbildung 9-1 sind die jährlichen Kosten der gesamten Energieversorgung des EFH dargestellt. Diese umfassen sowohl die Betriebskosten für eigene Energieerzeugung als auch zusätzlichen Energiebezug aus dem Netz.

Es ist zu erkennen, dass das Reformszenario (gestrichelte Balken) für den Prosumer immer günstiger ist als das Basisszenario, unabhängig von der Technologiekonfiguration. Weiterhin reduzieren sich die jährlichen Kosten durch die Installation einer PV-Anlage in diesen Kombinationen erheblich, werden aber durch eine zusätzliche Batterie nicht merklich weiter reduziert.

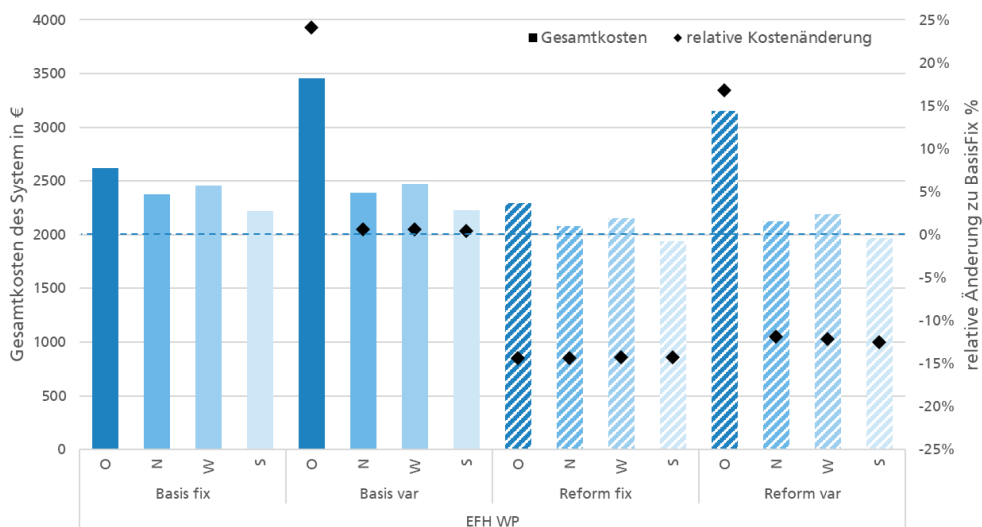
Die Einführung variabler Stromtarife führt sowohl im Basis- als auch im Reformszenario zu einer Kostenerhöhung in allen betrachteten Optionen. Dies ist ein Hinweis darauf, dass aus Prosumerperspektive variable Tarife in Systemen mit Wärmepumpen keinen ökonomischen Anreiz bieten, Flexibilität bereitzustellen. Hintergrund ist, dass der Strombezug von Wärmepumpen nicht beliebig verschoben werden kann. Somit bezieht die Wärmepumpe auch in teilweise sehr hohen Strompreisphasen Energie aus dem Netz. Verglichen zum jeweiligen „Basisszenario fix“ zeigt sich, dass es im Reformszenario zu Kostensenkungen – unabhängig, ob eine fixe oder variable Stromtarifstruktur vorliegt – kommt.



**Abbildung 9-1: Jährliche Energieversorgungskosten der betrachteten Systemkonfigurationen in 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

Exemplarisch ist in Abbildung 9-2 ein Vergleich aller Standorte für Einfamilienhäuser (EFH) mit Wärmepumpe dargestellt, der Trend der Standortunterschiede zwischen Basis und Reform ist ähnlich für alle Standorte. Am Standort Ost gibt es Ausreißer bei den Gesamtkosten der Szenarien mit variablen Preisen, was in einem höheren Heizbedarf aufgrund niedrigerer Temperaturen im Winter und damit einer höheren Residuallast bei geringerer Nachfrageflexibilität im Winter zu erklären ist. Dies fällt in die Zeit der höheren Preise am Spotmarkt, wodurch insgesamt ein deutlicher Kostenanstieg zu verzeichnen ist.



**Abbildung 9-2: Gesamtkosten und relative Änderung zu Basis fix an allen Standorten in 2030 für EFH mit WP**

Quelle: Eigene Darstellung

Die relativen Änderungen der Kosten zum jeweiligen Basisszenario mit fixen Preisen zeigen den geringen Einfluss des Standorts auf die Wärmeflexibilität. Entsprechend wenig Flexibilität (0,6 - 2,3 %) kann bereitgestellt werden, was sich in Abbildung 9-3 bei den Wärmepumpen



(blau) auch für den Standort Ost zeigt (46 - 190 kWh Lastverschiebung zum Basisszenario fix bei Gesamtstrombedarf aus Haushalt, Wärme/Kälte von 8,2 MWh). Die kumulierte Lastverschiebung mit Wärmepumpe (WP) im Szenario Reform variabel ist dabei deutlich höher als bei PV-WP, da es durch die Eigenerzeugung weniger Anreize zur Reaktion auf das Stromtarifsignal gibt. Im Vergleich von PV-WP und PV-WP-Systemen mit Batteriespeicher zeigen sich für EFH mit Batterie höhere Flexibilitätsbereitstellungen bei variablen Preissignalen. Der variable Tarif hat im Reformszenario größere Auswirkung.

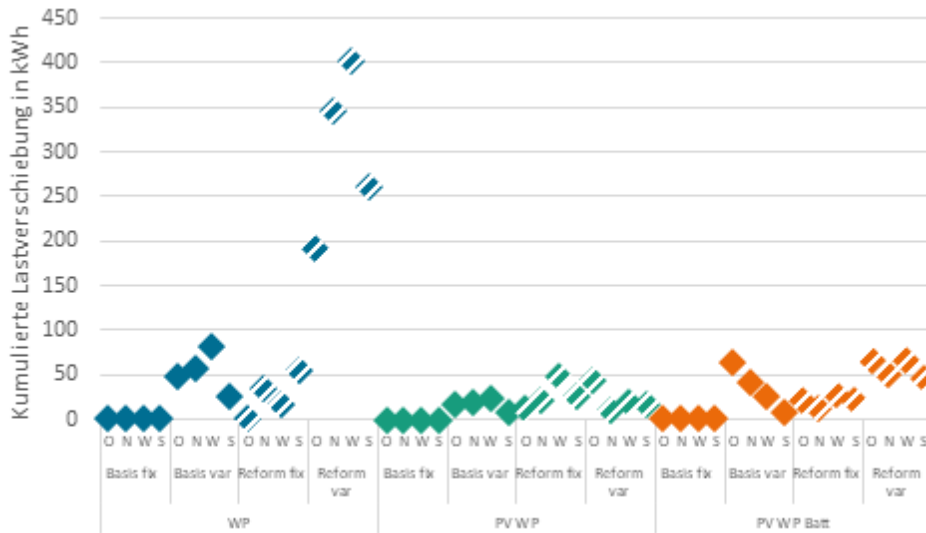


Abbildung 9-3: Flexibilitätsbereitstellung EFH im Jahr 2030

Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt ist die Flexibilitätsbereitstellung in Form von Lastverschiebung in EFH im Jahr 2030 sehr begrenzt, variable Tarife reizen eine Lastverschiebung bis zu 5,1 % der Gesamtlast an. Mit den Endverbraucherpreisen der Jahre 2040 und 2050 verändert sich die Flexibilitätsbereitstellung. Variable Tarife mit höheren Strompreisspitzen führen zu einer deutlich höheren Flexibilitätsbereitstellung in allen Technologieoptionen, im Reformszenario fix ändert sich die Last zum Basisszenario um bis zu 300 kWh, mit variablen Preisen gibt es eine deutliche Steigerung auf über 1.000 kWh Lastverschiebung in PV-WP mit und ohne Batterie, im System nur mit Wärmepumpe zeigt sich eine Flexibilitätsbereitstellung über 2.500 kWh (siehe Abbildung 9-4).

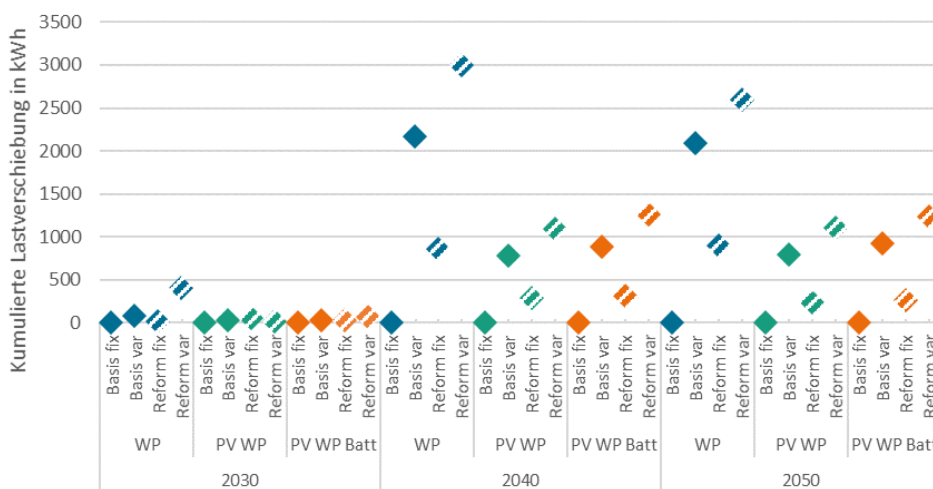


Abbildung 9-4: Veränderung der Flexibilitätsbereitstellung im EFH West zwischen 2030, 2040 und 2050

Quelle: Eigene Darstellung

### 9.1.2 Mehrfamilienhäuser

Die Ergebnisse der Mehrfamilienhäuser gleichen denen der Einfamilienhäuser. Die jährlichen Kosten erhöhen sich in jeder Konfiguration durch die Einführung variabler Tarife und sinken im Reformszenario im Jahr 2030 stets ab (siehe Abbildung 9-5). Auch hier ist zu sehen, dass die Installation einer PV-Anlage durch den günstigen Strom zum Eigenverbrauch sich positiv auf die Kosten auswirkt, während die Batterie keine signifikante Kostensenkung bietet. Auch im Mehrfamilienhaus scheint das Flexibilitätspotenzial nicht ausreichend, um auf Basis der variablen Tarife eine Kostensenkung zu erreichen, sondern nur um die Kostenerhöhung zu begrenzen.

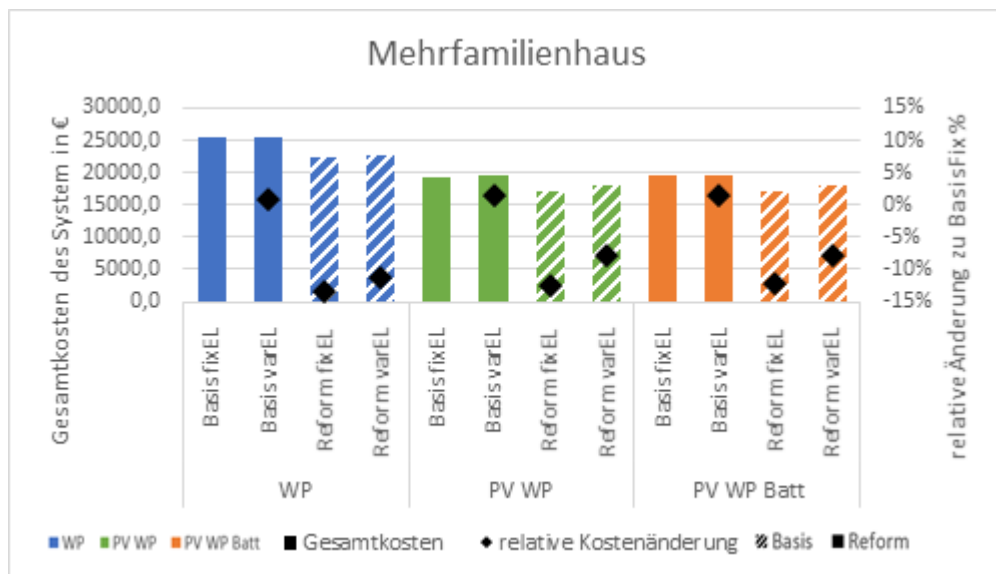
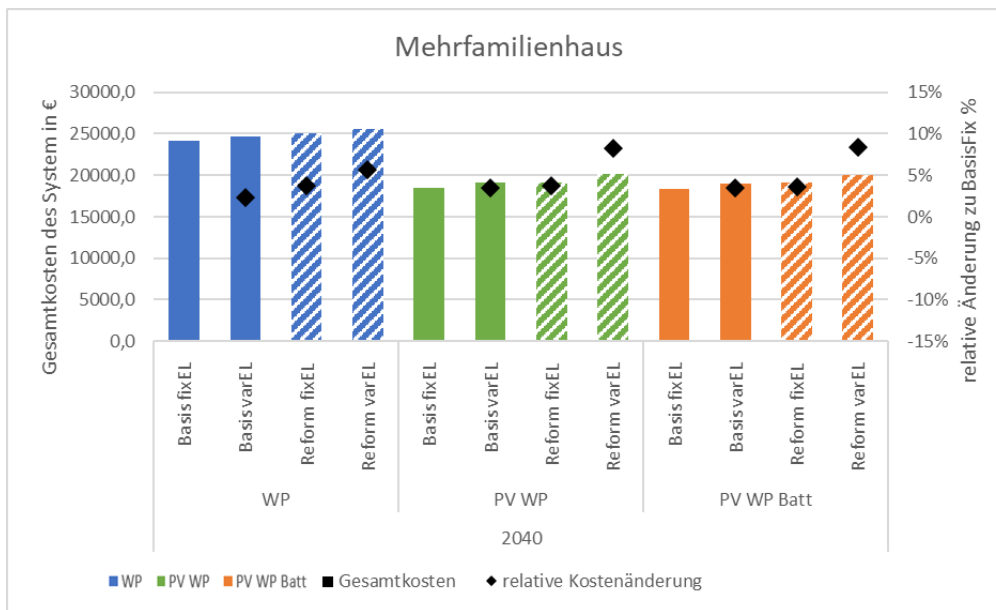


Abbildung 9-5: Jährliche Energieversorgungskosten der betrachteten Systemkonfigurationen im Jahr 2030

Quelle: Eigene Darstellung

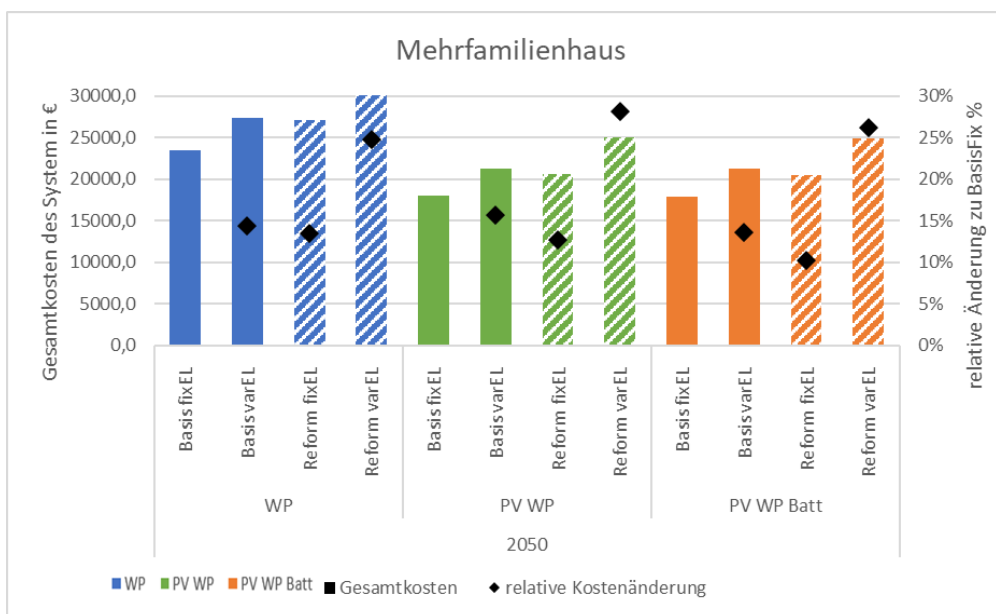
Die begrenzte Flexibilität zeigt sich in der Entwicklung der jährlichen Energieversorgungskosten in den Jahren 2040 und 2050 (siehe Abbildung 9-6 und Abbildung 9-7) mit steigenden Kosten für das Mehrfamilienhaus. Die steigenden Stromendkundenpreise resultieren in höheren Gesamtkosten bei variablen Tarifen mit relativen Änderungen bis zu 8,3 % im Jahr 2040 und bis zu 28 % im Jahr 2050. Unverändert ist der Technologievorteil durch den Einsatz einer PV-WP-Kombination.

Im Jahr 2040 ergeben sich jeweils Gesamtkostensteigerungen zwischen den fixen und variablen Tarifen von 3-4 %. Eine relative Gesamtkostenänderung über 5 % tritt in allen Reformszenarien mit variablen Tarifen auf. Dieser Trend verstärkt sich im Jahr 2050 deutlich. Der Unterschied der Gesamtkosten zwischen Basis und Reformszenario liegt jeweils bei über 10 %, dazu schneiden variable Tarife deutlich schlechter ab in 2050. Die geringe Systemflexibilität und bereits volle Ausnutzung der WP und thermischen Speicher erklärt die hohen Mehrkosten bei der Weitergabe der Spotmarktpreisspitzen im Jahr 2050, die nicht durch die hier vorhandene Flexibilität vermieden werden können.



**Abbildung 9-6: Jährliche Energieversorgungskosten der betrachteten Systemkonfigurationen im Jahr 2040**

Quelle: Eigene Darstellung

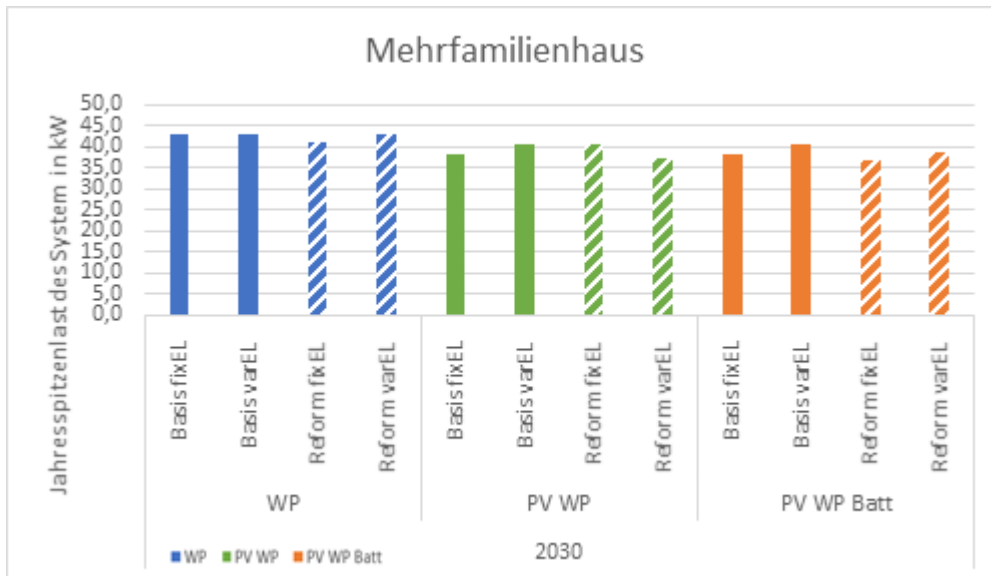


**Abbildung 9-7: Jährliche Energieversorgungskosten der betrachteten Systemkonfigurationen im Jahr 2050**

Quelle: Eigene Darstellung

### Bewertungsindikator: Einfluss auf die Spitzenlast

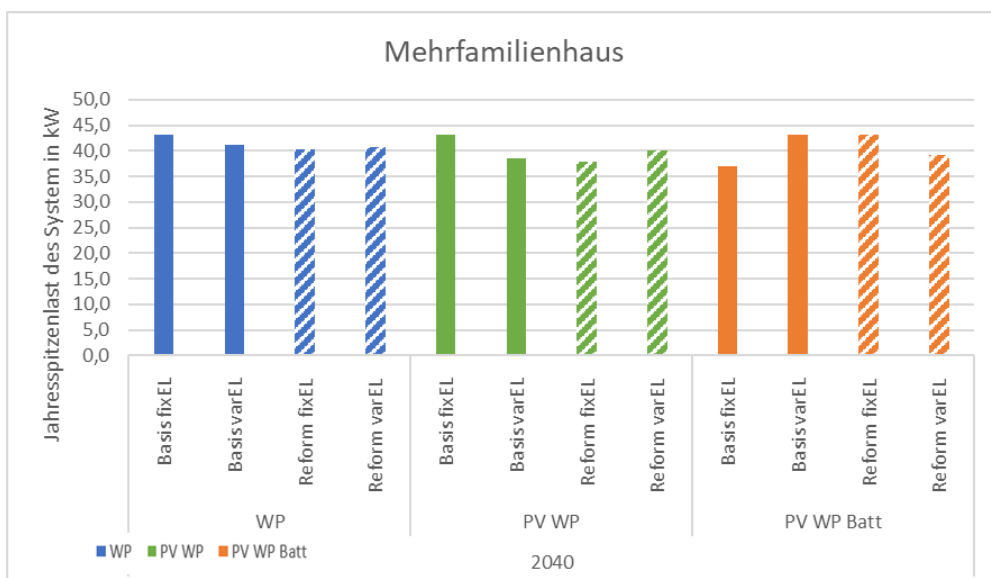
Die Spitzenlast der einzelnen Haushalte ist ein erster grober Indikator für die mögliche Netzbe- oder -entlastung bei der Einführung eines geänderten Stromtarifdesigns. Die Spitzenlast ist die maximale Netzlast innerhalb eines Jahres aus der Summe der einzelnen Lasten im Haushalt, wie z. B. Wärmepumpen. In Abbildung 9-8 sind die Spitzenlasten für das MFH West im Jahr 2030 exemplarisch aufgezeigt. Die Leistungsspitze im Basiszenario beträgt 40,5 kW bei WP-Einsatz, im Szenario WP-PV sinkt die Spitzenlast im Basisfall auf 38,5 kW. Insgesamt sinkt durch PV der Netzbezug, durch Batterieeinsatz jedoch nicht stärker. Im Reform-szenario ist die Spitzenlast leicht niedriger, insgesamt ergeben sich jedoch keine großen Veränderungen.



**Abbildung 9-8: Spitzenlast in betrachteten Systemkonfigurationen im MFH am Beispiel Köln im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

Die Jahresspitzenlast im Jahr 2040 verändert sich leicht, im Reformszenario ist die Spitzenlast niedriger als im Basisszenario fix, abgesehen von dem Fall mit PV, WP und Batteriespeicher bei dem leicht höhere Lastspitzen über 40 kW auftreten (siehe Abbildung 9-9). Auffallend in Abbildung 9-10 für das Jahr 2050 ist die deutliche Erhöhung im Reformszenario mit variablen Tarifen und WP, in dem die maximal mögliche Spitzenlast im MFH von 65 kW erreicht wird. Dies deutet auf den Einsatz der WP zur Flexibilitätsbereitstellung bei extremen Strompreisen hin, denn in Systemkombinationen mit Batterie und PV tritt diese extreme Spitze nicht auf.



**Abbildung 9-9: Einfluss auf die Spitzenlast des Haushalts in 2040**

Quelle: Eigene Darstellung

Auffallend in folgender Abbildung ist die deutliche Erhöhung der Spitzenlast im Reformszenario mit variablen Tarifen und WP, in dem die maximal mögliche Spitzenlast im MFH von 65 kW erreicht wird. Dies deutet auf den Einsatz der WP zur Flexibilitätsbereitstellung als Reaktion auf die starken Preisspitzen der Strompreissetreihe im Jahr 2050 hin. Dies wiederum bedeutet, dass durch die Preisspitzen ein anderes Verhalten hervorgerufen werden kann, das aber gleichzeitig auch zu Kostenerhöhungen trotz Flexibilitätsnutzung für den Endkunden führt. In den Technologiekombinationen WP-PV sowie PV-WP und Batterie sinkt die Spitzenlast im Vergleich zu 2040 auf das Niveau von 2030 ab. Sie zeigt innerhalb der Tarife jedoch

keine größeren Differenzen und bleibt annähernd gleich, nur im Reformszenario mit variablen Preisen zeigen sich leicht höhere Spitzenlasten, was ein Indikator für mehr Flexibilitätsbereitstellung ist.

Endverbraucherflexibilität,  
Sektorenkopplung und  
Wirtschaftlichkeit

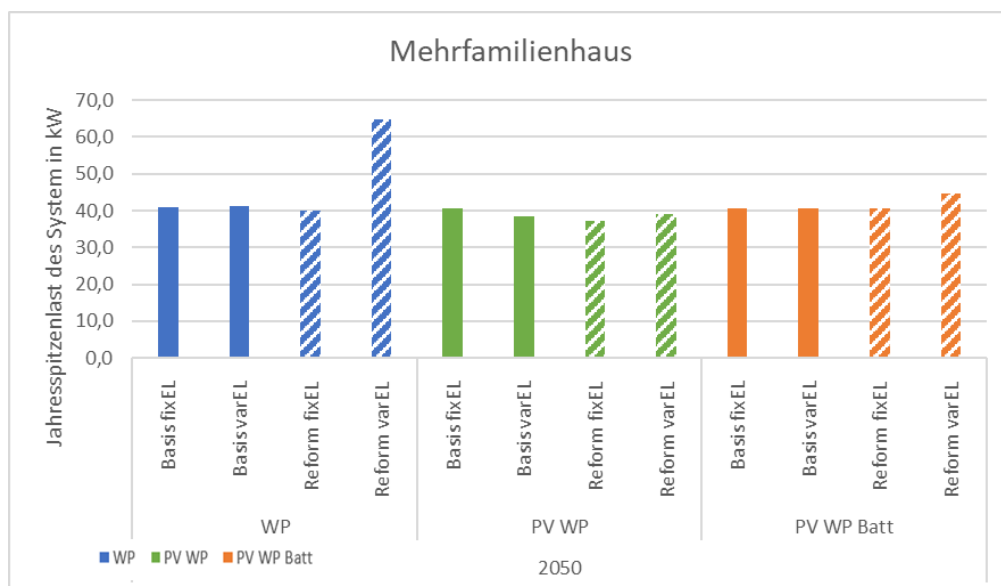


Abbildung 9-10: Einfluss auf die Spitzenlast des Haushalts in 2050

Quelle: Eigene Darstellung

Die Jahresspitzenlast in MFH für verschiedene Standorte in Abbildung 9-11 zeigt nur geringfügige Standortänderungen der Spitzenlasten bei allen Szenarien mit größeren positiven und negativen Abweichungen der Spitzenlast nur im „Reformszenario variabel“. Aus der Spitzenlast kann kein negativer Effekt eines variablen Strompreises auf die Einzelhaushalte für 2030 abgeleitet werden, mit extremen Strompreisen und limitierter Flexibilität könnten einzelne Haushalte jedoch höhere Lasten verursachen. Auch für andere Technologiekombinationen gibt es zwischen den Standorten ähnliche Spitzenlastveränderung. Dennoch ist das Zusammenspiel mehrerer Haushalte auf die lokale Netzlast differenzierter. Für den Strommarkt wurde dies in Kapitel 4.8 angesprochen. Es zeigt sich, dass theoretisch hohe Gleichzeitigkeiten im Netz (und Regelleistungsbedarf wegen Bilanzkreisabweichungen) vermieden werden müssen. In der Praxis ist dies komplex und wird im weiteren Forschungsbedarf (Kapitel 11.3) grundsätzlich und auch im Hinblick auf den kombinierten Einsatz von Flexibilitäten am Strommarkt und zur Netzengpassbewirtschaftung im Verteilnetz diskutiert.

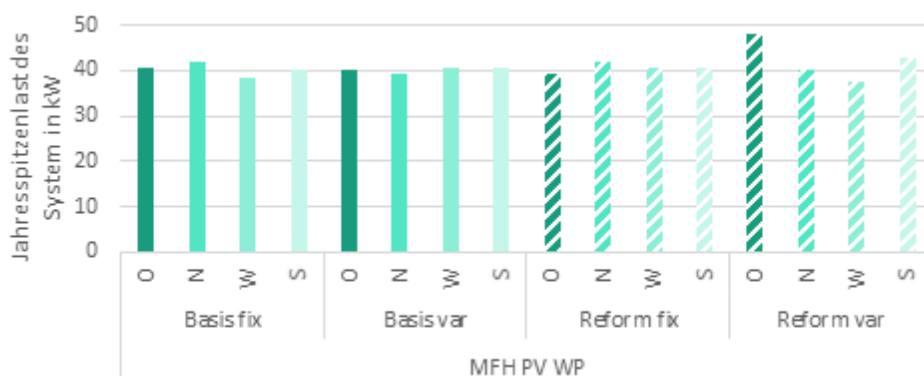


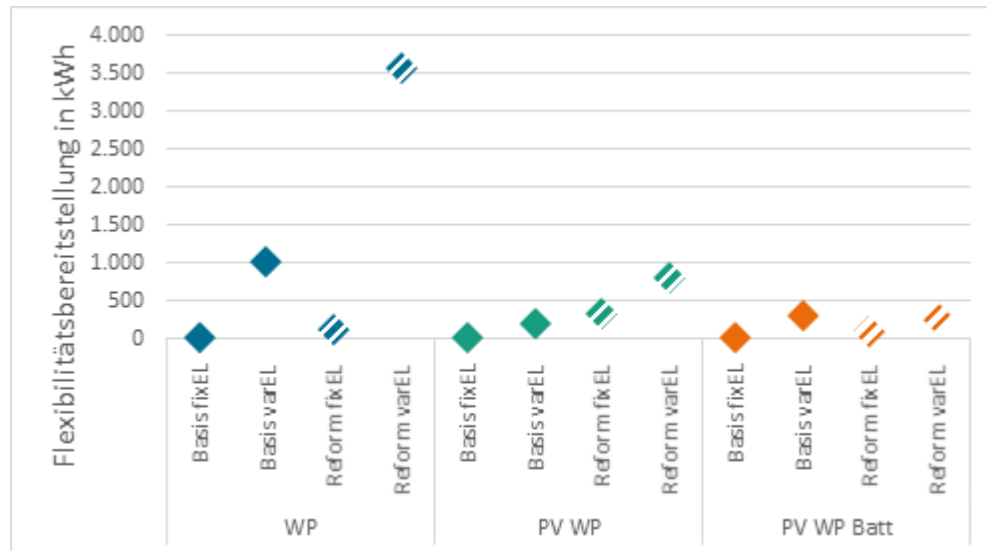
Abbildung 9-11: Jährliche Spitzenlast aller Standorte im MFH PV-WP im Jahr 2030

Quelle: Eigene Darstellung

### Flexibilitätsbereitstellung

Die Flexibilitätsbereitstellung wird in Abbildung 9-12 für das MFH am Standort West dargestellt. Aus der Höhe der Flexibilitätsbereitstellung zeigt sich, dass eine Lastverschiebung erfolgt, jedoch ist diese nur im WP-Reformszenario variabel mit deutlichem Ausschlag von 3,5

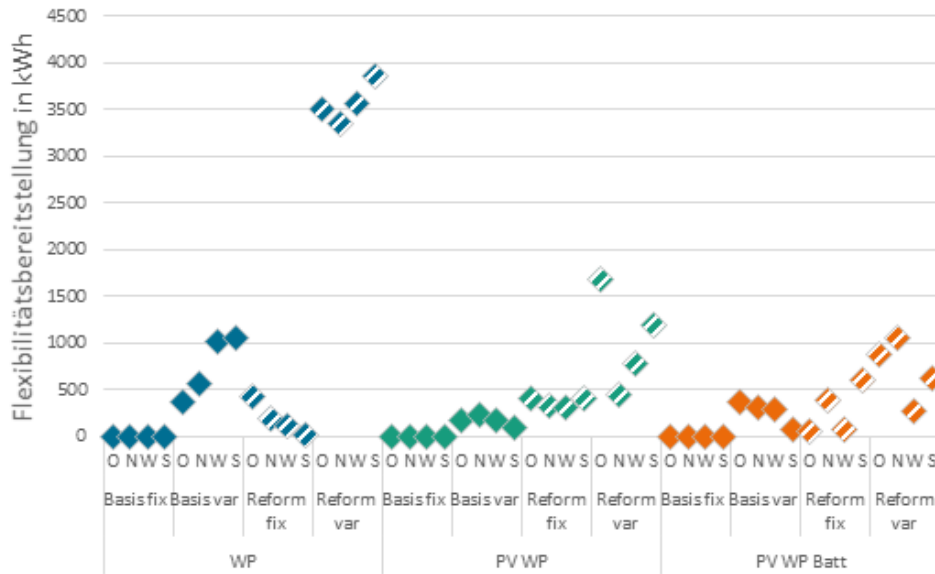
MWh zu sehen. Bei Systemkonfigurationen mit PV-WP oder PV-WP und Batteriespeichersystem ist die Bereitstellung als Reaktion auf das Preissignal geringer. Variable Tarife haben dabei eine bessere zusätzliche Bereitstellung zum Systemoptimum im Basisszenario, d. h., die Spotmarktorientierung ist im Reformszenario erhöht. Auch bei geringem Unterschied zwischen variablen und fixen Stromtarifen für Haushaltseinkunden wird in einem sektorgekoppeltem System Flexibilität bereitgestellt. Wenn Eigenstromerzeugung, hier mit PV, genutzt wird, reduziert sich der Anreiz zur Flexibilitätsbereitstellung, denn die Stromgestehungskosten der Eigenanlage liegen unter den externen Bezugskosten. Im System mit PV und Batterie wird durch die zusätzliche Speicherung der Eigenerzeugung der Anreiz zur Lastveränderung weiter gesenkt und die Flexibilitätsbereitstellung nimmt ab.



