

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



energynautics
solutions for a sustainable development

Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen

Freiburg | Darmstadt

21.11.2016

Autorinnen und Autoren

Öko-Institut e.V.

Dr. Dierk Bauknecht
Christoph Heinemann
Dr. Matthias Koch
David Ritter
Dr. Ralph Harthan
Anja Sachs
Moritz Vogel

Energynautics GmbH

Dr. Eckehard Tröster
Stefan Langanke

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

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

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	7
Abkürzungen	8
Zusammenfassung	9
1.1. Phase I	13
1.2. Phase II	14
1.3. Phase III	16
1. Einleitung und Fragestellung	21
2. Szenarioannahmen und Modellbeschreibung	22
2.1. Szenarien	22
2.2. Basisdatensatz Datenquellen und Annahmen	22
2.3. Modell PowerFlex	24
2.4. Modell Energynautics	25
3. Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromsystem	27
3.1. Definition Flexibilität und Flexibilitätsbedarf	27
3.2. Modellierungsergebnisse – Flexibilitätsbedarf	28
3.2.1. Bedarf an Erzeugungsleistung bei steigendem EE-Anteil	28
3.2.2. Veränderung des Flexibilitätsbedarfs bei steigenden EE-Anteilen	29
3.2.3. Auswirkungen der ambitionierten Bundesländerziele auf den Flexibilitätsbedarf	30
4. Möglichkeiten zur Reduktion des Flexibilitätsbedarfs	32
4.1. Durch Abregelung erneuerbarer Energien	32
4.2. Durch Schwachwindturbinen und Ost-West-ausgerichtete PV-Anlagen	32
4.3. Reduktion des Flexibilitätsbedarfs durch Reduktion der Sockellast	33
5. Flexibilitätsoptionen und deren Potenziale in Deutschland	36
5.1. Lastmanagement	36
5.1.1. Lastmanagement in Haushalten	36
5.1.1.1. Manuelle Steuerung	37
5.1.1.2. Automatische Steuerung von Wärmepumpen	38
5.1.1.3. Automatische Steuerung von Nachtspeicherheizungen	38
5.1.1.4. Automatische Steuerung von Elektroboilern	39
5.1.2. Lastmanagement im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)	40

5.1.2.1.	Beleuchtung in Gewächshäusern	40
5.1.2.2.	Kläranlagen	40
5.1.2.3.	Wasserwerke	41
5.1.2.4.	Klimatisierung	41
5.1.2.5.	Kühlhäuser	41
5.1.2.6.	Kühlung im Lebensmittel-Einzelhandel	42
5.1.2.7.	Kühlung bei der Nahrungsmittelherstellung	42
5.1.3.	Lastmanagement im Sektor Industrie	42
5.1.3.1.	Aluminiumindustrie	43
5.1.3.2.	Chlorindustrie	43
5.1.3.3.	Papierindustrie	44
5.1.3.4.	Elektrostahlindustrie	44
5.1.3.5.	Zementindustrie	44
5.1.3.6.	Klimatisierung Industrie	45
5.1.4.	Lastmanagement Elektromobilität	45
5.2.	Kraftwerke	46
5.2.1.	Flexibilität bei konventionellen Kraftwerke ohne KWK	46
5.2.2.	Flexibilität durch Wärmespeicher bei Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen	47
5.2.3.	Flexible Biogaskraftwerke	48
5.2.4.	Power-to-Heat bei KWK-Anlagen, Heizwerken und Heizungsanlagen	48
5.3.	Speicher	49
5.3.1.	Pumpspeicherwerke	49
5.3.2.	Druckluftspeicher	51
5.3.3.	Akkumulatoren	52
5.3.4.	Power-to-Gas	52
6.	Bereitstellung von Flexibilität durch das Elektrizitätsnetz	55
6.1.	Flexibilität durch bessere Ausnutzung der Kuppelkapazitäten	55
6.2.	Flexibilität durch Netzausbau	56
6.2.1.	Netzausbauszenarien	56
6.2.2.	Abregelung in Abhängigkeit des Netzausbaus	57
6.3.	Nutzung ausländischer Flexibilitätsoptionen	59
7.	Deckung des Flexibilitätsbedarfs durch Flexibilitätsoptionen	61
7.1.	Methodik	61
7.2.	Generelle Effekte durch den Zubau von Flexibilitätsoptionen bei geringen EE-Anteilen im System (Szenariojahr 2020)	61

7.3.	Welchen Beitrag können einzelne Flexibilitätsoptionen zur Deckung der fehlenden Leistung beitragen?	63
7.4.	Nutzung der EE-Überschüsse durch einzelne Flexibilitätsoptionen	65
7.5.	Kernergebnisse	66
8.	Wie kann das System der Zukunft aussehen? – Verschiedene Flexibilitätswelten zur Deckung des Flexibilitätsbedarfswelten	68
8.1.	Methodik zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätsoptionen	68
8.1.1.	Ranking der Flexibilitätsoptionen nach Wirtschaftlichkeit	68
8.1.2.	Ermittlung der Gesamtkosten eines Szenarios unter Berücksichtigung der Flexibilitätskosten	73
8.2.	Flexibilitätswelten zur Deckung des Leistungsbedarfs im Szenariojahr 2030 (ca. 60 % EE)	73
8.3.	Defizitdeckung durch verfügbare Flexibilitätspotenziale bei einer weitgehenden Durchdringung mit erneuerbaren Energien (Szenariojahr 2050)	76
8.4.	Exkurs Der Bedarf an Langzeitspeichern	81
8.5.	Flexibilitätswelten zur Deckung des Bedarfs im Szenario 2050b (>90 % EE)	85
8.6.	Kernergebnisse – Das Stromsystem in der Zukunft	86
9.	Rahmenbedingungen	88
9.1.	Reduktion des Flexibilitätsbedarfs	88
9.2.	Flexibilität im Markt oder im Netz?	89
9.3.	Abbau von Barrieren	89
9.4.	Nutzung von Erneuerbaren-Überschüssen in anderen Sektoren?	91
9.5.	Förderung von Flexibilitätsoptionen	91
10.	Anhang	93
10.1.	Ausführliche Modellbeschreibung PowerFlex	93
10.1.1.	Stromnachfrage, Fernwärmefachfrage und Regelleistung	93
10.1.2.	Betrieb des konventionellen und erneuerbaren Kraftwerksparks	95
10.1.3.	Virtuelle Backupkraftwerke und EE-Überschüsse	95
10.1.4.	Abbildung von Flexibilität	96
10.1.5.	Rollierender Optimierungszeitraum	98
10.2.	Average Participation - Methode	99
11.	Literatur	102

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Funktionen von Flexibilität anhand einer stilisierte Jahresdauerlinie der Residuallast unter Berücksichtigung des bestehenden Kraftwerksparks	10
Abbildung 1-2:	Flexibilitätsbedarf in den drei Szenariojahren	11
Abbildung 1-3:	Die drei Phasen der Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs	13
Abbildung 1-4:	CO ₂ -Emissionen im Zeitverlauf	18
Abbildung 1-6:	EE-Überschussmengen im Zeitverlauf	19
Abbildung 2-1:	Europäisches Netzmodell	25
Abbildung 3-1:	Unterschiedliche Funktionen von Flexibilität	27
Abbildung 3-2:	Jahresdauerlinie der Residuallast (Last minus EE-Angebot und Must-Run-Kraftwerke) für verschiedene EE-Anteile an der Stromproduktion	29
Abbildung 3-3:	Defizite und Überschüsse bei steigenden Anteilen EE	30
Abbildung 3-4:	Flexibilitätsbedarf im Szenariojahr 2020 bei EE-Ausbau nach Länderzielen	31
Abbildung 4-1:	Veränderung Defizite und Überschüsse durch Schwachwindturbinen und Ost-West-ausgerichteten PV-Anlagen.	33
Abbildung 5-1:	Schematische Darstellung der Lastverlagerung	36
Abbildung 6-1:	Mögliche Steigerungsraten des grenzüberschreitenden Lastfluss aus Vergleich der aktuellen Lastflüsse mit den möglichen Lastflüssen	56
Abbildung 6-2:	Netzausbau für die verschiedenen Szenariojahre und Netzausbauszenarien	57
Abbildung 6-3:	Abregelung versus Netzausbau für verschiedene Netz- und EE-Ausbauszenarien	58
Abbildung 6-4:	Maximale Import-/Export-Leistung aus EE und konventioneller Erzeugung in Abhängigkeit des EE-Anteils im Netzausbauszenario minimaler Netzausbau	59
Abbildung 6-5:	Exportierte und Importierte Jahresenergie aus EE und konventioneller Erzeugung in Abhängigkeit des EE-Anteils im Szenario minimaler Netzausbau	60
Abbildung 7-1:	Vorgehen zur quantitativen Bewertung des Nutzens von Flexibilität	61
Abbildung 7-2:	Veränderung der Ergebnisindikatoren durch die sukzessive Implementierung von Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Szenariojahr 2020 (ca. 43 % EE-Anteil)	63
Abbildung 7-3:	Reduktion der fehlenden Leistung im Szenariojahr 2030 mit ca. 60 % EE-Anteil durch den Einsatz einzelner Flexibilitätsoptionen	65
Abbildung 7-4:	Nutzung der EE-Überschüsse durch Flexibilitätsoptionen	66
Abbildung 8-1:	Spezifische Investitionskosten pro flexible Ausspeicherleistung und Abschreibedauer der Flexibilitätsoptionen	69
Abbildung 8-2:	Rangfolge der Flexibilitätsoptionen nach Wirtschaftlichkeit (spezifischer Barwert) unter Annahme, dass die verschiedenen Optionen nicht miteinander konkurrieren	72

Abbildung 8-3:	EE-Überschüsse, CO ₂ -Emissionen und Kosten bei Nutzung unterschiedlicher Flexibilitätswelten zur Deckung der Defizite im Jahr 2030 (ca. 61 % EE)	74
Abbildung 8-4:	Reduktion der fehlenden Leistung bei ca. 75 % EE-Anteil im Szenario 2050a	77
Abbildung 8-5:	Nutzen durch einen Anstieg der Flexibilität im System für das Szenariojahr 2050b (>90 % EE-Anteil) bezogen auf die fehlende Erzeugung [GWh] und die fehlende installierte Leistung [MW] im System.	79
Abbildung 8-6:	Last (schwarze Linie) und EE-Angebot (grüne Fläche) zu Zeiten mit hohen Defiziten im Szenariojahr 2050b (> 90 % EE)	81
Abbildung 8-7:	Reduktion der Defizite durch „perfekte Voraussicht“ und den Zubau von Speichern über das unterstellte Potenzial hinaus.	82
Abbildung 8-8:	Einsatz des Notkraftwerks, PSW Turbinen und Verlauf des Speicherfüllstands der PSW in einem Defizitzeitraum im Szenariojahr 2050b	83
Abbildung 8-9:	Eine Erhöhung der Turbinenleistung um 5 GW sowie der Speicherkapazität um 50 GWh kann die maximal fehlende Leistung nicht reduzieren	83
Abbildung 8-8:	Erst eine weitere Erhöhung der Speicherkapazität kann die maximal fehlende Leistung reduzieren. Dazu sind keine höheren Turbinenleistungen notwendig.	84
Abbildung 8-9:	Zukunftswelten zur Deckung der Defizite im Jahr 2050 mit über 90 % EE-Anteil	86
Abbildung 10-1:	Nebenbedingungen zur Deckung der Strom- und Fernwärmenachfrage sowie der Sockellast	94
Abbildung 10-2:	Lastmanagement mit virtuellem Durchflussspeicher	97
Abbildung 10-3:	Flexibilitätsoption Power-to-Heat als zusätzliche Wärmequelle einer KWK-Anlage mit Wärmespeicher und Heizkessel	98
Abbildung 10-4:	Beispielhafte Aufteilung der Pfade in der Average Participation Methode	100

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Bedarf und Auswirkungen von Flexibilität in den verschiedenen Phasen der Transformation des Stromsystems	12
Tabelle 2-1:	Überblick der untersuchten Szenarien mit den Quellen der Kernannahmen	22
Tabelle 3-1:	Definition der Ergebnisindikatoren	28
Tabelle 4-1:	Nicht integrierter fluktuierender EE-Strom bei Änderung der Sockellast und Flexibilisierung der KWK-Anlagen	34
Tabelle 5-1:	Jahresverbrauch der Haushalte in TWh nach Jahren	37
Tabelle 5-2:	Anteil der Haushalte die ihren Verbrauch manuell steuern nach Jahren	37
Tabelle 5-3:	Annahmen für Stromverbrauch und Arbeitszahl von Wärmepumpen nach Szenariojahren	38
Tabelle 5-4:	Annahmen zu Stromverbrauch und Speicherkapazität von NSH	39
Tabelle 5-5:	Anzahl und Verbrauch Elektroautos	46
Tabelle 5-6:	Nutzbare Batteriekapazität summiert über alle E-Mobilitätstypen, differenziert nach BEV und PHEV in MWh in den Szenariojahren 2015 bis 2050	46
Tabelle 5-7:	Übersicht über die Annahmen zu Anfahrzeit, Mindestlast und Wirkungsgradminderung konventioneller Kraftwerke	47
Tabelle 5-8:	Heizwärmeverbrauch in Wohngebäuden	49
Tabelle 5-9:	Zusammenfassung der Potenziale für PSW für die Szenariojahre	51
Tabelle 5-10:	Annahmen für Power-to-Gas	54
Tabelle 9-1:	Flexibilitätsoptionen zwischen Markt und Netz	89
Tabelle 9-2:	Barrieren im Bereich der Rahmenbedingungen	90
Tabelle 10-1:	Beispielhafte Aufteilung der Pfade in der Average Participation Methode	101

Abkürzungen

AP-Methode	Average Participation Methode
BEV	batterieelektrische Fahrzeuge
BHKW	Blockheizkraftwerk
DCE	Dichlorethan
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEX	European Energy Exchange
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GIS	Geoinformationssystem
GW	Gigawatt
HCL	Chlorwasserstoff
HGÜ-Leitungen	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MVA	Megavoltampere
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NSH	Nachtspeicherheizungen
TYNDP	Ten-Year Networ-Development Plan
PHEV	Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge
PSW	Pumpspeicherwerk
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
SDL	Systemdienstleistung
WEA	Windenergieanlage
TWh	Terrawattstunde

Zusammenfassung

Die Entwicklung des heutigen, durch hohe CO₂-Emissionen geprägten und nicht-nachhaltigen Energiesystems hin zu einem Energiesystem, das maßgeblich durch Erneuerbare Energien (EE) gespeist ist, verändert die Energielandschaft schon heute stark. Dieser Transformationsprozess hat aus verschiedenen Gründen im Stromsektor begonnen. In diesem Sektor können hohe Anteile an Erneuerbaren Energien nur erreicht werden, wenn Wind und Photovoltaik einen herausragenden Anteil an der Erzeugungskapazität stellen. Diese Technologien sind jedoch im Vergleich zu anderen Optionen (beispielsweise Biomasseverstromung oder Geothermie) abhängig vom Dargebot an Wind bzw. Sonne. Aus diesem Grund können weder Windkraft noch Photovoltaik ihre Erzeugung in einem relevanten Ausmaß an den momentanen Strombedarf anpassen. Mit einem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien wird also Flexibilität, d. h. die Fähigkeit, Erzeugung und Verbrauch, die zeitlich auseinander fallen, in Einklang zu bringen, zunehmend relevant. Doch was heißt das genau? Wie flexibel muss das Stromsystem bei welchem EE-Anteil sein? Wie wirkt sich Flexibilität in unterschiedlichen Phasen des EE-Ausbaus aus? Welche Optionen stehen zur Verfügung und welchen Beitrag können sie leisten? Diese Fragen werden in den folgenden Kapiteln adressiert.

Es werden die folgenden Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch betrachtet:

Verbrauchsmanagement: Der Verbrauch kann der Windsituation bzw. der Sonneneinstrahlung angepasst werden. Die Verbraucher müssen also flexibel auf die Angebotssituation reagieren.

Erzeugungsmanagement: Erzeugungseinheiten neben der Windkraft und der Photovoltaik speisen dann vorrangig ein, wenn der Bedarf nicht mit Windkraft oder Photovoltaik gedeckt werden kann.

Speicherung: In Zeiten, in denen das Angebot aus erneuerbaren Energien die Nachfrage übersteigt, kann die Energie gespeichert werden und zu Zeiten mit einer großen Nachfrage wieder abgegeben werden.

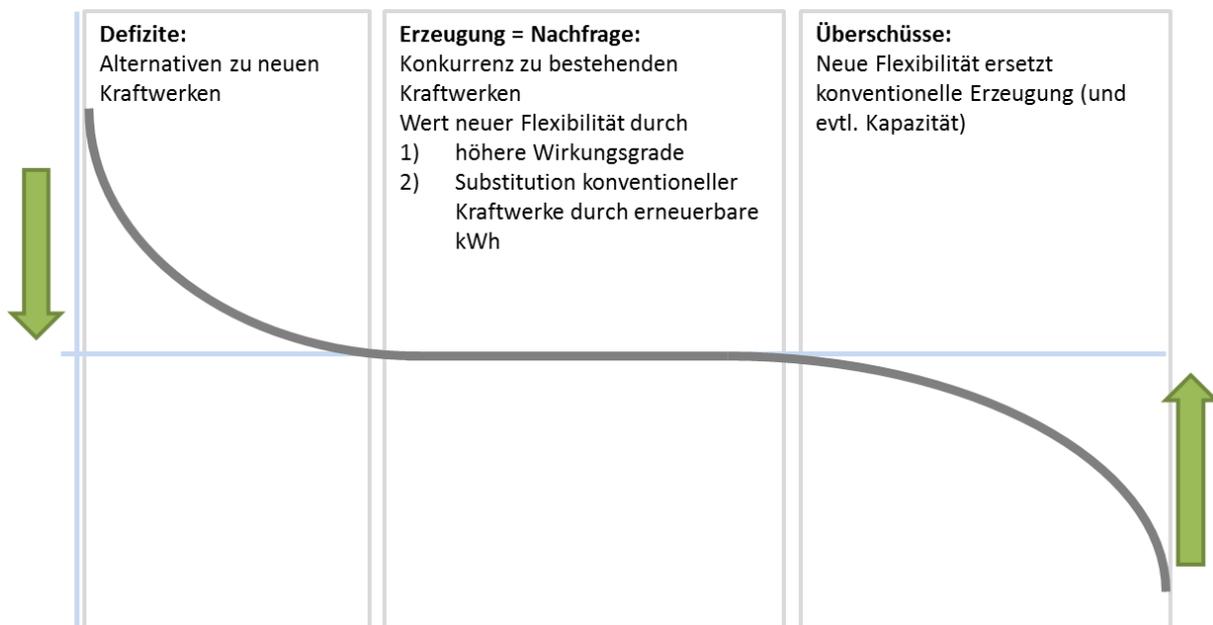
Überschussmanagement: Wenn es zu bestimmten Zeitpunkten nicht möglich ist, Erneuerbare Energien im Stromsektor zu nutzen, können diese in Wärme oder Gase umgewandelt werden, um so fossile Energieträger in anderen Energiesektoren zu ersetzen.

Der Flexibilitätsbedarf wird in einer modellgestützten Szenarienanalyse untersucht und die verschiedenen Optionen sowie ihr möglicher Beitrag zur Deckung dieses Bedarfs werden verglichen. Der Einsatz der Optionen wird im Modell PowerFlex des Öko-Instituts analysiert. Mit Hilfe des Investitionsmodells ELIAS wird die relative Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Optionen untersucht. Außerdem wird mit Hilfe des Europäischen Netzmodells der Energynautics GmbH die Rolle des internationalen Stromaustauschs und damit der Netze als räumliche Flexibilitätsoption analysiert.

Der Fokus der Analyse liegt auf dem Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage. Abgesehen von Import und Export werden das Netz und damit auch der Einsatz von Flexibilitäten zum Management von Netzengpässen ebenso wenig betrachtet wie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Speicher und Lastmanagement. Zwar kann im Netz früher als für den Lastausgleich ein Flexibilitätsbedarf auftreten und prinzipiell besteht hier – neben der Bereitstellung von Regelkapazität – die Möglichkeit, Optionen schon frühzeitig zu entwickeln. Der Analyse liegt allerdings die These zugrunde, dass Flexibilitäten vorrangig marktgetrieben eingesetzt werden sollten und der Netzausbau Priorität haben sollte.

Die in Abbildung 1-1 dargestellte, stilisierte Jahresdauerlinie zeigt die modellierte Residuallast, d.h. die Residuallast unter Berücksichtigung des bestehenden Kraftwerksparks. Sie verdeutlicht verschiedene Dimensionen des untersuchten Flexibilitätsbedarfs. Dieser zeigt sich in der Jahresdauerlinie als Einsatz eines Backup-Kraftwerks auf der linken, positiven Seite der Kurve und als nicht genutztes EE-Angebot auf der rechten, negativen Seite der Kurve. In der Mitte der Kurve zeigt der horizontale Verlauf, in wie vielen Stunden bestehende Anlagen, d. h. vor allem konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherwerke, Erzeugung und Verbrauch bereits in Einklang bringen können. Für die verschiedenen Arten des Flexibilitätsbedarfs können jeweils unterschiedliche Optionen genutzt werden.