**Abbildung 9-12: Flexibilitätsbereitstellung im MFH West der betrachteten Systemkonfigurationen im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

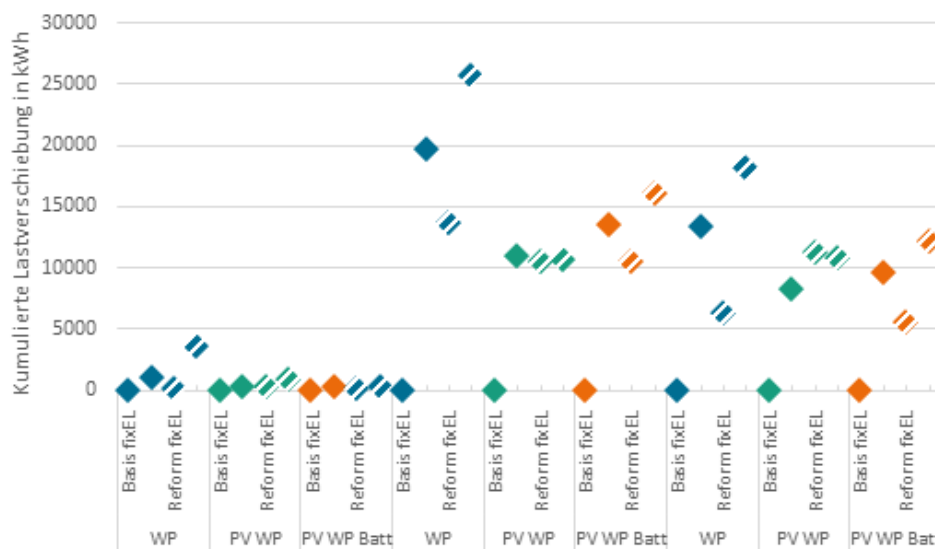
Die Flexibilitätsbereitstellung aller MFH-Standorte ergibt ein sehr ähnliches Bild (siehe Abbildung 9-13). Die Änderung der kumulierten Lastverschiebung zeigt nur im WP-Reformszenario eine deutlich höhere verschobene Energiemenge von über 3.500 kWh. Im WP-Fall ist die Lastverschiebung im Reformszenario bei variablen Tarifen über 3.000 kWh an allen Standorten, was bei ca. 43 MWh Haushaltstromnachfrage im Jahr ca. 9 % der Gesamtnachfrage des MFH entspricht. Eine geringe Flexibilitätsbereitstellung zeigt sich auch für das WP-Basisszenario mit variablen Strompreisen.



**Abbildung 9-13: Vergleich der standortbezogenen Flexibilitätsbereitstellung in MFH der betrachteten Systemkonfigurationen in 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

Im Vergleich der Flexibilitätsbereitstellung zeigt sich eine deutlich höhere Lastverschiebung in den Jahren 2040 und 2050 als Reaktion auf die variablen Spotmarktpreise in den Szenarien (siehe Abbildung 9-14). Insgesamt findet eine höhere Lastverschiebung bereits zwischen Basis- und Reformszenario mit fixen Preisen statt. Zusätzlich dazu werden in den variablen Szenarien mehr Haushaltslasten zu günstigeren Zeiten verschoben. Die kumulierte Lastverschiebung wächst von maximal 2 MWh im Jahr 2030 auf 10 MWh im Vergleich zum Basisszenario. Generell gilt, dass die Haushalte nur mit WP die stärkste Lastverschiebung aufweisen und Technologieoptionen mit PV weniger stark Lasten verschieben.



**Abbildung 9-14: Veränderung der Flexibilitätsbereitstellung im MFH West zwischen 2030, 2040 und 2050**

Quelle: Eigene Darstellung

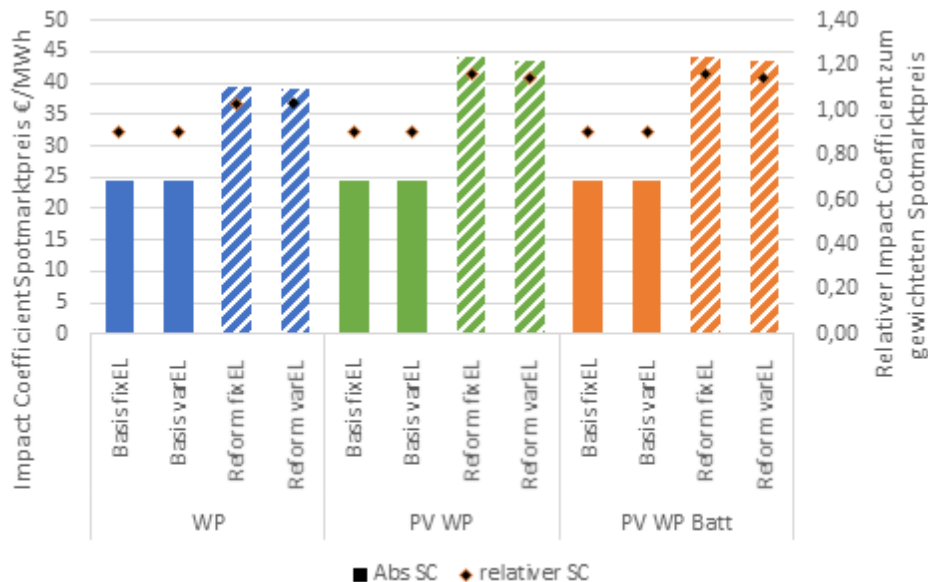
### Market Impact Coefficient

Der Market Impact Coefficient (IC) in Abbildung 9-15 ist als Projektion des Spotmarktpreises auf die Netzlast des betrachteten Haushalts zu verstehen und dient der Bewertung der Haushaltslast im Nachgang an die vollzogene Flexibilitätsbereitstellung sozusagen zur Überprüfung, ob im optimalen Fall mit einem marktbasieren Tarif die Haushaltslast eine Annäherung an die Marktsignale zeigt. Das bedeutet, der IC-Coefficient ist ein Indikator für die Veränderungen des Preises für Strombezug aus dem Netz des Haushalts, wenn ein Marktpreis bezahlt



werden müsste. Er ermöglicht den Vergleich des Einflusses der fixen und variablen Tarife einerseits direkt als IC-Coefficient-Preis in €/MWh und andererseits gewichtet am mittleren Spotmarktpreis bzw. als relativer IC-Coefficient den Einfluss des Systems beider Szenarien.

Der Impact Coefficient bewertet in Abbildung 9-15 für alle Szenarien und Technologiekonfigurationen im MFH die Last mit dem Spotmarktpreis, sodass die Haushaltsausrichtung auf den Marktpreis absolut und relativ zum gewichteten Spotmarktpreis relativiert werden kann. In der Abbildung zeigen sich höhere absolute IC-Preise, was mit den gewichteten durchschnittlichen Spotmarktpreisen im Basisszenario von 27,15 €/MWh und im Reformszenario von 38,13 €/MWh korreliert. Für das Basisszenario zeigt sich in allen Technologiekonfigurationen für variabel und fix ein leicht niedrigerer IC-Preis zum gewichteten Spotmarktpreis, beim Reformszenario ein vergleichsweise schlechterer Preis. Dies ist zu erwarten, denn durch den insgesamt relativ geringen Endkundenarbeitspreis im Reformszenario 2030 (siehe 8.4) ist der Anreiz zur Reaktion auf das Preissignal geringer. Im Reformszenario mit variablen Tarifen verbessert sich der IC-Spotmarktpreis leicht im Vergleich zum fixen Tarif, es findet jedoch in keiner der Technologiekonfigurationen eine deutliche Steigerung der Spotmarktorientierung statt. Insgesamt ist im IC-Coefficient ein Einfluss des Spotmarktpreises auf die Haushalts-Systemkonfiguration von minimal 0,9 bis 1,16 % zu erkennen, dies ist ein Indikator für begrenzte Endverbraucherflexibilität.



**Abbildung 9-15: Vergleich des Market Impact Coefficient im MFH in allen Technologiekonfigurationen im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

Ein deutlich höherer Market IC zeigt sich im Jahr 2040 absolut und relativ, dabei verändert sich der IC im Reformszenario weniger stark als im Basisszenario mit deutlich niedrigerem relativen IC. Der relative IC ist deutlich höher als im Jahr 2030 und zeigt stärkere Flexibilität auf, dies ist auch auf den gestiegenen Spotmarktpreis zurückzuführen. Der Trend der höheren absoluten IC bleibt über die Jahre bestehen, wie auch in 2050 zu erkennen ist. Dabei ist im Jahr 2050 jedoch ein niedrigerer relativer IC zu bemerken, der die begrenzte Endverbraucherflexibilität auf den hohen Spotmarktpreis darstellt. Eine Annäherung der IC-Preise vom Basis- zum Reformszenario in Richtung 2040 und 2050 ist in allen Technologiekombinationen zu erkennen.

Dass sich zwischen 2040 und 2050 nur der relative IC verschiebt, deutet darauf hin, dass das Flexibilitätspotenzial aus Wärmepumpen für Haushalte begrenzt ist (siehe Abbildung 9-16, Abbildung 9-17). Da die relativen IC in den Fällen mit fixen Tarifen niedriger sind als mit flexiblen Tarifen, deutet es zudem darauf hin, dass die Residuallast des Haushalts per se während Phasen mit niedrigeren Preisen auftritt und nicht in Zeiten mit Spitzenpreisen und somit

die Nutzung der Flexibilität im Jahr 2050 eine Absicherung gegen hohe Spitzenpreise darstellt.

Endverbraucherflexibilität,  
Sektorenkopplung und  
Wirtschaftlichkeit

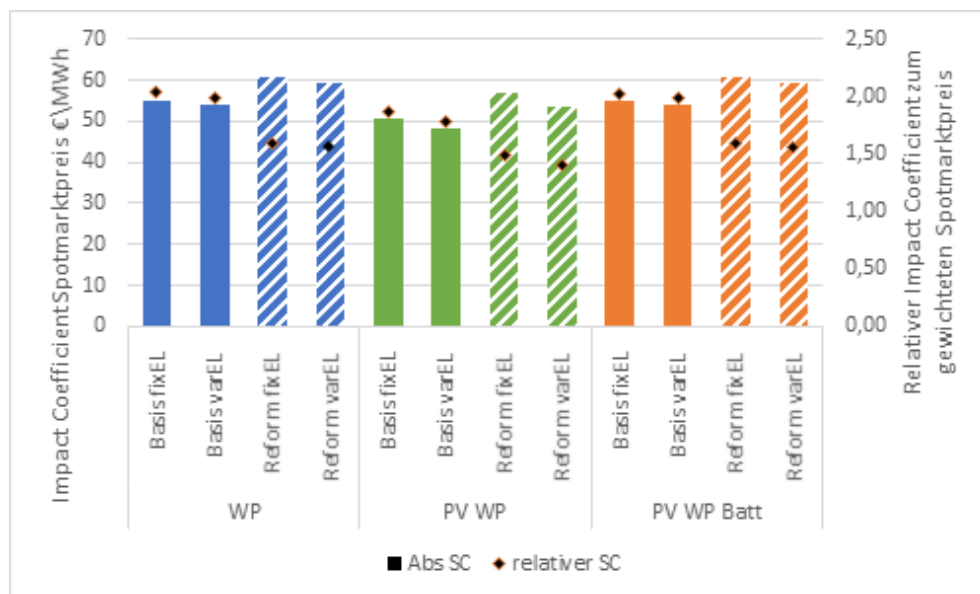


Abbildung 9-16: Vergleich des Market Impact Coefficient im MFH in allen Technologiekonfigurationen im Jahr 2040

Quelle: Eigene Darstellung

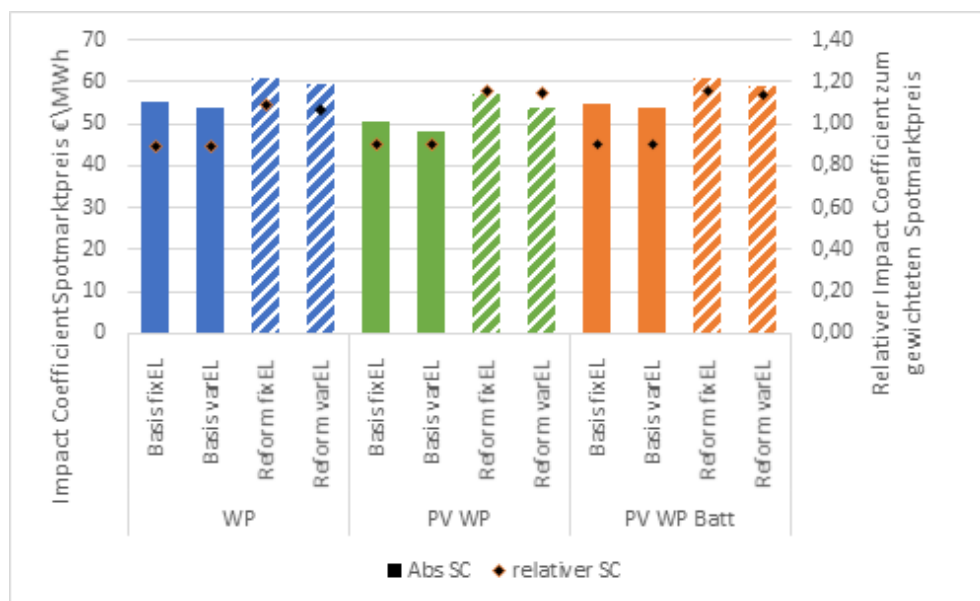


Abbildung 9-17: Vergleich des Market Impact Coefficient im MFH in allen Technologiekonfigurationen im Jahr 2050

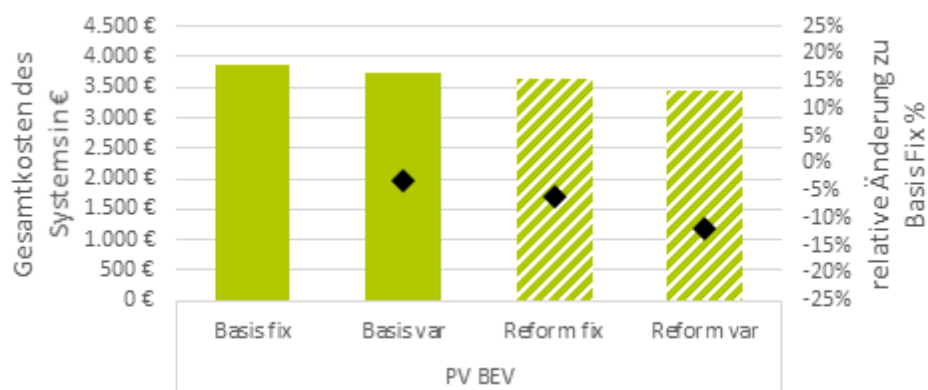
Quelle: Eigene Darstellung

### 9.1.3 Elektromobilität

Der Einfluss der Stromtarife wird in der Elektromobilität am Beispiel des Ladevorgangs eines Elektrofahrzeuges im jährlichen Fahrprofil in einem Einfamilienhaushalt untersucht, um die maximale Lastverschiebung ermessen zu können. Dem Fahrzeug wird dabei ein Fahrprofil hinterlegt, das in die notwendige Ladeleistung übersetzt wird. Die Ladung als Ladezeit und Last wird nur in Standzeiten am EFH und mit Informationen über die gewünschte Abfahrtszeit im Haushalt über ein intelligentes Ladesystem optimiert. Dabei wird angenommen, dass Informationen über die variablen Stromtarife mit mindestens 24 Stunden Vorlaufzeit zur Verfügung stehen. Dem Haushalt steht eine PV-Dachanlage mit intelligenter Betriebssteuerung zur Verfügung, wie in den Annahmen zu den EFH beschrieben.

Die Gesamtsystemkosten beinhalten die Bereitstellung der Haushaltslast für Strom und Wärme und die Kosten für die Ladung des Elektrofahrzeugs. Für die Szenarien ergeben sich die in Abbildung 9-18 dargestellten Gesamtkosten von 3.450-3.900 € im Jahr 2030. Im fixen Basisszenario mit fixen Strompreisen sind die Kosten am höchsten, das Basisszenario mit variablen Strompreisen mindert im Vergleich die Kosten um 3,1 %. Deutlich höhere Kostensenkungen ergeben sich in den variablen Szenarien mit 5,5 % auf 3.645 € für das Reformszenario fix und um 10,6 % auf 3.449 € für das Reform variable Szenario. Diese starken Kostenänderungen werden von dem deutlich marktorientierten Ladebetrieb zu günstigeren Preisstunden und von einer optimalen Batterieausnutzung verursacht. Dabei ist anzumerken, dass es sich um ein monodirektionelles Laden ohne die Möglichkeit zur Einspeisung der Fahrzeugbatterie in das Hausnetz oder das öffentliche Netz handelt.

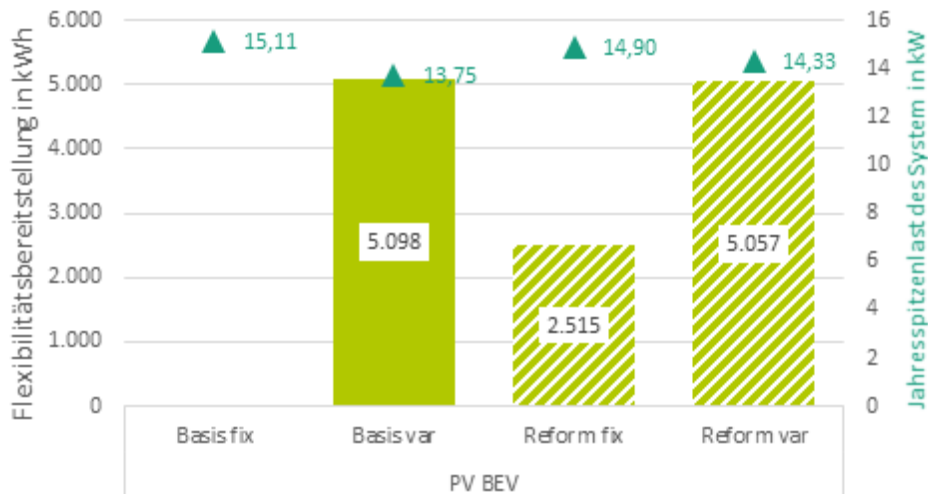
Grundsätzlich muss hier aber auch darauf hingewiesen werden, dass die direkte Bilanzierung der Marktpreise impliziert, dass der Stromhändler die Flexibilität direkt schaltet und die dezentrale Flexibilität auch tatsächlich in dieser Höhe vom Markt nachgefragt wird. Die tatsächliche Umsetzung solcher Tarife sowie der Eingreifmöglichkeiten der Stromhändler führen zu unterschiedlichen Zusatzkosten sowie Wechselwirkungen, die in Kapitel 11.3 erläutert und diskutiert werden. An dieser Stelle ist insbesondere darauf hinzuweisen, dass die Annahme dazu führt, dass die Untersuchung der Endverbraucherflexibilität das Potenzial aufzeigt, die Umsetzung in der Praxis aber noch mit einigen offenen Fragen verknüpft ist.



**Abbildung 9-18: Vergleich der Gesamtkosten in den Szenarien 2030 mit Elektrofahrzeug**

Quelle: Eigene Darstellung

Die niedrigen Gesamtkosten in den variablen Szenarien in 2030 deuten auf ein hohes Flexibilitätspotenzial hin, die Auswirkungen auf die Jahresspitzenlast und Flexibilitätsbereitstellung sind in Abbildung 9-19 dargestellt. In der Jahresspitzenlast gibt es zwischen Basis und Reform leichte Unterschiede, so sinkt sie leicht um 1,36 kW zwischen fix und variabel beim Basis- und um 0,78 kW beim Reform variabel. Die Flexibilitätsbereitstellung im Basisszenario zeigt deutlich den Anreiz zur Lastverschiebung in Szenarien mit variablen Stromtarifen. In beiden Szenarien wird eine Energiemenge von über 5,0 MWh (64,6 % der kombinierten Nachfrage aus Haushalt und Fahrzeug) in Niedrigpreiszeiten verschoben. Diese Energiemenge kann mit der ausreichend großen Batterie des Fahrzeugs besser eingespeichert und verschoben werden, im Vergleich dazu wird im EFH-Szenario mit PV-WP und stationärem Batteriesystem mit 400 kWh nur ein Bruchteil an Flexibilität bereitgestellt.

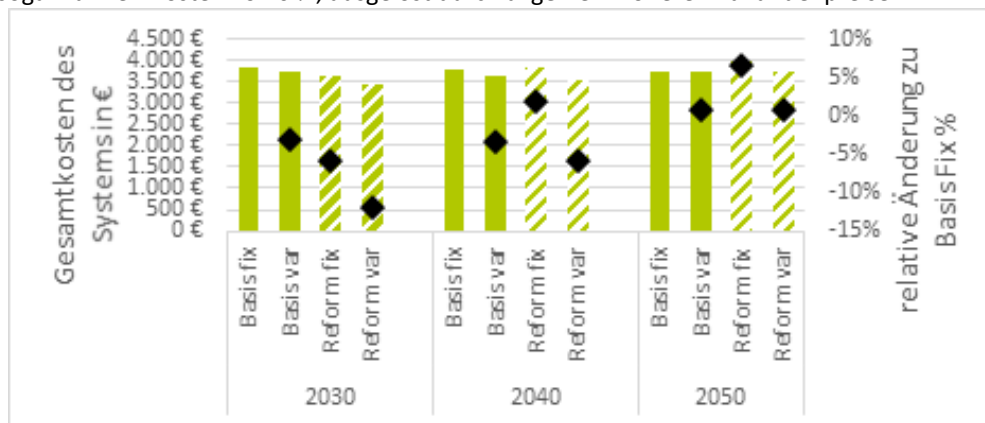


Endverbraucherflexibilität,  
Sektorenkopplung und  
Wirtschaftlichkeit

**Abbildung 9-19: Vergleich der Flexibilitätsbereitstellung und Jahresspitzenlast in den Szenarien 2030 mit Elektrofahrzeug**

Quelle: Eigene Darstellung

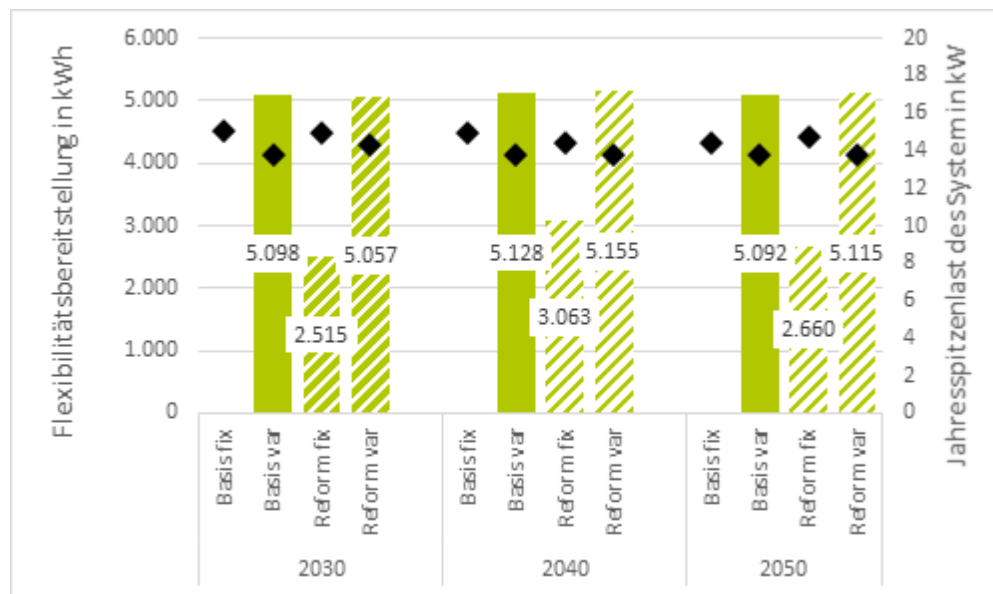
Beim Vergleich der Entwicklung der Gesamtkosten zwischen den Jahren 2030, 2040 und 2050 (siehe Abbildung 9-20) lassen sich leichte Unterschiede in der Gesamtkostenhöhe feststellen. So sinken im Reformszenario im Jahr 2030 die Kosten mit variablen Preisen stark ab, mit den Jahren relativiert sich dies jedoch. Die fixen Preise im Reformszenario führen im Jahr 2050 sogar zu Mehrkosten von 6 %, ausgelöst durch allgemein höhere Endkundenpreise.



**Abbildung 9-20: Vergleich der Gesamtkosten in den Szenarien 2030, 2040 und 2050 mit Elektrofahrzeug**

Quelle: Eigene Darstellung

In der Flexibilitätsbereitstellung ändert sich zwischen den Jahren wenig, durch die große Batteriespeicherkapazität ist bereits im Jahr 2030 eine höhere Lastverschiebung möglich, ihre Höhe verändert sich nur minimal in den Folgejahren. Auch die Jahresspitzenlast bleibt annähernd gleich (siehe Abbildung 9-21).



Endverbraucherflexibilität,  
Sektorenkopplung und  
Wirtschaftlichkeit

**Abbildung 9-21: Vergleich der Flexibilitätsbereitstellung in den Szenarien 2030, 2040 und 2050 mit Elektrofahrzeug**

Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt zeigt sich, dass zu einer Flexibilitätsbereitstellung in größerem Umfang ohne Eingriff in das Nachfrageverhalten der Verbraucher relativ groß dimensionierte Speicher notwendig sind und auch dann die durch Wärmelasten verursachte Stromnachfrage nur ein geringes Flexibilitätspotenzial aufweist. Hingegen können Speicher, die unabhängig von der häuslichen Nachfrage agieren, sehr gut an externe Preisanreize ausgerichtet werden und auch signifikante Energiemengen verschieben. Für die Haussysteme gilt auch bei einer Nutzung von Sektorkopplungstechnologien, dass der Eigenverbrauch einen höheren ökonomischen Anreiz bietet als das Ausnutzen von Preisdifferenzen im externen Bezug.

Sollten die Preisdifferenzen im variablen Tarif sehr groß werden, ist davon auszugehen, dass hier auch eine Nachfrageänderung greift, sofern diese Preisspitzen nur an wenigen Tagen im Jahr auftreten. Obwohl im Szenario 2050 hohe Preisspitzen im variablen Szenario auftreten, ist die Systemflexibilität auch mit BEV nicht groß genug, um vollständig darauf mit Lastverschiebung zu reagieren. Dies kann auch der Annahme geschuldet sein, dass das Fahrverhalten des Fahrzeugs durch hohe Preise des Ladens nicht geändert wird.

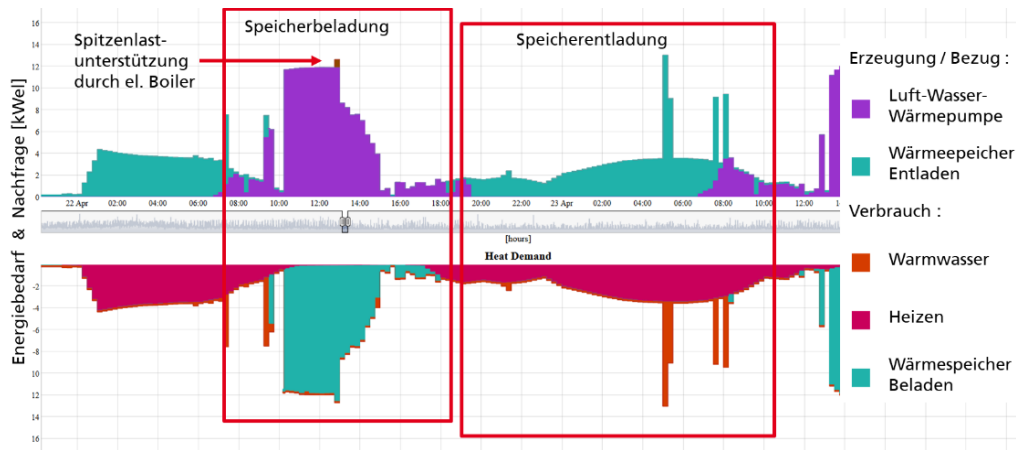
## 9.2 Endverbraucher Wirtschaftlichkeit & Sektorkopplung

Zur Bewertung des Strommarktdesigns werden im Weiteren die Einflüsse auf den Endverbraucher hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Betrieb im Gesamtenergieversorgungssystem mit Sektorenkopplung vorgestellt. Dazu wird im Folgenden der Betrieb mit Sektorenkopplung in den ausgewählten Technologiekombinationen aufgezeigt. Hiernach folgt die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Systemkombinationen.

### 9.2.1 Betriebsverhalten bei Sektorenkopplung

Die Erzeugung, der Bezug und der Verbrauch auf Endverbraucherseite werden in Betriebsgrafiken viertelstündlich gezeigt, dabei ist die Leistung der Erzeugung jeweils mit positivem Vorzeichen und die Nachfrage mit negativem Vorzeichen versehen. Die Energiebilanz wird nach Anwendungsfall für Wärme und/oder Strom aufgezeigt.

In Abbildung 9-22 ist ein typischer Betriebsausschnitt aus der Wärmebilanz eines Einfamilienhauses zu sehen, in dem eine Wärmepumpe mit thermischem Speicher die Heiz- und Warmwasserlast des Hauses deckt. Zu einem Zeitpunkt wird die Wärmepumpe durch einen elektrischen Boiler unterstützt. In Türkis abgebildet sind die Belade- und Entladezeiten des Speichers.

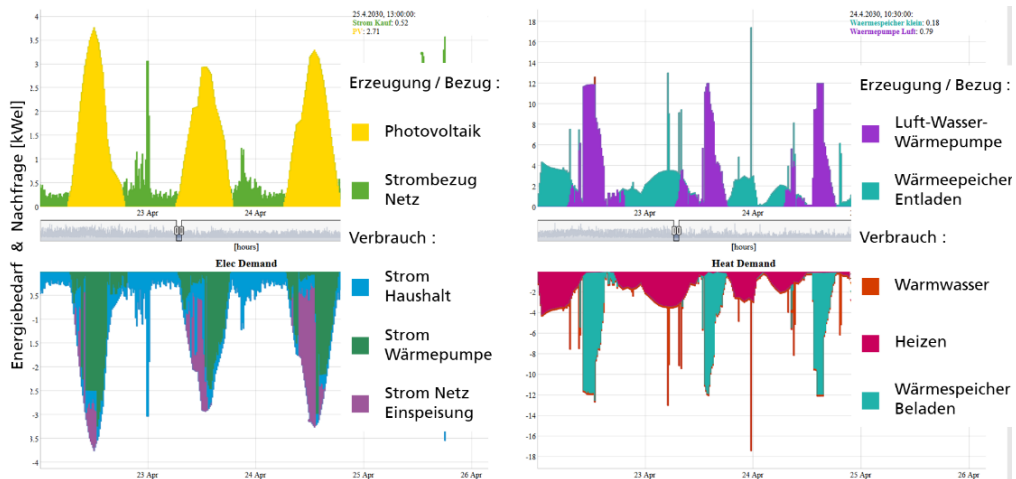


Endverbraucherflexibilität,  
Sektorenkopplung und  
Wirtschaftlichkeit

**Abbildung 9-22: Ausschnitt aus der Wärmebetriebsbalance im EFH Ost mit Wärmepumpe und Wärmespeicher im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

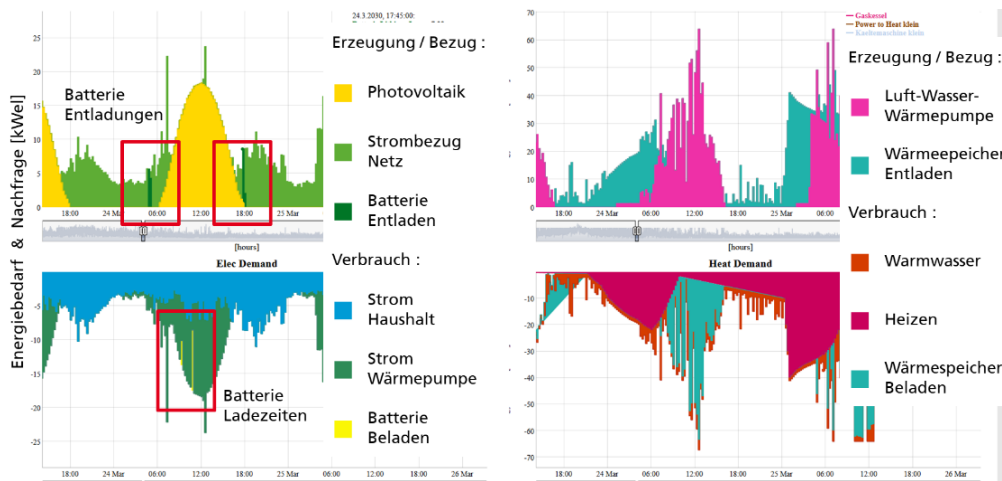
Im Vergleich dazu zeigt sich in Abbildung 9-23 die veränderte Betriebsweise des gleichen EFH mit zusätzlicher Photovoltaikanlage. Die erzeugte Leistung (gelb, links oben) wird zum größten Teil zum Betrieb der Wärmepumpe (auf der rechten Seite oben in Violett) oder zur Befüllung des Speichers verwendet (türkis, rechts unten). Überschüssige PV-Leistung abzüglich der Bereitstellung des Haushaltsstroms wird ins Stromnetz eingespeist und vergütet. In der Optimierung zeigt sich die wirtschaftliche Priorisierung von Eigenverbrauch über Einspeisung im sektorgekoppelten System durch niedrigere Eigenerzeugungskosten.



**Abbildung 9-23: Ausschnitt aus Betriebsbalance Strom und Wärme im EFH mit Photovoltaik, Wärmepumpe und Wärmespeicher**

Quelle: Eigene Darstellung

Wenn zusätzlich elektrische Batteriespeicher im System verwendet werden, ändert sich der Betrieb wie in Abbildung 9-24 abgebildet nur marginal. Am Beispiel eines MFH mit PV-WP und Batteriespeichersystem mit einer Kapazität von 11 kWh zeigt sich das verhältnismäßig geringe Gesamtenergiespeichervermögen der Batterie im Vergleich zur stündlichen Gesamtenergienachfrage aus Strom und Wärme. In einigen Viertelstunden kann der zeitlich und auf das Stromsignal reagierende Batteriespeicher die Last zu Zeiten ohne Solareinspeisung vollständig decken und wird aus PV-Überschüssen wieder geladen.

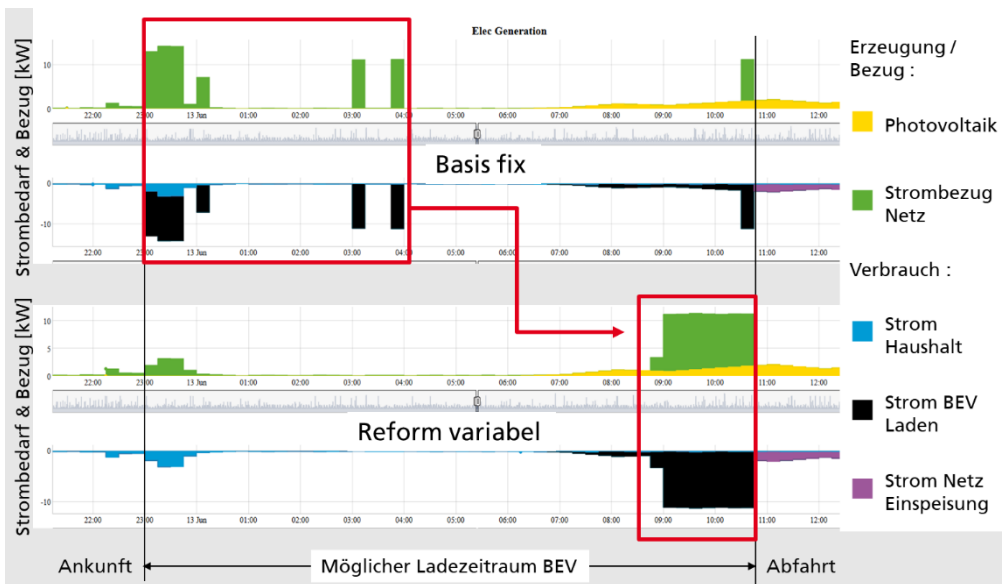


Endverbraucherflexibilität,  
Sektorenkopplung und  
Wirtschaftlichkeit

**Abbildung 9-24: Ausschnitt aus Betriebsbalance MFH mit Photovoltaik, Batteriespeicher, Wärmepumpe und Wärmespeicher**

Quelle: Eigene Darstellung

Erhöht sich die zur Verfügung stehende Batteriekapazität, wie es im Untersuchungsfall mit Elektrofahrzeugen (BEV) durch die Fahrzeugbatterie vorkommt, können größere Energiemengen flexibel verschoben werden. Angenommen wird eine Information über die bevorstehenden Strompreise mit einem 24-Stunden-Vorlauf. In der Optimierung der Ladelast kann nur in Standzeiten des BEV am Haus geladen werden [78]. In der Abbildung 9-25 ist der Betrieb im Vergleich zwischen Basis- und Reformszenario in einem 24-stündigen Zeitraum abgebildet. Zu erkennen ist die hohe Ladelast (in Schwarz) im Verhältnis zur Haushaltslast (in Blau) zur Ankunftszeit um 23:00 Uhr. Die PV-Erzeugung wird in beiden Szenarien vor der Abfahrt um 10:45 voll zur Beladung verwendet. Im Basisszenario ist der Stromtarif fix und es gibt keinen äußeren Preisanreiz, die Last zu verschieben. Im Reformszenario wird die Ladelast zu Zeiten mit niedrigsten Preisen verschoben und durch Bezug aus dem Netz gedeckt. Die Ladung des BEV endet zur Abfahrt, es zeigt sich ein sehr flexibles Ladeverhalten.



**Abbildung 9-25: Vergleich eines Ausschnitts der Strombalancen im Basis- und Reformszenario zur optimalen Ladelastverteilung**

Quelle: Eigene Darstellung

## 9.2.2 Wirtschaftlichkeit

Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von Technologieoptionen für Endverbraucher wird anhand folgender Indikatoren bewertet:



1. Kapitalwert
2. Gesamtsystemkosten
3. Investitionskosten

-----  
 Endverbraucherflexibilität,  
 Sektorenkopplung und  
 Wirtschaftlichkeit  
 -----

Die Auswertung der Wirtschaftlichkeit eines Haushaltes erfolgt immer in Relation zu einem Vergleichsfall, in dem der Haushalt den gesamten Energiebedarf aus externem Strombezug und Fernwärmenetz bezieht. Dieser Fall entspricht der Betrachtung des jeweiligen Systems mit über das Jahr zeitkonstanten Arbeitspreisen der Endkunden.






Die Kosten aus Prosumerperspektive beinhalten sowohl die jährlichen Kosten aus dem Betrieb der Anlagen und der Laststeuerung als auch die Investitionskosten für die gesamte Energieversorgung des Gebäudes. Aufgrund der Sektorkopplungstechnologien ist hier eine Ausdifferenzierung nach einzelnen Technologien nicht zielführend, da die Profitabilität stark von dem Wechselspiel der Technologien beeinflusst wird.

Die Leitfragen lauten:


- Welche wirtschaftlichen Auswirkungen auf die Haushalte ergeben sich?
- Welche Technologieinvestition nach Haushaltstyp ist zu erwarten?

In Abbildung 9-26 sind die betrachteten Systemkombinationen dargestellt. Der Technologieeinsatz wird um einen Fall mit Photovoltaikanlage und Gaswärmeversorgung aus synthetischem Methan erweitert, um einen emissionsarmen Vergleichsfall einer nicht wärmepumpenbasierten Wärmeversorgung zu ermöglichen.

**Strom/Wärmeversorgung:**

- Benchmark:  
Netzbezug Strom + Fernwärme 
- Photovoltaik + Gaswärmeversorgung aus synthetischem PtCH4 
- Wärmepumpe 
- Wärmepumpe + Photovoltaik 
- Wärmepumpe + Photovoltaik + Batteriesystem 

**Fahrzeuge:**

- Mittelklasse
- Motor 80 kW
- On-Board Batterie 80 kWh
- Wallbox mit monodirektioneller Ladung max. 11 kW
- Benchmark:  
Power-to-Liquid (PtL) Verbrenner
- Photovoltaik + Elektrofahrzeug (BEV) 

**Abbildung 9-26: Betrachtete Systemkombination im Basis- und Reformszenario im Vergleich der Wirtschaftlichkeit**

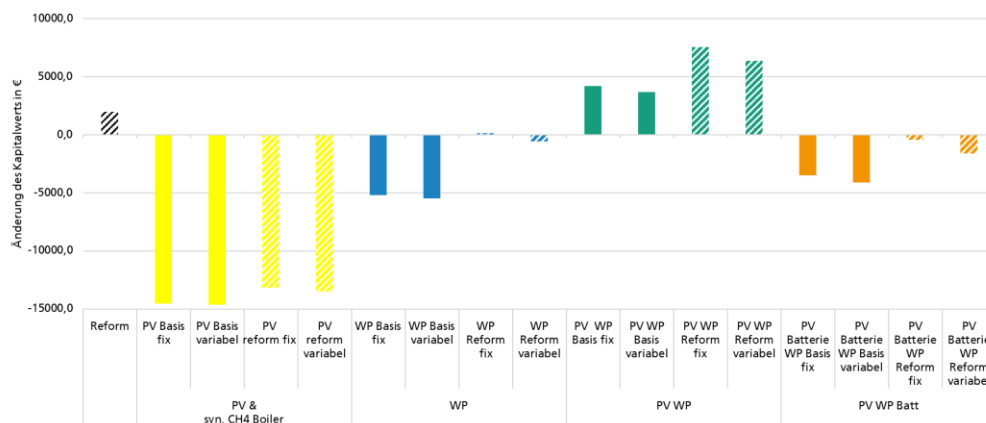
Quelle: Eigene Darstellung

Als WACC (gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten) für private Verbraucher werden 3 % angenommen. Die Kapitalwerte zur Erfüllung der Haushaltsbedarfe sind negative Werte und stellen die Gesamtkosten unter Einbezug der Erträge auf, der Nutzen wird hier nicht monetär bewertet und eine volle Bedarfserfüllung angenommen. Restwerte aus der unterschiedlichen Nutzdauer von Anlagen sind im Kapitalwert nicht berücksichtigt. Für BEV und Verbrennungsmotoren werden Nutzdauern von 10 Jahren angenommen, PV-Systeme mit 25 Jahren sowie Wärmepumpen und Brennwertkessel mit Wärmespeicherkombination mit 20 Jahren Nutzdauer betrachtet. Für alle Technologien werden volle Installations- und Montagekosten veranschlagt.

**Einfamilienhäuser**

In Abbildung 9-27 ist die absolute Änderung des Kapitalwerts vom Basisszenario mit Netzbezug und Fernwärme für alle Technologiekombinationen und jeweils fixe und zeitvariable Stromtarife des Basis- und Reformszenarios im Jahr 2030 dargestellt. Ein positiver Wert ist links im Netzbezug mit Reformtarifen als Verbesserung zum Vergleichsfall sichtbar. Deutlich

zu sehen ist eine Verbesserung auch im Einsatz eines PV-WP-Gesamtsystems (grün), sowohl für das Basis- als auch mit besserem Kapitalwert im Reformszenario. Alle anderen Fälle im EFH sind im Kapitalwert schlechter als der Vergleichsfall, weichen aber untereinander stark ab. Als schlechtestes Kapitalwert ist die Technologiekombination mit PV und einem mit synthetischem Methan (CH<sub>4</sub>) betriebenen Brennwertkessel in Gelb erkennbar. Annahmegemäß ergeben sich höhere CH<sub>4</sub>-Preise im Vergleich zu heutigen Gaspreisen (s. Tabelle 4-18), daher fallen hohe jährliche Kosten an. Der Betrieb eines Systems nur mit WP-Wärmeversorgung (blau) und externem Strombezug schneidet im Vergleich im Basisszenario auch mit einem schlechteren Kapitalwert ab, jedoch liegt der Kapitalwert im Reformfall sehr nah am Vergleichswert. Rechts in Orange das kombinierte System aus WP, PV und Batteriespeicher zeigt ein ähnliches Bild wie der reine WP-Betrieb.

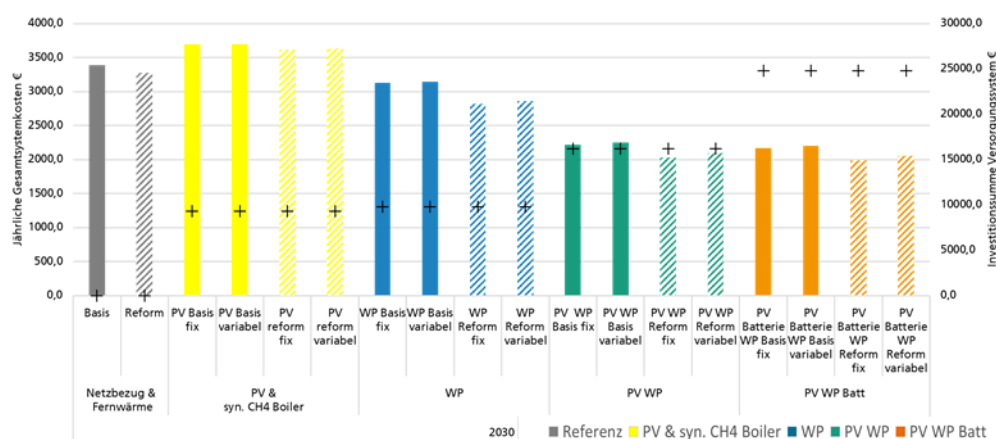


-----  
 Endverbraucherflexibilität,  
 Sektorenkopplung und  
 Wirtschaftlichkeit  
 -----

**Abbildung 9-27: Änderung des Kapitalwerts bei EFH-Systemkombinationen im Vergleich zur reinen netzbasierten Versorgung im Basisszenario 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

Werden die jährlichen Gesamtsystemkosten und Investitionssummen verglichen, zeigt sich in Abbildung 9-28 ein klarer Trend. Die Investitionssumme steigt nach Technologiekombination vom Vergleichsfall an, die jährlichen Kosten sinken tendenziell. In allen typgleichen Technologieszenarien bleiben die Investitionskosten gleich. Im Reformszenario zeigen sich in allen Varianten niedrigere jährliche Kosten als im Basisszenario, wobei in allen Varianten für Endverbraucher im Jahr 2030 die variablen Stromtarife minimal teurer sind als die fixen Stromtarife.

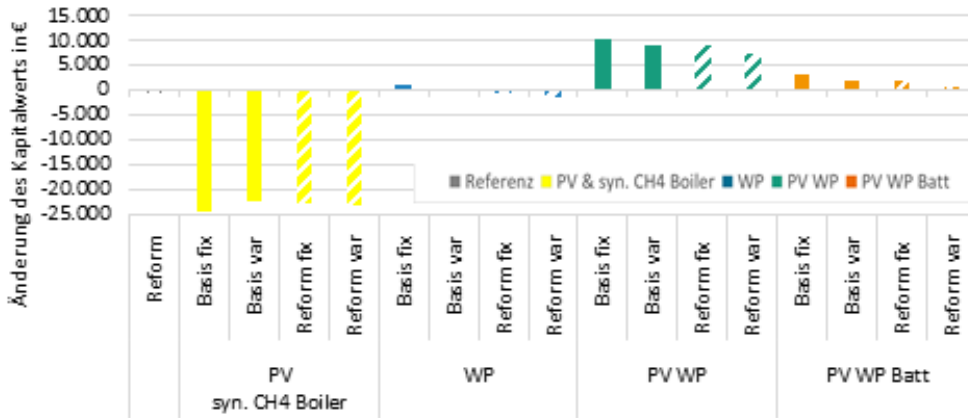


**Abbildung 9-28: Jährliche Kosten und gesamte Investitionssumme 2030 bei EFH-Systemkombinationen**

Quelle: Eigene Darstellung

Im Jahr 2040 verändert sich die grundlegende Struktur der Wirtschaftlichkeit der Technologiekombinationen als Änderung des Kapitalwerts nur geringfügig. Während der Stromtarif für Haushaltsendkunden leicht steigt, bleibt die Option mit PV-WP die attraktivste Option. Variable Tarife führen weiterhin zu einer leichten Verschlechterung des Kapitalwerts. Einzig die Technologiekombination nur mit WP zeigt im Basisszenario eine Verbesserung im Vergleich zum Jahr 2030, was durch die sinkenden Endverbraucherpreise und Investitionskosten

bei steigenden Kosten des Vergleichsfalls mit Fernwärmebezug zu erklären ist. Im Reform-szenario werden die Ersparnisse durch sinkende Investitionskosten im Gegenzug durch steigende Endverbraucherpreise aufgebraucht, sodass sich hier keine relevante Änderung des Kapitalwertes erkennen lässt (vgl. Abbildung 9-29). Batteriespeicher haben ab 2040 in allen Varianten leicht bessere Kapitalwerte zum Vergleichsfall, liegen jedoch weiterhin unter den Kapitalwerten der PV-WP. Die Option PV-WP Batt. profitiert ebenso von den sinkenden Kosten der Wärmepumpen sowie im Basisszenario von den sinkenden Endverbraucherpreisen.

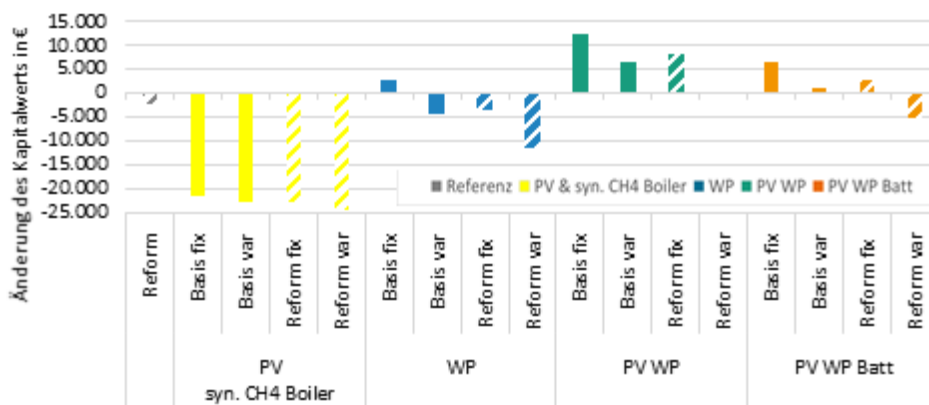


**Abbildung 9-29: Änderung des Kapitalwerts bei EFH-Systemkombinationen im Vergleich zur reinen netzbasierten Versorgung im Basisszenario 2040**

Quelle: Eigene Darstellung

Für das Jahr 2050 (siehe Abbildung 9-30) ergeben sich aus der Entwicklung der Endverbraucherpreise höhere Endkundenpreise. Die Auswirkungen auf die Systemkombinationen verändern sich leicht. Die Weitergabe hoher Einzelstundenpreise an den Verbraucher in den Szenarien mit variablen Stromtarifen führt zu schlechteren Kapitalwerten in allen Optionen mit WP, da die WP ein geringes Flexibilitätspotenzial aufweisen bzw. das Flexibilitätspotenzial nicht ausreicht, um durch Lastverschiebung den Preisanstieg und größere Preisspreizungen abzufedern. Würde man diese hohen Spitzenstrompreise vermeiden wollen, bedürfte es entweder größerer thermischer Speicher oder einer höheren Flexibilität der Endverbraucher. Trotz der größeren Preisspreizungen ist auch hier zu sehen, dass es für den Endkunden am wirtschaftlichsten ist, Flexibilität zur Bezugsvermeidung einzusetzen, und dass der Batteriespeicher die Differenzen nicht so weit ausnutzen kann, dass variable Tarife rentabler sind als fixe Tarife. Hier ist zudem auf die Diskussion der Umsetzung sowie möglicher verbundener Ausgleichsenergiekosten in Kapitel 11.3 hinzuweisen.

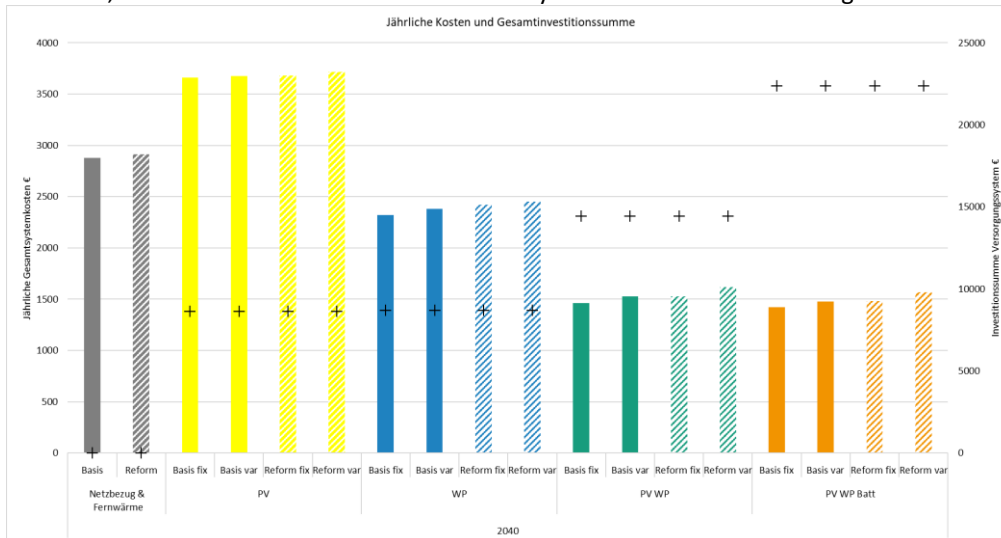
Insgesamt ist zu erkennen, dass eine direkte Weitergabe sehr hoher Spotmarktpreise bei variablen Tarifen und begrenzter Wärreflexibilität der Endverbraucher zu hohen Mehrkosten führen kann. Diese Mehrkosten könnten jedoch durch Investitionen in größere Speicher und höhere Flexibilität bereitstellung oder durch eine Umsetzung von Nachfrageflexibilität vermindert werden. Für Haushalte mit geringeren finanziellen Möglichkeiten ist eine gesonderte Förderung für die Investition dieser Technologien sinnvoll.



**Abbildung 9-30: Änderung des Kapitalwerts bei EFH-Systemkombinationen im Vergleich zur reinen netzbasierten Versorgung im Basisszenario 2050**

Quelle: Eigene Darstellung

Die jährlichen Gesamtsystemkosten im Jahr 2040 präsentieren sich leicht ansteigend zwischen den fixen und variablen Tarifen, wobei das Reformszenario leicht höhere Gesamtkosten aufweist. Im Vergleich zu 2030 sinken jedoch die jährlichen Gesamtsystemkosten im Jahr 2040 ab, z. B. im Gesamtsystem nur mit WP von 2800-3000 €/a auf unter 2500 €/a sowie für die Kombinationen PV-WP sowie PV-WP und Batterie von über 2000 € auf unter 1500 € (siehe Abbildung 9-31). Wie auch im Jahr 2030 sind die Kosten für das System mit synthetischem Gasboiler am höchsten, der Kostenunterschied zu den anderen Kombinationen vergrößert sich hier durch das Absinken der Kosten der anderen Technologiekombinationen. Zusätzlich zu den sinkenden jährlichen Kosten sinken für WP und PV die Investitionskosten bis 2050 weiter ab, was sich in der Wirtschaftlichkeit der Systeme deutlich niederschlägt.

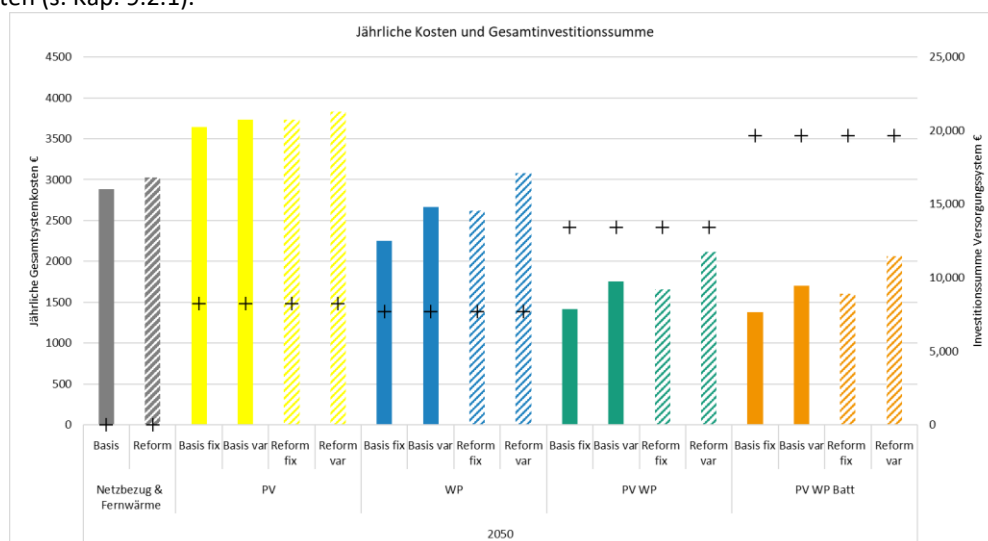


**Abbildung 9-31: Jährliche Kosten und gesamte Investitionssumme 2040 bei EFH-Systemkombinationen**

Quelle: Eigene Darstellung

In den Ergebnissen des Jahres 2050 (siehe Abbildung 9-32) zeigen sich größere Unterschiede zwischen Reform- und Basisszenario sowie zwischen fixen und variablen Tarifen als in den Vorjahren, dabei lassen variable Tarife steigende Systemkosten erkennen.

Die jährlichen Kosten der Technologiekombinationen zeigen wieder die höchsten Kosten für PV und syn. CH<sub>4</sub>-Boiler und vergleichbar niedrige Kosten für die Kombinationen PV-WP sowie PV-WP und Batterie. In allen Kombinationen resultieren im Basisszenario höhere Kosten als im Reformszenario, was auf die reduzierten Abgaben und Entgelte auf den Endkundenpreis für Strom zurückzuführen ist. Der Einsatz von WP mindert die Systemkosten in jedem Fall im Vergleich zum reinen Netzbezug, dies wird unterstützt durch die Lastverschiebemöglichkeiten (s. Kap. 9.2.1).

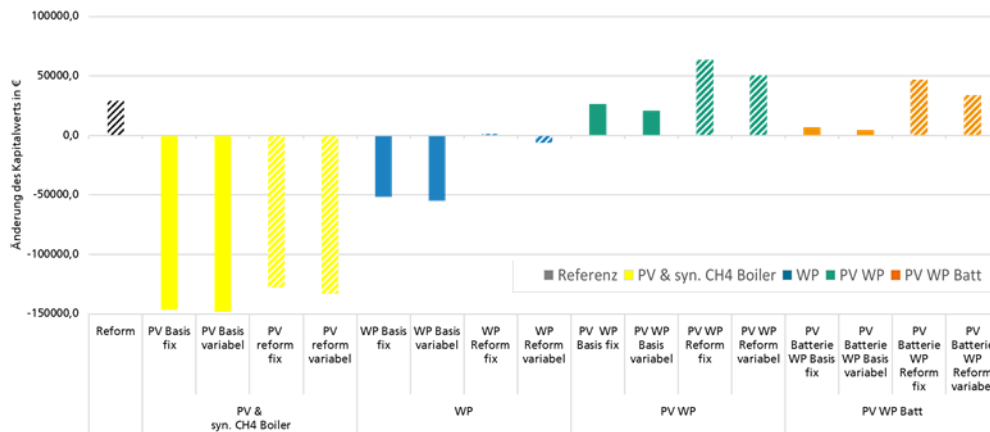


**Abbildung 9-32: Jährliche Kosten und gesamte Investitionssumme 2050 bei EFH-Systemkombinationen**

Quelle: Eigene Darstellung

### Mehrfamilienhäuser

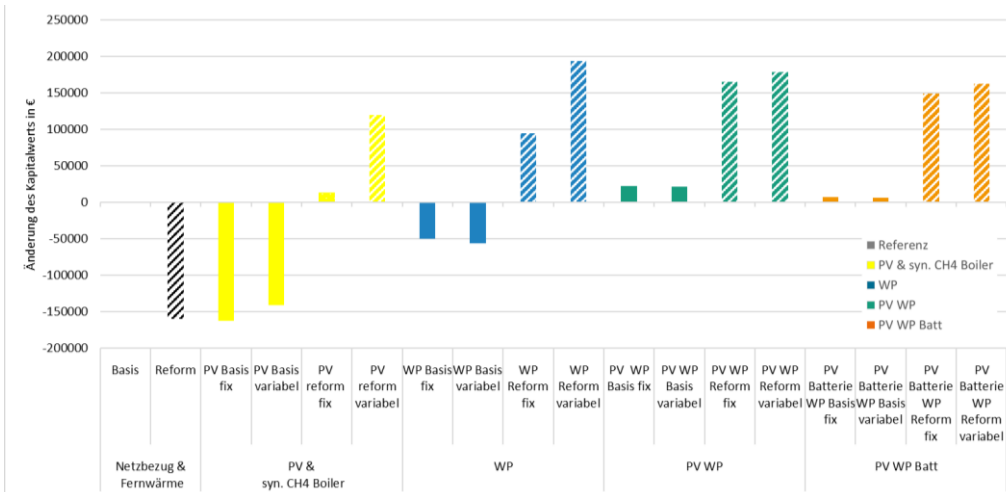
In MFH zeigt sich für den Kapitalwert ein ähnliches Bild wie für das EFH (vgl. Abbildung 9-33). PV und Brennwertkessel mit synthetischem Gas haben die niedrigsten Kapitalwerte, gefolgt von WP im Basisszenario. PV-WP-Systeme erreichen im Reformszenario die höchsten Kapitalwerte, nahe am Kapitalwert des Vergleichsfalls mit reinem Netzbezug. Anders als in EFH haben Technologiekombinationen aus PV-WP und Batteriesystem positive Kapitalwertänderungen zum Vergleichsfall Basis-Netzbezug. Im Reformszenario erreichen PV-WP und Batterie bessere Kapitalwerte als der Reform-Vergleichsfall. Das heißt, unter den richtigen Bedingungen und Systemauslegungen können zusätzliche Batteriespeicher eine rein wirtschaftliche Maßnahme darstellen. Aber auch mit Batterien sind die Kapitalwerte im fixen Stromtarif besser als im variablen, was entweder auf zu geringe Batteriekapazitäten im System oder eine geringe Flexibilität der Wärmeversorgung hinweist.