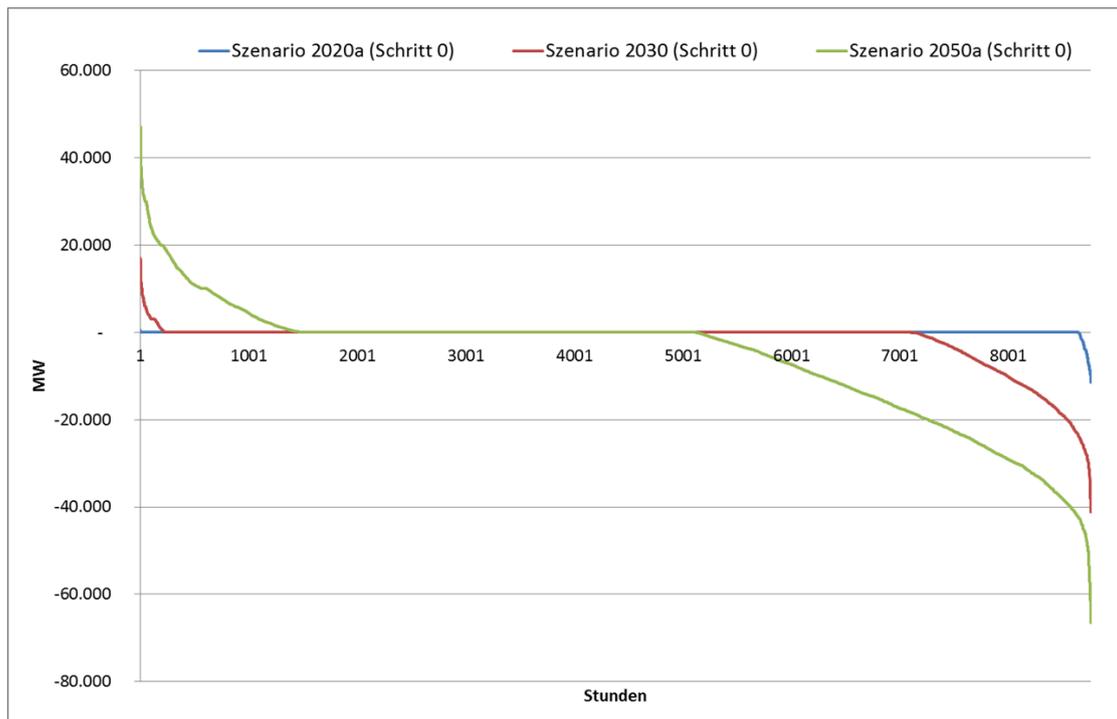
Abbildung 1-1: Funktionen von Flexibilität anhand einer stilisierte Jahresdauerlinie der Residuallast unter Berücksichtigung des bestehenden Kraftwerksparks



Quelle: Öko-Institut e.V.

Auf Basis der BMU Leitstudie [1] werden drei Szenarienjahre modelliert (2020, 2030 und 2050). Dabei wird von einem Rückgang des konventionellen Kraftwerksparks ausgegangen, neue konventionelle Kraftwerke werden nicht zugebaut.

Abbildung 1-2 zeigt entsprechend des in Abbildung 1-1 dargestellten Ansatzes der Jahresdauerlinie die Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs in den drei Szenarienjahren. Dabei wird ein europäischer Austausch zunächst nicht berücksichtigt.

Abbildung 1-2: Flexibilitätsbedarf in den drei Szenariojahren


Quelle: Öko-Institut e.V.

Insgesamt kann festgestellt werden, dass in allen Szenarien die Energieüberschüsse die Energiedefizite übersteigen. Dies bedeutet, dass – stunden ideale Speicheroptionen zur Verfügung – die Defizite in jeder Stunde gedeckt werden könnten. Zudem ist festzustellen, dass auf der (linken) Defizitseite insbesondere die fehlende Leistung, nicht die fehlende Energiemenge das dominierende Problem darstellt. Entsprechend zeigt sich bei den Überschüssen (rechts), dass ein Großteil der überschüssigen Leistung nur in wenigen Stunden des Jahres auftritt.

1. Die Rolle der Flexibilität – drei Phasen der Entwicklung

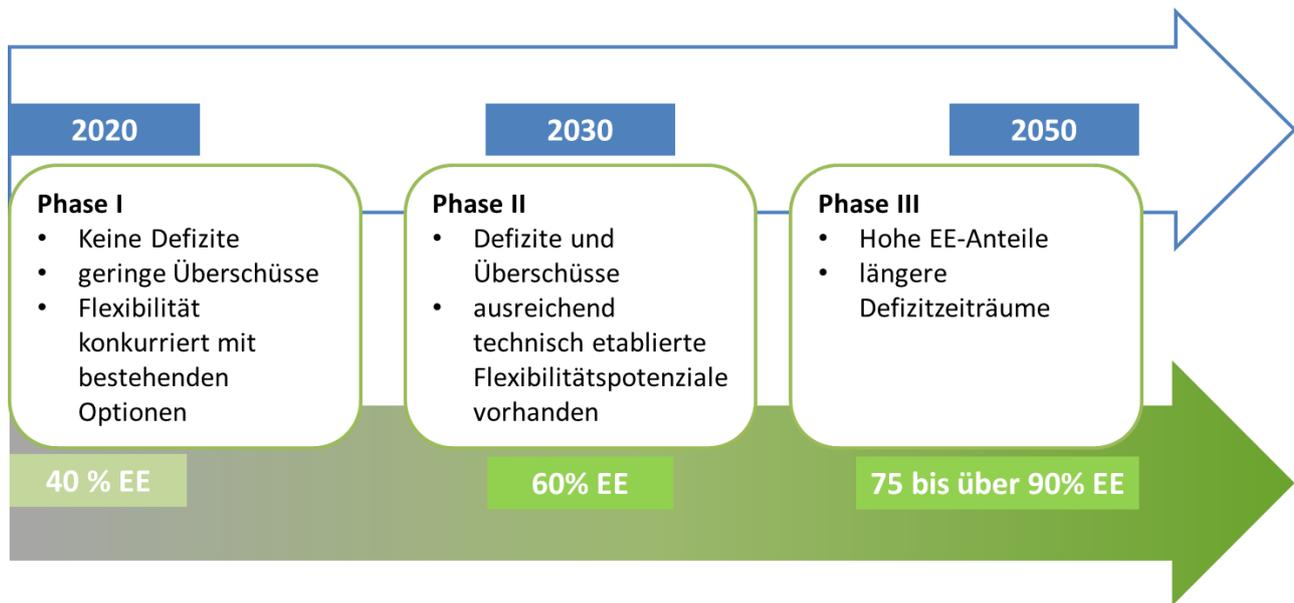
Die Modellierungsergebnisse zeigen entsprechend der gewählten Szenariojahre drei Phasen auf. Diese sind durch unterschiedliche Anteile der EE an der Stromerzeugung charakterisiert. Die Tabelle 1-1 zeigt die jeweils angenommenen EE-Anteile.

Tabelle 1-1: Bedarf und Auswirkungen von Flexibilität in den verschiedenen Phasen der Transformation des Stromsystems

Modelliertes Szenarienjahr / EE-Anteil	Jahr 2020 EE-Anteil ca. 40 %	Jahr 2030 EE-Anteil ca. 60 %	Jahr 2050 EE-Anteil 75-90 %
Bedarf und Auswirkungen von Flexibilität	Hier zeigen sich noch keine Kapazitätsdefizite und nur sehr geringe EE-Überschüsse. Das bedeutet, dass bestehende Flexibilitätsoptionen weitgehend ausreichen, um Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Neue Flexibilitätsoptionen sind vor allem eine Konkurrenz zu bestehenden Optionen und führen in erster Linie zu einem kosteneffizienteren Einsatz der konventionellen Kraftwerke.	Hier treten nun sowohl sichtbare Defizite als auch Überschüsse auf. Die ermittelten Flexibilitätspotenziale der technisch verfügbaren Optionen reichen aus, um den zusätzlichen Flexibilitätsbedarf abzudecken. Es sind keine neuen Technologien erforderlich.	In dieser Phase führen sehr hohe EE-Anteile dazu, dass auch die Defizite und Überschüsse deutlich zunehmen, sowohl bezüglich der Energiemengen als auch bezüglich der Leistungen. Hinzu kommt, dass vor allem auch die Länge der Zeiträume zunimmt, in denen nicht ausreichend Leistung zur Verfügung steht.

Quelle: Öko-Institut e.V.

Auf dieser Grundlage wird zwischen drei Phasen unterschieden, die mit den jeweils beschriebenen Modell-Ergebnissen charakterisiert werden können. Die EE-Anteile beeinflussen den Flexibilitätsbedarf bezüglich der Defizite und der Überschüsse. Während der unterschiedlichen Phasen übernehmen Flexibilitätsoptionen verschiedene Funktionen und tragen so zu einer Optimierung des Gesamtsystems bei. Die Abbildung 1-3 stellt die drei Phasen mit den zentralen Herausforderungen dar. Diese werden in den folgenden Abschnitten detaillierter beschrieben und die entsprechenden Herausforderungen innerhalb der Phasen werden adressiert.

Abbildung 1-3: Die drei Phasen der Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs


Quelle: Öko-Institut e.V.

1.1. Phase I

Die Phase I ist über EE-Anteile von ca. 40 % definiert. Dieser EE-Anteil wird voraussichtlich um das Jahr 2020 erreicht. Es werden nur geringe EE-Überschüsse generiert. Ein noch großer verbleibender Kraftwerkspark führt dazu, dass keine Defizite auftreten.

Flexibilitätsoptionen sind kein Engpass für die Energiewende

Auch bei Unterstellung eines aufgrund der Lebensdauer sterbenden Kraftwerkspark werden im Jahr 2020 noch ein Großteil der Kraftwerke in Betrieb sein. Zusammen mit den vorhandenen Pumpspeicherwerken (PSW) stellen diese die benötigte Systemflexibilität zur optimalen Integration der fluktuierenden EE bereit. Die Flexibilität ist ausreichend, so dass zu jedem Zeitpunkt die Last gedeckt werden kann. Es besteht somit kein Bedarf, den EE-Ausbau zu verlangsamen, um zunächst Flexibilitätsoptionen zu entwickeln.

Effekte von Flexibilitätsoptionen

Da in Phase I keine Defizite zu erkennen sind, können Flexibilitätsoptionen auch keinen Beitrag zur Abdeckung von Defiziten beitragen. Zudem besteht kein vordringlicher Bedarf zur Integration von EE, da die EE-Überschüsse nur gering sind.

Der Hauptnutzen von neuer Flexibilität ist die effizientere Bereitstellung von Flexibilität. Neue und effiziente Flexibilitätsoptionen gehen in Konkurrenz zu bestehenden Flexibilitätsoptionen (Kraftwerke und PSW). Einerseits entstehen durch die höheren Wirkungsgrade von neuen Flexibilitätsoptionen und den Ersatz bestehender Optionen weniger Verluste. Hier besteht eine Nische, um neue Flexibilitäten systemdienlich einzusetzen. Andererseits führt die zusätzliche Flexibilität im System zu einer Kostenoptimierung innerhalb des Kraftwerkseinsatzes. Das führt zu einer besseren Auslastung von Braunkohlekraftwerken mit geringen variablen Kosten. Dadurch erhöhen sich die CO₂-Emissionen.

Flexibilitätsoptionen

Für eine erfolgreiche Integration von Flexibilitätsoptionen in das System sind in Phase I hohe Wirkungsgrade und geringe Investitionskosten entscheidend. Dabei bieten sich Lastmanagementoptionen mit geringen Investitionskosten an. Zunächst sollten vorhandene Potenziale in der stromintensiven Industrie erschlossen und eine Erweiterung der Potenziale untersucht werden. Darauf folgend bieten sich Potenziale im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und automatisch steuerbare Anlagen bei Kleinverbrauchern für eine Erschließung an. Auch die Flexibilisierung von Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK)-Anlagen durch Wärmespeicher kann in dieser Phase einen passenden Beitrag leisten. Neue Speicher (PSW, Druckluft und Batterien) spielen aufgrund der im Vergleich größeren spezifischen Investitionen in dieser Phase noch keine Rolle. Somit ist es auch nicht effizient, Systeme mit hohem Stromverbrauch (z.B. Nachtspeicherheizungen) zu flexibilisieren. Vielmehr sollten solche System durch effizientere Systeme (z.B. Wärmepumpen) ersetzt werden (vgl. (Heinemann et al., 2014).

Flexibilitätsoptionen aus Netzsicht

Der Bedarf an Flexibilität tritt im Netz aufgrund von Netzengpässen früher auf als für den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch. Prinzipiell besteht hier – neben der Bereitstellung von Regelkapazität – die Möglichkeit, Optionen schon frühzeitig zu entwickeln.

Es stellt sich jedoch die Frage, wo sich selten eingesetzte Flexibilitätsoptionen gegenüber dem Netzausbau rechnen. Ggf. ist in einzelnen Regionen Netzkapazitätsmanagement heute schon sinnvoll, da die Netze noch weiter ausgebaut werden müssen. Flexibilitäten sollten jedoch vorrangig marktgetrieben und unter Berücksichtigung von Netzengpässen eingesetzt werden (vgl. (BDEW, 2013)).

Politische Herausforderungen in Phase I:

- Wie können trotz des relativ geringen Flexibilitätsbedarfs bzw. des geringen Wertes von Flexibilität zukünftig benötigte Flexibilitätsoptionen entwickelt werden?
- Technologiespezifischen Barrieren müssen abgebaut werden, so dass die verschiedenen Flexibilitätsoptionen die Möglichkeit bekommen, entsprechend ihrer Fähigkeiten auf Preissignale zu reagieren.
- Wie kann der Einsatz von Flexibilität im Netz in geeigneten Situationen und Regionen gefördert werden?
- Welche Maßnahmen können umgesetzt werden, um den Flexibilitätsbedarf zu reduzieren?
- Welche Anreize können gesetzt werden, damit die Sockellast reduziert wird?
- Wie kann verhindert werden, dass ineffiziente Prozesse für Lastmanagement genutzt werden?

1.2. Phase II

Erst bei EE-Anteilen von deutlich mehr als 40 % und einem weiteren Rückgang des Kraftwerkbestands entstehen relevante Defizite und Überschüsse. Dabei sind die Defizite durch fehlende Leistung dominiert, die nur in wenigen Stunden des Jahres benötigt wird. Auch die Überschüsse sind durch hohe Leistungen geprägt. Aus diesem Grund sind Flexibilitätsoptionen mit geringen Investitionskosten im Vorteil, auch wenn diese hohe variable Kosten aufweisen.

Die Möglichkeit, das europäische Ausland über Importe und Exporte im bestehenden Netz als Flexibilitätsoption zu nutzen, reduziert den Flexibilitätsbedarf in Deutschland erheblich. Werden die heutigen Kuppelkapazitäten und das ausländische Netz weiter im Ausmaß des Ten-Year Network-Development Plan (TYNDP) verstärkt, so führt dies zu einer weiteren Reduktion.

Für die Systemstabilität ist das Hauptproblem in Bezug auf den Flexibilitätsbedarf die emissionsarme Abdeckung der Defizite, so dass zu jedem Zeitpunkt die Last gedeckt werden kann. Die möglichst effiziente Nutzung der verbleibenden EE-Überschüsse stellt eine weitere Aufgabe dar. Dabei stellt sich die Frage, welchen Effekt Flexibilitätsoptionen, die zur Defizitdeckung genutzt werden, auch auf der Überschuss-Seite haben. Dabei ist festzustellen, dass Flexibilitätsoptionen mit Möglichkeit zur Defizitdeckung eine begrenzte Aufnahmefähigkeit für EE-Überschüsse haben, z.B. wenn die Speicherkapazität erreicht ist. Optionen, die lediglich EE-Überschüsse in andere Energieträger umwandeln, aber nicht zur Defizitabdeckung beitragen können (Power-to-Heat oder Power-to-Gas), haben hier geringere Beschränkungen.

In Phase II erhöht sich der Flexibilitätsbedarf durch den EE-Ausbau und den beschleunigten Rückgang der Kraftwerkskapazität. Die angenommenen, technisch verfügbaren Flexibilitätspotenziale – ausschließlich Batterien und PtG-Anlagen – können die Defizite abdecken. Es werden keine neuen Kraftwerke benötigt. Batterien und PtG-Optionen werden bei dieser Analyse nicht betrachtet, weil einerseits bei Batterien keine technische Potenzialgrenze besteht und andererseits zunächst die Potenzialreichweite der Kurzzeitspeicher untersucht wurde.

Auch neue Speicher sind in dieser Phase noch nicht notwendig. Jedoch können Speicher im Gegensatz zu Lastmanagementoptionen eine größere Flexibilität bezogen auf ihre Kapazität bereitstellen, weil sie in ihrer Verfügbarkeit nicht an Verbrauchsprofile gekoppelt sind.

Kopplung der Sektoren

Technologien, die eine Kopplung des Stromsektors mit anderen Sektoren (z.B. Verkehrssektor, Wärmesektor) ermöglichen, haben erst dann einen Nutzen, wenn eine relevante Menge ansonsten ungenutzter EE-Erzeugung anfällt. Ist dies der Fall, so können fossile Brennstoffe in anderen Sektoren durch erneuerbare Energien aus dem Stromsektor substituiert werden. Werden Sektoren gekoppelt und die Systeme lediglich preisgetrieben eingesetzt, so kann es dazu kommen, dass konventionelle Kraftwerke zur Stromerzeugung mit hohen CO₂-Emissionen verstärkt genutzt werden.

Findet ein grundsätzlicher Wechsel der Energieform in anderen Sektoren hin zu Strom statt, erfordert dies einen weiteren EE-Ausbau und führt somit zu einer weiteren Erhöhung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsektor. Neue Stromverbraucher in anderen Sektoren stellen also zunächst keine weitere Flexibilitätsoption dar, eine Flexibilisierung dieser Anlagen ermöglicht jedoch die Nutzung von erneuerbarem Strom für diese Anlagen.

Flexibilitätsbereitstellung durch das europäische Stromnetz

Die heutigen Kuppelkapazitäten zwischen Deutschland und Europa reduzieren den inländischen Flexibilitätsbedarf erheblich. Ein zusätzlicher Netzausbau bringt zusätzliche Flexibilität bzw. reduziert den inländischen Flexibilitätsbedarf weiter. Dabei werden zum einen ausländische Flexibilitätsoptionen (Pumpspeicherwerke und Kraftwerke) erschlossen. Deutschland kann in dieser Phase als Vorreiter in der Energiewende auf die Flexibilität des Auslandes zurückgreifen bzw. es muss insgesamt in einem größeren Bilanzraum weniger Flexibilität vorgehalten werden. Zum anderen ermöglicht ein weiterer Ausbau des Europäischen Netzes einen verbesserten geographischen Ausgleich zwischen EE-Erzeugung und Last. Dabei werden zeitliche Differenzen

in der EE-Einspeisung und Lastsituation durch das Netz räumlich zwischen den Ländern ausgeglichen.

Politische Herausforderungen in Phase II:

- Wie können zukünftig notwendige Flexibilitätsoptionen (insbesondere Langzeitspeicher) sukzessive aufgebaut werden?
- Welche Rahmenbedingungen sind zu setzen, um einen möglichst weitgehenden europäischen Austausch über das Stromnetz zu erreichen, ohne lediglich auf ausländische fossile Kraftwerke als Backup zurückzugreifen?
- Wie kann eine Sektorkopplung insbesondere zu Überschusszeiten (ggf. auch netzbedingt regional) angereizt werden?
- Wie können zusätzliche Erneuerbaren-Kapazitäten für die Sektorkopplung aufgebaut werden?

1.3. Phase III

In der dritten Phase wird das Stromsystem von erneuerbaren Energien dominiert und die Lastdeckung kann mit den ermittelten Flexibilitätspotenzialen – ausschließlich Batterien und PtG-Anlagen – nicht zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden. Batterien und PtG-Optionen werden bei dieser Analyse nicht betrachtet, weil einerseits bei Batterien keine technische Potenzialgrenze besteht und andererseits zunächst die Potenzialreichweite der Kurzzeitspeicher untersucht wurde. Sehr hohe EE-Anteile führen dazu, dass auch die Defizite und Überschüsse deutlich zunehmen, sowohl bezüglich der Energiemengen als auch bezüglich der Leistungen. Hinzu kommt, dass auch die Länge der Zeiträume, in denen nicht ausreichend Leistung zur Verfügung steht, zunimmt.

Bedarf an Langzeitspeichern

Ab ca. 75 % EE-Anteil im Stromsystem entsteht ein erster Bedarf für Flexibilitätsoptionen mit sehr hohen Speicherkapazitäten, um die langen Defizitzeiträume decken zu können. Es zeigt sich, dass bei den unterstellten Potenzialen für Flexibilitätsoptionen nicht die Leistung, sondern die Speicherkapazität den Engpass darstellt. Wächst der EE-Anteil weiter auf über 90 % an, so weiten sich die Zeiträume mit fehlender Leistung aus. Flexibilitätsoptionen mit relevanten Speicherverlusten sowie Optionen mit geringen Speicherkapazitäten können für diese Problemstellung keine Lösung anbieten. Auch Optionen ohne Speicherverluste benötigen einen Anreiz, über längere Zeiträume Speicherkapazität vorzuhalten, damit sie das Problem lösen können.

Synergien zwischen den Optionen

Auch wenn in Phase III Langzeitspeicher wie zum Beispiel Power-to-Gas in Verbindung mit neuen Gaskraftwerken benötigt werden, so können Optionen aus früheren Phasen weiter genutzt werden. In Konkurrenz können sie aufgrund ihrer hohen Wirkungsgrade weiterhin hohe Einsatzzeiten erzielen. Der Speicherkapazitätsbedarf kann eventuell auch durch das Management von EE-Spitzen reduziert werden.

Netzausbau

Insgesamt lässt sich auf Grundlage der Ergebnisse feststellen, dass auch bei einem europaweit hohen Anteil erneuerbarer Energien das Netz eine wichtige Rolle als räumliche Flexibilitätsoption zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch spielt. Trotz EE-Ausbau in den Nachbarländern

kann ein hoher Anteil des EE-Überschusses exportiert und im Gegenzug EE-Strom importiert werden. Der Nutzen des Netzes zur Deckung des inländischen Flexibilitätsbedarfs nimmt also in Folge des EE-Ausbaus in den Nachbarländern nicht ab. Deutschland profitiert aber auch in Zeiten europaweit geringer EE-Erzeugung von ausländischen Flexibilitätsoptionen (Speichern und konventionellen Kraftwerken).

Politische Herausforderungen in Phase III:

- In welchem Marktdesign können Flexibilitätsoptionen aufgebaut und betrieben werden, wenn die Stromerzeugung von erneuerbaren Energien dominiert wird?
- Wie kann die Bereitstellung von Langzeitspeichern im System sichergestellt werden?

2. Flexibilitätswelten

Neben der Analyse der unterschiedlichen Phasen werden verschiedene „Flexibilitätswelten“ analysiert, d.h. verschiedene Kombinationen von Flexibilitätsoptionen, mit denen der Flexibilitätsbedarf abgedeckt werden kann. Für das Szenariojahr 2030 mit ca. 60 % EE-Anteil werden dazu die folgenden Varianten untersucht:

- **Dezentral:** Zubau von Flexibilitätsoptionen auf der dezentralen Ebene. Dabei wird die Last der Elektrofahrzeuge, der Haushalte und der relevanten Branchen im Sektor GHD flexibilisiert.
- **Zentral:** Zubau von Flexibilitätsoptionen auf der zentralen Ebene (Zubau von Pumpspeicherwerken und Druckluftspeichern sowie Flexibilisierung der Lasten der stromintensiven Industrie)
- **Wirtschaftlichkeit:** Zubau von Flexibilitätsoptionen gemäß der in Abschnitt 8.1 dargelegten Rangfolge nach dem Kriterium „Wirtschaftlichkeit“.
- **Gasturbinen:** Zubau von Gasturbinen mit dem heutigen Stand der Technik.

Dabei werden neben dem Einsatz der Option auch Kosten analysiert, die sich aus der Abdeckung des Flexibilitätsbedarfs (im Sinne des Kapazitätsdefizits) ergeben. Die analysierten Kosten auf jährlicher Basis bestehen dabei aus den Kosten für den Betrieb des Kraftwerksparks und den annuitätischen Investitionskosten für Flexibilitätsoptionen. Das umfasst die Investitionskosten, aber auch die Gesamtsystembetriebskosten, die sich aus den unterschiedlichen Konfigurationen ergeben. Ein Vergleich der verschiedenen „Flexibilitätswelten“ zeigt Folgendes:

- Im Vergleich verschiedener Zukunftswelten, in denen die Defizite durch neue Flexibilitätsoptionen gedeckt werden können, zeigt sich, dass der Aufbau neuer Flexibilitätsoptionen zu einer Reduktion der Betriebskosten des Kraftwerksparks führt. Generell ist zudem festzustellen, dass die jährlichen Gesamtkosten¹ in Phase II noch von den Kosten für den Betrieb des Kraftwerksparks bestimmt werden. Zusätzliche jährliche Investitionen für Flexibilitätsoptionen sind dagegen relativ gering.
- In Bezug auf die resultierenden CO₂-Emissionen, Kosten und EE-Überschüsse sind Zukunftswelten, in denen der Flexibilitätsbedarf mit neuen Flexibilitätsoptionen gedeckt wird,

¹ Hier definiert als jährliche, variable Stromgestehungskosten (Brennstoffe, CO₂-Zertifikate, etc.) und annuitätische Investitionen in neue Flexibilitätsoptionen. Die Szenarien unterscheiden sich nicht hinsichtlich des Kraftwerksparks und der angenommenen EE-Kapazitäten. Aus diesem Grund werden die spezifischen Investitionen in diese Technologien nicht berücksichtigt.

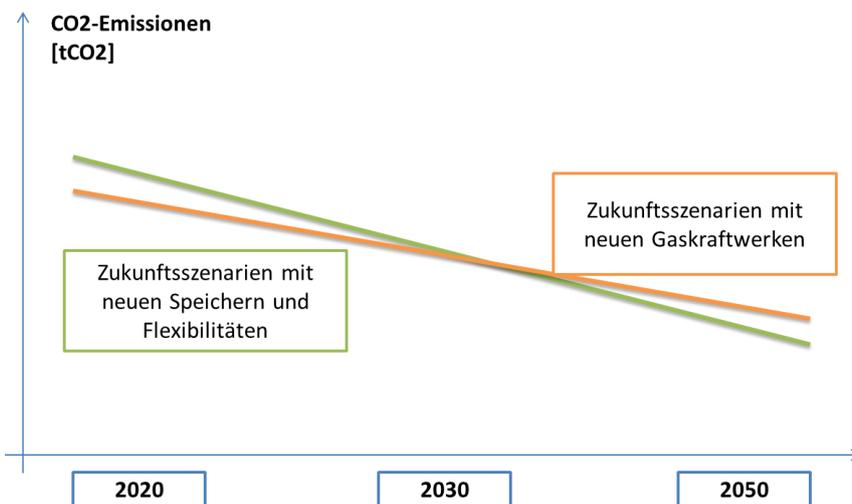
konkurrenzfähig mit einer Welt, in der die Defizite mit neuen Gasturbinen abgedeckt werden. Das spricht dafür, dass auftretende Kapazitätsdefizite mit Blick auf den langfristigen Bedarf zum Aufbau von neuen Flexibilitätsoptionen durch Optionen außerhalb des Kraftwerksparks gedeckt werden sollten.

- Die Tatsache, dass die Defizite im Szenariojahr 2030 prinzipiell auch ohne neue Kraftwerke abgedeckt werden können, macht deutlich, dass ausreichende alternative Flexibilitätspotenziale zur Verfügung stehen.

Im Rahmen eines Vergleichs von Zukunftsszenarien auf Basis neuer Flexibilitätsoptionen mit einem Zukunftsszenario, in der Flexibilität lediglich durch neue Gaskraftwerke bereitgestellt wird, können die folgenden Ausprägungen bezüglich der CO₂-Emissionen, Kosten und EE-Überschüsse festgestellt werden:

CO₂-Emissionen: Solange noch relevante fossile Kraftwerke (insbesondere CO₂-intensive Kohlekraftwerke) im System vorhanden sind, führen neue Speicher und Flexibilitätsoptionen zu erhöhten CO₂-Emissionen im Vergleich zu einer Flexibilitätsbedarfsdeckung durch neue Gaskraftwerke. Es könnte die Frage gestellt werden, ob die Einführung von Flexibilität gebremst werden sollte, solange eine Minimierung der variablen Stromgestehungskosten im Kraftwerkspark durch den Einsatz von Flexibilität mit einer Erhöhung der CO₂-Emissionen einhergeht. Allerdings können die Ziele der Energiewende nur erreicht werden, wenn Flexibilitäten auf- und die Braunkohleverstromung abgebaut wird. In der längeren Frist (ab ca. 2030) werden in einem System, in dem Flexibilität durch Speicher und Flexibilitätsoptionen statt durch neue Gasturbinen bereitgestellt wird, geringere CO₂-Emissionen verursacht. Dieser Zusammenhang wird in der nachfolgenden Abbildung in stilisierter Form dargestellt.

Abbildung 1-4: CO₂-Emissionen im Zeitverlauf



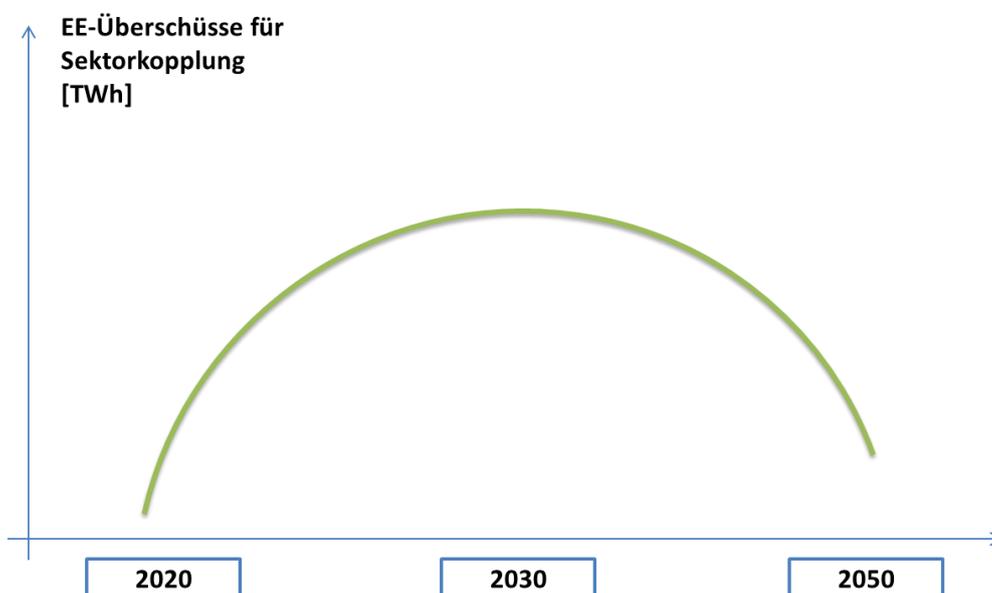
Quelle: Öko-Institut e.V.

Jährliche Stromgestehungskosten und Flexibilitätsinvestitionen: In einem System mit neuen Speichern und Flexibilitätsoptionen zeigt sich die Tendenz, dass langfristig die jährlichen variablen Stromgestehungskosten und Investitionen in die neuen Kapazitäten zur Deckung des Defizits im Vergleich zu einem System mit neuen Gasturbinen geringer sind. Das liegt insbesondere an den

vermiedenen Brennstoffkosten und der stärkeren Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien.

EE-Überschüsse für Sektorkopplung: Während in der kurzen Frist bis zum Jahr 2020 nur geringe Mengen EE-Überschüsse zu erwarten sind, erhöhen sich diese bis zum Jahr 2030 erheblich. Da jedoch im Jahr 2050 ein Großteil der EE-Überschüsse für Langzeitspeicher innerhalb des Stromsystems benötigt wird, stehen diese nicht mehr für eine Sektorkopplung zur Verfügung. Diese – nachfolgend stilisiert dargestellte – Betrachtungsweise verdeutlicht, dass aus dem Stromsektor nach der Bedarfsdeckung innerhalb des Stromsektors auch in Zukunft nur eingeschränkte Mengen EE-Überschüsse für andere Sektoren zur Verfügung stehen und für eine Versorgung anderer Sektoren mit EE-Strom daher ein vermehrter Zubau an EE-Kapazitäten notwendig ist.

Abbildung 1-5: EE-Überschussmengen im Zeitverlauf



Quelle: Öko-Institut e.V.

3. Weiterer Forschungsbedarf

Folgende Fragen und Aspekte werden in dieser Studie nicht adressiert, sollten aber in einem anderen Rahmen weiter verfolgt werden:

- Welche Rolle spielt der innerdeutsche Netzausbau als Flexibilitätsoption, bzw. inwieweit kann der Netzausbaubedarf durch andere Flexibilitätsoptionen reduziert werden?
- Wie beeinflusst ein dezentraler Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch (z.B. auf der Ebene einzelner Verbraucher, auf der Ebene von Verteilnetzen oder in größeren Regionen) im Vergleich zu einem wie bisher zentralen Ausgleich den Flexibilitätsbedarf?
- Wie ändert sich die Analyse zur Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs und zum Wirtschaftlichkeitsbedarf der Flexibilitätsoptionen, wenn auch Systemdienstleistungen miteinbezogen werden?

- Wie ändern sich der Flexibilitätsbedarf und die Beiträge einzelner Optionen, wenn die Stromerzeugung zu 100 % aus erneuerbaren Energien bereitgestellt wird?
- Welche ökologischen Auswirkungen haben die verschiedenen Flexibilitätsoptionen und wie wirkt sich eine „ökologische Zubaureihenfolge“ aus?
- Welchen Einfluss hat die Einsatzreihenfolge (Merit Order) der fossilen Kraftwerke auf die CO₂-Emissionen?
- Welchen Einfluss hat eine Reduktion des Stromverbrauchs auf den Flexibilitätsbedarf?
- Wie stellen sich der Flexibilitätsbedarf und die Rolle der einzelnen Optionen in einer ganzheitlichen, sektor-übergreifende Analyse dar?
- Welche Rolle werden Batterien spielen und welchen Flexibilitätsbedarf können sie decken?
- Im europäischen Kontext sollte genauer untersucht werden, welche Rolle der europäische Austausch für die Deckung des Flexibilitätsbedarfs in Deutschland in verschiedenen Szenarien spielt: Inwiefern greift Deutschland auf Flexibilitätsoptionen einschließlich konventioneller Kraftwerke im Ausland zu und inwiefern reduziert sich der Flexibilitätsbedarf dadurch, dass sich verschiedene Verbrauchs- und Erzeugungsprofile europaweit ausgleichen?

1. Einleitung und Fragestellung

Die Entwicklung des heutigen, durch hohe CO₂-Emissionen geprägten und nicht-nachhaltigen Energiesystems hin zu einem Energiesystem, das maßgeblich durch erneuerbare Energien gespeist ist, verändert die Energielandschaft schon heute stark. Dieser Prozess hat aus verschiedenen Gründen im Stromsektor begonnen. In diesem Sektor können hohe Anteile an erneuerbaren Energien nur erreicht werden, wenn Wind und Photovoltaik einen herausragenden Anteil an der Erzeugungskapazität stellen. Diese Technologien sind jedoch im Vergleich zu anderen Optionen (beispielsweise Biomasseverstromung oder Geothermie) abhängig vom Dargebot an Wind bzw. Sonne. Aus diesem Grund können weder Windkraft noch Photovoltaik ihre Erzeugung in einem relevanten Ausmaß an den momentanen Strombedarf anpassen. Für diesen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch wird somit im Energiesystem Flexibilität benötigt. Diese kann durch verschiedene Optionen bereitgestellt werden. Im Rahmen der vorliegenden Studie werden die folgenden Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch betrachtet:

- *Verbrauchsmanagement*: Der Verbrauch kann der Windsituation bzw. der Sonneneinstrahlung angepasst werden. Die Verbraucher müssen also flexibel auf die Angebotssituation reagieren.
- *Erzeugungsmanagement*: Alternative Erzeugungseinheiten neben der Windkraft und der Photovoltaik speisen dann vorrangig ein, wenn der Bedarf nicht mit Windkraft oder Photovoltaik gedeckt werden kann.
- *Speicherung*: In Zeiten in denen das Angebot aus erneuerbaren Energien die Nachfrage übersteigt, kann die Energie gespeichert werden und zu Zeiten mit einer großen Nachfrage wieder abgegeben werden.
- *Power-to-X*: Wenn es zu bestimmten Zeitpunkten nicht möglich ist, erneuerbaren Energien im Stromsektor zu nutzen, dann können diese in Wärme oder Gase umgewandelt werden, um so fossile Energieträger in anderen Energiesektoren zu ersetzen.

Die Studie beantwortet die folgenden **Leitfragen**:

- Wie entwickelt sich der Flexibilitätsbedarf in verschiedenen Szenarien?
- Welchen Beitrag können die verschiedenen Flexibilitätsoptionen in einem Stromsystem mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien leisten?
- Wie stellt sich die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Optionen dar, ausgehend von ihren spezifischen Kosten und Erlösen, die sie erzielen können?
- Wie sollten die Rahmenbedingungen für Flexibilität gestaltet werden?

Diese Leitfragen werden auf der Basis einer modellgestützten Szenario Analyse analysiert.

Die Ergebnisse dieser Studie wurden im Rahmen des Projektes „Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von Erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen“ erzielt. Das Projekt wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert.

2. Szenarioannahmen und Modellbeschreibung

2.1. Szenarien

Die Auswahl der zu untersuchenden Szenarien folgt dem Anspruch, ein möglichst breites Spektrum an Szenarien abzubilden. Ziel ist also nicht, möglichst realistische Zukunftsszenarien abzubilden, sondern vielmehr eine Bandbreite an Szenarien zu vergleichen.

Insgesamt werden sechs Szenarien untersucht. Die Szenariojahre sind 2020, 2030 und 2050. Dabei wird für jedes Szenariojahr ein Szenario gerechnet, dass die Annahmen der BMU Leitstudie (Nitsch et al., 2012b; Nitsch et al., 2012a) möglichst detailliert abbildet. Zusätzlich wird für das Szenariojahr 2020 betrachtet, welche Auswirkungen die EE-Zubauziele der Bundesländer haben (50Hertz Transmission GmbH et al., 2013). Im Szenariojahr 2050 wird ausgehend von den Annahmen der BMU-Leitstudie in den Szenarien 2050b und 2050c der EE-Anteil sukzessive erhöht. Für die EU basieren die Szenarien vor allem auf der EU Roadmap und dem dortigen Szenario „Diversified Supply“. (EC, 2011)

Das Szenario 2050c nimmt eine Sonderstellung ein, da für dieses Szenario der Flexibilitätsbedarf bestimmt wird, jedoch keine Einzelanalyse der Flexibilitätsoptionen durchgeführt werden konnte.

Die folgende Tabelle 2-1 zeigt eine Übersicht über die im Projekt FlexOptionen untersuchten Szenarien inklusive der Quellen für die zentralen Annahmen.

Tabelle 2-1: Überblick der untersuchten Szenarien mit den Quellen der Kernannahmen

		2020		2030	2050		
		a	b	a	a	b	c
Deutschland	EE-Anteil	41 %	56 %	60 %	74 %	97 %	100 %
	Verbrauch	BMU Leitstudie Szenario 2011A'	Ziele der Bundesländer BMU Leitstudie Szenario 2011A'	BMU Leitstudie Szenario 2011A'	BMU Leitstudie Szenario 2011A'	Eigene Annahmen BMU Leitstudie Szenario 2011A'	
EU	EE-Anteil Verbrauch	EU Roadmap Diversified Supply		EU Roadmap Diversified Supply	EU Roadmap Diversified Supply	EU Roadmap Diversified Supply	

Quelle: Öko-Institut e.V. auf Basis von: (EC, 2011; Nitsch et al., 2012b)

2.2. Basisdatensatz | Datenquellen und Annahmen

EE-Angebot und Profile

Das Angebot Erneuerbarer Energien wird für die unterschiedlichen Szenariojahre aus den oben genannten Quellen ermittelt. Im Szenario 2020b werden für den Ausbau der EE die Bundesländerziele angenommen (vgl. Jonck & Hodsman, 2012). Für die Szenariojahre 2050b und 2050c werden der Ausbau der Wind- und PV-Erzeugung auf der Basis der Leitstudie, unter Beibehaltung des Wind- zu PV-Verhältnisses, weiter fortgeschrieben. Dabei werden für das

Szenario 2050b 97 % EE und im Szenario 2050c 100 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch mit jeweils 10 % Speicherverlusten angenommen.

Die Einspeisepprofile der EE werden für das Szenariojahr 2020 auf der Basis mehrerer Quellen erstellt. Für das Laufwasserprofil wird das historische Einspeiseprofil der European Energy Exchange (EEX) Börse in Leipzig mit dem Laufwasserprofil des Übertragungsnetzbetreibers 50 Hertz aus dem Jahr 2011 verschnitten. Für die Einspeisung aus Onshore-Windanlagen wird das EEX Profil des Jahres 2011 verwendet und um den Effekt der aus einem (als über das Jahr konstant angenommenen) Zubau an Windenergieanlagen (WEA) entsteht, korrigiert. Auch das Offshore-Windprofil wird dementsprechend korrigiert und basiert auf den Daten des Übertragungsnetzbetreibers TenneT aus dem Jahr 2011. Für die Einspeisung aus Photovoltaik (PV)-Anlagen wird das Profil der Strombörse EEX aus dem Jahr 2011 verwendet und auch hier Zubaueffekte herausgerechnet.

Ab dem Jahr 2030 werden Wind-Einspeisepprofile verwendet, die einen verstärkten Ausbau von Schwachwindturbinen berücksichtigen. Dazu werden Profile auf Basis von Windgeschwindigkeiten und einem unterstellten WEA-Mix erstellt.

Für die Simulation des europäischen Netzes werden Einspeise- und Lastprofile der Übertragungsnetzbetreiber genutzt.

Last und Lastprofil

Für die jeweilige zu deckende Last in Deutschland in den unterschiedlichen Szenarien werden die Daten der BMU Leitstudie genutzt (Nitsch et al., 2012b, S. 69). Dabei wurden die Annahmen zum Nettostromverbrauch inkl. Netzverluste abzüglich der Wasserstoffproduktion und Speicherverlusten (diese werden in der Modellierung gesondert abgebildet) übernommen. Das Lastprofil für Deutschland basiert auf den Daten von entso-e für das Jahr 2011. Das Netzlastprofil wurde zusätzlich um neue Stromverbraucher wie Wärmepumpen und Elektroautos korrigiert.

Die Lastdaten für das europäische Ausland sind der Publikation „EU Energy trends to 2030“ der Europäischen Kommission entnommen und für 2050 linear weitergeführt worden (European Commission, 2010). Die unterstellten Lastprofile basieren auf den historischen Lastprofilen der Übertragungsnetzbetreiber.

Kraftwerkspark

Der für Deutschland angenommene Kraftwerkspark basiert im Wesentlichen auf der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur, 2014). Im Modell werden die einzelnen Kraftwerke blockscharf ausgewiesen. Ausgehend von diesem Kraftwerkspark wird für die verschiedenen Szenariojahre ein Kraftwerkspark erstellt, der sich durch die Stilllegung alter Kraftwerke im Vergleich zum Basiskraftwerkspark von 2012 unterscheidet. Dabei werden Kraftwerke stillgelegt die im entsprechenden Szenariojahr älter als 45 Jahre (Stein- und Braunkohle) bzw. älter als 40 Jahre (Gas- und Ölkraftwerke) sind. Kernkraftwerke werden entsprechend der aktuellen Planung der Bundesregierung stillgelegt. Somit schrumpft der Kraftwerkspark über die Szenariojahre erheblich. Dieser Effekt ist beabsichtigt, um den tatsächlichen Flexibilitätsbedarf (Flexibilität kann im Notfall auch durch den Zubau konventioneller Kraftwerke bereitgestellt werden) in den unterschiedlichen Szenarienwelten ermitteln zu können.