**Abbildung 9-33: Änderung des Kapitalwerts bei MFH-Systemkombinationen im Jahr 2030 im Vergleich zur reinen netzbasierten Versorgung im Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

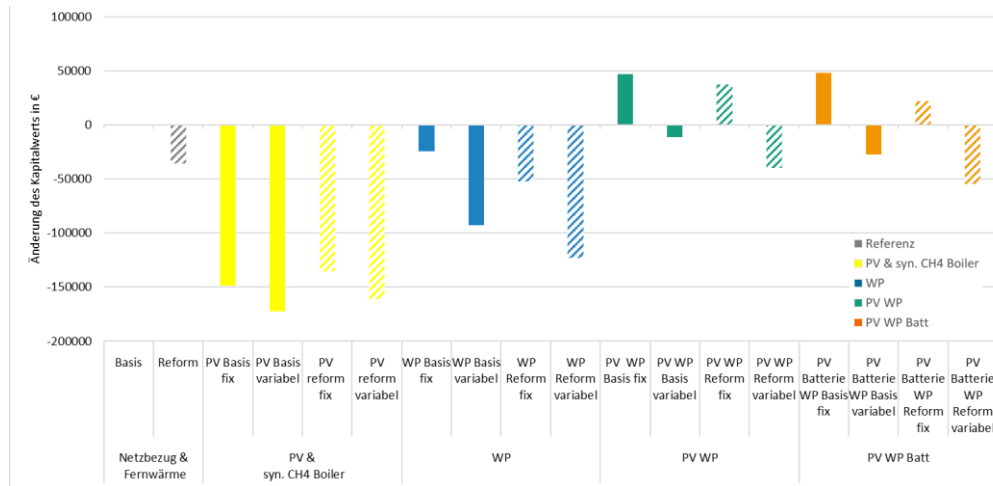
Im Jahr 2040 zeigt sich in der Änderung des Kapitalwerts eine deutlich bessere Wirtschaftlichkeit im Reformszenario in allen Technologiekombinationen, auch für syn. CH4-Boiler und PV (siehe Abbildung 9-34). Der reine Netzbezug im Reformszenario ist in 2040 deutlich schlechter gestellt als im Basisszenario. Der deutliche Mehrwert verliert sich für 2050 in den variablen Tarifen sowohl im Basis- als auch im Reformszenario wieder aufgrund der ansteigenden Day-Ahead-Preise und größerer Preisspreizungen, zu deren Vermeidung das Flexibilitätspotenzial nicht ausreichend ist (siehe Abbildung 9-35). Dabei ist anzumerken, dass die Fortschreibung der jährlichen Kosten von 2050 bis zum Nutzungsende der Technologien mit hoher Unsicherheit zu bewerten ist.



**Abbildung 9-34: Änderung des Kapitalwerts bei MFH-Systemkombinationen im Jahr 2040 im Vergleich zur reinen netzbasierten Versorgung im Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

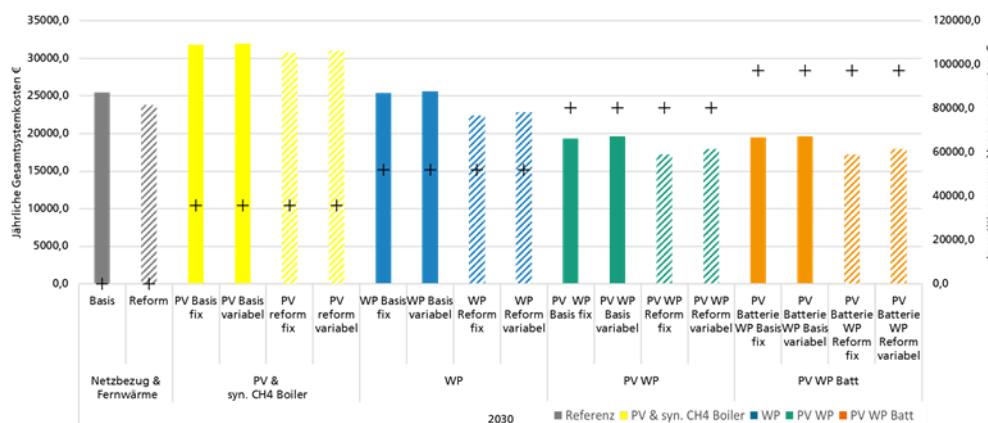
Endverbraucherflexibilität,  
Sektorenkopplung und  
Wirtschaftlichkeit



**Abbildung 9-35: Änderung des Kapitalwerts bei MFH-Systemkombinationen im Jahr 2050 im Vergleich zur reinen netzbasierten Versorgung im Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung

Die Gesamtinvestitionssumme und jährlichen Kosten in Abbildung 9-36 zeigen ein ähnliches Bild wie im EFH, jedoch mit deutlich höheren Summen. Auch hier sind die günstigsten Kombinationen PV-WP sowie PV-WP und Batterie und ist das Reformszenario aufgrund der geringeren Endverbraucherumlagen günstiger als das Basisszenario. Die Einführung variabler Tarife führt auch hier nicht zu Kosteneinsparungen, sondern zu Kostenerhöhungen. Die steigenden Endverbraucherpreise im Jahr 2040 und im Jahr 2050 führen auch bei MFH zu steigenden jährlichen Gesamtkosten, wobei die prozentualen Veränderungen des Kapitalwerts annähernd gleich dem EFH sind. Die jährlichen Kosten der betrachteten Technologiekombinationen zeigen eine ähnliche Verteilung in den Jahren 2040 und 2050 und sind im Anhang in den Abbildung A-6 und Abbildung A-7 dargestellt.



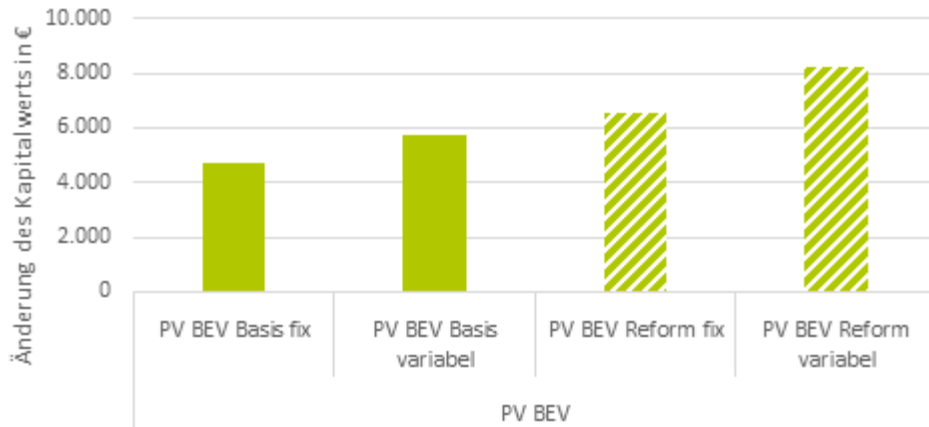
**Abbildung 9-36 Jährliche Kosten und gesamte Investitionssumme 2050 bei MFH-Systemkombinationen im Vergleich**

Quelle: Eigene Darstellung

### Elektromobilität

In der Wirtschaftlichkeitsrechnung für Elektrofahrzeuge wird als Vergleichsfall ein Verbrennungsmotor mit synthetischem CH<sub>4</sub>-Kraftstoff verwendet. Exemplarisch an einem Mittelklassewagen basierend auf den Annahmen aus 4.5.2 werden die Änderungen des Kapitalwertes in Abbildung 9-37 dargestellt. Die Wirtschaftlichkeit wird für eine Nutzungsdauer der Fahrzeuge von 10 Jahren und ohne Restwerteinschätzung betrachtet, um einen reinen Vergleich der Investitions- und Gesamtkosten zu ermöglichen. Es zeigt sich, dass der Kapitalwert mit BEV im Basisszenario mit fixen Preisen 4701 € über dem Vergleichsfall des synthetischen Verbrenners liegt. Mit fixen Stromtarifen erhöht sich der positive Kapitalwert im Basisszenario auf 6336 €, in beiden Reformszenarien steigt er bei fixen Preisen über 7.000 € bzw. bei variablen auf 8.800 € an.



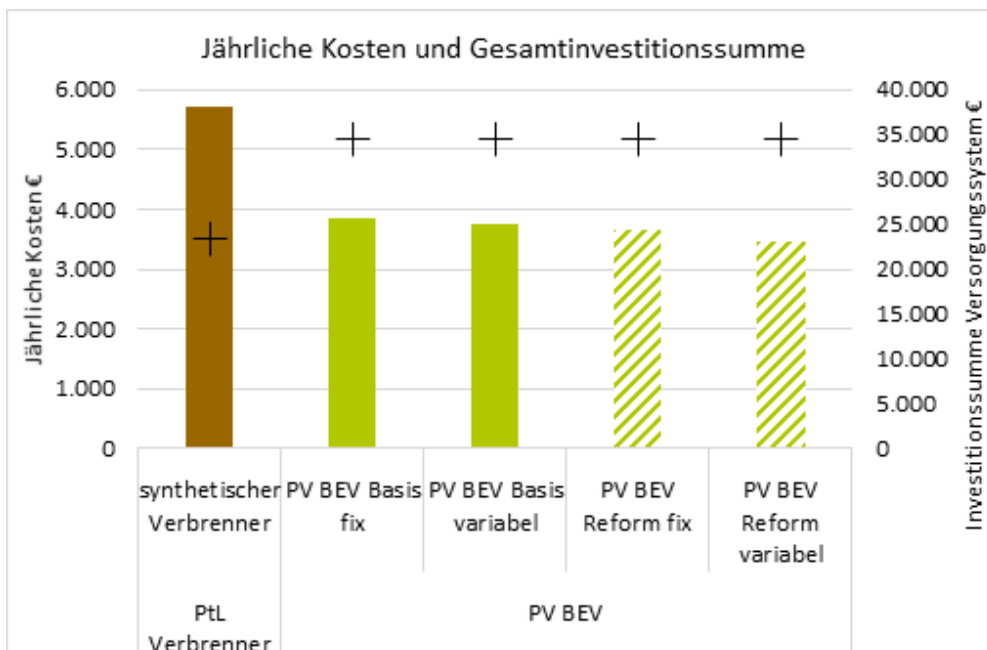


Endverbraucherflexibilität,  
Sektorenkopplung und  
Wirtschaftlichkeit

**Abbildung 9-37: Änderung des Kapitalwerts beim EFH-Fahrzeugsystem im Vergleich zum Verbrenner im Jahr 2030**

Quelle: Eigene Darstellung

In der Betrachtung der jährlichen Kosten für 2030 zeigt sich in Abbildung 9-38 ein vergleichbares Bild. Die höchsten Betriebskosten weist der synthetische Verbrenner auf, und variable Tarife führen zu einer deutlichen Einsparung. Die Investitionssumme für das Gesamtversorgungssystem mit Verbrenner liegt knapp über 23.000 €, die Investitionssumme des Gesamtsystems mit PV, BEV und Wallbox im Vergleich bei knapp 35.500 €. Eine Investition in ein Elektrofahrzeug bei Nutzung einer PV-Anlage und bei variablen Tarifen ist im Reformszenario die wirtschaftlichste Option. Aufgrund der Dynamik in der Transformation der Fahrzeughersteller und der politischen Diskussionen zu einem Verbot von Verbrennungsmotoren ist eine Kostenbetrachtung nach 2030 mit hohen Unsicherheiten verbunden. Durch den generell hohen Einfluss der Anschaffungskosten wird dies noch verstärkt. Aus diesem Grund ist eine Analyse des Einflusses der Betriebskosten für 2040 und 2050 nicht aussagekräftig.



**Abbildung 9-38: Jährliche Kosten und Gesamtinvestitionssumme 2030 bei EFH und elektrischem Fahrzeugsystem im Vergleich zum Verbrenner**

Quelle: Eigene Darstellung



### 9.3 Zwischenfazit Endverbraucherflexibilität und Sektorkopplung

Die Ergebnisse zur Endverbraucherflexibilität zeigen deutlich, dass die im Reformszenario vorgeschlagenen Maßnahmen unabhängig vom Maß der Flexibilitätsbereitstellung zu einer Entlastung der Endverbraucher führen.

Variable Tarife bieten einen ökonomischen Anreiz zur Bereitstellung von Flexibilität, der jedoch nur genutzt werden kann, wenn Speicher sehr groß dimensioniert sind oder unabhängig von der häuslichen Nachfrage genutzt werden. Wärmepumpen bieten aufgrund der gegebenen Heizlast und Wärmenachfrage ein geringes Flexibilitätspotenzial, insbesondere im Winter, wenn gleichzeitig aufgrund der Außentemperaturen der Wirkungsgrad der Wärmepumpen absinkt. Bei starken Preisschwankungen wird mehr Flexibilität bereitgestellt. Für BEV (Battery Electric Vehicle) bieten variable Tarife hingegen einen ökonomischen Vorteil, der aufgrund der automatisierten Ladeprozesse eine einfach zu hebende Flexibilität darstellt. Insgesamt zeigt dies die Notwendigkeit zur Schaffung von Flexibilitätsmärkten.

Wärmepumpen in Kombination mit Photovoltaik bieten aus der Endanwenderperspektive den größten ökonomischen Nutzen. Da sich durch die Eigenerzeugung der Netzverbrauch reduziert, vermindern sich jedoch gleichzeitig das Flexibilitätspotenzial und die in den Modellierungen beobachtete Flexibilitätsbereitstellung. Andererseits verringert sich durch den reduzierten Netzbezug die vom System notwendige Energieerzeugung, daher ist diese Variante nicht allein anhand der Flexibilitätsbereitstellung zu bewerten. Die verbleibende Residuallast ist durch die PV-Erzeugung und den Wärmebedarf charakterisiert und findet daher tendenziell zu Zeiten niedriger regenerativer Erzeugung statt. Dies wiederum bedeutet, dass es wenig Möglichkeiten gibt, den lokalen Betrieb besser an die Bedarfe des nationalen Marktes anzupassen.

Die Varianten mit stationären Batteriespeichern zeigen nur eine geringe Flexibilitätsbereitstellung und sind zudem nur im MFH wirtschaftlich. Eine größere Dimensionierung der Batteriespeicher zur Erhöhung des Flexibilitätspotenzials dürfte jedoch aus Endanwendersicht kaum wirtschaftliche Vorteile mit sich bringen.

Bei den an die Endverbraucher durchgereichten Preisen ist zu diskutieren, wie dies tatsächlich umgesetzt würde. Unter anderem kommt es darauf an, ob die Preisprognose dem Endkunden nur z. B. mit 24 Stunden Vorlauf gegeben wird oder für kürzere Zeiträume die Bilanzkreisabweichung durch zusätzliche untertägige Preisanreize noch ausgeglichen wird. Auch hier wäre der Einsatz von Flexibilitätsmärkten sinnvoll. Bei sehr langen Zeiträumen dürfte eine stärkere Abweichung von den sich am Day-Ahead-Markt einstellenden Preisen zeigen als bei kürzeren Zeiträumen und damit das Beschaffungsrisiko des EVU erhöhen, was zu einem Anstieg der Beschaffungskosten führt. Wenn der Stromhändler die Flexibilität direkt schalten würde, da er auch die Bilanzierungspflicht hat, würde dies das Risiko reduzieren (siehe auch [24] und Kapitel 11.3). Andererseits ist davon auszugehen, dass sich durch technischen Fortschritt die Verhaltensprognose auf Preise in Zukunft verbessert und sich durch Anpassung der Preissignale ein Teil dieser Abweichung reduziert. Dennoch erscheint es aus heutiger Perspektive und aus Akzeptanzsicht eher wahrscheinlich, dass die dem Endkunden weitergereichten Preissignale denen des Day-Ahead-Marktes entsprechen und damit einen Vorlauf von 24 Stunden haben. Wie gut das sich einstellende Ergebnis am nächsten Tag das System unterstützt oder ob dies zu einem Anstieg der im Intraday-Markt gehandelten Strommengen führt, wird maßgeblich von der Bereitschaft zu Laständerungen, der technischen Höhe der Flexibilität und der Marktdurchdringung dieser Flexibilität und damit der Marktrückkopplungen abhängen.

Des Weiteren ist in diesen Untersuchungen angenommen worden, dass das Nutzerverhalten durch die variablen Preise nicht beeinflusst wird, sondern Flexibilität allein über Technolo-

gien bereitgestellt wird. Die Quellen haben gezeigt, dass das Lastverschiebepotenzial im Alltag begrenzt ist, da wenige Menschen bereit sind, viele Gewohnheiten für monetär recht geringe Einsparungen zu ändern und teils nicht dazu in der Lage sind. Dennoch ist davon auszugehen, dass bei sehr hohen Preisen eine Reaktion auf der Lastseite erfolgt. Aufgrund der dynamischen Innovationsschritte im Bereich Prosuming besteht die Möglichkeit, dass in diesem Bereich in Zukunft weitere Flexibilisierungspotenziale entstehen.

Die hier vorliegende Analyse beschränkt sich auf private Endkunden. Zum Flexibilitätspotenzial der Industrie zeigen diverse andere Studien ein relevantes technisches Potenzial, aber auch eine Vielzahl organisatorischer, regulatorischer und betriebswirtschaftlicher Hemmnisse. In der Einzelfallbetrachtung zeigen sich zudem häufig zusätzliche produktionsprozessbedingte Hemmnisse, die eine mögliche lastseitige Flexibilitätsbereitstellung weiter erschweren. Insbesondere eine Erweiterung oder Verschiebung von Arbeitszeiten ist mit hohen Opportunitätskosten verbunden, die durch die bisher möglichen Kompensationen für Flexibilität nicht gedeckt werden.

---

Endverbraucherflexibilität,  
Sektorenkopplung und  
Wirtschaftlichkeit

---

## 1 0 Vergleich zu anderen Studien

Die in dieser Strommarktdesignstudie ermittelten Ergebnisse aus der Simulation sollen zur näheren Einordnung in den Kontext zu anderen aktuellen Studien gesetzt werden. Hierzu werden folgende wesentliche Parameter verglichen:

- Installierte Leistung Erneuerbarer Energien
- Steuerbare Leistung zur Ausregelung am Strommarkt
- Entwicklung der Grenzkuppelleistung zum Ausland
- Marktbedingt abgeregelte Energiemengen
- Entwicklung von Flexibilitäten (Speicher, PtH, Elektrolyse)

Verglichen werden hierbei die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ [65], der aktuelle Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber [7] sowie die Langfristszenarien des BMWi [71], wobei letztere nur den aktuellen Stand wiedergeben können, da der Endbericht bisher noch unveröffentlicht ist.

### 10.1 Installierte Leistung Erneuerbarer Energien

Für die in Abbildung 10-1 dargestellte installierte Leistung Erneuerbarer Energien wurden, neben den Ergebnissen aus dem Basis- und Reformszenario dieser Studie, die drei Hauptszenarien der Langfristszenarien und die Studie Klimaneutrales Deutschland 2045 gegenübergestellt. Die Darstellung erfolgt ohne die Ausweisung der angenommenen Zahlen zum Netzentwicklungsplan, da dieser nur bis zum Jahr 2040 reicht.

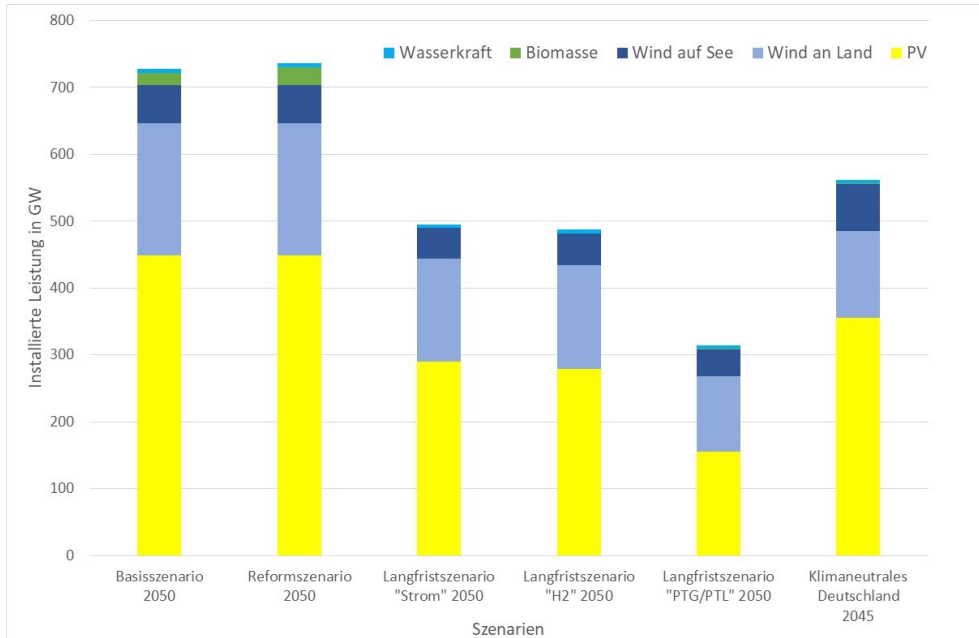
Es ist zu erkennen, dass der Ausbau der volatilen Erneuerbaren Energien, bis auf das Szenario „PTG/PTL“ der Langfristszenarien, eine ähnliche relative Verteilung aufweist. So ist die installierte Leistung der Photovoltaik im Jahr 2050 deutlich größer als die von Windenergie onshore und diese wiederum deutlich größer als die von Windenergie offshore. Abweichend hingegen sind die absoluten Installationszahlen.

Am größten sind hierbei die Unterschiede beim Ausbau der Photovoltaik. Während die Langfristszenarien des BMWi die Potenziale von Wind onshore und PV-Freiflächenanlagen im „TN Strom“-Szenario als „vollständig gehoben“ definieren, zeigen die anderen betrachteten Studien einen deutlich höheren Ausbau der PV für die Zukunft auf. Da die in dieser Studie angenommenen Ausbaupfade auf Vorstudien namhafter Institute beruhen (vgl. [13]) und weitere Studien ähnliche, teilweise sogar noch größere Potenziale im PV-Bereich bis zum Jahr 2050 sehen (z. B. [53]), ist die Aussage der Langfristszenarien zum „vollständigen gehobenen Potenzial“ zu hinterfragen. Ähnliches gilt für die Windenergie onshore, deren Potenziale ebenfalls in den Langfristszenarien bis zum Jahr 2050 mit maximal 155 GW ausgewiesen wurden und um ca. 25 % niedriger liegen als in anderen Studien.

Bei dem Ausbau der Windenergie offshore liegt die in dieser Arbeit verwendete Installation von 57 GW zwischen den Annahmen der Langfristszenarien (40 bis 47 GW) und der Annahme der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ mit 70 GW.

Während die Wasserkraft in allen Studien bis auf wenige 100 MW sehr ähnliche Installationsgrößen im Jahr 2050 aufweist, ist an dieser Stelle die Thematik der Bioenergie gesondert hervorzuheben. Beide hier betrachteten Vergleichsstudien zu dieser Arbeit weisen nur minimale Leistungsbereiche von unter 1 GW bis zum Jahr 2050 auf, während diese innerhalb dieser Arbeit mit einem Leistungsbereich von 18 bzw. 26,6 GW deutlich größer gefasst sind.

Hintergrund dieses extremen Unterschieds sind unter anderem exogene Vorgaben, wie z. B. eine „Phase Out“ der Bioenergie im Umwandlungssektor in den Langfristszenarien. Die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Ergebnisse dieser exogenen Beschränkungen (u. a. Bioenergie und Potenziale der Erneuerbaren Energien) werden in den folgenden Unterkapiteln näher erläutert.



**Abbildung 10-1: Übersicht über die Erneuerbare Kraftwerksleistung unterschiedlicher Szenarien bzw. Studien**

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [65, 71][66, 72]

## 10.2 Steuerbare Leistung zur Ausregelung am Strommarkt

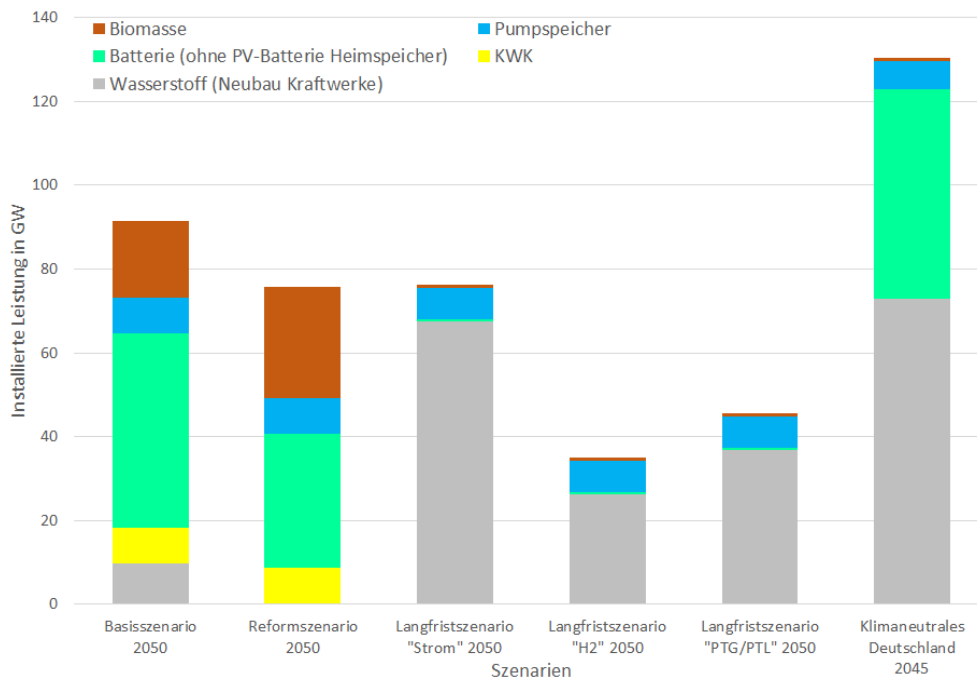
Die vorwiegend volatile Einspeisung der Erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiewende in Deutschland bedingt eine entsprechend steuerbare Leistung zur Ausregelung der Energiemengen am Strommarkt. Diese Ausregelung kann durch unterschiedliche Technologien erfolgen. Eine Übersicht über die einzelnen steuerbaren Kraftwerksleistungen in den Studien ist in Abbildung 10-2 gegeben. Da die Thematik der grenzüberschreitenden Stromflüsse im nachfolgenden Unterkapitel beschrieben wird, fehlt diese Kenngröße in der Darstellung.

Gut zu erkennen ist, dass die stromfokussierten Szenarien (Basisszenario und Reformszenario in dieser Studie, Langfristszenario „Strom“ 2050 sowie die Studie Klimaneutrales Deutschland 2045) eine entsprechend höhere steuerbare Kraftwerksleistung ausweisen als Szenarien, in denen es zu einer stärkeren Substitution von Stromanwendungen in anderen Bereichen (grüner Wasserstoff, PTG/PTL) kommt.

Wie in Abbildung 10-2 zu sehen, liegen die ausgewiesenen steuerbaren Kraftwerksleistungen dieser Studie genauso hoch bzw. höher als in dem Szenario „Strom“ der Langfristszenarien des BMWi im Jahr 2050. Die Verteilung ist hierbei jedoch eine andere, was unter anderem an den exogenen Vorgaben der Studien liegt.

Während innerhalb dieser Studie eine Fortführung der Bioenergie im Stromsektor mit einer stärkeren Flexibilisierung vorausgesetzt wird, ist eine Bereitstellung gesicherter Leistung der Bioenergie in den Langfristszenarien per exogen vorgegebenem Ausscheiden der Bioenergie aus dem Stromsektor kaum möglich. Zusätzlich existiert innerhalb der Langfristszenarien des BMWi eine ermittelte Speicherleistung, die mit 0,45 GW sogar deutlich unterhalb der aktu-

ellen in Deutschland installierten Speicherleistung liegt. Aufgrund dieser Positionen der Langfristszenarien muss bei begrenzten Pumpspeicherkapazitäten die restlich benötigte steuerbare Kraftwerksleistung im Jahr 2050 über H<sub>2</sub>-Gaskraftwerke realisiert werden.



**Abbildung 10-2: Übersicht über die steuerbare Kraftwerksleistung unterschiedlicher Szenarien bzw. Studien (nur marktbasierete ausgebaute Batterieleistung betrachtet)**

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [65, 71][66, 72]

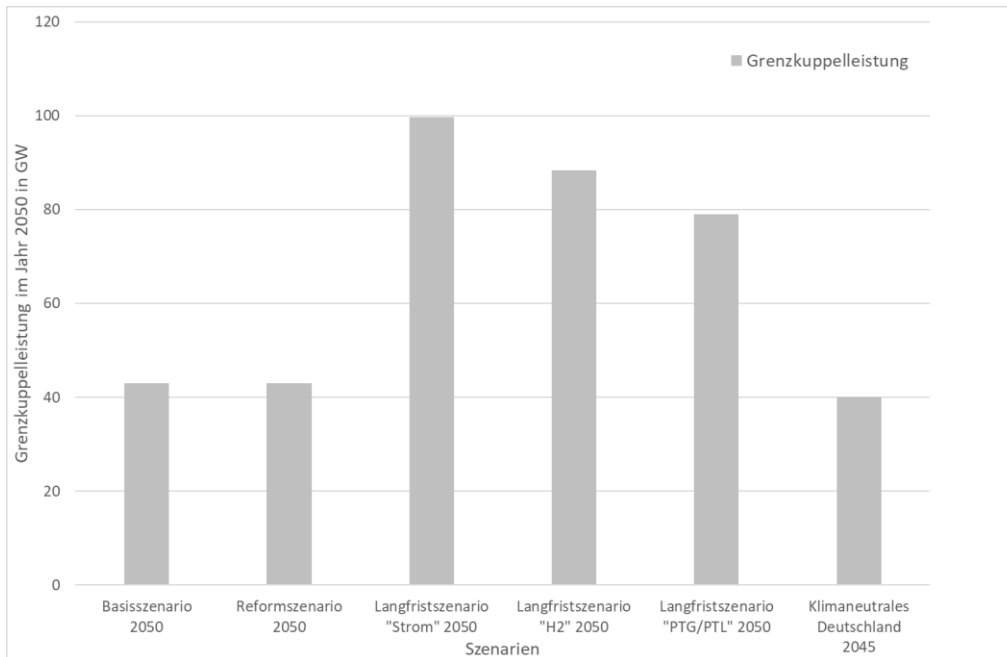
### 10.3 Grenzkuppelleistung

Eine wesentliche Größe innerhalb der Simulationen im Stromsystem ist hierbei die Austauschleistung zwischen einem Land und seinen Nachbarstaaten (Grenzkuppelleistung). Sie stellt indirekt auch eine Flexibilität dar, da über diese Leitungen auch ein stärkerer Portfolioeffekt in Bezug zur volatilen Erneuerbaren Einspeisung in Europa ermöglicht wird, was sich unter anderem in einer reduzierten benötigten Abregelung volatiler Erneuerbarer Energiemengen niederschlagen kann. Nicht zuletzt können auch freie steuerbare Kraftwerksleistungen bzw. Flexibilitäten aus dem Ausland bei entsprechenden Strompreisdifferenzen im Nachbarland genutzt werden.

Somit spielen die Grenzkuppelleistungen eine wichtige Rolle in der Simulation. Die ausgewiesenen Grenzkuppelleistungen in den betrachteten Szenarien sind in Abbildung 10-3 dargestellt. Hier ist hervorzuheben, dass die Grenzkuppelleistungen aus dieser Studie (Basis- und Reformszenario) sowie aus der Studie Klimaneutrales Deutschland 2045 auf einer exogenen Vorgabe beruhen, deren Grundlage der Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber ist. Kleinere Unterschiede für 2050 entstehen durch den weiteren Ausbau der fehlenden Dekade bis 2050 im Netzentwicklungsplan.

Demgegenüber ist in den Langfristszenarien des BMWi die Grenzkuppelleistung eine endogen bestimmte Größe. Dadurch entstehen zum Teil deutlich höhere Werte, die selbst im Vergleich zum bereits ambitionierten geplanten Ausbau der Grenzkuppelleistung bis 2040 nochmals mehr als eine Verdopplung darstellen. Damit verbunden ist zwangsläufig auch ein deutlich stärkerer inländischer Netzausbau.

Inwieweit ein derart starker zusätzlicher Grenzkuppelausbau möglich wäre, ist hier allerdings zu hinterfragen. Wird dieser Ausbau aber nicht realisiert, hätte dies voraussichtlich massiven Einfluss auf die Ergebnisse der Langfristszenarien des BMWi.