Die Daten für den Kraftwerkspark im europäischen Ausland wurden aus der Publikation „EU Energy trends to 2030“ der Europäischen Kommission übernommen und für 2050 linear weitergeführt (European Commission, 2010).

Pumpspeicherwerke

Die in Deutschland verfügbaren PSW inklusive dem ans deutsche Netz angeschlossene PSW Vianden in Luxemburg sind in der Modellierung berücksichtigt (siehe hierzu Kapitel 5.3.1).

Die Daten für die bestehenden und geplanten PSW im europäischen Ausland sind der Publikation „EU Energy trends to 2030“ der Europäischen Kommission übernommen und für 2050 linear weitergeführt (European Commission, 2010).

Europäisches Elektrizitätsnetz

Das unterstellte Elektrizitätsnetz basiert auf öffentlich erhältlichen Informationen der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), welche die Netzstrukturen in Europa skizzieren. Beim Ausbau des europäischen Netzverbundes wird zwischen den drei Unterszenarien „kein Netzausbau (2012er Netz)“, „minimaler Netzausbau“ und „maximaler Netzausbau“ unterschieden. Das Unterszenario „minimaler Netzausbau“ basiert auf den Angaben des Zehnjahresplans der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (Ten Year Network Development Plan, TYNDP) bzw. dessen linearer Fortschreibung bis 2050 (ENTSO-E 2014). Im Unterszenario „maximaler Netzausbau“ wird hingegen ausgehend vom TYNDP Netz der zusätzlich benötigte Netzausbau modellendogen bestimmt.

Sockellast

Als Sockellast wird in der Modellierung die Mindesterzeugung durch konventionelle Kraftwerke definiert. Ausgehend von einer Sockellast von 15 GW (2020) reduziert sich diese auf 10 GW (2030), 5 GW (2050a) und 0 GW (2050b und 2050c) ab. Die Sockellast kann von den folgenden Kraftwerkstypen bereitgestellt werden:

- Kernkraftwerke
- Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke
- Erdgaskraftwerke (Dampfkraftwerke und GuD-Kraftwerke)
- Blockheizkraftwerke (Erdgas, Biogas, Klärgas, Deponiegas)
- Biomasseheizkraftwerke
- Müllverbrennungsanlagen, Raffineriekraftwerke und Gichtgaskraftwerke

2.3. Modell PowerFlex

Das vom Öko-Institut entwickelte Strommarktmodell PowerFlex ist ein klassisches Kraftwerkeinsatzmodell, welches die einzelnen Elemente im Stromsystem wie Kraftwerke, Speicher und andere Flexibilitätsoptionen kostenminimal einsetzt, um den Stromverbrauch, den Verbrauch an Nah- und Fernwärme in KWK-Systemen sowie den Bedarf an Regelleistung zu decken. Die räumliche Systemgrenze umfasst Deutschland sowie dessen direkte Nachbarländer. Die zu minimierende Zielfunktion beinhaltet alle variablen Kosten (Grenzkosten) der einzelnen Elemente. Zahlreiche Nebenbedingungen bilden sowohl technische als energiewirtschaftliche Restriktionen ab. Das Kraftwerkeinsatzmodell PowerFlex ist als gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsmodell aufgebaut. Es setzt Stromerzeugungseinheiten und Speicher so ein, dass die Stromgestehungskosten minimiert werden. Energiewirtschaftliche Zusammenhänge, wie z. B. das An- und Abfahren von Kraftwerken oder die Bereitstellung von Regelleistung, werden über Nebenbedingungen im Modell berücksichtigt. Die Stromnachfrage, die Stromeinspeisung aus Must-run-Kraftwerken (z. B. Gichtgas, Müllverbrennung) sowie die mögliche Stromeinspeisung aus

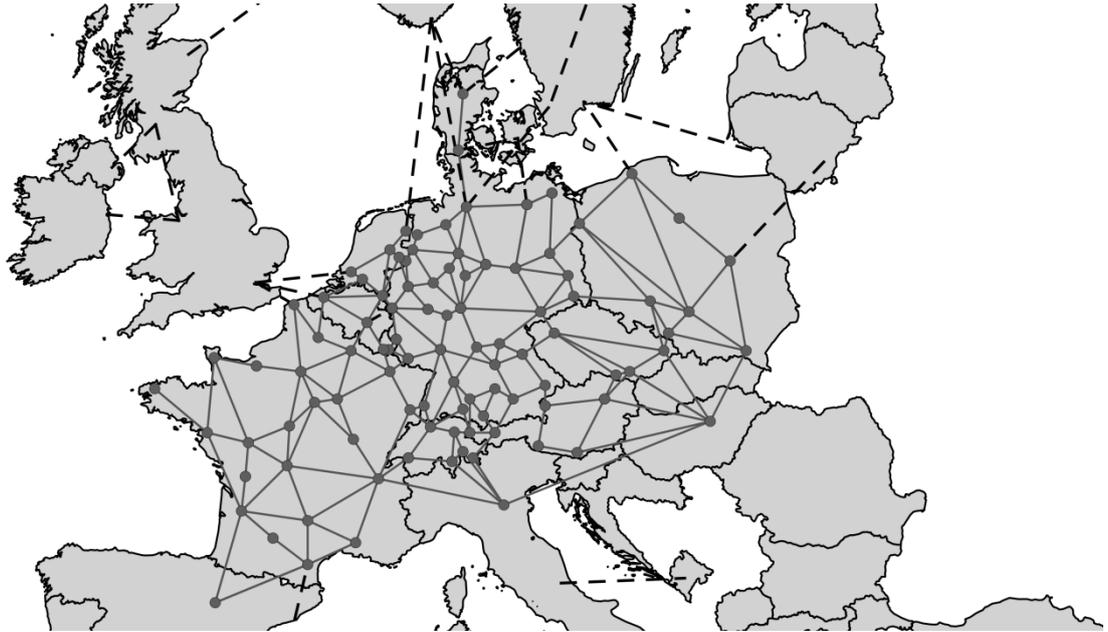
Wasser-, Wind- und Photovoltaikanlagen und das anfallende Biogas und Klärgas werden exogen in einer stündlichen Auflösung vorgegeben (perfect foresight). Die tatsächlich in das Stromsystem integrierbare Strommenge aus Wasser-, Wind-, Biogas- und Photovoltaikanlagen wird hingegen modellendogen bestimmt und hängt direkt von der verfügbaren Flexibilität im System und der installierten Speicherkapazität ab. Die Modellierung findet dabei für Deutschland statt. Die Nachbarländer sind über eine Modellierung des Imports und des Exports eingebunden. Dabei wird ein vereinfachter Kraftwerkspark pro Nachbarland und die lokale Nachfrage angenommen. (Bauknecht et al., 2013)

Eine detaillierte Beschreibung des Modells PowerFlex findet sich im Anhang (Kapitel 10.1).

2.4. Modell Energynautics

Das Energynautics Netzmodell wurde im Jahr 2009 entwickelt und seither immer weiter verbessert. Das Modell kann sowohl als Gleichstrom- als auch als Wechselstrom-Lastflussmodell genutzt werden. In dieser Studie wird es als Gleichstrom-Lastflussmodell (DC Modell) genutzt. Das Modell erstreckt sich über das gesamte ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) Netzgebiet, welches sowohl Kontinental-Europa als auch die Skandinavische Halbinsel und Großbritannien und Irland einschließt. Die Skandinavische Halbinsel und Großbritannien und Irland sind über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ-Leitungen) an das kontinentaleuropäische Netz angeschlossen. Das Netzmodell ist ausschließlich auf Basis frei zugänglicher Daten erstellt (z.B. Netzkarten, Bevölkerungsstatistiken, etc.). Das Hauptaugenmerk liegt bei dieser Studie auf dem deutschen Hochspannungsnetz und dessen Anbindung an die Nachbarländer, daher sind nur das deutsche Netz und die Netze der Nachbarländer detailliert nachgebildet. Weiter entfernte Länder und Regionen, wie beispielsweise die Iberische Halbinsel, werden durch einen Knoten repräsentiert. Das deutsche Netzmodell umfasst 36 Knoten und 96 Leitungen, davon sind 21 Leitungen grenzüberschreitend mit einem Knoten in einem der Nachbarländer verbunden. Die Ausdehnung des Netzmodells ist in Abbildung 2-1 dargestellt.

Abbildung 2-1: Europäisches Netzmodell



Quelle: Energynautics GmbH

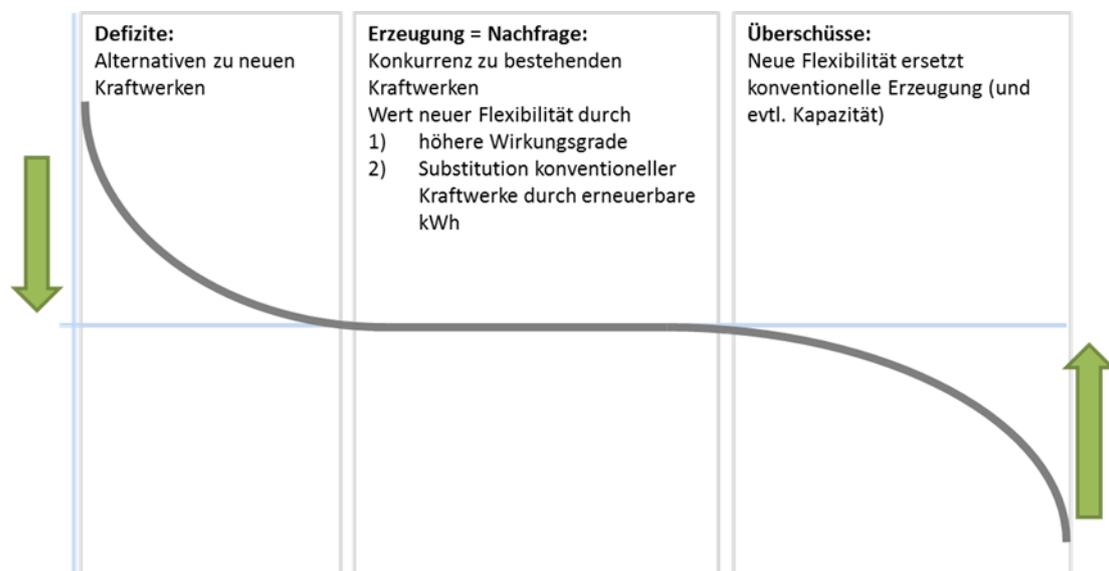
Das Modell ist keine exakte Nachbildung des Netzes, sondern aggregiert benachbarte Knoten und parallele Leitungen. Dabei werden Netzknoten dort zusammengefasst, wo ein hoher Verbrauch und hohe Erzeugerkapazitäten installiert sind. Die aggregierten Leitungen sind in ihrer Belastbarkeit entsprechend der parallelen Leitungen dimensioniert. Die grenzüberschreitenden Leitungen sind in ihrer tatsächlichen Auslegung im Modell hinterlegt, um Effekte die durch Handel und Austausch zwischen den Ländern auftreten, zu berücksichtigen.

3. Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromsystem

3.1. Definition Flexibilität und Flexibilitätsbedarf

Zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien in das Energiesystem entsteht ein erhöhter Bedarf an Flexibilität. Einerseits wird der Flexibilitätsbedarf durch die Leistung in Megawatt (MW) und die Energiemenge in Megawattstunden (MWh) bestimmt, die jeweils benötigt wird, um zu jeder Zeit die Nachfrage zu decken (Defizite). Andererseits besteht Bedarf an Flexibilität, wenn das Angebot an erneuerbaren Energien nicht vollständig genutzt werden kann (Überschüsse). Überschüsse sollten möglichst effizient genutzt werden. Zusätzliche Flexibilität kann auch eingesetzt werden, um die Nachfrage effizienter zu decken, also bestehende Flexibilität zu ersetzen. Diese grundlegenden Funktionen von Flexibilität sind in Abbildung 3-1 schematisch anhand einer geordneten Jahresdauerlinie der Defizite und Überschüsse dargestellt.

Abbildung 3-1: Unterschiedliche Funktionen von Flexibilität



Quelle: Öko-Institut e.V.

Der Flexibilitätsbedarf kann zusätzlich über Gradienten der Residuallastkurve beschrieben werden. Da das Modell PowerFlex jedoch in stündlicher Auflösung betrieben wird (vgl. Kapitel 2.3) und angenommen wird, dass Herausforderungen für das Energiesystem aufgrund von steilen Residuallastgradienten eher im unterstündlichen Bereich auftreten, stehen diese nicht im Fokus der Untersuchung.

Modelltechnisch werden Defizite im Stromsystem über ein Notkraftwerk abgebildet. Dieses geht dann in Betrieb, wenn die zur Verfügung stehende Erzeugungsleistung die Nachfrage nicht decken kann. Überschüsse werden vom Modell PowerFlex ausgewiesen, wenn das EE-Angebot nicht vollständig genutzt werden kann.

Die Hauptergebnisindikatoren in den Modellberechnungen sind Defizite (in MW und MWh), Überschüsse (in MWh), Gesamtkosten der Stromerzeugung und die resultierenden CO₂-Emissionen. Die folgende Tabelle definiert die genannten Ergebnisindikatoren.

Tabelle 3-1: Definition der Ergebnisindikatoren

Ergebnisindikator	Definition	Einheit
Defizit	Defizite werden als maximal fehlende Leistung im Stromsystem [MW] bzw. fehlende Erzeugung [MWh] definiert. Modelltechnisch wird das Defizit über ein Notkraftwerk abgebildet, welches dann anspringt, wenn die Nachfrage mit den unterstellten Erzeugungsoptionen im System nicht gedeckt werden kann.	<i>[MW] maximal fehlende Leistung</i> <i>[MWh] pro Jahr</i>
EE-Überschuss	Aufgrund der geringen Grenzkosten der EE werden diese bevorzugt zur Lastdeckung eingesetzt. Übersteigt das EE-Angebot die Nachfrage oder wird EE-Erzeugung durch Must-Run-Kraftwerke verdrängt, kann nicht das gesamte EE-Angebot genutzt werden. Die Menge des nicht genutzten EE-Angebots pro Jahr wird als Überschuss definiert. Berücksichtigt werden Laufwasser, Windkraft, Photovoltaik und feste Biomasse.	<i>[MWh] pro Jahr</i>
Stromgestehungskosten	Die Stromgestehungskosten sind hier als die variablen Kosten der Stromproduktion definiert. Relevant sind dabei insbesondere Kosten für CO ₂ -Emissionen und Brennstoffe. Jedoch sind auch weitere Kosten für Schmiermittel etc. berücksichtigt. Die Stromgestehungskosten werden für ein gesamtes Jahr aufaddiert. Bei den variablen Stromgestehungskosten werden Investitionskosten und weitere Fixkosten nicht berücksichtigt.	<i>[€] pro Jahr im Szenarienvergleich</i>
CO ₂ -Emissionen	Die CO ₂ -Emissionen werden aus den brennstoffspezifischen CO ₂ -Emissionen und der Stromproduktion aus den einzelnen Brennstoffen berechnet.	<i>[Tonnen CO₂] pro Jahr im Szenarienvergleich</i>

Quelle: Öko-Institut e.V.

3.2. Modellierungsergebnisse – Flexibilitätsbedarf

Mit Fokus auf den Stromsektor wurde mit dem Kraftwerkseinsatzmodell PowerFlex der Flexibilitätsbedarf in Deutschland für die Szenariojahre 2020, 2030 und 2050 berechnet.

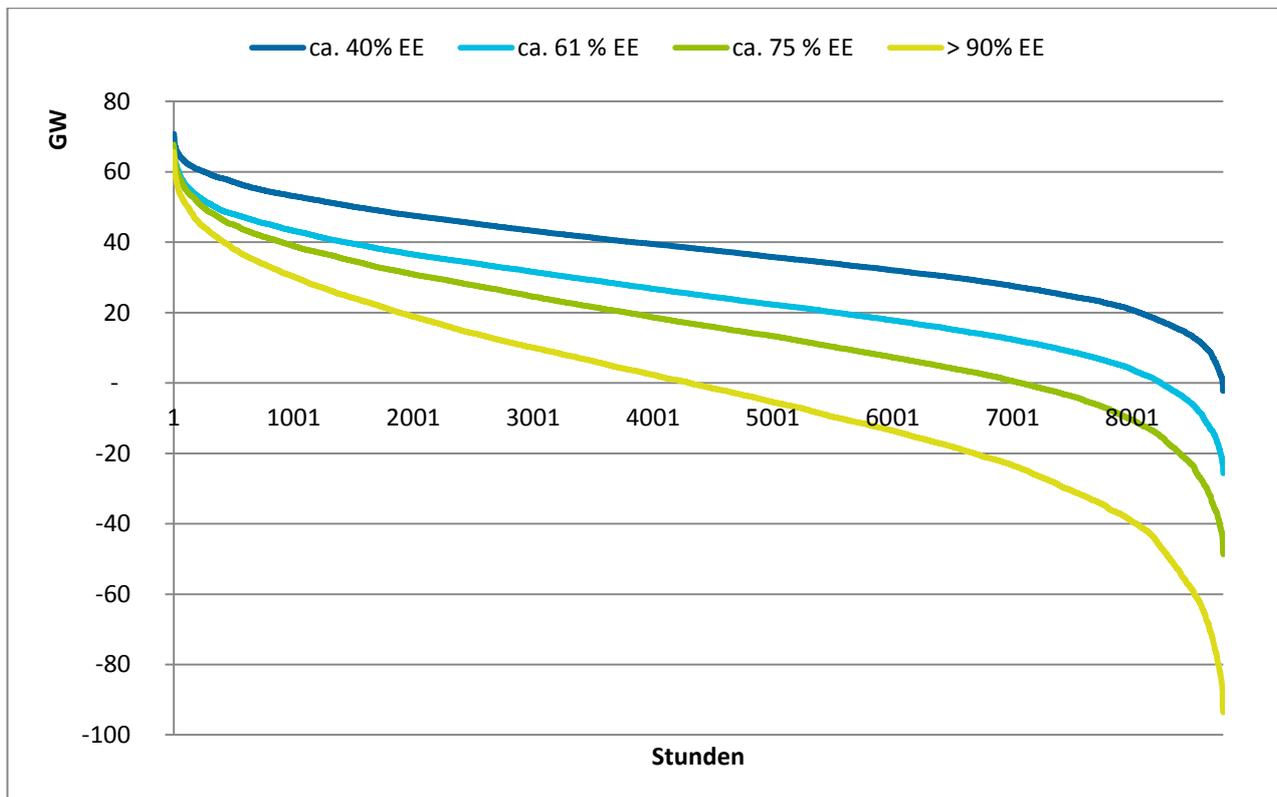
3.2.1. Bedarf an Erzeugungsleistung bei steigendem EE-Anteil

Der Bedarf an flexibler Leistung nimmt mit steigendem EE-Anteil im System nur geringfügig ab. Diese hohen Leistungen werden jedoch in immer weniger Stunden des Jahres benötigt.

Die in Kapitel 2.1 beschriebenen Szenarien weisen verschiedene EE-Anteile an der Gesamtstromproduktion auf. Die in Abbildung 3-2 dargestellte Dauerlinie der Residuallast (Nachfrage minus EE-Erzeugung in jeder Stunde) für verschiedene EE-Anteile zeigt, dass die residuale Spitzenlast zwischen einem Szenario mit 40 % EE und über 90 % EE nur geringfügig abnimmt. Sie liegt zwischen 60 und 70 GW. Das bedeutet, dass dem Stromsystem eine flexible Leistung von 60 bis

70 GW zur Verfügung stehen muss. Diese Leistung kann durch Speicherturbinen, Lastmanagement und andere Flexibilitätsoptionen, aber auch konventionelle Kraftwerken bereitgestellt werden. Dabei gilt es zu beachten, dass die residuale Spitzenlast in allen Szenarien nur in wenigen Stunden des Jahres auftritt. Vorhandene Kraftwerke und Pumpspeicherwerke werden in dieser Darstellung nicht berücksichtigt.

Abbildung 3-2: Jahresdauerlinie der Residuallast (Last minus EE-Angebot und Must-Run-Kraftwerke) für verschiedene EE-Anteile an der Stromproduktion



Quelle: Öko-Institut e.V.