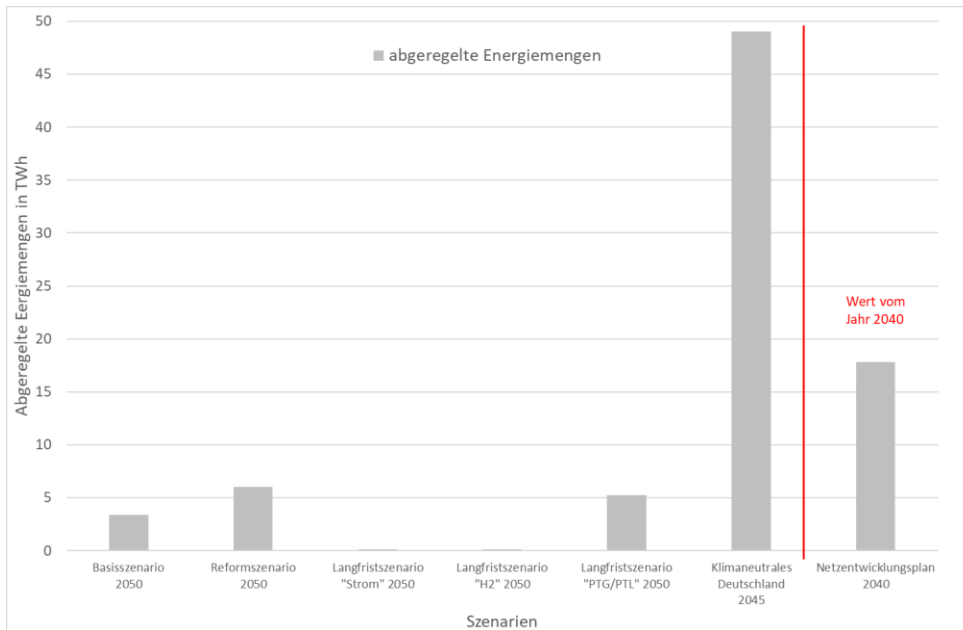
**Abbildung 10-3: Übersicht über die Grenzkuppelleistung unterschiedlicher Szenarien bzw. Studien**

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [65, 71][66, 72][65, 71][65, 71][65, 71][65, 71][64, 70][63, 69][62, 68][61, 67][57, 63][57, 63][57, 63][57, 63][57, 63][56, 62]

## 10.4 Marktbedingt abgeregelte Energiemengen

Wie in Kapitel 10.3 ausgeführt, ist unter anderem auch die Größe der Grenzkuppelleistung von entscheidender Bedeutung für die marktbedingt abgeregelten Erneuerbaren Energiemengen, da diese einen überregionalen Ausgleich ermöglichen. Daher ist die fast nicht vorhandene Abregelung in den Szenarien mit den höchsten Grenzkuppelleistungen zu erklären. Doch bereits mit abschwächendem Zubau der Grenzkuppelleistung im „PTG/PTL“-Szenario (80 GW statt 100 GW im „Strom“-Szenario der Langfristszenarien) zeigt sich eine Erhöhung der abgeregelten Erneuerbaren Energiemengen auf ein ähnliches Niveau wie das der marktbedingt abgeregelten Energiemengen dieser Studie (Basis- bzw. Reformszenario), wobei die installierte EE-Leistung in dieser Studie sogar noch höher ausfällt als in den BMWI-Langfristszenarien (s. Abbildung 10-1).

Des Weiteren sind auch andere Flexibilitäten (PtH, Elektrolyse, Speicher) entscheidend für die Höhe der abgeregelten Erneuerbaren Energiemengen, woran wahrscheinlich der hohe Abregelungswert aus dem Netzentwicklungsplan stammt. In der Studie Klimaneutrales Deutschland 2045 liegt die marktbedingte Abregelung mit fast 50 TWh deutlich oberhalb der anderen Studien (siehe Abbildung 10-4).



**Abbildung 10-4: Übersicht über die abgeregelter Energiemengen unterschiedlicher Szenarien bzw. Studien**

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [7, 65, 71]

## 10.5 Entwicklung von Flexibilitäten

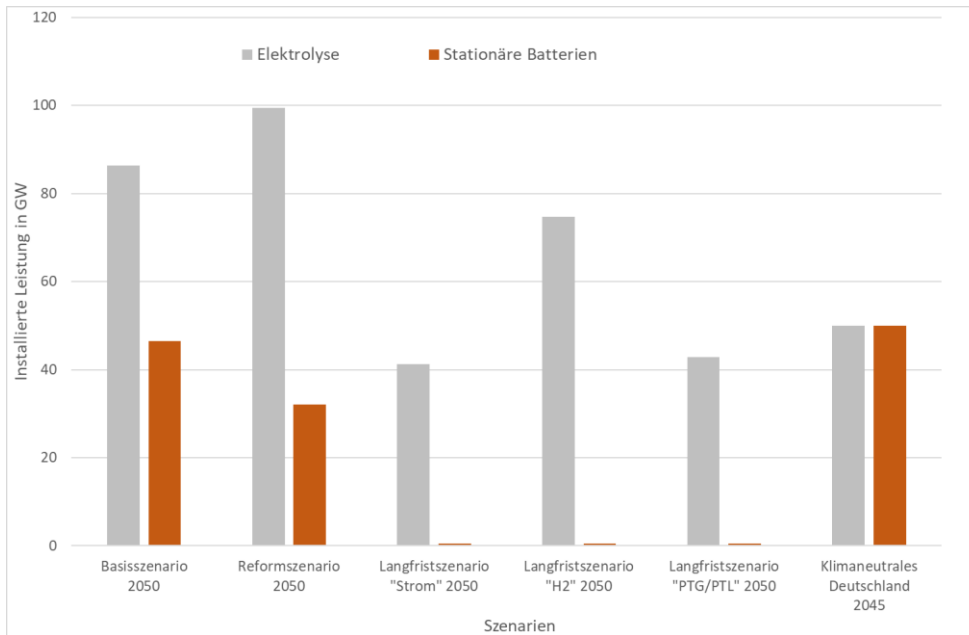
Von zentraler Bedeutung für die Energiewende in Deutschland sind die wirtschaftlich realisierbaren Flexibilitäten, da diese negative Strompreise begrenzen und allgemein stabilisierend auf den Marktwert für die Erneuerbaren Energien wirken und somit auf mehreren Ebenen die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Erneuerbaren Energien verbessern. Zudem bieten einige Flexibilitäten über Sektorenkopplung (z. B. PtH, E-Mobilität) direkte Effekte zur Umsetzung der Energiewende, während andere Flexibilitätsarten (z. B. Elektrolyse, Speicher) wichtige ausgleichende Effekte darstellen.

Da nicht jede der Vergleichsstudien separat die einzelnen Flexibilitäten in Installationsleistungen ausgewiesen hat, wird in nachfolgende Analyse nur auf die Flexibilitäten der Speicher sowie der Elektrolyse eingegangen werden (s. Abbildung 10-5).

Die Speicherleistung (stationäre Batteriespeicher) im Basisszenarios dieser Studie liegt in einer ähnlichen Größenordnung wie in der Studie Klimaneutrales Deutschland 2045. Aufgrund der stärkeren Flexibilisierung bei der Bioenergie im Reformszenario ist nur eine geringere Speicherleistung im Reformszenario im Vergleich zum Basisszenario notwendig. Im Gegensatz dazu stagniert in den Langfristszenarien des BMWi die Batteriespeicherleistung bei 0,45 GW.

Auffällig in Abbildung 10-5 ist die deutlich geringere Elektrolyseleistung in den Langfristszenarien gegenüber den anderen Szenarien. Hierbei liegt die Nennleistung im „TN Strom“ als auch im „PTG/PTL“-Szenario um das Zwei- bis Zweieinhalbfache niedriger als die endogen ermittelten wirtschaftlichen Elektrolyseleistungen aus dem Basis- bzw. Reformszenario dieser Studie. Selbst das „TN H2“-Szenario, das stark auf den grünen Wasserstoff ausgerichtet ist, liegt in der Leistung ca. ein Drittel niedriger als das Reformszenario dieser Studie. Die Unterschiede aus den Bereichen Speicher- und Elektrolyseleistung der Langfristszenarien gegenüber dem Basis- und dem Reformszenario sind unter anderem durch den geringer angesetzten Erneuerbaren Ausbaupfad (s. Abbildung 10-1) bzw. den extremen Ausbau der Grenzkuppelleistungen (s. Abbildung 10-3) zu erklären.





**Abbildung 10-5: Übersicht über die Elektrolyse- und Speicherleistung unterschiedlicher Szenarien bzw. Studien**

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [7, 65, 71]

## 10.6 Sensitivität 85 % mit Begrenzung Elektrolyse 50 GW in Deutschland

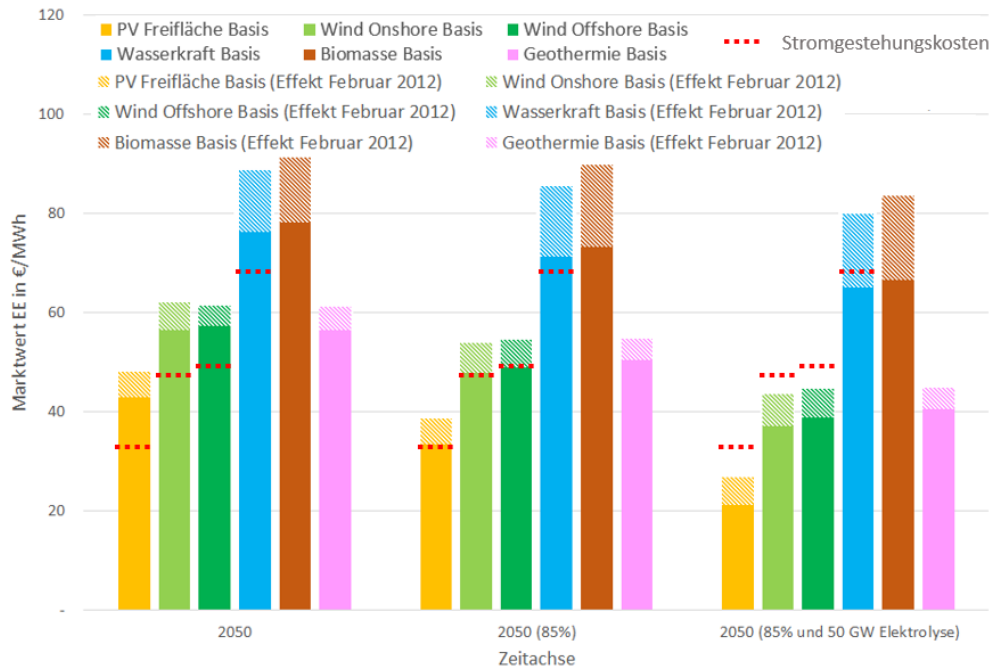
Neben der in den Abschnitten 5.4.4 und 8.3.4 beschriebenen Sensitivität einer reduzierten Realisierung von Flexibilitäten aufgrund natürlicher Effekte im Markt sollen in diesem speziellen Unterkapitel die Auswirkungen auf zentrale wirtschaftliche Ergebnisse in Bezug auf einen künstlichen Effekt dargestellt werden.

Der untersuchte externe Effekt bezieht sich hierbei auf eine künstlich angesetzte Grenze der Elektrolyseleistung in Höhe von 50 GW in Deutschland. Hintergrund dieser speziellen Sensitivität ist der gesetzte Rahmen anderer Studien (z. B. [65] oder [71], vgl. Abbildung 10-5) für die Elektrolyseleistung in Deutschland.

In Abbildung 10-6 sind die Marktwerte der Erneuerbaren Energien des Basisszenarios über die einzelnen Sensitivitäten dargestellt. Der gesonderte Wettereffekt<sup>77</sup> Anfang Februar bis Mitte Februar 2012 wird hierbei schraffiert ausgewiesen.

Mit geringeren Flexibilitäten fallen im Basisszenario die Marktwerte der Erneuerbaren Energien deutlich, vor allem im Bereich der volatilen Erneuerbaren Energien. Basierend auf den errechneten Stromgestehungskosten der einzelnen volatilen Erneuerbaren Energien im Basisszenario würde sich im 85%-Szenario im Jahr 2050 nur knapp eine marktliche Wirtschaftlichkeit für Wind onshore, Wind offshore und Photovoltaik (Freifläche) darstellen lassen. Aufgrund einer weiteren Begrenzung in Bezug auf die Elektrolyseleistung in Deutschland auf 50 GW im Jahr 2050 wäre eine Wirtschaftlichkeit aller drei Technologien nicht gegeben. Zudem könnte sich die Wasserkraft nur mit dem gesonderten Effekt des Wetterjahres 2012 marktlich wirtschaftlich abbilden.

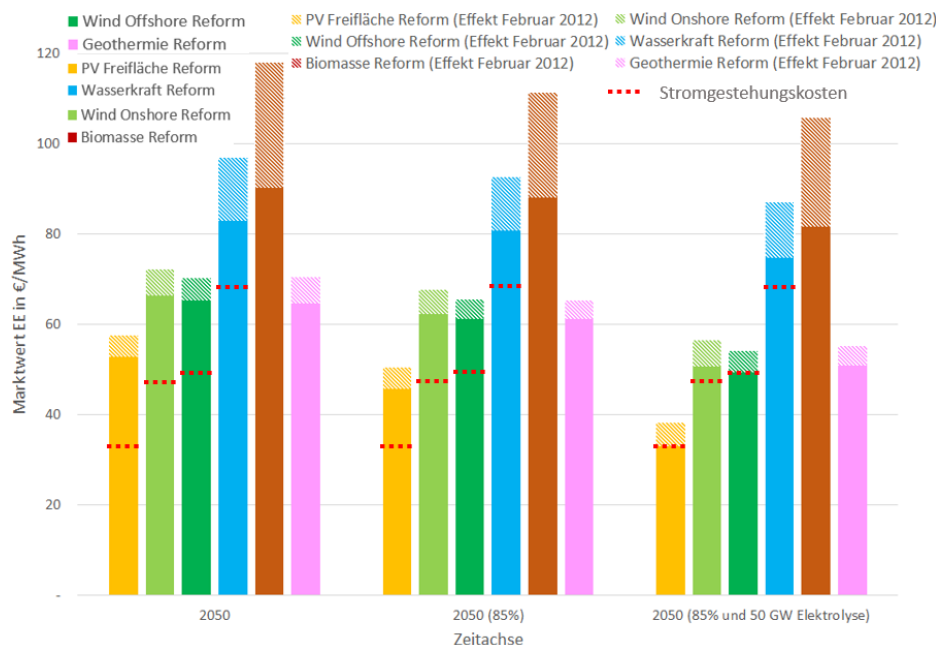
<sup>77</sup> Im berücksichtigten Wetterjahr 2012 kam es zu einem ungewöhnlich starken Wintereinbruch.



**Abbildung 10-6: Marktwertvergleich des Jahres 2050 im Basisszenario und seinen Sensitivitäten**

Quelle: Eigene Darstellung

Die gleiche Sensitivitätsanalyse basierend auf den Ergebnissen im Reformszenario (s. Abbildung 10-7) zeigt im Hinblick auf die volatilen Erneuerbaren Energien neben höheren vor allem stabilere Marktwerte im Jahr 2050. Hervorgerufen wird dieser Effekt durch endogen bestimmte Flexibilitäten bestimmter Maßnahmen im Reformszenario, wie unter anderem der Mengenförderung Erneuerbarer Energien. Die marktliche Wirtschaftlichkeit ist somit auch für die volatilen Erneuerbaren Energien trotz Begrenzung in Bezug auf die Elektrolyseleistung in Deutschland auf 50 GW im Jahr 2050 gegeben.

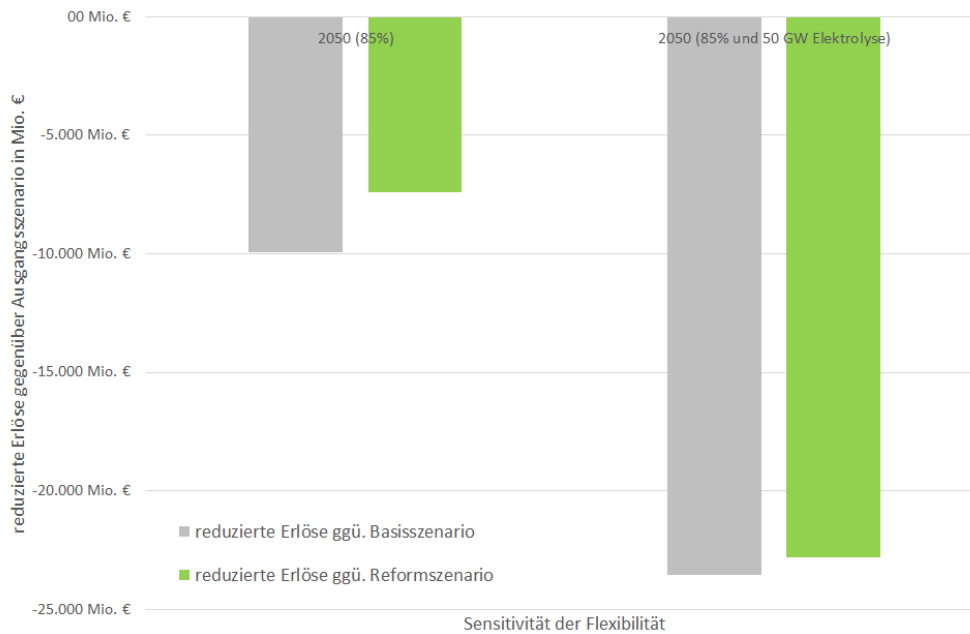


**Abbildung 10-7: Marktwertvergleich des Jahres 2050 im Reformszenario und seinen Sensitivitäten**

Quelle: Eigene Darstellung

Aufgrund der geringeren Marktwerte der Erneuerbaren Energien kommt es zu einem reduzierten Erlöspotenzial der Erneuerbaren Energien. Wie in Abbildung 10-8 zu erkennen, würde es allein durch die Begrenzung der Elektrolyseleistung in Deutschland auf 50 GW im Jahr 2050 zu einem reduzierten Erlös von 12 bis 16 Mrd. € pro Jahr kommen (Vergleich zwischen dem Szenario mit 85 % der maximal wirtschaftlichen Flexibilität und dem Szenario mit 85 % der

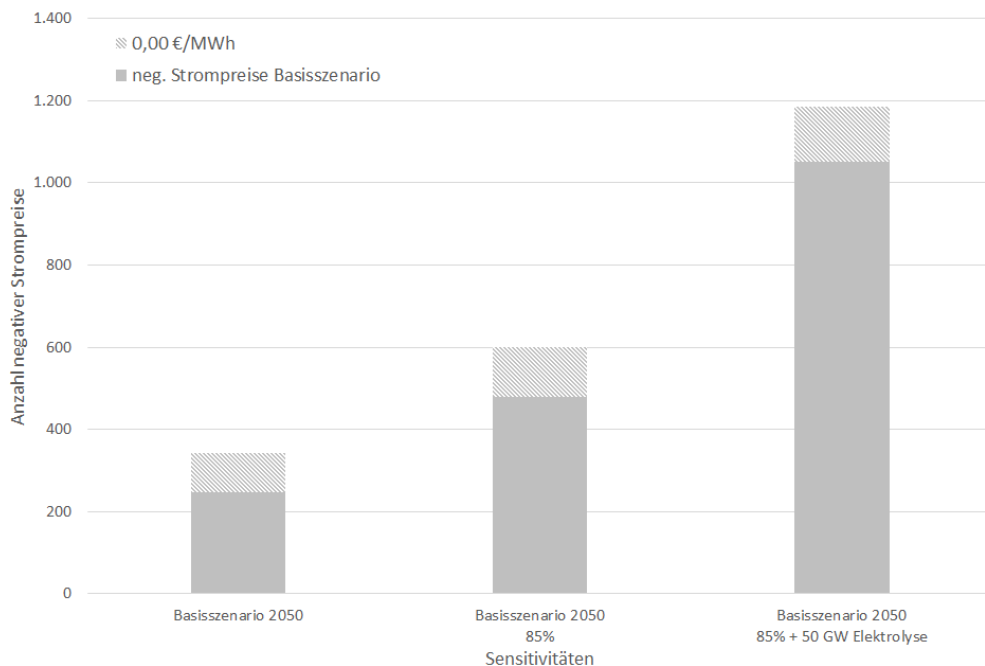
maximal wirtschaftlichen Flexibilität und der Begrenzung der Elektrolyseleistung auf 50 GW). Gegenüber dem Basis- und dem Reformszenario mit 100 % der Flexibilitäten lägen die reduzierten Erlöse sogar bei ca. 23 Mrd. € pro Jahr. Dies unterstreicht die Wichtigkeit eines maximalen Ausbaus an Flexibilitäten für eine betriebswirtschaftlich und volkswirtschaftlich optimierte Energiewende. Um dies zu erreichen, wäre potenziell ein Förderrahmen bzw. ein Back-up-Rahmen (z. B. über Contract for Difference) für einzelne Flexibilitäten denkbar.



**Abbildung 10-8: Reduktion der Markterlöse Erneuerbarer Energien im Basis- und Reformszenario in den Sensitivitäten**

Quelle: Eigene Darstellung

Die Häufigkeit negativer Strompreise würde im Jahr 2050 des Basisszenarios mit 85 % der wirtschaftlich maximal realisierbaren Flexibilitäten<sup>78</sup> und einer Begrenzung der Elektrolyse in Deutschland von 50 GW auf über 1.000 Stunden im Jahr ansteigen (s. Abbildung 10-9).



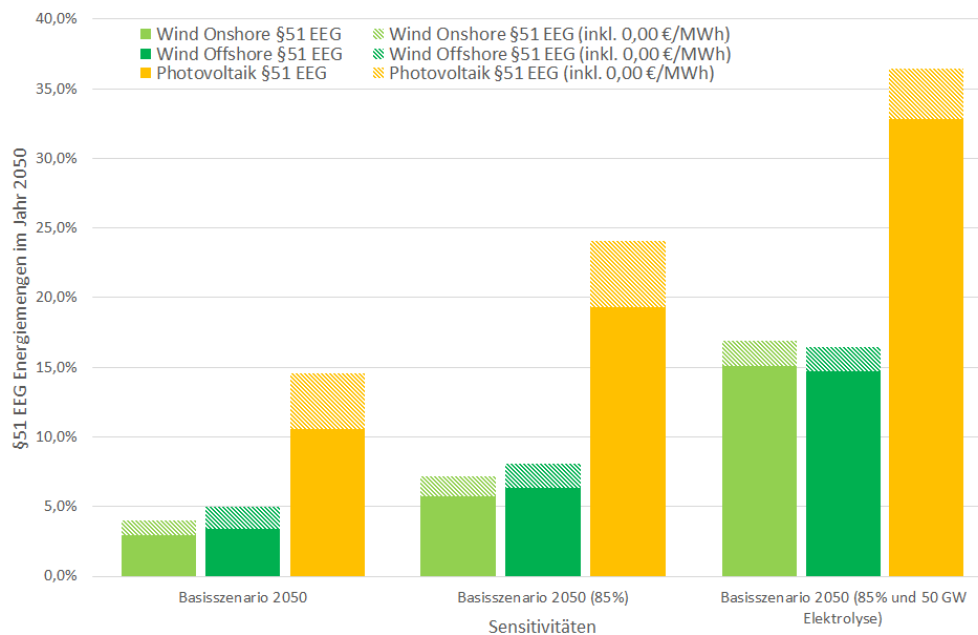
**Abbildung 10-9: Übersicht negativer Strompreise im Basisszenario unterschiedlicher Sensitivitäten**

Quelle: Eigene Darstellung

<sup>78</sup> Aufgrund diverser Punkte ist in einem normalen Markt ein 100-prozentiges Erreichen der wirtschaftlichen Flexibilitäten nicht möglich (s. Abschnitt 5.4.4).

Der starke Anstieg negativer Strompreise wirkt sich entsprechend auch auf die nach §51 EEG nicht geförderten Energiemengenanteile aus (s. Abbildung 10-10). In der betrachteten Sensitivität einer Zielerreichung von 85 % der maximal wirtschaftlichen Flexibilitäten im Basisszenario des Jahres 2050 und einer Begrenzung der Elektrolyseleistung in Deutschland auf 50 GW käme es zu einer deutlichen Verschlechterung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energien innerhalb der Förderung.

Die §51-EEG-Energiemengen in der Photovoltaik würden im Jahr 2050 bei ca. 33 % liegen. Bei der Windenergie onshore und offshore würden ca. 15 % der Energiemengen keine Förderung erhalten. Somit würde der wirtschaftliche Betrieb unter diesen Rahmenbedingungen einer Förderung von Wind- und PV-Anlagen in Deutschland erschwert bzw. verhindert.



**Abbildung 10-10: §51-EEG-Strommengenanteil über die einzelnen Sensitivitäten**

Quelle: Eigene Darstellung

Im Reformszenario entstehen aufgrund der gewählten Maßnahmen keine negativen Strompreise und somit auch keine nicht geförderten §51-EEG-Energiemengen für Erneuerbare Energien. Ein wirtschaftlicher Betrieb wäre somit innerhalb einer Förderung möglich.

Basierend auf den Ergebnissen der Marktwertanalyse und dem Rahmen negativer Strompreise sowie der §51-EEG-Energiemengen ist die Umsetzung der vorgeschlagenen Reformmaßnahmen innerhalb dieser Studie von volkswirtschaftlich und betriebswirtschaftlich zentraler Bedeutung.

Zudem unterstreichen die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse der Marktwertentwicklung des Jahres 2050 den zentralen Punkt der maximalen Zielerreichung der wirtschaftlich realisierbaren Flexibilitäten. Gerade vor dem Hintergrund des wirtschaftlichen Verlustes in Bezug zu den realisierten Markterlösen der Erneuerbaren Energien (s. Abbildung 10-8) von ca. 23 Mrd. € pro Jahr ist ein maximaler Ausbau der Flexibilitäten und hierbei insbesondere der Elektrolyse sehr sinnvoll.

## 1 1 Ausblick auf den weiteren Forschungsbedarf

Innerhalb dieser Studie konnte anhand der Simulationsergebnisse sowie der gewählten Maßnahmen die Notwendigkeit der Schaffung von zeitlich ausreichenden Flexibilitäten im Zuge der Energiewende verdeutlicht werden. Neben diesen Maßnahmen existieren noch weitere Punkte für die Ausgestaltung regionaler Aspekte der Energiewende, die innerhalb dieser Studie nicht abschließend bewertet werden können und daher einen weiteren Forschungsbedarf darstellen. Nachfolgend sollen diese kurz beschrieben werden.

### 11.1 Herausforderung mehrerer Strompreiszonen in Deutschland

In den letzten Jahren gab es bereits erste Studien, die nodale und zonale Strompreissysteme in Deutschland untersuchen bzw. vergleichen. Hier ist unter anderem die vom BMWi im Juli 2018 veröffentlichte Kurzstudie „Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich“ [57] zu nennen.

In dieser Studie wurden über mehrere Expertenworkshops Herausforderungen zu kleineren Strompreiszonen bis hin zu „Nodal Pricing“-Modellen in Deutschland diskutiert. Dies waren unter anderem Liquiditätsprobleme, die Gefahr von Marktmacht am Spotmarkt, die Glaubwürdigkeit von Preisen als Hemmnisse für Investitionen, die nur bedingte Möglichkeit Erneuerbarer Energien, nachrangig abzuregeln sowie Differenzkostensteigerung für Erneuerbare Energien.

Zusätzlich zu diesen validen Punkten existieren weitere Herausforderungen im Hinblick auf die Energiewende, die unter anderem in Studien mit Simulationsschwerpunkten<sup>79</sup> im Energiesystem nur bedingt oder gar nicht berücksichtigt werden. Hierbei handelt es sich um den in den Simulationen unterstellten Rahmen eines „eingeschwungenen“ Systems. Über mehrere Iterationsschritte innerhalb der Simulation wird dabei die sich ergebende benötigte Flexibilität zeitgleich mit dem Auftauchen des Flexibilitätsbedarfs in der jeweiligen Strompreiszone gesetzt.

Somit bildet ein solcher Ansatz den optimalen Rahmen ab, der aus mehreren Gründen (siehe Kapitel 5.4.4) in der Realität kaum realisierbar ist. Wie bereits in den 85%-Szenarien dieser Studie gezeigt, würde selbst eine kleine Veränderung aufgrund natürlicher marktlicher Effekte zum optimal ermittelten Flexibilitätsrahmen innerhalb der Strompreiszone Deutschland erhebliche Auswirkungen auf die Ergebnisse haben (u. a. Verdopplung negativer Strompreise bzw. §51-EEG-Mengen und deutliche Reduktion der Jahresmarktwerte im Jahr 2050). Dieser Effekt könnte sich im Rahmen kleinerer Strompreiszonen bis hin zu Nodal Pricing deutlich vergrößern.

Zusätzlich können kleinere Strompreiszonen Investitionen sowohl in Erneuerbare Energien als auch in Flexibilitäten hemmen, da hierbei der Effekt dieser Investitionen auf den jeweiligen Strompreis größer wird. Am Beispiel eines „Nodal Pricing“-Modells soll dies kurz erläutert werden.

---

<sup>79</sup> wie unter anderem die aktuellen Langfristszenarien des BMWi, in denen Deutschland in mehrere Zonen unterteilt ist und entsprechend stündliche Schattenpreise ausgewiesen werden.

Erfolgt in einer kleinen Strompreiszone (nodal price) bei bereits bestehenden Netzengpass-situationen ein weiterer Zubau, führt dies zu einer starken Beeinflussung der Strompreise. Dies reduziert die Marktwerte aller Erneuerbaren Energien und führt zu einer Vergrößerung negativer Strompreiseereignisse. Eine entsprechende Antizipierung der notwendigen Flexibilität zum Ausgleich dieses Zubaus und zur Rückkehr in ein „eingeschwungenes“ System ist voraussichtlich erst mit einem höheren Zeitverzug möglich. Dieser Zeitverzug ergibt sich aus dem Erkennen eines Flexibilitätsbedarfs als auch dem Herantasten der Marktpartner an die optimale Flexibilitätshöhe. In Summe werden über alle Marktteilnehmer nicht mehr Flexibilitäten errichtet als wirtschaftlich realisierbar sind, da es ansonsten zu Kannibalisierungseffekten käme, welche die Wirtschaftlichkeit nicht nur der zusätzlichen, sondern auch der bereits bestehenden Flexibilitäten bedrohen würde.

Zudem begrenzen Strompreiszonen je nach Ausprägung den Erneuerbaren Ausbau bzw. die Sektorenkopplung. In Strompreiszonen mit sehr hohen Erzeugungsüberschüssen würde ein weiterer Zubau an Erneuerbaren Energien aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit erschwert, während sich in Strompreiszonen mit wenig Erneuerbaren Energien aufgrund sehr hoher Strompreise die Sektorenkopplung nur erschwert umsetzen könnte. Dagegen wäre bei Flächenknappheit eine Erschließung aller Standorte notwendig, und für lastsenkengebundene Verbraucher wie PtH und Elektromobilität stellt ein regionales Steuerungssignal nur einen geringen Mehrwert dar, während für freier platzierbare Elektrolyseanlagen andere Steuerungsinstrumente denkbar sind.

Kleinere Strompreiszonen befinden sich daher gerade im Hinblick auf den benötigten starken Ausbau Erneuerbarer Energien im zweistelligen GW-Bereich pro Jahr in Deutschland und einem nicht viel geringeren Leistungszubau von Flexibilitäten, zeitlich überwiegend nicht in einem „eingeschwungenen“ System, was die Aussagekraft von Studienergebnissen hierzu mit der Annahme eines stets „eingeschwungenen“ Systems reduziert. Wie stark hierbei die Auswirkungen dieses „nicht eingeschwungenen“ Systems sind, ist unter anderem abhängig von der Größe und Liquidität der neuen Strompreiszone. Letztlich müssen höhere theoretische ökonomische Effizienten den politischen Realitäten gegenübergestellt werden. Die aktuellen energiepolitischen Entwicklungen im Herbst 2021 mit Gasknappheit und Preissteigerungen bei Gas, Öl und dem Börsenstrompreis machen deutlich, dass diese nur bedingt industrie- und sozialpolitisch akzeptiert sind. Bereits eine Strompreiszone in Süddeutschland würde hier derzeit noch deutlich höhere Preissteigerungen aufweisen. Zudem wären geplante und getätigte Investitionsentscheidungen im Hinblick auf einen Erhalt der einheitlichen nationalen Preiszone (z. B. Offshore Null-Cent-Gebot, PPA-Freiflächensolar in Ostdeutschland), in ihrer Wirtschaftlichkeit stark beeinträchtigt.

Für die sichere und zeitige Umsetzung der Energiewende ist daher die Beibehaltung der einheitlichen Strompreiszone in Deutschland der sinnvolle Rahmen. Die darüber hinaus notwendige Regionalisierung von Flexibilitäten ist hierbei über andere Mechanismen möglich. Hierzu können regionale Flexibilitätsmärkte eine Lösung darstellen (siehe Kapitel 11.2) oder auch die Verwendung mehrerer Merit-Order-Kurven unter Einhaltung einer Strompreiszone in Deutschland [73]. Letzteres zielt auf die anteilige Deckung des regionalen Stromverbrauchs über regionale Erzeuger, was Anreize zur lastnahen Stromerzeugung setzt, einen dadurch geringeren Netzausbau bedingt, zur Reduzierung von Netzeingriffen (u. a. Redispatch) in den Strommarkt und zur Stabilisierung von Strompreisen führt.

## 11.2 Regionale Flexibilitätsmärkte

In der EU-Gesetzgebung sind regionale Flexibilitätsmärkte bereits angelegt, deren Umsetzung in deutsches Recht über den § 14c EnWG realisiert wurde. Dazu ist eine Marktplattform, die sowohl Erzeuger als auch Verbraucher regional und in Echtzeit zusammenführt, sinnvoll. Solche regionalen Flexibilitätsmärkte sollen ergänzend zum Energy-only-market (EOM) für

einen gezielten netzdienlichen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sorgen und hierbei die nachfolgenden Vorteile ermöglichen:

1. Übertragungsleitungen können für die Strommengen freigehalten werden, für deren überregionale Verteilung keine Alternative besteht. Der Bedarf zum Netzausbau wird reduziert.
2. Die notwendigen Speicherkapazitäten, die für die Versorgungssicherheit neben der EE-Erzeugung aufgebaut werden müssen, werden ebenfalls reduziert. Flexibilitätsmärkte tragen insofern entscheidend zur Versorgungssicherheit bei.
3. Über die Flexibilitätsmärkte wird im Falle einer potenziellen Abregelung von EE-Anlagen die regionale Nutzung dieser Energie ermöglicht. Dies reduziert die Wohlfahrtsverluste bei einer Abregelung und stärkt zugleich die regionale Wertschöpfung.
4. Regionale Flexibilitätsmärkte haben zum Ziel, Preisspitzen aus dem EOM herauszuhalten, was zu einem stabileren überregionalen Marktumfeld führt.
5. Verbraucher und kleinere Erzeuger können aktiv an der Energiewende beteiligt werden und von ihrem systemdienlichen Verhalten profitieren. Solch ein marktbasierter Ansatz wird zu mehr Akzeptanz führen als andere Alternativen des Engpassmanagements.

Innerhalb einer Einordnung, was regionale Flexibilitätsmärkte leisten könnten, stellt die Einbindung in den Redispatch im Rahmen des bestehenden EOM die konkreteste Umsetzungsform dar. Derzeit besteht im Rahmen des kostenbasierten Redispatch hier nur die Pflicht der Teilnahme für Erzeuger und Pumpspeicher, während EE im Rahmen des EinsMan abgeregelt werden. Im Rahmen der SINTEG-Projekte waren bereits eine Vielzahl möglicher Umsetzungen eines Flexibilitätsmarktes für Verbraucher und Speicher Forschungsschwerpunkt. Hier konnten Herausforderungen analysiert und Lösungen konzipiert werden.

Im Fokus der Projekte NEW 4.0, WindNODE und enera stand, die Abregelung von Windstrom (EinsMan) zu vermeiden und diesen stattdessen im Rahmen des Redispatch nutzbar zu machen. Im Rahmen der ENKO-Plattform wurden dabei für große Verbraucher proaktive Angebote an die ÜNB erstellt, welche bereits eine Gewichtung der Wirkung der Flexibilität auf den Engpass aufgrund der netztopologischen Lage beinhaltet. Am weitesten entwickelt für die Integration von Lasten und Speichern in den Redispatch war der enera Marktplatz, der von der EPEX-Spot umgesetzt und betrieben wurde. Im Rahmen von C/sells wurden auch zelluläre Ansätze umgesetzt, welche teilweise weiter entfernt vom heutigen Marktdesign sind. Die Einführung des Redispatch 2.0, der die nachrangige Abregelung von EE gegenüber anderen Erzeugern entsprechend der gewichteten Wirkung auf den Netzenspass aufhebt, hat jedoch größere Änderungen für die bisher erarbeiteten Ansätze für Flexmärkte bedeutet.

Der häufigste Vorbehalt gegenüber marktbasierendem Redispatch zur Integration von Verbrauchern mittels der Flexmärkte sind die schwer prognostizierbaren Wechselwirkungen auf den EOM und vor allem die Gefahr von Marktmanipulation durch strategisches Bieten von mächtigen Marktteilnehmern. Zudem besteht damit auch die Gefahr, dass eine einheitliche Strompreiszone nicht erhalten werden kann (siehe Kapitel 11.1). Diese Gefahren können durch das ausgestaltete Marktdesign unterbunden werden. Nachfolgend soll dies näher erläutert werden.

Das „Increase-Decrease-Gaming“-Problem (im Folgenden „Gaming“ genannt) basiert auf dem Rahmen, dass Marktteilnehmer absichtlich durch ihr Verhalten einen Engpass erzeugen bzw. verstärken und diesen dann ausnutzen. Der sinnvollste Weg, dies zu erschweren bzw. zu verhindern, wäre sicherzustellen, dass Marktteilnehmer nicht die Eintrittswahrscheinlichkeit und die Ausnutzung des Engpasses prognostizieren können. Dies zu erreichen wäre über folgende Möglichkeiten realisierbar:



### (1) **Transparenz**

Gaming-Verhalten kann durch systematisches Monitoring und einen Abgleich des Gebotsverhaltens mit Phasen ohne Engpass oder der „Baseline“ der Anlage aufgedeckt werden. Entsprechend kann eine gestufte Sanktionierung/Pönalisierung oder im Extremfall ein Marktausschluss durch BNetzA oder den Plattformbetreiber erfolgen.

### (2) **Begrenzung der Kosten**

Die Begrenzung der Gebotshöhe durch eine Parallelität mit dem regulierten Redispatch verhindert eine signifikante Ausnutzung der Marktmacht. Der Netzbetreiber kann zur Behebung eines Netzengpasses auf regulierte Verfahren zurückgreifen und darf Gebote im Flexibilitätsmarkt nur dann bezuschlagen, wenn sie günstiger sind als der Einsatz einer Redispatchmaßnahme.

### (3) **Zeitlicher Ablauf**

Sofern die Kontrahierung der Gebote deutlich vor dem eigentlichen Abruf erfolgt, bleibt dem Marktteilnehmer keine Möglichkeit zur Erlösmanipulation, da die Vorhersage eines Netzengpasses deutlich schwieriger wird, je weiter man vom Erfüllungszeitpunkt entfernt ist.

### (4) **Zweistufiges Gebotsverfahren**

Um den Wettbewerb zu steigern und die Manipulationsmöglichkeiten weiter einzuschränken, sollte das Gebotsverfahren aus zwei Stufen bestehen:

- I. Deutlich vor der Maßnahme: Die Absicherung von Leistung über Ausschreibung mit festem Leistungspreis und nach unten anpassbarem Arbeitspreis.
- II. Kurz vor der Maßnahme: Abruf der bestehenden Gebote oder Nutzung weiterer, kurzfristiger Angebote allein auf Basis des Arbeitspreises.

Dies erschwert strategisches Bieten massiv, da die Marktteilnehmer sich nicht über den Abruf sicher sein können, selbst wenn sie bereits einen Zuschlag zur Vorhaltung erhalten haben. Die zeitliche Differenz der Gebotsverfahren erschwert die Risikoabschätzung und der Wettbewerb wird durch das zweite Gebotsverfahren und die mögliche Arbeitspreisanpassung gesteigert.

### (5) **Limitierung der Teilnahmeberechtigten**

Sollte durch den regionalen Zuschnitt der Marktgebiete, die sich an der Netztopologie orientieren müssen, eine Marktsituation mit besonders mächtigen Marktteilnehmern ergeben, kann ein Ausschluss dieser aus dem Markt bzw. ein Ausschluss bedeutender Kapazitäten erwogen werden. Vornehmlich sollte es bei regionalen Flexibilitätsmärkten um die Einbindung der nicht im Redispatch befindlichen Verbraucher und Erzeugungsanlagen gehen, nicht um einen zweiten Markt für im EOM befindliche Großanlagen.

### (6) **Zufallskomponente als Allokationskriterium**

Bei Auswahl der Gebote kann eine Zufallskomponente unter Beachtung der Kostenreduktion und der Netzsensitivität das Zuschlagsrisiko weiter erhöhen (s. auch [69]).

Eine Alternative zum marktbasieren Redispatch können auch Hybridmodelle sein, welche für große Verbraucher eine kostenbasierte mit einer marktbasieren Teilnahme für dezentrale neue Flexibilitäten verbinden.

Um die oben beschriebenen Punkte in der Realität zu analysieren und auszugestalten, wäre es in einer ersten Einführungsphase regionaler Flexibilitätsmärkte sinnvoll, eine Begrenzung der Handelsmengen einzuführen. Somit ließen sich praktische Erfahrungen und empirische Daten sammeln, ohne hierbei ein Risiko für den EOM bzw. sonstige Netzbewirtschaftungen zu realisieren.

In einem regionalen Flexibilitätsmarkt könnten die Potenziale der lokalen Erzeugung zur Reduktion des Netzausbaus gestärkt werden, wovon u. a. auch Kleinwasserkraftanlagen profitieren könnten [14].

### 11.3 Belastung des Verteilnetzes durch marktorientierte Steuerung

In bestimmten Netzsträngen (u. a. Speckgürtel von Großstädten mit hoher Ein- und Zweifamilienhausdichte) kann es durch neue Stromverbraucher (insbesondere Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen) zu Problemen für das Verteilnetz kommen. Dies kann entweder der ungesteuerte Verbrauch verursachen (z. B. Lastspitze am Abend) oder bei flexiblem Verbrauch die Gleichzeitigkeit bei der Orientierung an einem zentralen Rahmen (z. B. Strompreis). Die Basis, um dieser Herausforderung zu begegnen, ist eine umfassende Digitalisierung der Verteilnetze. Denn damit der Strommarkt nicht mehr von einer Kupferplatte ausgeht, sondern vom Netz die begrenzenden Netzrestriktionen erfährt und danach handelt, braucht es Messdaten zur lokalen Netzbelastung z. B. am Trafo. Da dies jedoch ein langwieriger technischer Umsetzungsprozess ist, sind dabei „Hot-Zones“ der jeweiligen Netzgebiete, in denen nachweislich Netzengpässe durch den Hochlauf von Sektorenkopplungstechnologien drohen, zu priorisieren. Grundsätzlich kann die Bewirtschaftung der Engpässe in diesen Zonen dauerhaft oder vorübergehend bis zur Umsetzung des Netzausbaus sein. Die Untersuchungen in Abschnitt 4.8 haben zwar gezeigt, dass die marktoptimierten Ansätze sich positiv auf die Gleichzeitigkeiten im Verteilnetz auswirken können und sich damit im Vergleich zum ungesteuerten Verbrauch positiv auf die Belastungen im Verteilnetz auswirken. Dieses theoretische Potenzial zu heben, zeitigt jedoch große Umsetzungs Herausforderungen und soll im Folgenden auf Basis der diskutierten Ansätze zur Strompreistarifgestaltung, zu variablen Netzentgelten und dem Positionspapier des BEE zum §14a [24] diskutiert werden.

Es bestehen folgende Optionen:

- Bei dezentraler ungesteuerter Entscheidung kann es zu verhaltensbedingten Gleichzeitigkeiten kommen (z. B. Abendspitze). Ein pauschales anteiliges Abregeln von leistungsgemessenen Verbrauchern mit reduziertem Netzentgelt durch den Netzbetreiber nach §14a EnWG würde beim Stromlieferanten zu Bilanzkreisabweichungen und im Stromsystem zu einer Erhöhung des Regelleistungsbedarfes führen. Die höheren Regelleistungskosten führen wiederum zu höheren Ausgleichsenergiekosten für die Bilanzkreisabweichungen beim EVU.  
→ Eine Mitteilungspflicht des Netzbetreibers an den EVU ermöglicht diesem den kurzfristigen Ausgleich durch Intraday-Handel, und eine anteilige Entschädigungspflicht der Bilanzkreisdifferenzkosten reduziert das Risiko für den Vertrieb und indirekt für den Kunden. Ein kurzfristiges Schalten kann aber nicht mehr am Intraday-Markt ausgeglichen werden. Dieses Konzept kann ggf. eine Übergangslösung darstellen. Ein Risiko für den EVU bleibt jedoch bestehen und führt zu höheren Endkundenstrompreisen, die damit die reduzierten Netzentgelte wieder zumindest anteilig kompensieren.
- Bei dezentraler Entscheidung auf Basis eines einheitlichen Strompreissignals kommt es zu einer zeitgleichen Entscheidung ohne mögliche Mengensteuerung durch das EVU bzw. den Markt. Infolge wird in einigen Stunden teilweise mehr oder auch weniger Flexibilität erbracht, als das EVU geplant bzw. prognostiziert hat. Auch hier

wären zusätzliche Bilanzkreisabweichungen und Regelleistungsbedarfe inklusive der damit verbundenen Mehrkosten die Folge.

→ Mittels intelligenter und je Nutzer differenzierter Tarifstruktur innerhalb eines Flexibilitätsvermarktungspools kann dieser Effekt reduziert werden. Basis dafür sind historische Daten zum Verhalten der Nutzer auf Preisanreize und entsprechende KI-Methoden. Iterative kurzfristige Kommunikation kann dies weiter optimieren. Wichtig für die untertägige ökonomische Effizienz wäre zudem die Reform der Intraday-Märkte von „pay-as-bid“ zu „clearing price“. Jedoch ist hier die notwendige Liquidität im sehr kurzfristigen Bereich begrenzt. In Summe ist trotz angenommener optimaler Rahmenbedingungen mit Restabweichung (Ausgleichsenergie, zusätzliche Ausgleichsenergie- und Risikokosten bzw. Regelleistungsbedarf) und dementsprechend höheren Endkundenstrompreisen bei dezentraler Entscheidung zu rechnen.

- Für die Bewirtschaftung von Engpässen könnte mittels dynamischer Netzentgelte für steuerbare Verbraucher zusätzlich zum übergeordneten Marktsignal im Engpassfall ein höherer lokaler Anreiz gesetzt werden. Hier besteht die gleiche Herausforderung, das dezentrale Verhalten durch den EVU antizipieren zu können  
→ Mittels Iterativem Abgleich zwischen Fahrplananmeldung durch den EVU und Netzprüfung durch den VNB über ggf. mehrmalig lokal angepasste Netzentgelte könnte dies theoretisch in der Praxis umgesetzt werden. Andererseits ist nicht abschließend juristisch geklärt, ob zeitlich unterschiedliche Netzentgelte pro Netzstrang innerhalb eines Netzes aus Verbraucherschutzsicht zulässig wären (Diskriminierungsverbot). Zusätzlich wäre das pauschale anteilige Abregeln nach §14a EnWG durch den VNB notwendig, wenn sich ein Engpass durch das dynamische Netzentgelt nicht auflösen lässt. Ein spätes Schalten ermöglicht dem EVU aber ggf. nicht mehr den Ausgleich über Intraday-Handel, was wiederum Bilanzkreisabweichungen, Regelleistung und Ausgleichsenergiekosten verursacht. Andererseits ist der Einfluss von lokalen Engpässen auf Regelleistungsbedarf geringer als bei deutschlandweiten Gleichzeitigkeiten im Strommarkt. Aus heutiger Sicht erscheint jedoch der Aufwand für eine Einbindung dezentraler Flexibilitäten über dynamische Netzentgelte sehr hoch.
- Alternativ wird die direkte zentrale Steuerung dezentraler Flexibilität durch den EVU diskutiert [24]. Diese könnte dann sowohl die Herausforderungen hinsichtlich Markteinbindung als auch Engpassbewirtschaftung adressieren.  
→ Dies wäre ein Auktionsmodell zur Allokation verfügbarer Kapazitäten im Verteilnetz in kritischen Netzsträngen. Denn hier würde der Stromlieferant als Aggregator für den Endkunden bei der Auktion automatisiert teilnehmen und das Zugriffsrecht auf das Ladeverhalten vertraglich mit dem Kunden vereinbaren. Historisches Verhaltenlernen wäre hier nicht notwendig. Durch die Informationsweitergabe von Netzbegrenzungen in den Markt kann dieser sich darauf einstellen und Überlastungen von Netzsträngen wären quasi nicht möglich, da nur solche Transaktionen zugelassen würden, welche netztechnisch umsetzbar wären. Zu prüfen wäre, ob die Akzeptanz beim Endkunden für dieses Modell geringer als bei einer dezentralen Entscheidung ist.

Wie die Diskussion zeigt, sind verschiedene Lösungen denkbar, die Wechselwirkungen sind aber komplex, weisen Vor- und Nachteile auf und sollten auf der Zeitachse differenziert bewertet werden. Neben den techno-ökonomischen Aspekten sind zusätzlich Fragen von Transaktionskosten und der notwendigen monetären Anreize für dezentrale Nutzer für ihre Flexibilität zu bewerten. Generell sollten marktorientierte Ansätze vor deren Umsetzung stets auf ihre Netzverträglichkeit geprüft werden, um negative Auswirkungen auf das Verteilnetz zu vermeiden. Hier besteht noch erheblicher Forschungsbedarf hinsichtlich der Umsetzungsmöglichkeiten abseits der Variante, dass der Energieversorger gegen eine Pauschale Steuerzugriff auf die Technik des Endkunden erhält. Insbesondere marktbasierende Tarife, deren Zeithorizont, Individualisierung und Differenzierung müssten näher evaluiert werden, wenn durch solche Konzepte dezentrale Flexibilität gehoben werden soll, ohne gerichtete Effekte

im Intraday-Markt oder bei der benötigten Ausgleichsenergie zu verursachen. Zusätzlich ist zu prüfen, welche Modelle vom Endkunden akzeptiert würden und ohne Komforteinbußen umsetzbar sind. Oder wie hoch der monetäre Anreiz sein müsste, damit Komforteinbußen akzeptabel werden. Hierzu ist eine Vielzahl soziologischer und psychologischer Aspekte zu bedenken, die über den Rahmen dieser Studie hinausgehen, die tatsächliche Umsetzung später jedoch maßgeblich beeinflussen.

Mit einem Anstieg an regelbaren Verbrauchern und Erzeugern im Verteilnetz ist für eine optimale und netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten die Automatisierung des Verteilnetzes ein wichtiger Schritt, der auch für die Umsetzung marktoptimierter Ansätze hilfreich sein kann. Die optimale und netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten kann sich positiv auf das Verteilnetz auswirken und somit zur Reduktion von notwendigen Netzausbaumaßnahmen beitragen, z. B. durch die zeitliche Verschiebung von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen entsprechend der Netzsituation. Eine vorausschauende Planung von Netzausbaumaßnahmen, die nötig und unvermeidbar sind, kann außerdem zur Kostenreduktion beitragen, da so die Häufigkeit von Baumaßnahmen reduziert werden kann.

## 11.4 Entfernungabhängige Netzentgelte

Die vorliegende Studie geht im Reformszenario von einer volkswirtschaftlich bzw. systemoptimierten Platzierung von Elektrolyseuren in der Nähe von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen von Onshore- und Offshore-Wind aus. Zur Umsetzung dieses Rahmens im Reformszenario ist die Maßnahme der Netzentgeltbefreiung für Elektrolyse und PtH-Anlagen vorgesehen. In diesem müssen sowohl eine netzdienliche Allokation (in der Nähe von windreichen Standorten in Norddeutschland) als auch die netzdienliche Fahrweise (nur bei hoher Erneuerbarer Einspeisung) nachgewiesen werden.

Diese Vorgaben sind aus den Berechnungen der Studie der Wissenschaftler der Universität Karlsruhe und MIT Cambridge [77] abgeleitet, welche im Rahmen einer Modellierung der Implementierung der deutschen grünen Wasserstoffstrategie zeigt, dass eine stromerzeugerferne grüne Wasserstoffproduktion die Kosten des Netzengpassmanagements und damit indirekt die Netzentgelte um 11 % bzw. 6,8 Milliarden Euro jährlich nach oben treiben würde. Im Gegensatz dazu können Elektrolyseure in der Nähe von Erneuerbarer Stromerzeugung Netzengpässe und Redispatch vermeiden. Die Elektrolyse in der Nähe der Stromerzeugungsanlagen ist somit deutlich günstiger als in der Nähe von grünen Wasserstoffabnehmern. Die Studie zeigt dementsprechend, dass eine stromerzeugernahe Lösung bis zu 24 % der Netzkosten und 1,4 Milliarden Euro jährlich aufseiten der Stromkunden sparen kann. Ein zusätzlicher positiver Effekt der stromerzeugernahen grünen Wasserstoffproduktion besteht zudem durch die geringeren Transportkosten von Gas- bzw. Wasserstoffnetzen gegenüber Stromnetzen, die mehr Energie zu geringeren Kosten transportieren können.

Neben der in der Studie angesetzten Maßnahme der Netzentgeltbefreiung für Elektrolyse und PtH-Anlagen unter bestimmten netzdienlichen Voraussetzungen wäre es auch möglich, ähnliche geografische Verteilungen mit dem Steuerungsinstrument eines entfernungsabhängigen Netzentgeltes zu realisieren.

Vor dem Hintergrund einer Verzahnung der Sektoren, der Transformation und Weiterentwicklung der Strom-, Gas- und H<sub>2</sub>-Netze ist daher eine Systemoptimierung und in gewisser Hinsicht integrierte Systemplanung für eine effiziente Netzentwicklung erforderlich. Hierzu ist es notwendig, verschiedene Instrumente von einer integrierten Netzplanung über die geografischen Kriterien für grüne Wasserstoffproduktion (siehe Maßnahme in dieser Studie) bis hin zu einer entfernungsabhängigen Dynamisierung der Netzentgeltesystematik zu evaluieren und Systemoptimierungslösungen zu implementieren.

## 11.5 Terminmarkthandel bei hohem Anteil fluktuierender EE

Der Handel am Terminmarkt dient traditionell den Betreibern thermischer Kraftwerke als Absicherung ihrer Erlöse (gegen sinkende Strompreise) und Stromlieferanten (z. B. Stadtwerken) als Absicherung ihrer Kosten (gegen steigende Strompreise). Durch den zunehmenden Rückbau von Großkraftwerken und beschleunigt durch den Kohleausstieg bis 2030 stellt sich oft die Frage, ob den Stromlieferanten potenzielle Handelspartner wegfallen und in welcher Form Stromlieferanten zukünftig ihre Kosten absichern können. Im Fokus der Diskussion stehen dabei Situationen mit sehr geringem EE-Dargebot bei einem zu geringen Kraftwerkspark, was zu hohen Kostenrisiken führen kann.

Die Erfahrungen an der EEX (als Terminmarkt-Börse und nicht als bilateraler Handel per OTC) zeigen aber, wie flexibel sich der Terminmarkt an den politischen Rahmen bereits angepasst hat und sich flexibel an einen geänderten Rahmen anpassen würde. Grundsätzlich dient der Terminmarkt der Preisabsicherung durch Finanzgeschäfte und bedarf keiner physischen Lieferung. Diese erfolgt im Falle der Börse immer durch den Spotmarkt (Day-Ahead und Intraday) sowie durch die Systemdienstleistungen (Regelleistung). Auch wetterabhängige Erzeuger vermarkten ihren Strom bereits am Terminmarkt. Dies betrifft aber EE-Bestandsanlagen (PPA – Post-EEG-Anlagen nach Förderende und Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung). Durch die Preissteigerungen seit Anfang 2021 hat dieser Trend stark zugenommen. Auch Finanzierer aus dem Kapitalmarkt sind bereits in diesen Markt eingetreten mit Risikokapital, das auch für Spekulationen eingesetzt wird, vergleichbar zur Diskussion im CO<sub>2</sub>-Markt.

Derzeit ist der Terminmarkt in Deutschland 3-4 Jahre im Voraus liquide. Diese Liquidität passt sich aber an die politischen Rahmenbedingungen an. So ist im Zuge der Preisanstiege für CO<sub>2</sub> und damit korrelierenden Entwicklungen gegenwärtig ein Trend zu langfristiger Absicherung im Terminmarkt zu erkennen. Auch PPA-Neuanlagen sind zumindest für die Anfangsjahre der Finanzierung in diesem Markt denkbar. Virtuelle Kraftwerke können, indem sie fluktuierende EE und Flexibilität (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) bündeln, Portfolioeffekte erschließen und ihre Risiken reduzieren. Dies ist aber physikalisch oder für einen funktionierenden Terminmarkt nicht zwingend notwendig. Mit den Wind Power Futures gab es bereits Versuche, mit einem standardisierten Produkt den Einfluss von Wetter und damit Ertrag und Volumenrisiken abzusichern. Doch aufgrund der EEG-Rahmenbedingungen wurde dieses Produkt nur gering nachgefragt. Je nachdem, wie eine zukünftige Förderung ausgestaltet wird, kann der Markt sich hier aber dynamisch anpassen.

Bezüglich der Versorgungssicherheit sind z. B. für Marktteilnehmer die Analysen und Berichte der ENTSO-E relevant, welche aktuell im Rahmen des Mid-term Adequacy Forecast (MAF) für das Jahr 2025 ein sehr hohes Niveau von Versorgungssicherheit sehen. Entsprechend besteht im Markt im Rahmen der gegenwärtigen Liquidität keine Risikoerwartung für Spitzenstrompreise in Stunden geringer EE-Stromerzeugung.

Andererseits könnten Vertriebe auf dieses Risiko reagieren und teilweise durch neue Verträge zumindest einen Teil des Risikos an ihre Kunden weitergeben. Während in Deutschland für Endverbraucher im Normalfall feste Strombezugspreise für z. B. ein Jahr garantiert werden, ist in anderen Ländern wie in Spanien eine direkte Weitergabe von Preisschwankungen am Spotmarkt an die Endkunden vertraglich geregelt. Dies kann aber zu Nachteilen führen, wenn wie aktuell im Herbst 2021 zu hohe Preissteigerungen eins zu eins weitergegeben werden.

Auch wenn der Terminmarkt eine grundsätzliche Anpassungsfähigkeit aufweist, besteht hier ein hoher Einfluss des politischen Rahmens und dessen Dynamik. Beispiele dafür sind die Frage einer möglichen Strompreiszonenteilung Deutschlands und mögliche Preissprünge. Hier besteht Forschungsbedarf, welche Wechselwirkungen hier mit der Weiterentwicklung des EEG und der möglichen anteiligen Absicherung der EE-Anlagen bestehen. Ein anderes

Beispiel ist hier die bestehende Kapazitätsreserve einerseits und die fehlende Investitionsbereitschaft in neue Gaskraftwerke in Hoffnung auf einen zukünftigen Kapazitätsmarkt andererseits. Diese politische Unsicherheit kann die Bewertung der zukünftigen Versorgungssicherheit durch den Markt und damit die möglichen Preisrisiken beeinflussen und wiederum Wechselwirkungen auf die Finanzierung und Umsetzung von Flexibilitätspotenzialen zeitigen.

## 11.6 Abschaltungsreihenfolge von EE untereinander

Zukünftig wird es zunehmend zu Situationen kommen, in denen Erneuerbare Energien marktbedingt abgeregelt werden. Hier stellt sich die Frage, welche Abschaltreihenfolge sinnvoll ist. Diese Frage hat auf der einen Seite einen ökonomischen Aspekt, weil sich Gebote nach den Opportunitäten (Marktpremie) der jeweiligen Anlage richten und diese wiederum vom jeweiligen Vergütungssatz und damit wesentlich vom Inbetriebnahmejahr abhängen. Auf der anderen Seite spielt hier aus Systemsicht die netztechnische Perspektive eine große Rolle. So würde es für den Betrieb des Stromnetzes eine Herausforderung darstellen, wenn sich zu einem Zeitpunkt die marktbedingte Abregelung nur auf eine Region fokussieren würde, während es in einer anderen Region potenziell eine sehr hohe EE-Einspeisung gäbe. Diese könnte dann zu einem hohen Redispatchbedarf führen. Auf der anderen Seite könnte eine netzentlastende Marktregelung die Kosten im Redispatch reduzieren und die Effizienz des Systems erhöhen. Entsprechend besteht hier Forschungsbedarf, inwiefern zusätzliche Anreize aus dem Stromnetz bereits im Dispatch am Strommarkt berücksichtigt werden können.

## 11.7 Regionale Verteilung des EE-Ausbaus

In Abschnitt 6.1 wurde das Thema der regionalen Steuerung des EE-Ausbaus bereits angesprochen und unter 11.1 mit dem Aspekt der Herausforderung von mehreren Strompreiszonen weiter vertieft.

In diesem Themenbereich besteht noch weiterer Forschungsbedarf zu der Frage, wie man den weiteren EE-Ausbau regional so steuern kann, dass ein volkswirtschaftliches Gleichgewicht zwischen den EE-Kosten, die mit abnehmendem Ertrag spezifisch steigen, auf der einen Seite und dem notwendigen Netzausbau, um ertragreiche Standorte anbinden zu können, auf der anderen Seite herzustellen. Dabei gilt es die verschiedenen Ebenen abzustimmen – von der Raumplanung bzw. Flächenausweisung als Basis über den Ertragsausgleich z. B. mittels Referenzertragsmodell im EEG und grobregionaler Steuerung z. B. mittels Südbonus bis zu feiner, zielgenauerer regionaler Steuerung mittels Verteilnetzausbaukosten und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz. Die Auswirkungen einer Überlagerung von Steuerungselementen ist daher zu untersuchen.