3.2.2. Veränderung des Flexibilitätsbedarfs bei steigenden EE-Anteilen

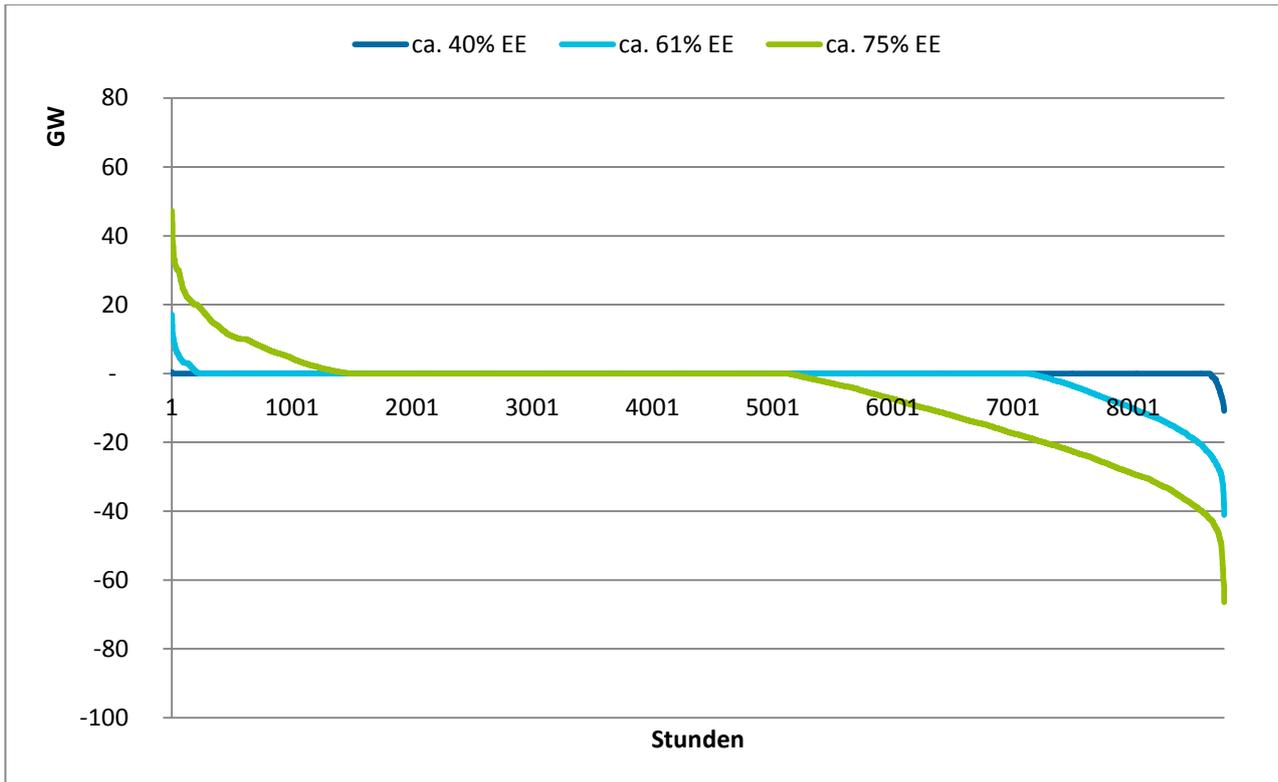
Der Flexibilitätsbedarf (Defizite und Überschüsse) steigt mit steigendem EE-Anteil an der Stromerzeugung. Zusätzliche Flexibilitätsoptionen im System sind aber erst über 40 % EE-Anteil notwendig.

Unter Berücksichtigung der heute vorhandenen Kraftwerke und Pumpspeicherwerke und der Sterbekurve der Kraftwerke wird der Flexibilitätsbedarf für die Jahre 2020 (40 % EE), 2030 (60 % EE) und 2050 (75 % EE) ermittelt. Der vorhandene Kraftwerkspark wird hier also im Modell soweit möglich flexibel eingesetzt, um Defizite und Überschüsse zu reduzieren.

Abbildung 3-3 zeigt, dass mit steigendem EE-Anteil auch der Flexibilitätsbedarf steigt. Sowohl die fehlende und überschüssige Leistung als auch die fehlende und überschüssige Energiemenge steigt an.

Im Szenariojahr 2020 (mit ca. 40 % EE-Anteil) kommt es zu keinen Defiziten, die Nachfrage kann also ohne zusätzliche flexible Kapazität zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden. Es entstehen jedoch geringfügige Überschüsse. Im Szenariojahr 2030 mit ca. 60 % EE-Anteil sind die Defizite charakterisiert durch eine hohe Leistung, die jedoch nur in ca. 150 Stunden des Jahres auftreten. Dadurch sind die „fehlenden“ Energiemengen sehr gering. In diesem Szenario kommt es zu relevanten Überschüssen, die aber wiederum durch eine hohe Spitzenleistung im Verhältnis zur überschüssigen Energiemenge charakterisiert sind. Im Szenariojahr 2050 mit ca. 75 % EE-Anteil werden nun auch die Energiedefizite relevanter, aber auch die fehlende Leistung verdoppelt sich.

Abbildung 3-3: Defizite und Überschüsse bei steigenden Anteilen EE



Quelle: Öko-Institut e.V.

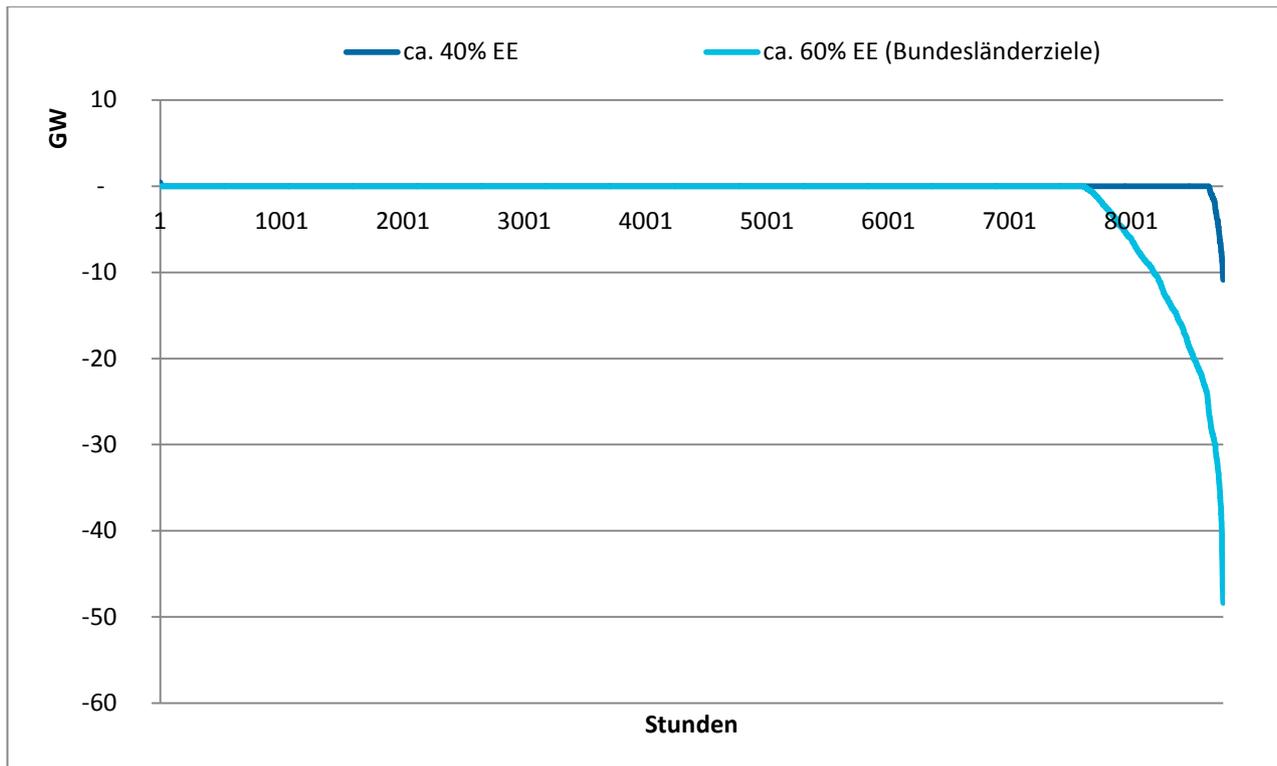
Insgesamt kann festgestellt werden, dass in allen Szenarien die Energieüberschüsse die Energiedefizite übersteigen. Dies bedeutet, dass – stunden ideale Speicheroptionen zur Verfügung – die Defizite in jeder Stunde gedeckt werden könnten. Zudem zeigt sich, dass auf der Defizitseite insbesondere die fehlende Leistung der dominierende Effekt ist. Bei den Überschüssen ist festzustellen, dass ein Großteil der überschüssigen Leistung nur in wenigen Stunden des Jahres auftritt.

3.2.3. Auswirkungen der ambitionierten Bundesländerziele auf den Flexibilitätsbedarf

Werden die EE gemäß der Bundesländerziele schneller ausgebaut, so entstehen im Jahr 2020 bereits erhebliche Überschüsse, da noch viele und relativ unflexible konventionelle Kraftwerke in Betrieb sind. Der schnellere Ausbau der EE führt aber auch zu einer zusätzlichen Reduktion der variablen Stromgestehungskosten um ca. 27 % sowie einer Reduktion der CO₂-Emissionen um ca. 31 %.

Die Bundesländerziele erhöhen den betrachteten EE-Anteil am Bruttostromverbrauch bereits für das Szenariojahr 2020 von 40 % auf 60 %. Mit dem vorhandenen Kraftwerkspark und Pumpspeicherwerken treten entsprechend auch bei einem verstärkten Ausbau der EE-Erzeugungskapazitäten gemäß der Länderziele bis zum Jahr 2020 keine Defizite auf. Jedoch würde ein solcher Ausbau zu Überschüssen führen, die in einem ähnlichen Ausmaß ansonsten erst im Jahr 2030 auftreten würden. Ohne einen Rückgang der konventionellen Kraftwerke und der resultierenden Sockellast werden bei einem solchen Ausbau also große Energiemengen nicht genutzt.

Abbildung 3-4: Flexibilitätsbedarf im Szenariojahr 2020 bei EE-Ausbau nach Länderzielen



Quelle: Öko-Institut e.V.

4. Möglichkeiten zur Reduktion des Flexibilitätsbedarfs

Bevor im Detail diskutiert wird, wie der im vorangegangenen Kapitel dargestellte Flexibilitätsbedarf gedeckt werden kann, geht es zunächst darum, wie der Flexibilitätsbedarf reduziert werden kann. Neben den hier dargestellten technischen Optionen ist diese Frage auch für die Gestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen relevant (siehe Kapitel 9). Dabei ist zu berücksichtigen, dass der im Modell ermittelte Flexibilitätsbedarf den „technischen“ Flexibilitätsbedarf angibt, d.h. alle Rahmenbedingungen bereits optimal gestaltet sind.

4.1. Durch Abregelung erneuerbarer Energien

Die Abregelung von Erneuerbaren Energien zu Zeiten einer Spitzenerzeugung kann dazu führen, dass potenzielle Überschüsse nicht auftreten. Bevor jedoch EE abgeregelt werden und somit zur Verfügung stehende Energie nicht genutzt wird, sollte geprüft werden, ob diese Energie nicht durch Speicherung oder Umwandlung in anderen Energiesektoren genutzt werden kann (Wärme bzw. Gas). Eine ökonomische Herausforderung dabei ist, dass die Überschüsse nur geringe „Volllaststunden“ haben und entsprechende Kapazitäten zur Aufnahme dieser Überschüsse mithin eine geringe Auslastung aufweisen. Die Abregelung von EE ist ein zentrales Ergebnis der Modellierung nach dem alle anderen Flexibilitätsoptionen eingesetzt wurden. Die Ergebnisse sind in Kapitel 8 zu finden.

4.2. Durch Schwachwindturbinen und Ost-West-ausgerichtete PV-Anlagen

Der Flexibilitätsbedarf ist maßgeblich von der fluktuierenden EE-Einspeisung abhängig und lässt sich durch eine Verstetigung der Einspeisung aus EE reduzieren.

Windkraftanlagen können dazu einen Beitrag leisten, wenn sie zu Zeiten mit geringer Windgeschwindigkeit mehr Energie erzeugen und auf der anderen Seite geringere Spitzen im Erzeugungsprofil erzeugen. Dies kann durch eine Vergrößerung der Rotorfläche in Relation zur Generatorleistung erreicht werden. Anlagen mit einer solchen Auslegung werden auch als Schwachwindanlagen bezeichnet (vgl. hierzu (Wimmer, 2014)).

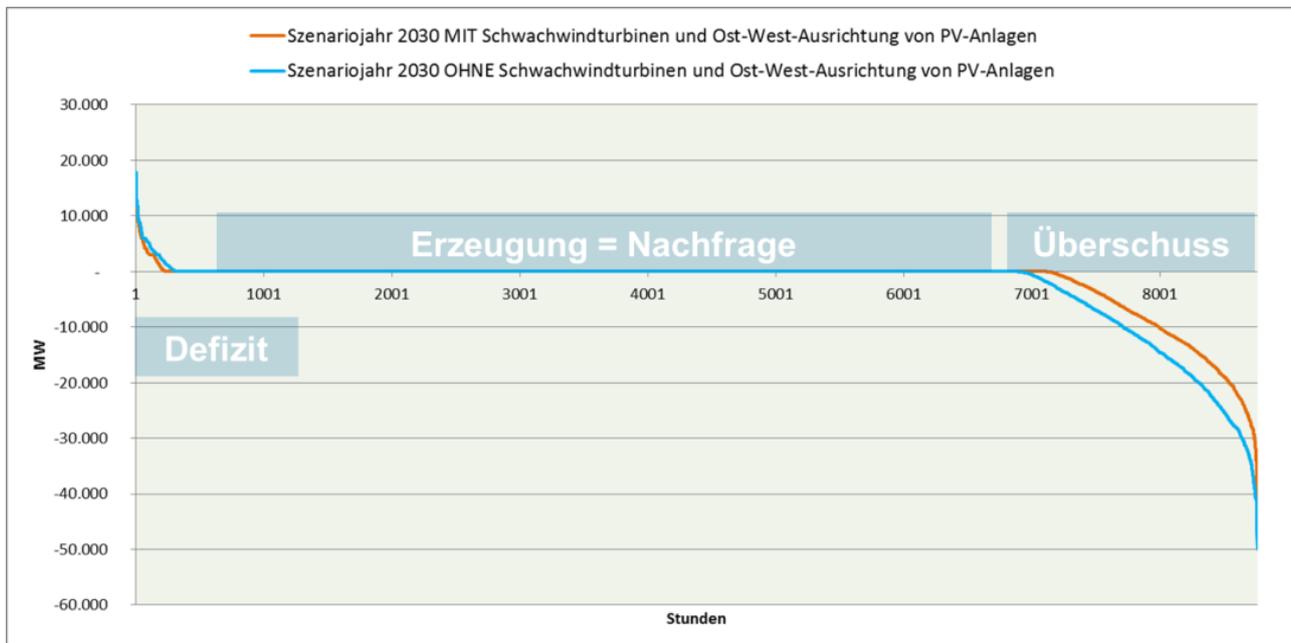
PV-Anlagen können bei Sonnenhöchststand am meisten Strom produzieren. Auch hier könnte ein Beitrag zur Reduktion des Flexibilitätsbedarfs erreicht werden, wenn nicht alle Anlagen nach Süden ausgerichtet sind, sondern teilweise nach Osten oder Westen. Solche Anlagen würden ihre Einspeisespitze vor oder nach Sonnenhöchststand erreichen und in den Stunden nach Sonnenaufgang bzw. kurz vor Sonnenuntergang mehr Strom einspeisen.

Für die Modellierung wird angenommen, dass ab dem Jahr 2030 ein Anteil der Windenergieanlagen aus Schwachwindanlagen bestehen sowie ein Anteil der PV-Anlagen nach Osten bzw. Westen ausgerichtet sind. Dabei wurde jedoch vereinfachend festgelegt, dass die erzeugte Energiemenge im Szenariojahr nicht verändert wird. Lediglich das Einspeiseprofil wurde verändert. Um diese Modellierungsannahmen erfüllen zu können, müssten in der Realität insgesamt mehr PV und Wind-Einzelanlagen vorhanden sein. Während nicht von einem Platzmangel auf Ost- bzw. Westdächern ausgegangen werden muss, kann das Standortangebot für Windenergieanlagen einen limitierenden Faktor darstellen.

Die Modellierung zeigt, dass unter den obigen Annahmen Effekte sowohl auf der Defizitseite als auch bei den Überschüssen zu erkennen sind. Erneuerbare Überschüsse reduzieren sich in Bezug auf die Leistung als auch auf die Energiemenge. Aber auch die Defizite werden geringer. Diese Analyse zeigt, dass ein Einsatz von Schwachwindturbinen sowie von Ost-West-ausgerichteten PV-Anlagen einen Beitrag zur Minderung des Flexibilitätsbedarfs leisten kann. Entsprechende Anreize

für die Investition in solche Anlagen sollten in den einschlägigen Fördermechanismen gesetzt werden.

Abbildung 4-1: Veränderung Defizite und Überschüsse durch Schwachwindturbinen und Ost-West-ausgerichteten PV-Anlagen.



Quelle: Öko-Institut e.V.

4.3. Reduktion des Flexibilitätsbedarfs durch Reduktion der Sockellast

Um die Auswirkung einer reduzierten Sockellast auf den Flexibilitätsbedarf quantifizieren zu können, wird eine Flexibilisierung der KWK-Stromproduktion und eine Variation der Systemdienstleistungs(SDL)-bedingten Sockellast vorgenommen. Die Auswirkung der KWK auf den Flexibilitätsbedarf lässt sich anhand eines Vergleichs der Ergebnisse einer rein wärmegeführten Fahrweise mit den Ergebnissen einer mit Hilfe von Wärmespeichern flexibilisierten Stromproduktion analysieren. Es wurde angenommen, dass die maximale Wärmeproduktion der KWK-Anlagen für 2 Stunden gespeichert werden kann. Das führt zu einer elektrischen Speicherkapazität von ca. 71 GWh in 2020, ca. 76 GWh in 2030 und ca. 66 GWh im Szenariojahr 2050. Die SDL-bedingte Sockellast wurde ausgehend vom heutigen Niveau (FGH, 2012) von 20 GW bis 5 GW in 5 GW-Schritten reduziert. Die SDL-bedingte Sockellast kann im Wesentlichen durch die nachfolgenden Maßnahmen reduziert werden (Grünwald et al., 2012):

- Bereitstellung von Regelleistung durch Optionen mit geringer bzw. ohne technische Mindestleistung (z.B. Speicher, EE-Kraftwerke, Lastmanagement),
- Ausweitung der europäischen Kooperation zur Verstärkung der transeuropäischen Regelzone,
- Stärkung des Intra-Day Marktes und Verbesserung der Prognosegenauigkeit der EE-Erzeugung, um den Regelleistungsbedarf zu reduzieren.

Tabelle 4-1 zeigt einen Überblick über die Ergebnisse der Variation von KWK-Fahrweise und Höhe der SDL-bedingten Sockellast für die drei betrachteten Szenariojahre. Dargestellt sind der absolute Wert des nicht integrierten fluktuierenden EE-Stroms in TWh sowie dessen relativer Anteil am insgesamt zur Verfügung stehenden fluktuierenden EE-Strom.

Tabelle 4-1: Nicht integrierter fluktuierender EE-Strom bei Änderung der Sockellast und Flexibilisierung der KWK-Anlagen

SDL bedingte Sockellast	KWK	2020		2030		2050	
		TWh	Anteil (%)	TWh	Anteil (%)	TWh	Anteil (%)
20 GW	unflexibel	3,97	2,18	35,06	12,39	68,15	18,19
	flexibel	1,54	0,84	25,65	9,07	66,32	17,70
15 GW	unflexibel	1,10	0,60	18,87	6,67	42,43	11,32
	flexibel	0,27	0,15	12,54	4,43	39,94	10,66
10 GW	unflexibel	0,22	0,12	9,06	3,20	23,96	6,39
	flexibel	0,00	0,00	5,16	1,83	22,16	5,91
5 GW	unflexibel	0,05	0,03	3,48	1,23	11,87	3,17
	flexibel	0,00	0,00 %	1,57	0,55	10,78	2,88

Quelle: Öko-Institut e.V.

Für das Szenariojahr 2020 konnte bereits mit einer Flexibilisierung der KWK oder einer SDL-bedingten Sockellast von 15 GW der nicht integrierte EE-Stromanteil auf einen Wert kleiner 1 % reduziert werden (vgl. Tabelle 4-1). Weitere Reduktionen der SDL-bedingten Sockellast oder eine KWK-Flexibilisierung bei einer SDL-bedingten Sockellast von weniger als 20 GW zeigen nur noch einen geringen zusätzlichen Effekt. Während im Szenariojahr 2020 eine Flexibilisierung der KWK und eine Reduktion der SDL-bedingten Sockellast auf 15 GW einen ähnlichen Effekt bewirken, kann in 2030 mit einer Reduktion der SDL-bedingten Sockellast auf 15 GW im Vergleich zur KWK Flexibilisierung die EE-Abregelung deutlich stärker reduziert werden. Im Szenariojahr 2050 verstärkt sich dieser Effekt noch. Das kann primär auf die Zunahme von langen Zeiträumen mit EE-Überschuss zurückgeführt werden. Hier kann die KWK aufgrund ihres begrenzten Speichers die EE-Überschüsse nicht durchgehend reduzieren.² Für 2050 liegt ein weiterer Grund bei der Abnahme der KWK-Kapazitäten. In 2050 können auch bei einer Reduktion der SDL-bedingten Sockellast auf 5 GW und einer Flexibilisierung der KWK ca. 11 TWh EE-Strom nicht integriert werden.

² Eine Flexibilisierung der KWK kann jedoch – im Gegensatz zur Reduktion der SDL-bedingten Sockellast – auch zu Defizitzeiten zur Problemlösung beitragen.

Es konnte gezeigt werden, dass eine Reduktion der Sockellast in großem Umfang zur Integration von EE-Strom beitragen und somit den verbleibenden Flexibilitätsbedarf reduzieren kann. Da die direkte Verwendung der erneuerbaren Energien gegenüber einer mit Verlusten behafteten Verlagerung effizienter ist, sind Maßnahmen zur Sockellastreduktion besonders lohnenswert.