## Literaturverzeichnis

1. 50Hertz Transmission GmbH: Statisches Netzmodell.  
<https://www.50hertz.com/de/Transparenz/Kennzahlen/Netzdaten/StatischesNetzmodell>
2. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Hintergrund - Netzentwicklungspläne 2030, Version 2017. Hintergrund - Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, 2. Entwurf - Freileitungsmonitoring (zu Kapitel 4.1.2). <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/freileitungsmonitoring-zu-kapitel-412-2>. Zugegriffen: 28. Oktober 2021
3. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart
4. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart
5. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2020): Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes. <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/grundsätze-fuer-die-planung-des-deutschen-uebertragungsnetzes-zu-kapitel-411-0>
6. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2020): Präqualifizierte Leistung in Deutschland. Stand 01.09.2020, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart
7. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2021): Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart
8. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2021): Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart. Stand 01.04.2021, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart
9. Amprion GmbH: Statisches Netzmodell.  
<https://www.amprion.net/Strommarkt/Engpassmanagement/Statisches-Netzmodell/>
10. Axthelm W. (2020): Das Marktdesign der Zukunft. 1. Deutsches Strommarkt-Forum
11. Beyer H.G., Heilscher G., Bofinger S. (2004): A robust model for the MPP performance of different types of PV-modules applied for the performance check of grid connected systems. ISES Europe Solar Congress
12. Bollmeyer C., Keller J.D., Ohlwein C., Wahl S., Crewell S., Friederichs P., Hense A., Keune J., Kneifel S., Pscheidt I., Redl S., Steinke S. (2015): Towards a high-resolution regional reanalysis for the European CORDEX domain. Q.J.R. Meteorol. Soc. 141(686):1–15. doi:10.1002/qj.2486
13. Brandes J., Haun M., Senkpiel C., Kost C., Bett A., Henning H.-M. (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Update unter einer Zielvorgabe von 65% CO<sub>2</sub>-Reduktion in 2030 und 100% in 2050, Freiburg
14. Brinkhaus M., Troost C., Huneke F. (2020): Zukünftige energiewirtschaftliche Rolle der kleinen Wasserkraft. Im Auftrag des Bundesverbands Deutscher Wasserkraftwerke e. V., Berlin
15. Prognos. (2019). Unterstützung zur Aufstellung und Fortschreibung des FEP: Zukünftige Rahmenbedingungen für die Auslegung von Offshore-Windparks und deren Netzanbindungssystemen - 2. Zwischenbericht.
16. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): EEG-Umlage 2021: Fakten & Hintergründe. [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/zahlen-und-fakten-eeg-umlage.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/zahlen-und-fakten-eeg-umlage.pdf?__blob=publicationFile&v=4)
17. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2020. Grafiken und Diagramme unter Verwendung



aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Stand: Februar 2021

18. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2019. Stand: Dezember 2020
19. Bundesnetzagentur (2021): Marktstammdatenregister. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
20. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn: Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2020. [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen\\_Gesamtjahr\\_2020.pdf;jsessionid=2BE9D84C6180D1F46DC6D5114BF1D80B?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2020.pdf;jsessionid=2BE9D84C6180D1F46DC6D5114BF1D80B?__blob=publicationFile&v=3). Zugegriffen: 27. Oktober 2021
21. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn (2019): Netzentwicklungsplan 2030 (2019)
22. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn (2021): Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt, Bonn
23. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2020): Power-to-Heat ein Baustein der Sektorkopplung für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und zur Systemintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien. Positionspapier, Berlin
24. Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (2021): BEE-Positionspapier zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilnetze, Berlin
25. Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (2021): Sofortprogramm des BEE für einen Neustart beim Klimaschutz. 36 Maßnahmen für die ersten 100 Tage der neuen Legislaturperiode, Berlin
26. Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (2021): Empfehlungen für einen starken u. effizienten Solarzubau in der 20. Legislaturperiode
27. Bundesverband WindEnergie (2012): Potenzial der Windenergienutzung an Land. Kurzfassung
28. Bundesverband WindEnergie e.V. (2021): Aktionsprogramm für die 20. Legislaturperiode. Klimaneutrale Wirtschaft: Die Windenergie kann liefern
29. Deutsche WindGuard GmbH (2020): Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland. Erstes Halbjahr 2020, Varel
30. Dörre E., Pfaffel S., Dreher A., Girón P., Heising S., Wiedemann K. (2021): Flexibility Reserve of Self-Consumption Optimized Energy Systems in the Household Sector. *Energies* 14(11):3017. doi:10.3390/en14113017
31. Eckstein S., Buddeke M., Merten F. (2015): RESTORE 2050: Europäischer Lastgang 2050. PROJEKTBERICHT zum Arbeitspaket 4 Regenerative Stromversorgung und Speicherbedarf in 2050 – RESTORE 2050. Forschungsvorhaben gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (FKZ 03SF0439B)
32. Eichhorn M., Scheffelowitz M., Reichmuth M., Lorenz C., Louca K., Schiffler A., Keuneke R., Bauschmann M., Ponitka J., Manske D., Thrän D. (2019): Spatial Distribution of Wind Turbines, Photovoltaic Field Systems, Bioenergy, and River Hydro Power Plants in Germany. *Data* 4(1):29. doi:10.3390/data4010029
33. EMODnet (2020): Bathymetry download and viewing service. <https://portal.emodnet-bathymetry.eu>
34. ENTSO-E (2018): Maps & Data. TYNDP 2018, Brüssel
35. ENTSO-E (2021): Transparency platform. Total Load - Day Ahead / Actual. <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>
36. Erler R., Schuhmann E., Köppel W., Bidart C. (2019): Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen (EE-Methanisierungspotential). Abschlussbericht, Bonn
37. Fischer D., Härtl A., Wille-Haussmann B. (2015): Model for electric load profiles with high time resolution for German households. *Energy and Buildings* 92:170–179. doi:10.1016/j.enbuild.2015.01.058

38. FNB Gas (2021): Ergebnisse der Bedarfsmeldungen für Wasserstoff. im Rahmen der Marktabfrage Wasserstoff Erzeugung und Bedarf (WEB) für den Szenariorahmen NEP Gas 2022-2032
39. Fourer R., Gay D.M., Kernighan B.W. (2009): AMPL. A modeling language for mathematical programming, 2. Aufl. Brooks/Cole, Belmont, Ca.
40. Fraunhofer IEE (2021): Globaler Power-to-X Potenzialatlas. <https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/>
41. Fraunhofer ISI, Consentec GmbH, ifeu (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
42. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (2017): Regelenergie durch Wind- und Photovoltaikparks. Abschlussbericht, Kassel
43. Frischmuth F., Härtel P. (2022): Hydrogen sourcing strategies and cross-sectoral flexibility trade-offs in net-neutral energy scenarios for Europe. *Energy* 238:121598. doi:10.1016/j.energy.2021.121598
44. Gerhardt N., Jentsch M., Bonin M. von, Becker S., Böttger D. (2018): Entwicklung des Straßenverkehrs und Rückkopplung mit dem Energiesystem in -95%THG-Klimazielszenarien. Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT - Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele, Kassel
45. Gils H.C. (2014): Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. *Energy* 67:1–18. doi:10.1016/j.energy.2014.02.019
46. Härtel P., Korpås M. (2017): Aggregation Methods for Modelling Hydropower and Its Implications for a Highly Decarbonised Energy System in Europe. *Energies* 10(11):1841. doi:10.3390/en10111841
47. Ingenieurbüro Floecksmühle GmbH, Consentec GmbH, Hydrotec Ingenieurgesellschaft für Wasser und Umwelt mbh (2019): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II d: Wasserkraft. Teilvorhaben II d: Wasserkraft. Wissenschaftlicher Bericht, Aachen
48. International Energy Agency Energy Technology Perspectives 2020. Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage. CCUS in clean energy transitions
49. International Energy Agency (2020): World Energy Outlook 2020
50. International Energy Agency (2021): Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector
51. Jasper A. (2019): Wer trägt die Vollkosten des deutschen Energiesystems der Zukunft. Szenarienbasierte Wirkungsanalyse einer Reform der Entgelt-, Steuern-, Abgaben- und Umlagensystematik. Masterarbeit, Universität Kassel
52. Keuneke R. (2015): Marktanalyse zur Vorbereitung von Ausschreibungen. Vorhaben IId, Wasserkraft
53. Klein S., Klein S.W., Steinert T., Fricke A., Peschel D. (2017): Erneuerbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende. Eine Studie im Auftrag von Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES) und Bundesverband Windenergie e.V. (BWE)
54. Knorr K., Horst D., Bofinger S., Hochloff P. (2017): Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Update 2017
55. Kost C., Shammugam S., Jülich V., Nguyen H.-T., Schlegl T., Fraunhofer ISE (2018): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. März 2018, Freiburg
56. Kost C., Shammugam S., Fluri V., Peper D., Memar A.D., Schlegl T. (2021): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Juni 2021
57. Maurer C., Zimmer C., Hirth L. (2018): Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich. Abschlussbericht. Finale Version vom 31. Juli 2018
58. Mende D., Stock D.S., Hennig T., Lower L., Hofmann L. (2016 - 2016): Multiobjective optimization in congestion management considering technical and economic aspects 2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). IEEE, S 1061–1066

59. Nørgård P., Holttinen H. (2004): A Multi-Turbine Power Curve Approach. Computer Science
60. Öko-Institut (2018): EEG-Rechner. Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/eeg-rechner-fuer-excel/>
61. Orgill J.F., Hollands K. (1977): Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. Solar Energy 19(4):357–359. doi:10.1016/0038-092X(77)90006-8
62. Perez R., Ineichen P., Seals R., Michalsky J., Stewart R. (1990): Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. Solar Energy 44(5):271–289. doi:10.1016/0038-092X(90)90055-H
63. Pfister C. (2018): Kostenentwicklung von Wind- und Photovoltaikstrom im internationalen Vergleich. Masterarbeit, Technische Hochschule Köln
64. Pieprzyk B., Stark M. (2021): Das "BEE-Szenario 2030". 65 Prozent Treibhausgasminderung bis 2030 - Ein Szenario des Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE). Version 2021, Berlin
65. Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende
66. Projektträger Jülich (2020): Forschungsroadmap Systemdienstleistungen, Jülich
67. Purr K., Günther J., Lehmann H., Nuss P. (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. RESCUE - Studie. Climate Change, Dessau-Roßlau
68. Schäfer K. (2015): Entwicklung einer GIS-basierten Analyse zur Bestimmung des technisch nutzbaren Flächenpotenzials der Windenergie an Land unter Verwendung von frei verfügbaren Geodaten. Bachelorarbeit, Hochschule Nordhausen
69. Schleswig-Holstein Netz AG, ARGE Netz GmbH & Co. KG Scheinflexibilität - Eine beherrschbare Herausforderung für ENKO
70. Schmidt H., Sauer D.U. (1996): Wechselrichter-Wirkungsgrade. Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung. Sonnenenergie 21(4):43–47
71. Sensfuß F., Lux B., Bernath C. et al. (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Kurzbericht: 3 Hauptszenarien. 05/2021, Karlsruhe
72. Stark M. (2014): Dynamische Simulation des Kraftwerkparks in Deutschland im Jahr 2030 auf regionaler Ebene. Dissertation, Universität Leipzig
73. Stark M., Twele J. (2021): Regionale Merit Order Kurven – Anreize regional benötigter Flexibilität innerhalb einer deutschlandweiten Preiszone (unveröffentlicht)
74. Stock D.S., Harms Y., Mende D., Hofmann L. (2020): Robust nonlinear mathematical transmission expansion planning based on German electricity market simulation. Electric Power Systems Research 189:106685. doi:10.1016/j.epsr.2020.106685
75. TenneT TSO GmbH: Statisches Netzmodell für Marktteilnehmer. <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/>
76. TransnetBW GmbH: Engpass. <https://www.transnetbw.de/de/strommarkt/engpassmanagement/engpass>
77. vom Scheidt F., Qu J., Staudt P., Mallapragada D.S., Weinhardt C. (2021): Integrating Hydrogen in Single-Price Electricity Systems: The Effects of Spatial Economic Signals
78. Wanapinit N., Thomsen J., Kost C., Weidlich A. (2021): An MILP model for evaluating the optimal operation and flexibility potential of end-users. Applied Energy 282:116183. doi:10.1016/j.apenergy.2020.116183
79. Zdrallek M. (2018): Netztechnischer Beitrag von kleinen Wasserkraftwerken zu einer sicheren und kostengünstigen Stromversorgung in Deutschland, Wuppertal

## Abbildungsverzeichnis

|  |    |
|--|----|
| Abbildung 3-1: Übersicht über die drei Hauptfragen der Energiewende .....  | 15 |
| Abbildung 3-2: Leitthemen dieser Studie .....  | 16 |
| Abbildung 4-1: Schematische Darstellung der angewendeten Methodik .....  | 17 |
| Abbildung 4-2: Potenziale von Onshore-Windenergie .....  | 19 |
| Abbildung 4-3: Ermittlung des zugebauten WEA-Typs für Onshore-Windenergie nach<br>mittlerer Windgeschwindigkeit in 150 m über Grund .....  | 20 |
| Abbildung 4-4: Technologieentwicklung von Onshore- Windenergie bis 2030.....   | 21 |
| Abbildung 4-5: Berechnete regionale Verteilung der On-shore-Windenergie in 2050<br>(Einheit: MW/REA-Fläche) .....  | 22 |
| Abbildung 4-6: Interpolierte Leistungskennlinien für On-shore-Windenergie .....  | 23 |
| Abbildung 4-7: Karte der Volllaststunden in den Jahren 2030, 2040 und 2050 für Wind<br>onshore .....   | 24 |
| Abbildung 4-8: Pufferung der nominellen Fläche bei Offshore-Windenergie .....  | 25 |
| Abbildung 4-9: Zonen in der Deutschen AWZ.....   | 26 |
| Abbildung 4-10: Anlagenverteilung und Volllaststunden von Offshore-Windenergie im<br>Szenariojahr 2050 .....   | 27 |
| Abbildung 4-11: Potenzial für PV-Dachflächenanlagen entlang der Siedlungsstruktur.....   | 28 |
| Abbildung 4-12: Regionale Verteilung von PV-Dachflächenanlagenleistung in den<br>Szenariojahren .....  | 29 |
| Abbildung 4-13: Regionale Verteilung von PV-Freiflächenanlagen in den Szenariojahren ...   | 30 |
| Abbildung 4-14: Schematische Darstellung zur Simulation von PV-Einspeisezeitreihen.....  | 31 |
| Abbildung 4-15: Volllaststunden Aufdach-PV in 2030, 2040 und 2050 .....  | 32 |
| Abbildung 4-16: Volllaststunden Freiflächen-PV in 2030, 2040 und 2050 .....  | 33 |
| Abbildung 4-17: Schematische Darstellung des Strommarktmodells SCOPE SD .....  | 34 |
| Abbildung 4-18: Annahmen zu Kuppelkapazitäten zwischen Deutschland und seinen<br>elektrischen Nachbarn .....   | 42 |
| Abbildung 4-19: Vergleich der Volllaststunden von Windenergie und Photovoltaik von 2003<br>bis 2019.....   | 45 |
| Abbildung 4-20: Vergleich des durchschnittlichen Stromverbrauchs von 2012 und 2019<br>gemittelt über alle Wochen des Jahres.....   | 45 |
| Abbildung 4-21: Wesentliche Elemente der Datenstruktur des entwickelten Modells zur<br>Vollkostenwälzung im Energiesystem (VoKoWä EnerSys) sowie Schnittstellen mit den<br>verwendeten Modellen des Wärmemarkts und des Fahrzeugbestands ..... | 47 |
| Abbildung 4-22: Schematische Darstellung des Modells DISTRICT.....   | 49 |
| Abbildung 4-23: Darstellung der untersuchten Endverbraucher-Technologiekombinationen<br>und Haushaltstypen im Modell.....  | 50 |
| Abbildung 4-24: Kombination von Merkmalen zur Bewertung der Endverbraucherflexibilität<br>.....  | 50 |
| Abbildung 4-25: Bestandteile des Haushaltspreises im zeitvariablen Stromtarif des<br>Reformszenarios .....   | 50 |
| Abbildung 4-26: Verteilung der relativen Signalgröße des Netzentgeltfaktors mit Mittelwert,<br>90 % Quantilen und Ex-tremwerten .....  | 52 |
| Abbildung 4-27: Preiszeitreihe des dynamischen Netzentgeltes (Gesamte Zeitreihe oben,<br>Ausschnitte aus einer Sommerwoche unten links und Winterwoche unten rechts) ....  | 52 |
| Abbildung 4-28: Jahresdauerlinie der dynamischen Stromsteuer .....   | 53 |
| Abbildung 4-29: Netzmodell des verwendeten Übertragungsnetzmodells für das Jahr 2030<br>.....  | 54 |
| Abbildung 4-30: Allgemeiner Verlauf der Konverter-Droop-Kennlinien basierend auf der<br>Knoten Spannungswinkeldifferenz der korrespondierenden AC-Netzknoten .....   | 58 |
| Abbildung 4-31: Mittlerer Wochenverlauf von 100 ungesteuerten sowie marktorientierten<br>E-Kfz-Heimladeprofilen zusammen mit dem EPEX-Strompreis des Jahres 2030.....  | 60 |
| Abbildung 4-32: Durchschnittlicher Worst-Case-Leistungsfluss der vier Planungsvarianten  | 62 |

|  |     |
|--|-----|
| Abbildung 5-1: Jahresbilanz von Stromerzeugung und Stromverbrauch in 2030 bis 2050 im Basisszenario.....   | 63  |
| Abbildung 5-2: Übersicht über den Stromim- und -export im Basisszenario über die einzelnen Dekaden.....  | 64  |
| Abbildung 5-3: Übersicht über die Verteilung der Wärmeerzeugung in der Fernwärmeversorgung im Basisszenario über die einzelnen Dekaden .....   | 64  |
| Abbildung 5-4: Übersicht über die Verteilung der Wärmeerzeugung in der Versorgung mit Industrieerzeugerwärme für Anwendungen unter 500 °C im Basisszenario über die einzelnen Dekaden..... | 65  |
| Abbildung 5-5: Jahresdauerlinie der Großhandelsstrompreise im Basisszenario der einzelnen Dekaden.....   | 66  |
| Abbildung 5-6: Übersicht über steuerbare Kraftwerke auf Basis von (synthetischem) Erdgas und grünem Wasserstoff im Basisszenario .....   | 67  |
| Abbildung 5-7: Übersicht über den Zubau stationärer Batterien im Basisszenario.....  | 68  |
| Abbildung 5-8: Übersicht über den Zubau von PtH-, PtH <sub>2</sub> - und PtCH <sub>4</sub> -Anlagen im Basisszenario.....  | 69  |
| Abbildung 5-9: Mittlere Volllaststunden von Elektrolyseanlagen im Basisszenario .....  | 70  |
| Abbildung 5-10: Verlauf der Erzeugungsleistungen in den einzelnen Varianten .....  | 77  |
| Abbildung 5-11: Frequenzverlauf für die einzelnen Varianten .....  | 78  |
| Abbildung 5-12: Verlauf der FCR (oben) und der FRR (unten) für die einzelnen Varianten ..  | 79  |
| Abbildung 5-13: Häufigkeitsverteilung der angewendeten AC-Maßnahmen für das Basisszenario im Jahr 2030 (8760 Zeitschritte).....  | 82  |
| Abbildung 5-14: Geografische Verteilung der final ausgewählten AC-Maßnahmen für das Basisszenario im Jahr 2030 .....   | 83  |
| Abbildung 5-15: Kombinierte AC-Leitungskilometer der Maßnahmen für das Basisszenario im Jahr 2030 im Vergleich zum AC-Startnetz .....  | 84  |
| Abbildung 5-16: Häufigkeitsverteilung der angewendeten Maßnahmen für das Basisszenario im Jahr 2050 (8760 Zeitschritte) gegenüber dem AC-Startnetz .....                                   | 85  |
| Abbildung 5-17: Geografische Verteilung der final ausgewählten AC-Maßnahmen für das Basisszenario im Jahr 2050 .....   | 86  |
| Abbildung 5-18: Kombinierte AC-Leitungskilometer der Maßnahmen für das Basisszenario im Jahr 2050 im Vergleich zum AC-Startnetz .....  | 87  |
| Abbildung 5-19: Energiemengen der 8760 Zeitschritte aufgeteilt nach Flexibilitäten für das Basisszenario im Jahr 2030 .....  | 89  |
| Abbildung 5-20: Summe der Energiemengen aufgeteilt nach Flexibilitäten für das Basisszenario im Jahr 2050 .....  | 90  |
| Abbildung 5-21: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Erzeugungskategorien für das Basisszenario im Jahr 2030.....  | 91  |
| Abbildung 5-22: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Verbraucherkategorien für das Basisszenario im Jahr 2030.....   | 91  |
| Abbildung 5-23: Energiemengen der 8760 Zeitschritte aufgeteilt nach Flexibilitäten für das Basisszenario im Jahr 2050 .....  | 93  |
| Abbildung 5-24: Summe der Erzeugungsmengen aufgeteilt nach Flexibilitäten für das Basisszenario im Jahr 2050 .....   | 94  |
| Abbildung 5-25: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Erzeugungskategorien für das Basisszenario im Jahr 2050.....  | 95  |
| Abbildung 5-26: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Verbraucherkategorien für das Basisszenario im Jahr 2050.....   | 95  |
| Abbildung 5-27: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Erzeugungskategorien mit Speicherfüllstandsrestriktionen für das Basisszenario im Jahr 2050 .....     | 96  |
| Abbildung 5-28: Übersicht über die Marktwerte Erneuerbarer Energien im Basisszenario   | 100 |
| Abbildung 5-29: Übersicht über die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen im Basisszenario.....  | 101 |

|   |     |
|---|-----|
| Abbildung 5-30: Übersicht über die Verteilung der Stunden mit negativen Preisen im Tagesverlauf im Basisszenario .....  | 102 |
| Abbildung 5-31: Übersicht Auftreten negativer Strompreise über Kalenderwoche und Kalendertag im Basisszenario (Farbschema) .....  | 103 |
| Abbildung 5-32: §51-EEG-Mengen von Windkraft und Photovoltaik im Basisszenario.....   | 104 |
| Abbildung 5-33: Übersicht über die zusätzliche EE-Einspeisung gegenüber 2020 und die realisierten Flexibilitäten im Basisszenario.....  | 105 |
| Abbildung 5-34: Vergleich Anzahl negativer Strompreise Basisszenario vs. Basisszenario 85% .....  | 106 |
| Abbildung 5-35: Übersicht über die Marktwerte Erneuerbarer Energien im Basisszenario 85% .....  | 107 |
| Abbildung 5-36: §51 EEG-Mengen im Basisszenario 85 % von Wind- und Solarenergie.....  | 108 |
| Abbildung 5-37: Vergleich von EE-Differenzkosten im Basisszenario 85 % im Vergleich zum Basisszenario.....  | 108 |
| Abbildung 5-38: Prognostizierte Entwicklung der Systemkosten des deutschen Stromsystems von 2016 bis 2050 im Basisszenario .....  | 110 |
| Abbildung 5-39: Systemkosten des deutschen Energiesystems von 2016 bis 2050 im Basisszenario.....   | 111 |
| Abbildung 5-40: Prognostizierte Entwicklung der gewichtet gemittelten Endverbraucherpreisbestandteile 2016 bis 2050 im Basisszenario.....   | 112 |
| Abbildung 5-41: Prognostizierte Entwicklung der Strompreise für ausgewählte Endverbraucher 2016 bis 2050 im Basisszenario.....  | 113 |
| Abbildung 5-42: Prognostizierte Entwicklung der Strompreise für Elektrolyseanlagen 2016 bis 2050 im Basisszenario .....   | 113 |
| Abbildung 8-1: Jahresbilanz von Stromerzeugung und Stromverbrauch in 2030 bis 2050 im Basis- und Reformszenario .....   | 140 |
| Abbildung 8-2: Übersicht über den Stromim- und -export im Reformszenario über die einzelnen Dekaden.....  | 141 |
| Abbildung 8-3: Übersicht über die Verteilung der Wärmeerzeugung in der Fernwärmeversorgung im Reformszenario im Vergleich zum Basisszenario über die einzelnen Dekaden.....   | 141 |
| Abbildung 8-4: Übersicht über die Verteilung der Wärmeerzeugung in der Versorgung mit Industriebetriebswärme für Anwendungen unter 500 °C im Reformszenario im Vergleich zum Basisszenario über die einzelnen Dekaden ..... | 142 |
| Abbildung 8-5: Jahresdauerlinie der Großhandelsstrompreise im Reformszenario der einzelnen Dekaden.....   | 143 |
| Abbildung 8-6: Übersicht über steuerbare Kraftwerke auf Basis von (synthetischem) Erdgas und grünem Wasserstoff im Reformszenario im Vergleich zum Basisszenario .....  | 143 |
| Abbildung 8-7: Übersicht über den Zubau stationärer Batterien im Reformszenario im Vergleich zum Basisszenario .....  | 144 |
| Abbildung 8-8: Übersicht über den Zubau von PtH-, PtH <sub>2</sub> - und PtCH <sub>4</sub> -Anlagen im Reformszenario im Vergleich zum Basisszenario.....   | 145 |
| Abbildung 8-9: Häufigkeitsverteilung der angewendeten AC-Maßnahmen für das Reformszenario im Jahr 2030 (8760 Zeitschritte) gegenüber dem AC-Startnetz .....   | 148 |
| Abbildung 8-10: Geografische Verteilung der final ausgewählten AC-Maßnahmen für das Reformszenario im Jahr 2030 .....   | 149 |
| Abbildung 8-11: Kombinierte AC-Leitungskilometer der Maßnahmen für das Reformszenario im Jahr 2030 im Vergleich zum AC-Startnetz .....  | 150 |
| Abbildung 8-12: Energiemengen der 8760 Zeitschritte aufgeteilt nach Flexibilitäten für das Reformszenario im Jahr 2030 .....  | 155 |
| Abbildung 8-13: Summe der Energiemengen aufgeteilt nach Flexibilitäten für das Reformszenario im Jahr 2030 .....  | 156 |
| Abbildung 8-14: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Erzeugungskategorien für das Reformszenario im Jahr 2030.....  | 157 |



|   |     |
|---|-----|
| Abbildung 8-15: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Verbraucher­kategorien für das Reformszenario im Jahr 2030 .....                                     | 157 |
| Abbildung 8-16: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Erzeugungskategorien mit Speicherfüllstandsrestriktionen für das Reformszenario im Jahr 2030.....    | 158 |
| Abbildung 8-17: Energiemengen der 8760 Zeitschritte aufgeteilt nach Flexibilitäten für das Reformszenario im Jahr 2050 .....  | 159 |
| Abbildung 8-18: Summe der Energiemengen aufgeteilt nach Flexibilitäten für das Reformszenario im Jahr 2050 .....  | 160 |
| Abbildung 8-19: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Erzeugungskategorien für das Reformszenario im Jahr 2050.....  | 161 |
| Abbildung 8-20: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Verbraucher­kategorien für das Reformszenario im Jahr 2050.....                                      | 161 |
| Abbildung 8-21: Summe der Kosten der optimierten Netzbetriebsführung aufgeteilt nach Erzeugungskategorien mit Speicherfüllstandsrestriktionen für das Reformszenario im Jahr 2050.....    | 162 |
| Abbildung 8-22: Übersicht über die Marktwerte Erneuerbarer Energien im Reformszenario .....   | 165 |
| Abbildung 8-23: Übersicht über die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen im Reformszenario .....   | 166 |
| Abbildung 8-24: Übersicht marktbedingte Abregelungen Basisszenario vs. Reformszenario .....   | 167 |
| Abbildung 8-25: Vergleich Anzahl negativer Strompreise Basisszenario vs. Reformszenario 85 % .....  | 168 |
| Abbildung 8-26: Übersicht über die Marktwerte Erneuerbarer Energien im Reformszenario 85% .....   | 168 |
| Abbildung 8-27: Vergleich marktlich abgeregelter Strommengen in den 85%-Szenarien...169   |     |
| Abbildung 8-28: Vergleich von EE-Differenzkosten im Reformszenario 85 % im Vergleich zu den anderen Szenarien .....   | 170 |
| Abbildung 8-29: Prognostizierte Entwicklung der Systemkosten des deutschen Stromsystems von 2016 bis 2050 im Reformszenario .....   | 172 |
| Abbildung 8-30: Entwicklung der Systemkosten des deutschen Energiesystems .....   | 173 |
| Abbildung 8-31: Prognostizierte Entwicklung der gewichtet gemittelten Endverbraucherpreisbestandteile 2016 bis 2050 im Reformszenario.....  | 174 |
| Abbildung 8-32: Prognostizierte Entwicklung der Strompreise für ausgewählte Endverbraucher 2016 bis 2050 im Reformszenario.....   | 175 |
| Abbildung 8-33: Jahresbilanz von Stromerzeugung und Stromverbrauch 2030 bis 2050 in den Szenarien Basis, Reform und Optimum (ohne regulatorischen Rahmen) .....                           | 176 |
| Abbildung 8-34: Übersicht über die abgeregelten Energiemengen im Basis- und Reformszenario im Vergleich zu einem Szenario ohne Vorgaben zum regulatorischen Rahmen.....                   | 176 |
| Abbildung 8-35: Übersicht über die zugebaute Elektrolyseleistung im Basis- und Reformszenario im Vergleich zu einem Szenario ohne Vorgaben zum regulatorischen Rahmen.....                | 177 |
| Abbildung 8-36: Übersicht über die EE-Differenzkosten im Basis- und Reformszenario (inkl. 85 % Sensitivität) im Vergleich zu einem Szenario ohne Vorgaben zum regulatorischen Rahmen..... | 177 |
| Abbildung 8-37: Wasserstoff- und PtX-Bedarf sowie inländische H2-Erzeugung – ohne Bilanzierung der Umwandlungsverluste in die verschiedenen PtX-Produkte .....                            | 178 |
| Abbildung 9-1: Jährliche Energieversorgungskosten der betrachteten Systemkonfigurationen in 2030 .....  | 183 |
| Abbildung 9-2: Gesamtkosten und relative Änderung zu Basis fix an allen Standorten in 2030 für EFH mit WP.....  | 183 |
| Abbildung 9-3: Flexibilitätsbereitstellung EFH im Jahr 2030 .....   | 184 |



|  |     |
|--|-----|
| Abbildung 9-4: Veränderung der Flexibilitätsbereitstellung im EFH West zwischen 2030, 2040 und 2050 .....  | 184 |
| Abbildung 9-5: Jährliche Energieversorgungskosten der betrachteten Systemkonfigurationen im Jahr 2030 .....  | 185 |
| Abbildung 9-6: Jährliche Energieversorgungskosten der betrachteten Systemkonfigurationen im Jahr 2040.....   | 186 |
| Abbildung 9-7: Jährliche Energieversorgungskosten der betrachteten Systemkonfigurationen im Jahr 2050.....   | 186 |
| Abbildung 9-8: Spitzenlast in betrachteten Systemkonfigurationen im MFH am Beispiel Köln im Jahr 2030.....   | 187 |
| Abbildung 9-9: Einfluss auf die Spitzenlast des Haushalts in 2040 .....  | 187 |
| Abbildung 9-10: Einfluss auf die Spitzenlast des Haushalts in 2050 .....   | 188 |
| Abbildung 9-11: Jährliche Spitzenlast aller Standorte im MFH PV-WP im Jahr 2030 .....  | 188 |
| Abbildung 9-12: Flexibilitätsbereitstellung im MFH West der betrachteten Systemkonfigurationen im Jahr 2030 .....                                  | 189 |
| Abbildung 9-13: Vergleich der standortbezogenen Flexibilitätsbereitstellung in MFH der betrachteten Systemkonfigurationen in 2030 .....            | 190 |
| Abbildung 9-14: Veränderung der Flexibilitätsbereitstellung im MFH West zwischen 2030, 2040 und 2050 .....   | 190 |
| Abbildung 9-15: Vergleich des Market Impact Coefficient im MFH in allen Technologiekonfigurationen im Jahr 2030 .....                              | 191 |
| Abbildung 9-16: Vergleich des Market Impact Coefficient im MFH in allen Technologiekonfigurationen im Jahr 2040 .....                              | 192 |
| Abbildung 9-17: Vergleich des Market Impact Coefficient im MFH in allen Technologiekonfigurationen im Jahr 2050 .....                              | 192 |
| Abbildung 9-18: Vergleich der Gesamtkosten in den Szenarien 2030 mit Elektrofahrzeug   | 193 |
| Abbildung 9-19: Vergleich der Flexibilitätsbereitstellung und Jahresspitzenlast in den Szenarien 2030 mit Elektrofahrzeug.....                     | 194 |
| Abbildung 9-20: Vergleich der Gesamtkosten in den Szenarien 2030, 2040 und 2050 mit Elektrofahrzeug.....   | 194 |
| Abbildung 9-21: Vergleich der Flexibilitätsbereitstellung in den Szenarien 2030, 2040 und 2050 mit Elektrofahrzeug .....                           | 195 |
| Abbildung 9-22: Ausschnitt aus der Wärmebetriebsbalance im EFH Ost mit Wärmepumpe und Wärmespeicher im Jahr 2030 .....                             | 196 |
| Abbildung 9-23: Ausschnitt aus Betriebsbalance Strom und Wärme im EFH mit Photovoltaik, Wärmepumpe und Wärmespeicher .....                         | 196 |
| Abbildung 9-24: Ausschnitt aus Betriebsbalance MFH mit Photovoltaik, Batteriespeicher, Wärmepumpe und Wärmespeicher .....                          | 197 |
| Abbildung 9-25: Vergleich eines Ausschnitts der Strombalancen im Basis- und Reformszenario zur optimalen Ladelastverteilung.....                   | 197 |
| Abbildung 9-26: Betrachtete Systemkombination im Basis- und Reformszenario im Vergleich der Wirtschaftlichkeit .....                               | 198 |
| Abbildung 9-27: Änderung des Kapitalwerts bei EFH-Systemkombinationen im Vergleich zur reinen netzbasierten Versorgung im Basisszenario 2030 ..... | 199 |
| Abbildung 9-28: Jährliche Kosten und gesamte Investitionssumme 2030 bei EFH-Systemkombinationen .....  | 199 |
| Abbildung 9-29: Änderung des Kapitalwerts bei EFH-Systemkombinationen im Vergleich zur reinen netzbasierten Versorgung im Basisszenario 2040 ..... | 200 |
| Abbildung 9-30: Änderung des Kapitalwerts bei EFH-Systemkombinationen im Vergleich zur reinen netzbasierten Versorgung im Basisszenario 2050 ..... | 200 |
| Abbildung 9-31: Jährliche Kosten und gesamte Investitionssumme 2040 bei EFH-Systemkombinationen .....  | 201 |
| Abbildung 9-32: Jährliche Kosten und gesamte Investitionssumme 2050 bei EFH-Systemkombinationen .....  | 201 |

|   |     |
|---|-----|
| Abbildung 9-33: Änderung des Kapitalwerts bei MFH-Systemkombinationen im Jahr 2030 im Vergleich zur reinen netzbasierten Versorgung im Basisszenario .....                                | 202 |
| Abbildung 9-34: Änderung des Kapitalwerts bei MFH-Systemkombinationen im Jahr 2040 im Vergleich zur reinen netzbasierten Versorgung im Basisszenario .....                                | 202 |
| Abbildung 9-35: Änderung des Kapitalwerts bei MFH-Systemkombinationen im Jahr 2050 im Vergleich zur reinen netzbasierten Versorgung im Basisszenario .....                                | 203 |
| Abbildung 9-36: Jährliche Kosten und gesamte Investitionssumme 2050 bei MFH-Systemkombinationen im Vergleich .....  | 203 |
| Abbildung 9-37: Änderung des Kapitalwerts beim EFH-Fahrzeugsystem im Vergleich zum Verbrenner im Jahr 2030 .....  | 204 |
| Abbildung 9-38: Jährliche Kosten und Gesamtinvestitionssumme 2030 bei EFH und elektrischem Fahrzeugsystem im Vergleich zum Verbrenner .....   | 204 |
| Abbildung 10-1: Übersicht über die Erneuerbare Kraftwerksleistung unterschiedlicher Szenarien bzw. Studien .....  | 208 |
| Abbildung 10-2: Übersicht über die steuerbare Kraftwerksleistung unterschiedlicher Szenarien bzw. Studien (nur marktbasierter ausgebaute Batterieleistung betrachtet) .....               | 209 |
| Abbildung 10-3: Übersicht über die Grenzkuppelleistung unterschiedlicher Szenarien bzw. Studien .....   | 210 |
| Abbildung 10-4: Übersicht über die abgeregelten Energiemengen unterschiedlicher Szenarien bzw. Studien .....  | 211 |
| Abbildung 10-5: Übersicht über die Elektrolyse- und Speicherleistung unterschiedlicher Szenarien bzw. Studien .....   | 212 |
| Abbildung 10-6: Marktwertvergleich des Jahres 2050 im Basisszenario und seinen Sensitivitäten .....   | 213 |
| Abbildung 10-7: Marktwertvergleich des Jahres 2050 im Reformszenario und seinen Sensitivitäten .....  | 213 |
| Abbildung 10-8: Reduktion der Markterlöse Erneuerbarer Energien im Basis- und Reformszenario in den Sensitivitäten .....  | 214 |
| Abbildung 10-9: Übersicht negativer Strompreise im Basisszenario unterschiedlicher Sensitivitäten .....   | 214 |
| Abbildung 10-10: §51-EEG- Strommengenanteil über die einzelnen Sensitivitäten .....   | 215 |
| Abbildung A-1: Übersicht über die abgeregelten Energiemengen im Basis- und Reformszenario im Vergleich zu einem Szenario ohne Vorgaben zum regulatorischen Rahmen .....                   | 239 |
| Abbildung A-2: Übersicht über die zugebaute Elektrolyseleistung im Basis- und Reformszenario im Vergleich zu einem Szenario ohne Vorgaben zum regulatorischen Rahmen .....                | 240 |
| Abbildung A-3: Übersicht über die EE-Differenzkosten im Basis- und Reformszenario (inkl. 85 % Sensitivität) im Vergleich zu einem Szenario ohne Vorgaben zum regulatorischen Rahmen ..... | 240 |
| Abbildung A-4: Änderung des Kapitalwerts bei MFH-Systemkombinationen im Jahr 2040 im Vergleich zur reinen netzbasierten Versorgung im Basisszenario .....                                 | 241 |
| Abbildung A-5: Änderung des Kapitalwerts bei MFH-Systemkombinationen im Jahr 2050 im Vergleich zur reinen netzbasierten Versorgung im Basisszenario .....                                 | 241 |
| Abbildung A-6: Jährliche Kosten und gesamte Investitionssumme 2040 bei MFH-Systemkombinationen .....  | 241 |
| Abbildung A-7: Jährliche Kosten und gesamte Investitionssumme 2050 bei MFH-Systemkombinationen .....  | 242 |