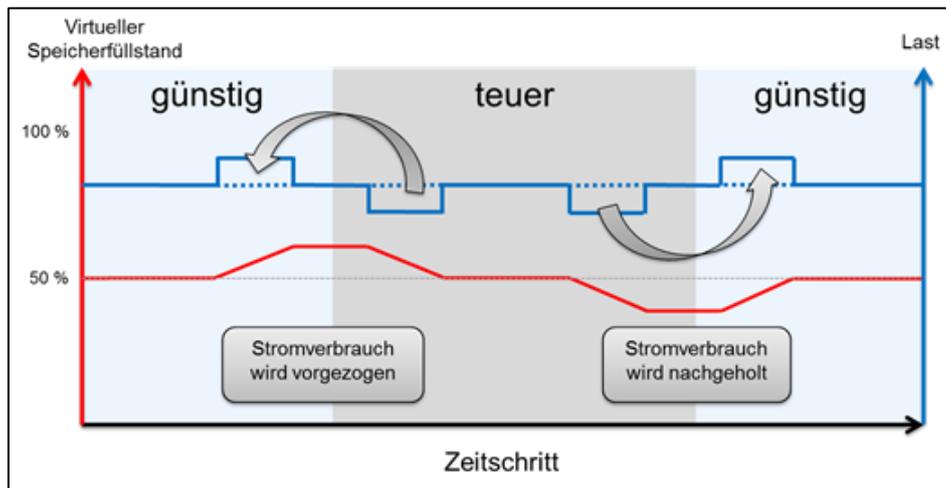
5. Flexibilitätsoptionen und deren Potenziale in Deutschland

Es stellt sich die Frage, wie der im vorherigen Kapitel 3 analysierte und ggf. durch die Maßnahmen in Kapitel 4 reduzierte Flexibilitätsbedarf gedeckt werden kann. Im Folgenden werden mögliche Optionen und deren Potenziale für die unterschiedlichen Szenariojahre dargestellt.

5.1. Lastmanagement

Unter dem Sammelbegriff ‚Lastmanagement‘ wird die Option beschrieben, die Last der Erzeugung anzupassen. Dies umfasst eine Lastverlagerung sowie auch eine temporäre Lastreduktion einzelner Verbraucher. Während bei der Lastverlagerung der Stromverbrauch zeitlich verlagert wird, in Summe aber konstant bleibt (vgl. Abbildung 5-1), kommt es bei der Lastreduktion zu Produktionsausfällen oder Komforteinbußen, da der Stromverbrauch nicht nachgeholt wird. In der vorliegenden Untersuchung wird lediglich die Lastverlagerung betrachtet, vor allem da die Opportunitätskosten der Lastreduktion in diesem Rahmen nicht bewertet werden können.

Abbildung 5-1: Schematische Darstellung der Lastverlagerung



Quelle: Öko-Institut e.V.

In dieser Potenzialerhebung wurden Möglichkeiten des Lastmanagements in den Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, Industrie und bei der Elektromobilität untersucht.

5.1.1. Lastmanagement in Haushalten

Das Potenzial zur zeitlichen Verlagerung von Stromverbrauch in Haushalten wird in verschiedenen Studien untersucht (vgl. Apel et al., 2012; B.A.U.M. Consult GmbH, 2012; Klobasa, 2007). Relevante Anlagen sind demnach vor allem Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen, Trockner und Kühl-Gefrierschränke sowie Wärmepumpen und elektrische Warmwasserboiler. Das Lastmanagementpotenzial in Haushalten kann in zwei Kategorien gegliedert werden:

- Allgemeine Lastverlagerung: Beschreibt eine Form der Lastverlagerung bei der die im Haushalt anwesenden Personen manuell – beispielsweise auf Preissignale – reagieren und ihre Haushaltsgeräte dementsprechend schalten oder vorprogrammieren.
- Lastverlagerung bei Anlagen: Anlagen, die automatisch betrieben werden und über einen thermischen Speicher verfügen (Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und Warmwasserboiler), können ferngesteuert ihre Last verlagern.

Die Potenziale für diese beiden Kategorien werden in den folgenden Kapiteln dargestellt.

5.1.1.1. Manuelle Steuerung

Da in theoretischen Potenzialstudien Akzeptanzprobleme der Haushalte und eingeschränkte Möglichkeiten der Haushalte für eine manuelle Steuerung von Geräten kaum berücksichtigt werden, stützt sich die vorliegende Untersuchung nicht auf solche Studien. Aufbauend auf diesen theoretischen Studien wurden jedoch diverse Feldtests in Deutschland durchgeführt, deren Ergebnisse hier genutzt werden. Die Projektfamilie E-Energy mit sechs Modellregionen nimmt dabei aufgrund der großen Anzahl der Feldtestteilnehmer eine herausragende Stellung in Deutschland ein. Ergebnisse der Feldversuche sind seit Mitte 2012 verfügbar (B.A.U.M. Consult GmbH, 2012). Die Ergebnisse der Feldtests der E-Energy-Projekte werden dazu auf Deutschland hochgerechnet.

Die in Feldversuchen ermittelten verlagerbaren Strommengen liegen in einem Bereich von 5 bis 13 % der momentanen Last (vgl., B.A.U.M. Consult GmbH, 2012; Fichtner et al., 2012). Da an diesen Feldtest ausschließlich Freiwillige und interessierte Personen teilgenommen haben, wird angenommen, dass die Ergebnisse dieser Feldtests eine obere Grenze der Flexibilität von Haushalten darstellen und im bundesdeutschen Durchschnitt die Effekte geringer ausfallen. Daher wird in den weiteren Betrachtungen die untere Grenze des ermittelten Bereichs (5 %) verwendet. Es wird weiter angenommen, dass in den Nachtstunden (22:00 h bis 06:00 h) keine manuelle Lastverlagerung möglich ist. Am Ende des Tages ist damit der Betrieb aller Geräte nachgeholt.

Das stündlich aufgelöste Lastprofil von Haushalten in Deutschland wird über den Jahresstromverbrauch und das Standardlastprofil für Haushalte berechnet. Der Jahresstromverbrauch von Haushalten in Deutschland betrug im Jahr 2010 141,7 TWh (AG Energiebilanzen e.V., 2010). Der Verbrauch wurde mit den Effizienzpfaden der BMU Leitstudie (Nitsch et al., 2012b) für die Szenariojahre 2020, 2030 und 2050 fortgeschrieben.

Tabelle 5-1: Jahresverbrauch der Haushalte in TWh nach Jahren

Jahr	2010	2020	2030	2050
Jahresverbrauch Haushalte in TWh	141,7	129,6	117,6	100,5

Quelle: Eigene Berechnungen auf der Basis von (AG Energiebilanzen e.V., 2010; Nitsch et al., 2012b)

Die Anzahl der Haushalte, die an einem manuellen Lastmanagement durch variable Tarife teilnehmen, wird auf der Basis der Sinus Milieus, wie sie in der acatech Studie ‚Future Energy Grid‘ (Appelrath et al., 2012, S. 264) beschrieben sind, ermittelt. Für die Modellierung werden die in der folgenden Tabelle 5-2 aufgeführten Teilnahme-Anteile angenommen (auf der Basis von Appelrath et al., 2012, S. 285):

Tabelle 5-2: Anteil der Haushalte die ihren Verbrauch manuell steuern nach Jahren

Jahr	2020	2030	2050
Anteil Haushalte die ihren Verbrauch manuell steuern [%]	14	30	61

Quelle: Eigene Berechnungen auf der Basis von (Appelrath et al., 2012)

5.1.1.2. Automatische Steuerung von Wärmepumpen

Eine Wärmepumpe erhöht das Temperaturniveau der verfügbaren Wärmeenergie beispielsweise aus dem Erdreich, so dass eine technische Nutzung der Wärmeenergie möglich ist. Zur Heizung von Gebäuden kann so zum Beispiel die umgebende Erdwärme genutzt werden. Die benötigte Energie zum Betrieb von Wärmepumpen muss zugeführt werden und ist umso niedriger, je geringer die Differenz zwischen der verfügbaren Wärmeenergie und der Zieltemperatur ist. Zusätzliche Wärmepumpen sind zunächst eine zusätzliche Last im Stromsystem. Aus diesem Grund stellen sie nicht unbedingt zusätzliche Flexibilität bereit. Gegebenenfalls können sie durch ihre Flexibilität lediglich ihren spezifischen Strommix optimieren und fossile Brennstoffe im Wärmesektor ersetzen.

Das Lastmanagement von Wärmepumpen wird durch einen Pufferwärmespeicher ermöglicht. Da die Wärmenachfrage zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden muss, wird die Flexibilität der stromgeführten Wärmepumpenlasten über die Speichergröße bestimmt. (Nabe & Seefeldt, 2011) berichten, dass der Stromverbrauch von Wärmepumpen in Deutschland im Jahr 2010 etwa 2,8 TWh betrug. Insgesamt waren im Jahr 2009 in Deutschland ca. 345.000 Wärmepumpen mit einer elektrischen Leistung von ca. 1,4 GW installiert (Nabe & Seefeldt, 2011, S. 18). Dies entspricht einer spezifischen Wärmepumpenleistung von rund 4 kW. Die Vollaststundenzahl bei Wärmepumpen betrug somit ca. 2.030 Stunden. Eigene Recherchen zu gängigen Systemauslegungen bei Wärmepumpen zeigen, dass die Speicherzeit von Pufferspeichern ca. 3 Stunden beträgt. Bei durchschnittlich 4 kW Leistung beträgt die Speicherkapazität somit pro Anlage 12 kWh. Das Wärmelastprofil privater Haushalte wurde in Anlehnung an das Standardlastprofil für Erdgas und aus Verbrauchsdaten einzelner Fernwärmenetze ermittelt.

In (Nitsch et al., 2012a) wurde für verschiedene Szenariojahre der Stromverbrauch und die durchschnittliche Arbeitszahl von Wärmepumpen abgeschätzt. Die Werte für die Jahre 2020, 2030 und 2050 sind in Tabelle 5-3 aufgeführt.

Tabelle 5-3: Annahmen für Stromverbrauch und Arbeitszahl von Wärmepumpen nach Szenariojahren

Szenariojahr	Stromverbrauch [TWh]	Arbeitszahl
2020	7,1	3,45
2030	11,3	3,65
2050	14,4	3,80

Quelle: (Nitsch et al., 2012a)

5.1.1.3. Automatische Steuerung von Nachtspeicherheizungen

Nachtspeicherheizungen (NSH) wandeln Strom in Niedertemperaturwärme um. Sie bestehen zumeist aus mehreren Einzelspeicherheizgeräten in verschiedenen Räumen. In jedem Einzelgerät werden durch einen elektrischen Widerstand Speichersteine erhitzt.

Auf Basis von (Destatis Statistisches Bundesamt, 2012; Hartmann et al., 2013; Kleimaier & Schwarz, 2009; Stadler, 2008) wurden die in Tabelle 5-4 dargestellten Annahmen zu Stromverbrauch und Speicherkapazität getroffen (vgl. hierzu auch (Heinemann et al., 2014)). Es wird davon ausgegangen, dass ab dem Jahr 2030 nur noch wenige Nachtspeicherheizungen

genutzt werden. Dieser Rückgang der NSH resultiert u.a. aus einer schlechteren Vermietbarkeit entsprechend beheizter Wohnungen (Hartmann et al., 2013).

Tabelle 5-4: Annahmen zu Stromverbrauch und Speicherkapazität von NSH

Nachtspeicherheizungen		2013	2020	2030	2050
Stromverbrauch [TWh]	Gesamt	14,7	7,4	0	0
	Haushalte	10,1	5,0	0	0
	Gewerbe	4,6	2,3	0	0
Speicherkapazität [GWh]	Gesamt	128	64	0	0
	Haushalte	87	44	0	0
	Gewerbe	40	20	0	0

Quelle: Öko-Institut e.V. auf Basis von (Destatis Statistisches Bundesamt, 2012; Hartmann et al., 2013; Kleimaier & Schwarz, 2009; Stadler, 2008)

Die Speicherverluste von Nachtspeicherheizungen sind in der einschlägigen Literatur nicht dokumentiert. Es wird aber an verschiedenen Stellen (Brischke et al., 2012) darauf verwiesen, dass insbesondere in den Morgenstunden die Temperaturregelung durch Lüften der Räumlichkeiten erfolgt. Für gängige thermische Speicher (isolierte Warmwasserspeicher) wird von Speicherverlusten von 0,5 %/h ausgegangen. Für die Nachtspeicherheizungen wird aus den oben genannten Gründen eine etwas höhere Verlustrate von 2 %/h angesetzt.

5.1.1.4. Automatische Steuerung von Elektroboilern

Die elektrische Warmwassererzeugung erfolgt in deutschen Haushalten entweder mit Boilern oder Durchlauferhitzern. Ein Lastverlagerungspotenzial besteht lediglich bei Boilersystemen aufgrund der Speichermöglichkeit für Warmwasser. Warmwasserboiler im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen werden hier nicht berücksichtigt, weil dort meist Boiler mit einer konstanten Nacherwärmung zum Einsatz kommen (Stamminger, 2008).

Die elektrische Warmwassererzeugung hat einen Anteil von ca. 14 % am häuslichen Stromverbrauch (Umweltbundesamt, 2013). Während 63 % der Haushalte Warmwasser direkt aus dem Heizsystem beziehen, haben 37 % eine separate Warmwassererzeugung. Wiederum 31 % der Haushalte mit separater Warmwassererzeugung nutzen elektrischen Nachtspeicherboiler mit einer Größe von 80-150 Liter, während die verbleibenden Haushalte Durchlauferhitzer (34 %), Gaserhitzer oder solarthermische Anlagen nutzen (Kemna et al., 2007). Somit nutzen 11,5 % der Haushalte einen elektrischen Nachtspeicherboiler als separate Warmwassererzeugung. Der Anteil der Nachtspeicherboiler an der elektrischen Warmwassererzeugung beträgt somit ca. 48 %. Es kann angenommen werden, dass der spezifische Stromverbrauch von Boilern und Durchlauferhitzern identisch ist. Somit beträgt der Gesamtstromverbrauch von elektrischen Boilern in Deutschland (szenarioabhängig) 7,6 TWh im Jahr 2011³. Die durchschnittliche Speicherkapazität berechnet sich aus der spezifischen Wärmekapazität von Wasser von

³ <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/zahlen-fakten.html> vom 03.08.2016

4,18 J/(g*K), einem unterstellten Temperaturdelta von 10 Kelvin⁴ und einem durchschnittlichen Speichervolumen von 115 Liter. Somit beträgt die Speicherkapazität ca. 1,3 kWh. Bei 40,4 Mio Haushalten in Deutschland⁵ und der Annahme, dass ca. 11,5 % der Haushalte einen solchen Boiler nutzen, entspricht die aggregierte Speicherkapazität etwa 6 GWh. Die installierte Leistung von Nachtspeicherboilern in der Größenklasse 115 Liter beträgt im Durchschnitt ca. 3 kW (Stamminger, 2008). Somit beträgt die Anschlussleistung in Deutschland ca. 13,9 GW.

5.1.2. Lastmanagement im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)

Im Sektor GHD wurden insgesamt sieben Branchen mit einem flexiblen Stromverbrauch identifiziert. Die Flexibilität des Stromverbrauchs beruht dabei entweder auf einem prozessbedingten Intervallbetrieb (Beleuchtung in Gewächshäusern, Kläranlagen und Wasserwerken) oder einem thermischen Speicher (Kühlhäuser, Lebensmitteleinzelhandel, Lebensmittelherstellung und Klimatisierung).

5.1.2.1. Beleuchtung in Gewächshäusern

Im Gartenbaugewerbe werden teilweise Pflanzen beleuchtet, um das Wachstum zu beschleunigen. Aus Energiespargründen wird die Beleuchtung meist im Intervallbetrieb geschaltet, sodass hier ein Potenzial für Lastverschiebungen vorliegt. In Deutschland gibt es ca. 700 solcher Betriebe (Klobasa & Focken, 2011, S. 13). Die Pflanzenbeleuchtung wird primär in großen Unternehmen (ab 10 ha Anbaufläche) angewendet. Der Stromverbrauch im Gartenbausektor in Deutschland beträgt rund 300 GWh pro Jahr, davon entfallen rund 53 % auf die Beleuchtung (Klobasa & Focken, 2011, S. 76). Die Beleuchtung der Pflanzen findet in den Monaten Oktober bis April über die Nacht von 17:00 Uhr bis 11:00 Uhr statt (Klobasa & Focken, 2011, S. 76). Für das optimale Wachstum der Pflanzen ist es wichtig, dass die Beleuchtung innerhalb von ca. vier Tagen in Summe den benötigten Wert ergibt (Klobasa & Focken, 2011, S. 68). Damit innerhalb von vier Tagen die reduzierte Beleuchtung wieder nachgeholt werden kann, wird eine Verlagerungsdauer von ca. 10 Stunden angenommen. Mit Hilfe des Jahresverbrauchs und des Lastprofils wurde bei einer maximalen Aktivierung des vorhandenen Potenzials eine mittlere verlagerbare Leistung von ca. 66 MW berechnet.

5.1.2.2. Kläranlagen

In Deutschland gibt es ca. 9.900 öffentliche Kläranlagen. Von diesen wenden ca. 9.700 Anlagen eine biologische Reinigungsstufe an und setzen hierzu Umwälzpumpen und Rührwerke ein (Destatis Statistisches Bundesamt, 2009b, Tabelle 10.2). Diese Prozesse sind für ein Lastmanagement geeignet. Zusätzlich gibt es 3.300 nicht-öffentliche Anlagen, davon ca. 805 mit einer biologischen Verfahrensstufe (Destatis Statistisches Bundesamt, 2009a, 6.2).

Die Umwälzpumpen und Rührwerke in den Belebungsbecken sind mit einem Anteil von 50 % bis 60 % am Gesamtstromverbrauch die größten Stromverbraucher einer Kläranlage (Haberkern et al., 2006, S. 30). Die Belebungsbecken werden im Intervallbetrieb umgewälzt, sodass hier grundsätzlich eine Flexibilität für DSM-Anwendungen vorliegt. Wird hingegen die Umwälzung über das Einblasen von Luft realisiert, so sind auch technische Konzepte möglich, wo ein kontinuierlich laufender Kompressor mehrere Belebungsbecken wechselweise im Intervallbetrieb versorgt. Dieses Konzept ist nicht für DSM geeignet. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass 50 % des Jahresstromverbrauchs aller Kläranlagen in Deutschland flexibilisiert werden kann.

⁴ Das Temperaturdelta ist eine sensible Größe, weil einerseits bei Temperaturen über 60° Celsius die Röhre verkalken können und andererseits bei Temperaturen dauerhaft unter 60° Celsius Bakterien nicht abgetötet werden. Um das Potenzial nicht zu überschätzen, wird an dieser Stellen von einem möglichen Temperaturdelta von 10 Kelvin ausgegangen.

⁵ <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/1240/umfrage/anzahl-der-privathaushalte-deutschland-nach-bundeslaendern/>

Der Jahresstromverbrauch wurde mit Hilfe des spezifischen Stromverbrauchs für verschiedene Größenklassen und den angeschlossenen Einwohnerwerten berechnet. Insgesamt ergibt sich ein Jahresstromverbrauch von ca. 4,6 TWh. Es wird ein stündlich aufgelöstes Wochenprofil verwendet, welches den typischen Anlagenbetrieb mit Werktagen und Wochenende berücksichtigt. Dieses Profil wurde im Rahmen des E-Energy Projekts eTelligence erhoben und für die Szenarienanalyse verallgemeinert (Koch et al., 2012).

Auf der Basis des Wochenprofils kann die mittlere Beladeleistung mit 82 MW berechnet werden unter der Annahme, dass das vorhandene Potenzial maximal genutzt wird. Die Verlagerungsdauer beträgt nach Praxiserfahrungen im E-Energy Projekt eTelligence rund 30 Minuten, ohne dass dabei die mikrobiologischen Abbauvorgänge beeinträchtigt werden. Innerhalb dieses Verlagerungszeitraums treten auch keine Speicherverluste auf.

5.1.2.3. Wasserwerke

In Wasserwerken kann die Leistungsaufnahme der Förderpumpen und der Pumpen zur Beförderung von Trinkwasser in die Hochbehälter variiert werden. Dabei werden die bereits vorhandenen Speicherbehälter unter Berücksichtigung des zeitlich aufgelösten Wasserverbrauchs genutzt. Rund 90 % des Gesamtstromverbrauchs von Wasserwerken entfällt auf die Pumpen. Insgesamt verbrauchen die Pumpen in Wasserwerken in Deutschland ca. 3 TWh Strom pro Jahr (Klobasa & Focken, 2011, S. 9). Die mittlere flexible Last beträgt 333 MW unter der Annahme, dass alle Pumpen in das Lastmanagement einbezogen werden können. Für die Förderpumpenspeicher kann eine Verlagerungsdauer von 4 Stunden angenommen werden, ohne dass die Wasserversorgung beeinträchtigt wird (Klobasa & Focken, 2011). Es wird angenommen, dass dieser Wert auch für Hochbehälter übernommen werden kann. Speicherverluste treten nicht auf.

5.1.2.4. Klimatisierung

Die Klimatisierung im Bereich GHD ist vor allem in den Bereichen Büro/Verwaltung, Handel/Gewerbe, Hotel, Gasstätten und Sportstätten für ein Lastmanagement relevant. Es wird angenommen, dass diese Verbraucher zusammengefasst betrachtet werden können. In Anlehnung an (Grein et al., 2009) wird für die Klimatisierung im GHD-Bereich in Deutschland ein Stromverbrauch von ca. 4,9 TWh und eine installierte Leistung von ca. 11 GW angenommen.

Der Stromverbrauch der betrachteten Branchen zeigt überwiegend ein typisches saisonales, Tag-Nacht und Werktag-Wochenende-Profil. Klimatisierung im GHD-Bereich wird primär in den Monaten Mai bis Oktober von 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr eingesetzt. Die mittlere Last beträgt ca. 10.000 MW. In (Grein et al., 2009) wurde mit Hilfe von Experteninterviews eine Verlagerungsdauer von ca. 0,5 h ermittelt. Es wird angenommen, dass innerhalb dieses Verlagerungszeitraums keine Speicherverluste auftreten.