## Tabellenverzeichnis

|   |    |
|---|----|
| Tabelle 4-1: Annahmen für die installierte Leistung von Wind onshore in den Szenariojahren .....  | 18 |
| Tabelle 4-2: Technologieparameter für Wind onshore für verschiedene Jahre .....   | 21 |
| Tabelle 4-3: Ergebnisse für maximal möglichen Energieertrag aus Wind onshore und<br>mittlere Volllaststunden .....                                    | 23 |
| Tabelle 4-4: Leistung, Energie und Volllaststunden für Wind onshore in 2030 und 2050 je<br>Bundesland .....   | 23 |
| Tabelle 4-5: Annahmen für die installierte Leistung von Wind offshore in den Szenariojahren .....   | 24 |
| Tabelle 4-6: Technologieparameter für Wind offshore .....   | 26 |
| Tabelle 4-7: Ergebnisse für maximal möglichen Energieertrag aus Wind offshore und<br>mittlere Volllaststunden .....                                   | 27 |
| Tabelle 4-8: Annahmen für die installierte Leistung von Photovoltaik in den Szenariojahren .....  | 28 |
| Tabelle 4-9: Ergebnisse für maximal möglichen Energieertrag aus Photovoltaik und mittlere<br>Volllaststunden .....                                    | 32 |
| Tabelle 4-10: Leistung, Energie und Volllaststunden für Aufdach-PV für 2030 und 2050 je<br>Bundesland .....   | 32 |
| Tabelle 4-11: Leistung, Energie und Volllaststunden für Freiflächen-PV in 2030 und 2050 je<br>Bundesland .....  | 33 |
| Tabelle 4-12: Annahmen für Biomasseheizkraftwerke .....   | 35 |
| Tabelle 4-13: Annahmen für Biogasanlagen .....  | 36 |
| Tabelle 4-14: Annahmen für Geothermie-KWK-Anlagen.....  | 36 |
| Tabelle 4-15: Annahmen für Wasserkraftanlagen .....   | 37 |
| Tabelle 4-16: Annahmen für Batterien in Gebäuden mit PV-Dachanlagen .....   | 37 |
| Tabelle 4-17: Annahmen für Investitionskosten für Batterien .....   | 38 |
| Tabelle 4-18: Annahmen für Brennstoffpreise und Emissionsberechtigungen .....   | 39 |
| Tabelle 4-19: Annahmen für Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen .....  | 40 |
| Tabelle 4-20: Annahmen für den herkömmlichen Stromverbrauch .....   | 41 |
| Tabelle 4-21: Annahmen für die Verteilung der Endenergie für dezentrale Wärmeerzeugung<br>in TWh <sub>th</sub> .....                                  | 41 |
| Tabelle 4-22: Annahmen für die Verteilung der Endenergie für Fernwärmeerzeugung in<br>TWh <sub>th</sub> .....   | 42 |
| Tabelle 4-23: Annahmen für das europäische Ausland in 2030, Einheit MW .....  | 43 |
| Tabelle 4-24: Annahmen für das europäische Ausland in 2050, Einheit MW .....  | 44 |
| Tabelle 4-25: Haushaltskundenpreis für Kunden in 2030 mit einem Verbrauch > 3 MWh im<br>Reformszenario.....   | 51 |
| Tabelle 4-26: Kennzahlen des Übertragungsnetzmodells für das Jahr 2030 .....  | 54 |
| Tabelle 4-27: Untersuchte Verteilnetz-Planungsvarianten.....  | 59 |
| Tabelle 5-1: Übersicht über mögliche Betriebsweisen und Einschränkungen verschiedener<br>Technologien für die Erbringung positiver Regelreserve ..... | 72 |
| Tabelle 5-2: Übersicht über mögliche Betriebsweisen und Einschränkungen verschiedener<br>Technologien für die Erbringung negativer Regelreserve.....  | 73 |
| Tabelle 5-3: Verfügbare Maßnahmen im Rahmen der optimierten Netzausbauplanung .....   | 80 |
| Tabelle 5-4: Verfügbare Flexibilitäten für Erzeugungskategorien im Basisszenario .....  | 81 |
| Tabelle 5-5: Verfügbare Flexibilitäten für Verbrauchskategorien im Basisszenario .....  | 81 |
| Tabelle 5-6: Anzahl final ausgewählter AC-Maßnahmen der Netzausbauplanung für das<br>Basisszenario im Jahr 2030 .....                                 | 83 |
| Tabelle 5-7: AC-Leitungskilometer der final ausgewählten AC-Maßnahmen der<br>Netzausbauplanung für das Basisszenario im Jahr 2030 .....               | 84 |
| Tabelle 5-8: Anzahl final ausgewählter Maßnahmen der Netzausbauplanung für das<br>Basisszenario im Jahr 2050 gegenüber dem AC-Startnetz.....          | 86 |

|  |     |
|--|-----|
| Tabelle 5-9: AC-Leitungskilometer der final ausgewählten Maßnahmen der Netzausbauplanung für das Basisszenario im Jahr 2050 .....  | 87  |
| Tabelle 5-10: Kostenannahmen für die in der optimierten Netzbetriebsführung verfügbaren Technologien für das Basisszenario im Jahr 2030.....   | 88  |
| Tabelle 5-11: Kostenannahmen für die in der optimierten Netzbetriebsführung verfügbaren Technologien für das Basisszenario im Jahr 2050.....   | 92  |
| Tabelle 5-12: Gegenüberstellung der zugebauten Leitungskilometer für das Basisszenario und die Netzentwicklungspläne.....  | 97  |
| Tabelle 5-13: Beispielhafte Gegenüberstellung der installierten Leistungen für Offshore-Wind, Onshore-Wind und Photovoltaik.....   | 97  |
| Tabelle 5-14: Gegenüberstellung Energiemengen des Netzbetriebs für das Basisszenario 2030 und Netzentwicklungspläne.....   | 99  |
| Tabelle 5-15: Übersicht über endogen ermittelte bzw. modellexogen definierte Flexibilitätäten im Basisszenario (ohne Erneuerbare Energien) .....   | 114 |
| Tabelle 8-1: Annahmen für die Überbauung von Biogasanlagen .....   | 139 |
| Tabelle 8-2: Verfügbare Flexibilitätäten für Erzeugungskategorien im Reformszenario .....  | 146 |
| Tabelle 8-3: Verfügbare Flexibilitätäten für Verbrauchskategorien im Reformszenario .....  | 147 |
| Tabelle 8-4: Anzahl final ausgewählter Maßnahmen der Netzausbauplanung für das Reformszenario im Jahr 2030 gegenüber dem AC-Startnetz.....   | 149 |
| Tabelle 8-5: AC-Leitungskilometer der final ausgewählten AC-Maßnahmen der Netzausbauplanung für das Reformszenario im Jahr 2030 .....  | 150 |
| Tabelle 8-6: Final ausgewählte AC-Maßnahmen der Netzausbauplanung für das Reformszenario im Jahr 2050 gegenüber dem AC-Startnetz.....  | 152 |
| Tabelle 8-7: AC-Leitungskilometer der final ausgewählten Maßnahmen der Netzausbauplanung für das Reformszenario im Jahr 2050 gegenüber dem AC-Startnetz .....  | 153 |
| Tabelle 8-8: Kostenannahmen für die in der optimierten Netzbetriebsführung verfügbaren Technologien für das Reformszenario im Jahr 2030.....   | 154 |
| Tabelle 8-9: Kostenannahmen für die in der optimierten Netzbetriebsführung verfügbaren Technologien für das Reformszenario im Jahr 2050.....   | 158 |
| Tabelle 8-10: Gegenüberstellung der zugebauten Leitungskilometer für das Reformszenario, das Basisszenario und Netzentwicklungspläne.....  | 163 |
| Tabelle 8-11: Gegenüberstellung Energiemengen des Netzbetriebs für das Basisszenario 2030, das Reformszenario 2030 und die Netzentwicklungspläne .....   | 164 |
| Tabelle 8-12: Übersicht über endogen ermittelte bzw. modellexogen definierte Flexibilitätäten im Reformszenario (ohne Erneuerbare Energien) .....  | 179 |
| Tabelle A-1: Annahmen für Stromgestehungskosten in EUR <sub>2019</sub> /MWh <sub>el</sub> (durch die höhere Überbauung der flexibilisierten Biogasanlagen im Reformszenario ergeben sich höhere Stromgestehungskosten) ..... | 239 |

## Abkürzungsverzeichnis

|                |  |
|----------------|--|
| AC             | Gleichstrom  |
| AGVO           | Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung der EU   |
| BBPlG          | Bundesbedarfsplangesetz  |
| BEV            | Battery Electric Vehicle (rein elektrisches Fahrzeug ohne Verbrennungsmotor)   |
| BMWi           | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie   |
| BNetzA         | Bundesnetzagentur  |
| COSMO          | Wettermodell des DWD   |
| CSP            | Stromerzeugende konzentrierende Solarthermieanlagen  |
| DC             | Wechselstrom   |
| DISCTRICT      | lokales Systemmodell von Wärme und Strom des Fraunhofer ISE  |
| EEG            | Erneuerbare-Energien-Gesetz  |
| EE-RL          | Erneuerbare-Energien-Richtlinie  |
| EEX            | Terminmarkt-Börse  |
| EinsMan        | Einspeisemanagement – das Abregeln von EE aufgrund von Netzengpässen   |
| EltRL          | Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie  |
| EltVO          | Elektrizitätsbinnenmarktverordnung   |
| EFH            | Einfamilienhaus  |
| energyANTS     | energy system ANALyses using Temporal and spatial Simulation - des Fraunhofer IEE (regioANTS – EE-Regionalisierung, windANTS – Zeitreihen Windkraft, pvANTS – Zeitreihen Photovoltaik) |
| EnLAG          | Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen   |
| EnWG           | Energiewirtschaftsgesetz   |
| EOM            | Energy Only Markt - Reines Wirken von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt   |
| EVU            | Energieversorgungsunternehmen  |
| FCR            | Frequency Containment Reserve  |
| FRR            | Frequency Restoration Reserve  |
| HGÜ            | Hochspannungsgleichstromübertragung  |
| IKT            | Informations- und Kommunikationstechnologie  |
| KUEBLL         | Klima-, Umweltschutz und Energiebeihilfeleitlinien der EU  |
| KWK            | Kraft-Wärme-Kopplung   |
| MFH            | Mehrfamilienhaus   |
| NEP            | Netzentwicklungsplan   |
| NOVA-Prinzip   | Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau   |
| OTC            | Over the counter – bilaterale (Strommarkt-) Geschäfte  |
| PtCH4 bzw. PtG | Elektrolyse + Methanisierung   |
| PtH            | Power-to-Heat bzw. Elektrodenkessel  |
| PtH2           | Elektrolyse  |
| PV             | Photovoltaik   |
| RD             | Rotordurchmesser   |
| REA6           | Reanalysemodell Version 6 des DWD  |

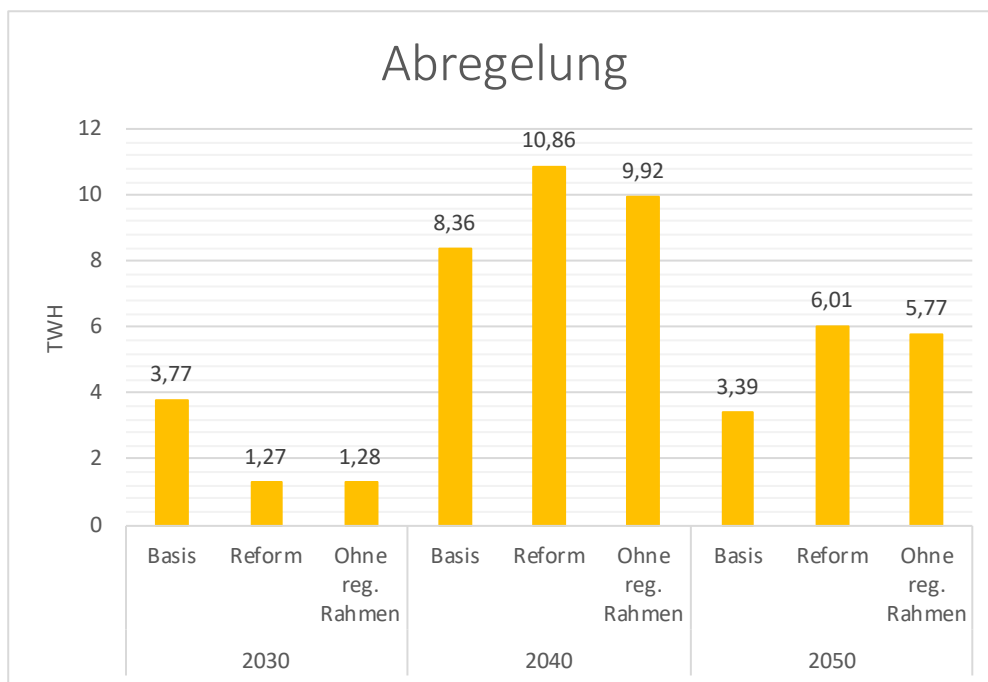
|             |  |
|-------------|--|
| SCOPE SD    | Europäisches Energiesystemmodell SCOPE Scenario Development des Fraunhofer IEE                             |
| SDL         | Systemdienstleistungen   |
| StromEinspG | Stromeinspeisungsgesetz  |
| ÜNB         | Übertragungsnetzbetreiber  |
| VNB         | Verteilernetzbetreiber   |
| VoKoWä      | Tool zur Vollkostenwälzung der Energiesystemkosten zur Berechnung der Entwicklung der Endverbraucherpreise |
| WEA         | Windenergieanlage  |

| Technologie/Szenariojahr   | 2030  | 2040  | 2050  | Quelle      |
|--|-------|-------|-------|-------------|
| Wind onshore   | 59,5  | 51,4  | 47,9  | [63]        |
| Wind offshore  | 70    | 60    | 50    | [54]        |
| PV-Dachflächenanlagen  | 90,4  | 79,0  | 71,1  | [55]        |
| PV-Freiflächenanlagen  | 53,2  | 41,9  | 33,5  | [55]        |
| Laufwasseranlagen  | 69    | 69    | 69    | [47, 52]    |
| Geothermie (KWK)   | 227,8 | 186,1 | 152,1 | EEG<br>2021 |
| KWK-Anlagen mit fester Biomasse  | 125   | 125   | 125   | [56]        |
| Biogas-BHKW* (unflexible Kleinanlage)  | 211,3 | 203,4 | 192,0 |             |
| Biogas-BHKW* (flexibilisiert mit entsprechender Überbauung - Basisszenario)  | 164,6 | 170,4 | 175,0 |             |
| Biogas-BHKW* (flexibilisiert mit entsprechender Überbauung - Reformszenario) | 163,9 | 171,3 | 179,4 |             |

**Tabelle A-1: Annahmen für Stromgestehungskosten in EUR<sub>2019</sub>/MWh<sub>el</sub> (durch die höhere Überbauung der flexibilisierten Biogasanlagen im Reformszenario ergeben sich höhere Stromgestehungskosten)**

Quelle: [47, 52, 54–56, 63][47, 52, 55–57, 64] und eigene Berechnungen

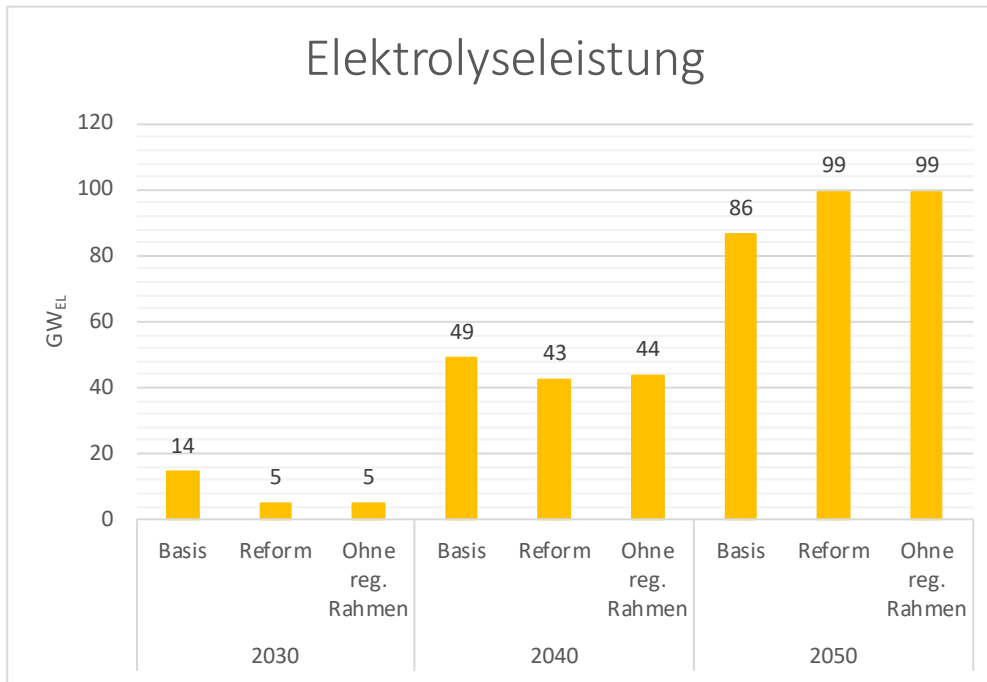
\*: Bei den Stromgestehungskosten von Biogas-BHKW sind Gutschriften für die Vermeidung von Emissionen durch die Gülleverwertung, Wärmeerlöse sowie Überbauungskosten eingerechnet.



**Abbildung A-1: Übersicht über die abgeregelten Energiemengen im Basis- und Reformszenario im Vergleich zu einem Szenario ohne Vorgaben zum regulatorischen Rahmen**

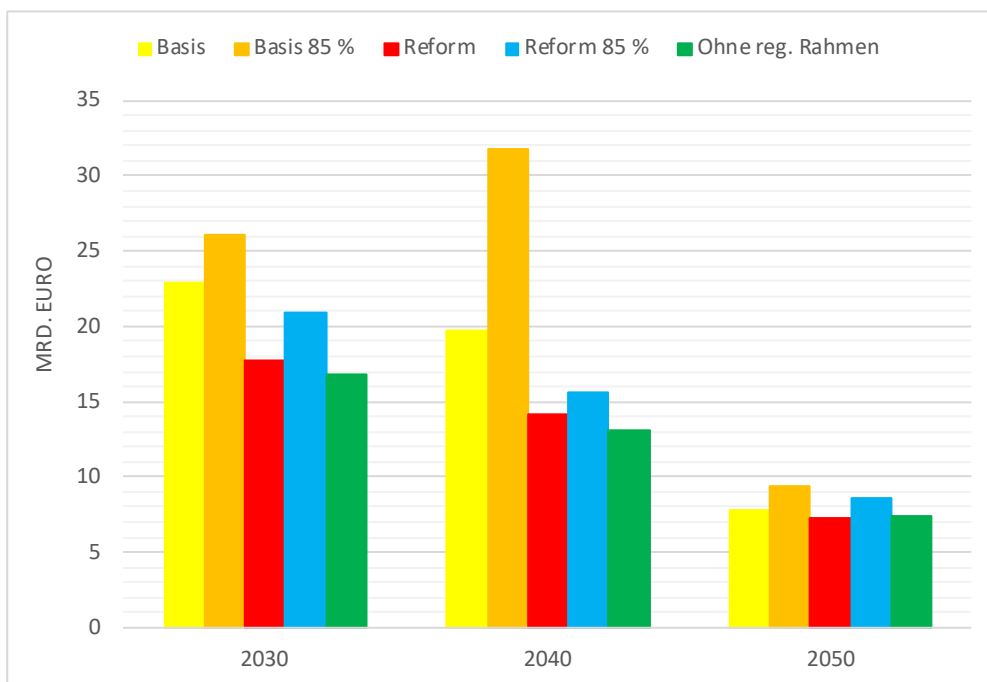
Quelle: Eigene Darstellung





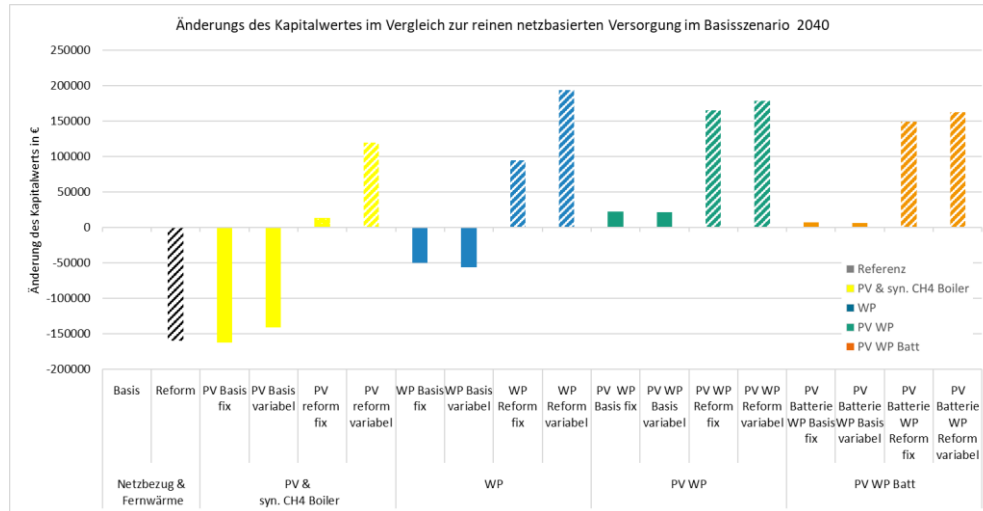
**Abbildung A-2: Übersicht über die zugebaute Elektrolyseleistung im Basis- und Reformszenario im Vergleich zu einem Szenario ohne Vorgaben zum regulatorischen Rahmen**

Quelle: Eigene Darstellung



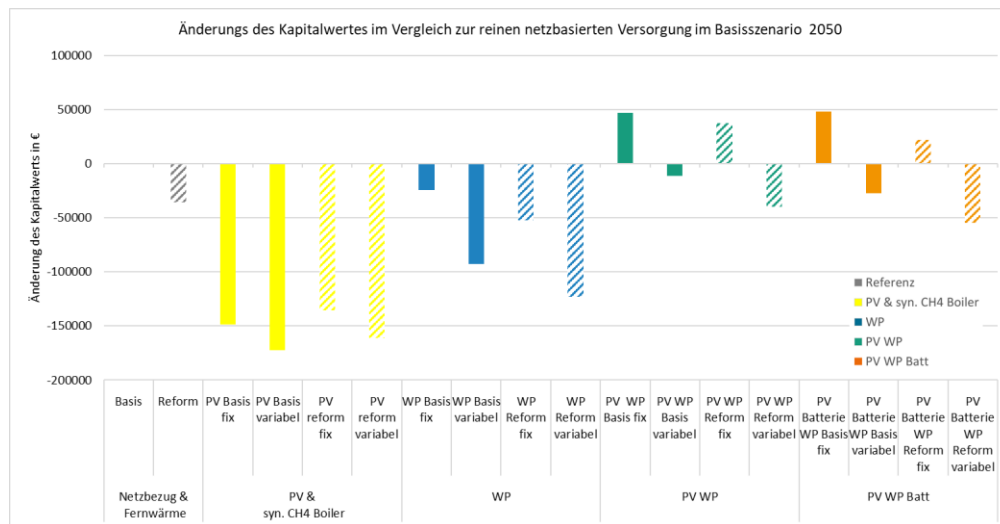
**Abbildung A-3: Übersicht über die EE-Differenzkosten im Basis- und Reformszenario (inkl. 85 % Sensitivität) im Vergleich zu einem Szenario ohne Vorgaben zum regulatorischen Rahmen**

Quelle: Eigene Darstellung



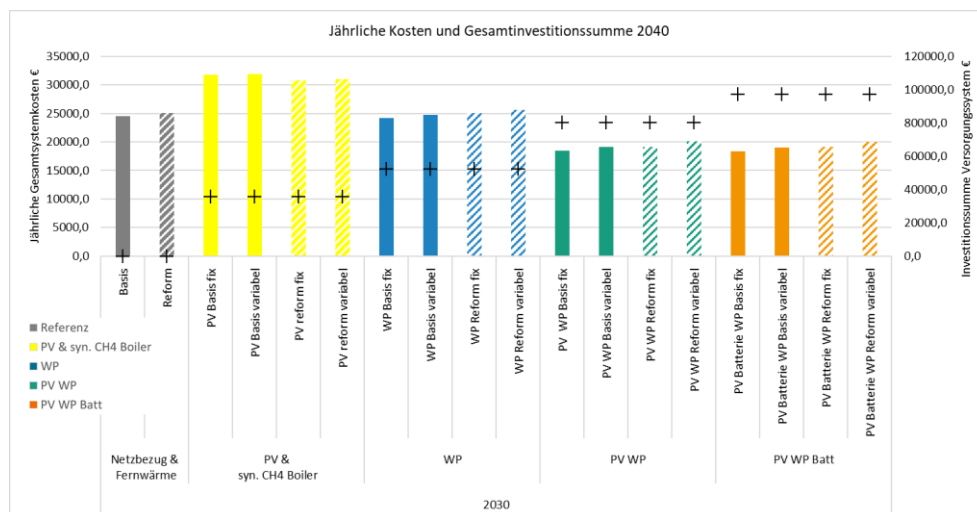
**Abbildung A-4: Änderung des Kapitalwerts bei MFH-Systemkombinationen im Jahr 2040 im Vergleich zur reinen netzbasierten Versorgung im Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung



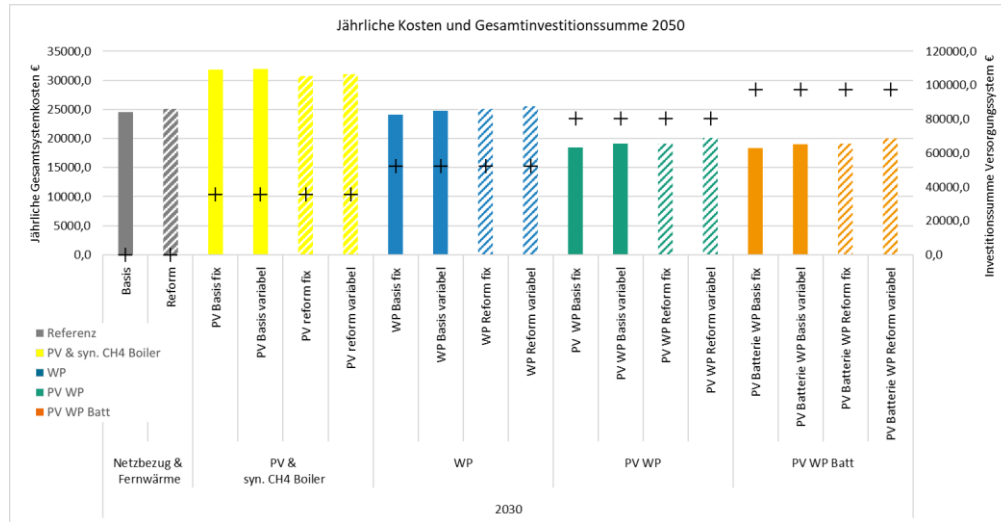
**Abbildung A-5: Änderung des Kapitalwerts bei MFH-Systemkombinationen im Jahr 2050 im Vergleich zur reinen netzbasierten Versorgung im Basisszenario**

Quelle: Eigene Darstellung



**Abbildung A-6: Jährliche Kosten und gesamte Investitionssumme 2040 bei MFH-Systemkombinationen**

Quelle: Eigene Darstellung



**Abbildung A-7: Jährliche Kosten und gesamte Investitionssumme 2050 bei MFH-Systemkombinationen**

Quelle: Eigene Darstellung

Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.