5.1.2.5. Kühlhäuser

Der Stromverbrauch für die elektrische Kälteerzeugung in Kühlhäusern in Deutschland beträgt ca. 1 TWh (Grein et al., 2009; VDKL Verband Deutscher Kühlhäuser und Kühllogistikunternehmen e. V., 2009). Die Flexibilität von Kühlhäusern, die sich aus der thermischen Speicherkapazität des zulässigen Temperaturintervalls ergibt, wird bereits heute durch einen zeitvariablen Tarif genutzt. Hierbei werden durchschnittlich rund 20 % des Tagesstromverbrauchs in die günstigeren Nachtstunden verlagert. Diese bereits heute genutzte Flexibilität wird im Folgenden als Grundlage der Potenzialabschätzung herangezogen. Die durchschnittlich verfügbare Beladeleistung beträgt ca. 114 MW.

Durch Lastverlagerung entsteht gegenüber einer Bandlast ein höheres Temperaturgefälle zwischen dem Kühlgut und der Umgebung. Dies verursacht größere Verluste, z. B. durch Abstrahlung oder beim Be- und Entladen. Daher werden hier Speicherverluste in Höhe von 0,5 %/h berücksichtigt.

5.1.2.6. Kühlung im Lebensmittel-Einzelhandel

Für elektrische Kühlung im deutschen Lebensmittel-Einzelhandel wird ein Stromverbrauch von ca. 7 TWh unterstellt (Grein et al., 2009). Die Verlagerungsdauer für elektrische Kühlung im Lebensmittel-Einzelhandel beträgt basierend auf Experten-Interviews rund 0,5 h (Grein et al., 2009). Die durchschnittlich verfügbare Beladeleistung liegt bei 834 MW. Der Argumentation für Kühlhäuser folgend werden Speicherverluste von 0,5 %/h angenommen.

5.1.2.7. Kühlung bei der Nahrungsmittelherstellung

In Anlehnung an (Grein et al., 2009) wird für die Kühlung in der deutschen Nahrungsmittelherstellung ein Stromverbrauch von ca. 22 TWh angenommen. Ein Großteil dieses Stromverbrauchs (ca. 87 %) entfällt auf industrielle Betriebe. In den in (Grein et al., 2009) durchgeführten Experten-Interviews wurde eine Verlagerungsdauer von ca. einer Stunde ermittelt. Die durchschnittlich verfügbare Beladeleistung liegt bei 2.463 MW. Auch hier werden Speicherverluste von 0,5 %/h angenommen.

5.1.3. Lastmanagement im Sektor Industrie

Die Industrie in Deutschland hat einen Anteil am Gesamtstrombedarf von ca. 46 %. Der durchschnittliche Strombedarf pro Industriekunde ist mit ca. 760 MWh/Kunde um etwa den Faktor 120 größer als der durchschnittliche Strombedarf aller übrigen Stromkunden. Die sogenannte stromintensive Industrie hat dabei einen hohen Anteil am gesamten industriellen Strombedarf. (Hartkopf et al., 2012)

Zu der stromintensiven Industrie gehören die Papierindustrie, die metallherzeugende Industrie, die Chemieindustrie sowie die Produktion von Steinen und Erden, insbesondere die Zementherstellung (Paulus & Borggreffe, 2011; Roon & Gobmaier, 2010, S. 14).

Flexibilität in der Laststruktur bei industriellen Prozessen kann durch die folgenden Optionen bereitgestellt werden:

- **Lastabwurf** mit Produktionsausfall gegen Kompensationszahlung (Produktion wird nicht nachgeholt)
- **Zeitvariable Produktion** durch physikalische Speicherung von Zwischenprodukten oder Endprodukten

Die erste Option des Lastabwurfs wird in der vorliegenden Untersuchung nicht betrachtet, vor allem weil die Opportunitätskosten (Kosten eines Produktionsausfalls) im Rahmen der Untersuchung nicht eindeutig definierbar sind (Roon & Gobmaier, 2010, S. 13).

Für das industrielle Lastmanagement wird angenommen, dass vorhandene Speichermöglichkeiten genutzt, aber keine zusätzlichen Speichermöglichkeiten geschaffen werden. Dabei wird nur der Speicheranteil genutzt, der nicht für den normalen Betriebsprozess benötigt wird. Aus diesem Grund wird davon ausgegangen, dass ein Anteil von 10 % der Speicherkapazität für das Lastmanagement zur Verfügung steht.

5.1.3.1. Aluminiumindustrie

Bei der Aluminiumherstellung wird zwischen Primäraluminium (aus Erzen) und Sekundäraluminium (aus Recyclingprozessen) unterschieden. Da die Herstellung von Primäraluminium einen um den Faktor 20 höheren spezifischen Energiebedarf hat, wird im Folgenden dieser Prozess betrachtet. Der typische Lastverlauf ist durch eine konstante Leistungsaufnahme charakterisiert (Hartkopf et al., 2012). Während Hartkopf et al. von einer Bandlast von lediglich 637 MW bei einer installierten Leistung von 1 GW ausgehen, beschreiben Paulus und Borggrefe eine sehr hohe Auslastung (95 bis 98 %) der installierten Leistung und begründen damit ein fehlendes Lastverlagerungspotenzial, da die Produktion kaum nachgeholt werden kann (Paulus & Borggrefe, 2011, S. 435).

Generell könnte eine Drosselung oder Erhöhung der Produktion durch ein Kurzschließen der Elektrolyseöfen ermöglicht werden (Hartkopf et al., 2012, S. 9). Schon heute werden Aluminiumschmelzen in Notsituationen von der Stromversorgung ausgenommen⁶. Eine Lastverlagerung – inklusive dem Nachholen ausgefallener Produktion – kann jedoch nur sehr eingeschränkt stattfinden, da das flüssige Aluminium direkt weiterverarbeitet werden muss und kundenspezifische legiert und gewalzt wird. Hier stellen die Kapazitäten der nachgelagerten Prozessschritte ein Hindernis für die Lastverlagerung dar. Aus diesem Grund ist die Flexibilität in der Aluminiumindustrie lediglich im Lastabwurf zu sehen. Deshalb werden die Lasten der Aluminiumindustrie in der vorliegenden Untersuchung als unflexibel angesehen und dementsprechend nicht berücksichtigt.

5.1.3.2. Chlorindustrie

Das wesentliche Potenzial für Lastmanagement in der Chlorindustrie liegt im Prozess der Chlorelektrolyse. In diesem Prozess werden unter der Verwendung von Salz und Wasser (ggf. auch Chlorwasserstoff) mit der Hilfe einer Elektrolyse Chlor, Wasserstoff und Natronlauge gewonnen. Dabei besteht das Lastmanagementpotenzial vorzugsweise bei den Membran- und dem HCL-Verfahren (Hartkopf et al., 2012). Das Flexibilitätspotenzial der Chlorelektrolyse wird im Wesentlichen durch die nachgelagerten Chlor-Tanks ermöglicht. Ein Teil der Standorte verfügt über Dichlorethan(DCE)-Tanks, einem Zwischenprodukt der PVC-Herstellung. Schon heute werden Lasten der Chlorelektrolyse aktiv im Reservemarkt vermarktet (Klobasa & Focken, 2011; Paulus & Borggrefe, 2011).

Bei der Chlorelektrolyse wird von einem möglichen Teillastbetrieb von 34 % ausgegangen. Einer installierten Leistung von 284 MW sind DCE-Tanks nachgelagert. Die entsprechende Bandlast dieser Standorte beträgt 255 MW (Hartkopf et al., 2012). Somit bestehen an den Standorten mit DCE-Tanks eine Entladeleistung von 158 MW und eine Beladeleistung von 29 MW. Die übrige installierte Leistung von 604 MW speist das gewonnene Chlor in der Elektrolyse nachgelagerte Chlortanks ein. Die entsprechende Bandlast beträgt 532 MW. Somit besteht bei diesen Standorten eine Entladeleistung von 327 MW und eine Beladeleistung von 72 MW (eigene Berechnungen auf der Grundlage von (Hartkopf et al., 2012)). Die Chlor-Tanks haben gemäß Hartkopf et al. eine Speicherkapazität von 8 GWh, die DCE-Tanks von 30 GWh (Hartkopf et al., 2012). Paulus und Borggrefe beschreiben hingegen die für DSM nutzbaren Speicherkapazitäten als sehr begrenzt, quantifizieren diese jedoch nicht (Paulus & Borggrefe, 2011, S. 434). Mit der Annahme, dass 10 % der oben genannten Speicherkapazität flexibel genutzt werden können, errechnet sich eine Speicherkapazität von 800 MWh für Chlortanks und 3.000 MWh für DCE-Tanks.

⁶ http://www.energie-und-technik.de/smart-grid-smart-metering/news/article/89092/0/Trimet_Aluminium_Wir_brauchen_dringend_die_Abschaltverordnung/ aufgerufen am 25.11.2014.

5.1.3.3. Papierindustrie

Das Lastmanagementpotenzial in der Papierindustrie beschränkt sich auf die Herstellung von Holzschliff und die Herstellung des Endproduktes Papier in Papiermaschinen. Die Zellstoffproduktion und die Altpapieraufbereitung eignen sich nicht für ein Lastmanagement. Bei der Herstellung von Holzschliff wird Holz zu Fasern geschliffen. Holzschliff kann in Silos zwischengespeichert werden. Weiter kann die eigentliche Papierherstellung in Papiermaschinen für das Lastmanagement genutzt werden. Die Flexibilität wird durch Speicher für Papierrollen ermöglicht (Hartkopf et al., 2012).

Das Schleifen von Holz erfolgt kontinuierlich, somit ist von einem konstanten Leistungsband auszugehen. Bei einer installierten Leistung von 268 MW beträgt die Bandlast 208 MW. Auch die Papiermaschinen sind durch eine konstante Leistungsaufnahme charakterisiert. Bei einer installierten Leistung von 2 GW beträgt die Bandlast 1,7 GW (Hartkopf et al., 2012).

Insgesamt wird das Lastverlagerungspotenzial bei der Holzschliffproduktion von Paulus und Borggrefe als relativ hoch eingeschätzt, weil Speichermöglichkeiten für den Holzschliff bestehen (Paulus & Borggrefe, 2011, S. 435). Die Speichergröße der Silos für Holzschliff beträgt auf Bundesebene etwa 1,3 GWh (Hartkopf et al., 2012). Paulus und Borggrefe gehen hingegen von einer Speicherkapazität von lediglich 468 MWh aus (Paulus & Borggrefe, 2011, S. 435). Für die Modellierung wird eine mittlere Speicherkapazität von 1.000 MWh angenommen. Die Speicherkapazität für fertiges Papier beträgt 7.900 MWh (Hartkopf et al., 2012). Es wird wiederum angenommen, dass 10 % der Speicherkapazitäten für das Lastmanagement genutzt werden können, weil die Speicher hauptsächlich für Produktionsschwankungen und Flexibilität bei der Lieferung genutzt werden. Daraus ergibt sich für die Holzschliffproduktion eine Speicherkapazität von 100 MWh und für die Papierproduktion von 790 MWh. Holzschleifer können ausgehend von ihrer Bandlast auf die Höchstlast hochgefahren werden. Somit beträgt die Beladeleistung 60 MW (Hartkopf et al., 2012). Paulus und Borggrefe gehen von einem ähnlichen Lasterhöhungspotenzial von 62 MW aus (Paulus & Borggrefe, 2011, S. 435). Wird die gesamte Holzschliffproduktion ausgesetzt, entspricht die Entladeleistung der Bandlast, demnach 208 MW.

Papiermaschinen benötigen für das Herunterfahren bis zu zwei Stunden und für das Hochfahren bis zu drei Stunden. Bei einem Lasterhöhungspotenzial von 300 MW und einem Lastreduktionspotenzial von 1.700 MW (der gesamten Bandlast), wird die maximale stündliche Beladeleistung mit 150 MW und Entladeleistung mit 567 MW angenommen (Hartkopf et al., 2012).

5.1.3.4. Elektrostahlindustrie

Die Herstellung von Rohstahl in Deutschland kann in zwei Bereiche unterteilt werden. Zum einen wird im sogenannten Oxygenverfahren aus Erzen Roheisen gewonnen. Zum anderen wird Sekundärstahl (aus recyceltem Stahlschrott) in Elektrostahlprozessen gewonnen. Der Strombedarf des zweiten Prozesses ist um den Faktor 7 höher und damit geeigneter für ein Lastmanagementverfahren (Hartkopf et al., 2012). Paulus und Borggrefe (Paulus & Borggrefe, 2011) gehen jedoch davon aus, dass lediglich ein Lastabwurf möglich ist, weil kein Spielraum für eine Lasterhöhung zum Nachholen der Produktion besteht. Aus diesem Grund wird die Elektrostahlindustrie in der vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt.

5.1.3.5. Zementindustrie

Der Herstellungsprozess von Zement und Klinker besteht im Wesentlichen aus Mahlprozessen und der thermischen Erhitzung (Hartkopf et al., 2012). Es existieren sowohl Klinkerlager (Zwischenprodukt) als auch Zementsilos (Endprodukt). Für ein Lastmanagement sind vor allem die Zementmühlen zu beachten, da nur hier ein relevanter Speicher nachgelagert ist. Der Lastverlauf

der Zementproduktion ist abhängig von der Saison, dem Wochentag und der Tageszeit. Die Zementmühlen sind im Winter nicht in Betrieb und laufen in den anderen Jahreszeiten primär Nachts und am Wochenende, um Offpeak-Tarife nutzen zu können. Diese Fahrweise wird durch vorhandene Überkapazitäten bei den Zementmühlen ermöglicht (Hartkopf et al., 2012).

Zementmühlen in Deutschland haben eine Gesamtleistung von 347 MW. Außerhalb des winterlichen Stillstandes der Mühlen wird eine 90%ige Verfügbarkeit mit der resultierenden durchschnittlichen Leistung von 313 MW angesetzt. Da die Zementmühlen außerhalb der Wintermonate (sechs Wochen) am Wochenende kontinuierlich in Betrieb sind, jedoch unter der Woche nur nachts betrieben werden, ergibt sich eine durchschnittliche Bandlast von 238 MW die für die Zeit außerhalb der 6 Winterwochen angenommen wird.

Die Zementsilo-Speicherkapazität beträgt ca. 29 GWh (Hartkopf et al., 2012). Paulus und Borggrefe (Paulus & Borggrefe, 2011) gehen davon aus, dass eine Lastverlagerung aufgrund von begrenzten Speicherkapazitäten für Zement und Abhängigkeiten von weiteren Prozessen nicht möglich ist. Das Tag-Nacht-Profil der Fahrweise der Maschinen widerspricht jedoch dieser Aussage. Somit werden die Daten von Hartkopf et al. als plausibel angenommen. Wird eine 10%ige Verfügbarkeit der Speicherkapazität für die Nutzung im Lastmanagement angenommen, so beträgt die nutzbare Speicherkapazität 2.900 MWh. Von der mittleren Bandlast kann im Sinne eines Lastmanagements bis zur Obergrenze der installierten Leistung abgewichen werden. Die Beladeleistung beträgt dann 109 MW, die Entladeleistung liegt bei 238 MW.

5.1.3.6. Klimatisierung Industrie

In industriellen Betrieben müssen teilweise Werkhallen gekühlt werden. Aufgrund der Abwärme der Maschinen tritt dieser Kältebedarf nicht nur in den Sommermonaten auf. Das Jahresprofil zeigt aber eine deutliche Korrelation mit der Außentemperatur. Da in den meisten Bereichen der Industrie die Produktion 24 Stunden pro Tag betrieben wird, wird nur ein gering niedrigerer Verbrauch für die Nachtstunden angenommen. Im Jahr 1999 wurden in der Industrie ca. 5,1 TWh Strom zur Klimatisierung aufgewendet (Grein et al., 2009, S. 19). Für den Energiebedarf von Kältetechnik in Deutschland kann zwischen 1999 und 2009 eine durchschnittliche Verbrauchssteigerung von ca. 10 % angenommen werden (König et al., 2012, S. 3). Somit ergibt sich ein Jahresstromverbrauch von ca. 5,6 TWh für das Jahr 2009. Es ist für die nächsten Jahre mit einer weiteren Steigerung des Kältebedarfs zu rechnen. Gleichzeitig wird in diesem Bereich auch ein großes spezifisches Einsparpotenzial (ca. 40 %) erwartet (König et al., 2012, S. 6). Es wird angenommen, dass sich die Effekte der Bedarfssteigerung und der Einsparungen in etwa ausgleichen. Für die Klimatisierung in den betrachteten Branchen kann eine Verlagerungsdauer von ca. 0,5 h angenommen werden (Grein et al., 2009, S. 88).

5.1.4. Lastmanagement Elektromobilität

Die Elektromobilität unterscheidet sich von anderen Flexibilitätsoptionen im Stromsektor insofern, als sie zunächst aus klimapolitischen Erwägungen im Verkehrssektor eingeführt wird, und nicht in erster Linie wegen ihrer möglichen Rolle als Flexibilitätsoption im Stromsektor. Zunächst entsteht durch das Laden der Fahrzeuge einfach eine zusätzliche – und in ihrem Zeitprofil spezifische – Stromnachfrage. Zu einer Flexibilitätsoption wird die Elektromobilität erst, wenn ihre Nachfrage zeitlich verschoben werden kann, also durch gesteuertes Laden (smart charging) oder indem die Fahrzeuge sogar Strom ins Netz zurückspeisen (vehicle to grid). Für die vorliegende Untersuchung wird lediglich das gesteuerte Laden betrachtet, da das Konzept vehicle-to-grid die Batterie stark belastet und nicht absehbar ist, ob diese Technologie in Zukunft eine Rolle spielen wird.

Für die Elektrofahrzeuge werden verschiedene Fahrzeugtypen nach BEV (batterieelektrische Fahrzeuge), und PHEV (Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge) sowie nach den Größenkassen „klein“, „mittel“ und „groß“ unterschieden (wobei es die Größenklasse „groß“ nur bei den PHEVs gibt).

Die Anzahl der Elektrofahrzeuge und die entsprechende Stromnachfrage wird aus dem Projekt Optum übernommen (Hacker et al., 2011). Die Daten werden in Tabelle 5-5 dargestellt.

Tabelle 5-5: Anzahl und Verbrauch Elektroautos

	2020	2030	2050
Anzahl Elektroautos	538.000	5.870.000	21.628.265
Verbrauch [TWh/a]	1,45	15,36	36,67

Quelle: (Hacker et al., 2011)

Das Lastprofil der Elektroautos wurde mit einem Modell des Öko-Instituts im Rahmen des Projektes Optum berechnet (Hacker et al., 2011). Für die Batterien wird eine maximale Entladetiefe von 80 % angenommen. Die in der Modellierung berücksichtigte nutzbare und somit für das System flexible Batteriekapazität beträgt also 80 % der Gesamtkapazität der Batterie. Die aggregierte Batteriespeicherkapazität ergibt sich aus der Anzahl der Fahrzeuge in jeder Größenklasse multipliziert mit der Batterie-Speicherkapazität, wie in der folgenden Tabelle dargestellt. Die tatsächlich nutzbare Speichergröße kann jedoch geringer ausfallen, weil nicht unbedingt alle 50 E-Mobilitätstypen zur gleichen Zeit zur Speicherung zur Verfügung stehen. Für die Ladung der Batterie werden für alle Szenarienjahre Ladewirkungsgrade von 80 % angenommen.

Tabelle 5-6: Nutzbare Batteriekapazität summiert über alle E-Mobilitätstypen, differenziert nach BEV und PHEV in MWh in den Szenariojahren 2015 bis 2050

Maximale Batteriespeicherkapazität [MWh]	2020	2030	2050
BEV	2.298	13.644	62.619
PHEV	6.327	38.853	173.201
Summe	8.625	52.497	235.820

Quelle: (Hacker et al., 2011)

5.2. Kraftwerke

5.2.1. Flexibilität bei konventionellen Kraftwerke ohne KWK

Konventionelle Kraftwerke können flexibel auf die Stromnachfrage reagieren. Dabei können manche Technologien flexibler reagieren als andere. Die Anfahrzeit eines thermischen Kraftwerks entspricht der Zeitspanne, die das Kraftwerk zum Bereitstellen seiner Leistung benötigt. Die Anfahrzeit hängt von der vorausgegangenen Stillstandzeit ab. In der Literatur werden hierfür unterschiedliche Definitionen verwendet. Während einige Quellen die Anfahrzeit als Zeitspanne

zwischen dem Start (Zündbereitschaft) eines Kraftwerks bis zum Erreichen der Volllast definieren, wird in anderen Quellen die Anfahrzeit bis zum Erreichen der Mindestlast angegeben. Meistens wird jedoch keine differenzierte Angabe dazu gemacht. Darüber hinaus variieren auch die Definitionen von Kaltstart, Warmstart und Heißstart hinsichtlich der vorausgegangenen Stillstandzeit. Der Lastgradient von thermischen Kraftwerken beschreibt die mögliche Leistungsänderung im Verhältnis zur Nennleistung pro Minute. Die maximal möglichen Leistungsänderungen können nur im Leistungsbereich von der Mindestlast bis zur Volllast erreicht werden.

In dieser Studie wird daher die Anfahrzeit auf das Erreichen der Mindestlast bezogen und es werden folgende Definition verwendet:

- Kaltstart: Das Kraftwerk war länger als 48 Stunden außer Betrieb.
- Warmstart: Das Kraftwerk war 8 bis 48 Stunden außer Betrieb.
- Heißstart: Das Kraftwerk war weniger als 8 Stunden außer Betrieb.

Eine Übersicht über die Annahmen zu Anfahrzeiten und Wirkungsgradminderungen im Teillastbetrieb bzw. während des Anfahrens zeigt Tabelle 5-7. Gasturbinen und BHKW weisen die höchste Flexibilität auf, im Gegensatz zu Braunkohlekraftwerken und Kernkraftwerken.

Tabelle 5-7: Übersicht über die Annahmen zu Anfahrzeit, Mindestlast und Wirkungsgradminderung konventioneller Kraftwerke

	Anfahrzeit (Warmstart)	Mindestlast	Wirkungsgradeinbuße im Teillastbetrieb (bezogen auf den Nennwirkungsgrad)
Steinkohle DKW	2 h	40 %	2,8 %
Braunkohle DKW	4 h	50 %	5,0 %
Erdgas/Öl DKW	2 h	40 %	4,0 %
Erdgas/Öl GT	1 h	20 %	4,5 %
Erdgas/Öl GuD	3 h	30 %	7,0 %
Kernkraftwerke	12 h	50 %	2,0 %
BHKW	1 h	30 %	7,0 %
Biomasse DKW	2 h	40 %	4,5 %

Quelle: Öko-Institut e.V., DKW = Dampfkraftwerk, GT = Gasturbine, GuD = Gasturbine und Dampfkraftwerk, BHKW = Blockheizkraftwerk

5.2.2. Flexibilität durch Wärmespeicher bei Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen

Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Koppelung (KWK) sind durch die zu deckende Wärmenachfrage weniger flexibel als Kraftwerke ohne Wärmeauskoppelung. Sie haben jedoch einen sehr viel höheren Gesamtwirkungsgrad, da die Abwärme genutzt wird. KWK-Kraftwerke werden in der vorliegenden Untersuchung für verschiedene Brennstoffe, Technologien und Größenklassen abgebildet. Dabei wird angenommen, dass alle KWK-Anlagen mit Ausnahme der Erdgas-BHKW

überschüssige Wärme ableiten und somit auch zu Zeiten Strom produzieren können, in denen keine Wärmenachfrage besteht. Folglich wird angenommen, dass die meisten KWK-Anlagen auch ohne zusätzliche Flexibilisierungsmaßnahmen ihre Stromerzeugung flexibel erhöhen können.

Wärmespeicher können dazu genutzt werden, in Zeiten mit einer hohen Stromnachfrage die KWK-Anlage Strom produzieren zu lassen, ohne dass überschüssige Wärme genutzt werden kann. Außerdem kann zu Zeiten geringer Stromnachfrage trotz bestehender Wärmenachfrage die Strom- und Wärmeproduktion reduziert werden. Bei KWK-Anlagen wird eine Wärmespeicherkapazität von 2 Stunden der Wärmehöchstlast angenommen.

5.2.3. Flexible Biogaskraftwerke

Bisher werden Biogasanlagen so ausgelegt, dass sie möglichst hohe Volllaststunden erreichen (> 7.000 h) und damit gleichmäßig Strom einspeisen. Um diese Anlagen flexibel betreiben zu können, ist eine Erweiterung der Anlagenkomponenten erforderlich. Biogasproduktion und Stromproduktion sind dabei zwei weitestgehend voneinander unabhängige Prozessschritte.

Die Flexibilität der Stromerzeugung von Biogas- und Klärgasanlagen wird durch den kontinuierlich anfallenden Gasstrom und durch den Wärmebedarf der Fermenter beschränkt. Biogasanlagen sind bisher mit einem Gasspeicher ausgestattet, um Schwankungen bei der Biogasproduktion auszugleichen und um im Fall einer technischen Störung oder Wartung des BHKW das Biogas zu speichern. Während die Gasspeicherkapazität bei wenigen Stunden liegt (ca. 4 bis 6 Stunden), beträgt die Wärmespeicherkapazität der Fermenter rund 12 bis 24 Stunden. Da beide Randbedingungen berücksichtigt werden müssen, ist eine Erweiterung der Gasspeicher auf bis zu 12 Stunden sinnvoll. Mit dieser Flexibilität kann die BHKW-Leistung dann auf 5.000 Volllaststunden ausgelegt werden, wobei der Fermentationsprozess weiterhin kontinuierlich läuft.

Die Größe des Gasspeichers wird im Szenario-Jahr 2020 auf 6 Stunden und im Szenario-Jahre 2030 und 2050 auf 12 Stunden festgelegt. Die Speicherkapazität der Wärmespeicher beträgt in allen Szenariojahren 12 Stunden. Die installierte elektrische BHKW-Leistung wurde aus der BMU Leiststudie übernommen (Nitsch et al., 2012a).

5.2.4. Power-to-Heat bei KWK-Anlagen, Heizwerken und Heizungsanlagen

Neben Wärmespeichern können auch elektrische Wärmeerzeugungsanlagen (z.B. Heizstäbe oder Wärmepumpen) installiert werden, die bei geringen Stromkosten die Wärmeerzeugung mit fossilen Brennstoffen substituieren oder ergänzen (Power-to-Heat (PtH)). Diese Möglichkeit betrifft nicht nur KWK-Anlagen, sondern auch Heizwerke und Heizungsanlagen, die bisher nicht mit dem Stromsektor interagieren. Die elektrische Wärmeerzeugung erhöht somit einerseits den Stromverbrauch (neue Stromverbrauchsanwendungen) und reduziert andererseits den Einsatz von fossilen Brennstoffen zur Wärmeerzeugung (Erdgas und Heizöl). Um mit der elektrischen Wärmeerzeugung einen ökologischen Nutzen zu erzielen, muss allerdings sichergestellt werden, dass der zur Wärmeerzeugung eingesetzte Strom nur durch EE-Anlagen bereitgestellt wird⁷.

Heizstab in Verbindung mit KWK-Wärmespeichern: Ist ein Speicher in Form eines Fernwärmenetzes oder eines Wärmespeichers vorhanden, so kann zu Zeiten mit geringen Stromkosten mittels eines Heizstabes Strom direkt in Wärme umgewandelt werden. Die installierte Leistung der Heizstäbe wird dabei so angenommen, dass die Wärmehöchstlast der entsprechenden KWK-Anlagen mit dem Heizstab gedeckt werden kann. Diese Option kommt für KWK-Anlagen mit angeschlossenen Warmwasserspeicher in Betracht.

⁷ Im Strommarktmodell PowerFlex werden Power-to-Heat Technologien so parametrisiert, dass nur bei EE-Überschüssen die elektrische Wärmeerzeugung geringere variable Kosten aufweist als die Wärmeerzeugung mit einem Heizkessel.

Wärmepumpe: Zu Zeiten mit geringen Stromkosten kann Strom mittels einer Wärmepumpe in Wärme umgewandelt werden. Die installierte Leistung der Wärmepumpen wird dabei so angenommen, dass die Wärmehöchstlast mit der Wärmepumpe gedeckt werden kann.

Flexible Zentralheizungen: Hierbei wird angenommen, dass wasserbasierte Zentralheizungen mit Warmwasserspeicher einen Heizstab nutzen können. Die installierte Leistung des Heizstabs ist so dimensioniert, dass er die maximale Wärmenachfrage decken kann. Unter der Annahme, dass ein durchschnittlicher Wasserspeicher ein Volumen von 500 Litern hat, kann dieser die maximale Wärmenachfrage drei Stunden lang speichern. In Deutschland wurden im Jahr 2010 ca. 25,6 Mio. Wohnungen mit Block- und Zentralheizungen versorgt (Destatis Statistisches Bundesamt, 2012). Auf der Basis des spezifischen Wärmeverbrauchs sowie unter Berücksichtigung der Anteile von Wärmepumpen und Pelletsystemen bei Block- und Zentralheizungen wird der Heizwärmeverbrauch der betroffenen Gebäude (inkl. Verteilverluste) auf rund 448 TWh pro Jahr geschätzt. An dieser Stelle wird lediglich das Potenzial der Wohngebäude erfasst. Dieser Heizwärmebedarf wird auf die Szenariojahre fortgeschrieben. Dabei wird die Anlagenzahl konstant gehalten, während angenommen wird, dass der Heizwärmebedarf unter Berücksichtigung energetischer Modernisierung bestehender Gebäude, dem Zubau energieeffizienter Neubauten sowie dem Austausch der Heizungstechnik zu Gunsten effizienterer Systeme (v.a. effizienterer Heizverteilssysteme) bis 2020 um 9 % und bis 2030 um 20 % zurückgeht. Bis 2050 wird von einem Rückgang des Endenergiebedarfs um 60 % gegenüber 2010 ausgegangen (vgl. zu diesen Annahmen auch Nitsch et al., 2012b).

Tabelle 5-8: Heizwärmeverbrauch in Wohngebäuden

	2010	2020	2030	2050
Heizwärmeverbrauch in Wohngebäuden [TWh]	448	407	358	179
Jahreshöchstlast [GW]		121	106	53

Quelle: Öko-Institut e.V.

5.3. Speicher

Elektrische Energie muss stets zeitgleich erzeugt und verbraucht werden und ist daher nicht direkt speicherbar. Um die elektrische Energie zwischenzuspeichern, muss sie in eine andere Energieform umgewandelt werden. Speicherbar sind potenzielle, kinetische, chemische und thermische Energieformen.

5.3.1. Pumpspeicherwerke

Pumpspeicherwerke (PSW) speichern Energie, indem sie elektrische Energie in potenzielle Energie umwandeln. Dies geschieht durch das Pumpen von Wasser aus einem Unterbecken in ein höher gelegenes Oberbecken. Zur Rückgewinnung der Energie wird das Wasser aus dem Oberbecken durch eine Turbine abgelassen und so die potenzielle Energie wieder in elektrische Energie umgewandelt. PSW eignen sich für die Teilnahme am Regelenergiemarkt sowie zur Glättung von Schwankungen im Tagesverlauf (Höflich et al. 2010, S.72). Aber auch eine längere Speicherdauer ist technisch möglich.

Im Modell PowerFlex werden die PSW einzeln abgebildet und modelliert. Dabei wurden die PSW auf deutschem Gebiet und das PSW Vianden in Luxemburg berücksichtigt. Die

Gesamtspeicherkapazität liegt im Jahr 2012 bei ca. 52 GWh (vgl. hierzu auch Bünge et al., 2009; Tiedemann et al., 2008). Die installierte Turbinenleistung beträgt ca. 7 GW, die Pumpleistung beträgt ca. 7,1 GW. Die mittlere Erzeugungsdauer bei Vollast liegt in Deutschland somit bei ca. 6,6 Stunden. Der Gesamtwirkungsgrad der PSW in Deutschland liegt zwischen 56 % und 77 %.

In Deutschland sind momentan 11 Projekte mit insgesamt ca. 4,3 GW installierter Turbinenleistung und ca. 34,9 GWh Speicherkapazität bis 2020 geplant⁸. Es wird jedoch aufgrund der momentanen Unsicherheiten auf dem Strommarkt davon ausgegangen, dass diese neuen PSW nicht bis zum Szenariojahr 2020 fertiggestellt sind. Sie werden aus diesem Grund erst für das Szenariojahr 2030 berücksichtigt. In Österreich betrug die installierte Turbinenleistung in Pumpspeicherkraftwerken im Jahr 2011 3,8 GW. In der Schweiz liegt die PSW-Kapazität bei 1,8 GW (Ess et al., 2012). Dieses Potenzial in den beiden Alpenländern kann kurzfristig in Deutschland, d.h. im Jahr 2020 genutzt werden. Nach 2020 nehmen die EE-Anteile auch in diesen Ländern zu und die Flexibilität wird vor Ort benötigt (Ess et al., 2012). Die Nutzung dieser Potenziale in den Alpenländern wird über die Import- und Exportmöglichkeiten in der Modellkoppelung mit Energynautics abgebildet.

In Deutschland wurden weiterhin für die Bundesländer Thüringen und Baden-Württemberg Potenzialstudien durchgeführt. In Thüringen wurden Standorte mit einer möglichen Leistung von 4,83 GW und einem Speichervolumen von 28,7 GWh lokalisiert (Schmid et al., 2012). Für das Bundesland Baden-Württemberg hat die EnBW AG eine GIS-basierte Potenzialanalyse durchführen lassen. Es wurden 13 „konfliktarme“ Standorte mit einer Gesamtleistung von 19 GW ermittelt. Das Speichervolumen dieser Standorte wird nicht explizit ausgewiesen. Unter Annahme der in der Studie getroffenen Parameter kann diese jedoch auf 152 GWh berechnet werden. Der Großteil dieser Standorte liegt im Schwarzwald (EnBW Energie für Baden-Württemberg AG, 2012).

Auf Basis der oben dargelegten Untersuchungen wird davon ausgegangen, dass bis zum Szenariojahr 2020 kein Zubau von Pumpspeicherwerken stattfinden wird. Eine Ausnahme bildet die Erweiterung des Kraftwerks Vianden um 200 MW. Bis zum Szenariojahr 2030 wird das Potenzial für neue Pumpspeicherwerke auf den Umfang der heute in der Planung befindlichen Projekte geschätzt. Für das Szenariojahr 2050a wird davon ausgegangen, dass ein Gesamtvolumen in der von den Studien für Thüringen und Baden-Württemberg ausgewiesenen Größenordnung vorhanden ist. Auch unter der Annahme, dass das Potenzial in diesen Studien eher hoch angelegt ist, kann dieses Potenzial durchaus für Gesamtdeutschland angenommen werden, wenn man bedenkt, dass auch in weiteren Bundesländern ggf. weitere Potenziale für den Zubau von Pumpspeicherwerken vorhanden sind. Für die Szenarien 2050b und 2050c wird aufgrund der geringen Kapazitäten konventioneller Kraftwerke angenommen, dass 4 GW Leistung aus Pumpspeicherwerken konstant für Systemdienstleistungen zur Verfügung stehen müssen. Somit wird das Potenzial für Pumpspeicherwerke, die am Spotmarkt teilnehmen können, bzw. im Modell abgebildet werden, in diesen Szenarien um diesen Wert reduziert.

Die folgende Tabelle 5-9 stellt das szenariojahrabhängige Potenzial für das deutsche Stromsystem dar.

⁸ Eigene Recherche, Öko-Institut Februar 2012

Tabelle 5-9: Zusammenfassung der Potenziale für PSW für die Szenariojahre

	Installierte Turbinenleistung [MW]	Installierte Pumpleistung [MW]	Speicherkapazität [MWh]
Stand 2012	7.702	7.050	52.408
Szenariojahr 2020	7.902	7.250	52.408
Szenariojahr 2030	12.210	11.265	87.266
Szenariojahr 2050a	35.095	34.419	267.966
Szenariojahr 2050bc	31.095	30.419	235.966

Quelle: Öko-Institut e.V.

5.3.2. Druckluftspeicher

Druckluftspeicher speichern Energie, indem sie mit Kompressoren Luft in unterirdische Kavernen pressen. Die gespeicherte Energie wird in elektrische Energie zurückgewandelt, in dem die komprimierte Luft durch eine Turbine geleitet wird. Druckluftspeicher lassen sich in adiabatische und diabatische Speicher unterscheiden. Ein diabatischer Speicher benötigt eine Gaszusatzbefuerung für den Betrieb der Turbine (Sternier et al., 2011). Bei adiabatischen Druckluftspeichern wird die beim Komprimieren freiwerdende Wärme in Wärmespeichern zwischengespeichert, um dann beim Entladen des Speichers zur Erwärmung der Luft wieder genutzt werden zu können. Druckluftspeicher treten auf dem Markt insbesondere in Konkurrenz zu Pumpspeicherwerken auf. So hat beispielsweise auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen (Faulstich et al., 2011) in seinen Szenarien hauptsächlich neue Druckluftspeicher angenommen.

Es muss auch beachtet werden, dass bei adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken die Speicherdauer durch den Wärmespeicher begrenzt ist. Diese Restriktion beschränkt die Speicherdauer auf zwei bis drei Tage (Auer & Keil, 2012; Sternier et al., 2011). Diabate Druckluftspeicher existieren bereits in Hundtorf / Deutschland und McIntosh / USA. Die Anlage in Deutschland kann eine Turbinenleistung von 320 MW über zwei Stunden abrufen, damit beträgt die Speicherkapazität 640 MWh. Die Kompressorleistung beträgt 62 MW (Tiedemann et al., 2008). Der Gesamtwirkungsgrad eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks wird auf 70 % geschätzt, diabate Druckluftspeicher kommen hingegen auf einen Wirkungsgrad von ca. 50 % (Höflich et al., 2010). Es wird für beide Varianten angenommen, dass Belade- und Entladewirkungsgrad gleich sind. Speicherverluste können bei Druckluftspeichern durch einen Druckabfall in der Kaverne auftreten. Dieser Effekt wird in Krzikalla et al., 2013 mit 0,2 %/h berechnet. Für adiabate Druckluftspeicherwerke müssen zusätzlich die Speicherverluste im Wärmespeicher berücksichtigt werden. Diese werden üblicherweise mit 0,5 %/h angesetzt.

Insgesamt wird für die Potenzialanalyse davon ausgegangen, dass eine Entwicklung des Potenzials im Bereich der adiabaten Druckluftspeicher stattfinden wird. Die Begründung für diese Entscheidung liegt in dem höheren Wirkungsgrad und den geringeren Betriebskosten. Derzeit wird unter dem Projektnamen „ADELE“ ein solcher Speicher mit 90 MW Entladeleistung errichtet (Moser, 2012). Mit einer Speicherdauer von vier Stunden (Emele, 2011) beträgt die Speicherkapazität 360 MWh. Es wird angenommen, dass dieser bis 2016 in Betrieb genommen

wird. Somit wird für das Szenariojahr 2020 von einer installierten Entladeleistung von 410 MW ausgegangen.

Ein (geologisches) Potenzial von mehreren 200 MW-Anlagen (Höflich et al., 2010) könnte in einem optimistischen Szenario im Jahr 2030 ausgeschöpft sein. Aus diesem Grund wird für das Szenariojahr 2030 von einer installierten Entladeleistung von 800 MW ausgegangen. Wird auch hier eine Entladungsdauer von 2 Stunden angenommen, so beträgt die Speicherkapazität 1.600 MWh. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (Faulstich et al., 2011, S. 90) geht von einem Gesamtpotenzial von 3,5 TWh für Druckluftspeicher aus. Im Rahmen des ADELE-Projektes der RWE wurde in Deutschland und den Niederlanden ein Standortscreening durchgeführt. Besonders wurde dabei die Nähe von windreichen Regionen beachtet. Dabei wurden 20 bis 30 mögliche Standorte in Deutschland an der Nord- und Ostseeküste sowie in Mitteldeutschland gefunden. Diese könnten eine Entladeleistung von bis zu 30 GW bereitstellen (Moser, 2012). Bei einer Entladedauer von zwei Stunden bestünden somit Speicherkapazitäten von 60 GWh. Um das Gesamtpotenzial für Deutschland für das Szenariojahr 2050 nicht zu überschätzen, wird von der zuletzt genannten Speicherkapazität von 60 GWh ausgegangen.

5.3.3. Akkumulatoren

Zunächst muss zwischen zwei Anwendungsfällen unterschieden werden:

Dezentrale Kleinspeicher: Dieser Batterietyp wird in privaten Haushalten oder Gewerbebetrieben in Verbindung mit einer PV-Anlage installiert. Das Potenzial ist dabei durch den Anteil dezentraler PV-Anlagen begrenzt. Dieser Anwendungsfall dient primär der Optimierung des Eigenverbrauchs eines Endverbrauchers. Während es für das System Haushalt bzw. Gewerbebetrieb optimal sein kann, den Strom aus der PV-Anlage zu speichern, kann es aus Gesamtsystemsicht besser sein, den Strom aus der PV-Anlage über das Netz zu transportieren und eine weiter entfernte Nachfrage zu decken. Somit werden dezentrale Kleinspeicher nicht per se systemdienlich zur Integration von EE eingesetzt und finden in der vorliegenden Betrachtung keine Berücksichtigung.

Zentrale Großspeicher: Zentrale Großbatterien können bezüglich ihrer Ein- und Ausspeicherleistung sowie der Speicherkapazität auf die Anforderungen des Flexibilitätsbedarfs angepasst werden. Für zentrale Großspeicher kommen schon heute Blei-Säure Batterien zum Einsatz (Riegel, 2011). In der Zukunft werden insbesondere Redox-Flow-Batterien eine bedeutendere Rolle spielen, da diese eine hohe Zyklenzahl und vernachlässigbare Speicherverluste aufweisen.

Das Potenzial für zentrale Batteriespeicher ist lediglich durch die für die Herstellung benötigten Rohstoffmengen begrenzt. Somit ist die zu erwartende installierte Leistung und die Speichergroße stark abhängig von den erwarteten Kosten. Die Prognosen hinsichtlich der Kostenentwicklung variieren stark.

Aufgrund fehlender Literatur in Bezug auf ein nachhaltiges Potenzial für Batterien wurden Batterien in der vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt. Generell können jedoch insbesondere Redox-Flow Batterien auch über längere Zeiträume Leistung bereitstellen. Somit können sie theoretisch andere Flexibilitätsoptionen ersetzen. Es besteht Forschungsbedarf hinsichtlich der Frage, ab welchen spezifischen Investitionskosten Batterien die anderen Optionen ersetzen und wie groß ein nachhaltiges Potenzial für Batterien ist.

5.3.4. Power-to-Gas

Bei dem Verfahren „Power-to-Gas“ (PtG) wird Strom mittels Elektrolyse von Wasser in den chemischen Energieträger Wasserstoff umgewandelt. Der so erzeugte Wasserstoff kann dann in das bestehende Erdgasnetz eingespeist oder in einem lokalen Wasserstoffspeicher

zwischengespeichert werden. Darüber hinaus kann in einem weiteren Prozessschritt dem Wasserstoff noch Kohlenstoff hinzugefügt werden, so dass Methan entsteht. Neben der katalytischen Methanisierung (Sabatier-Prozess) steht auch die biologische Methanisierung zur Verfügung (Biogasanlagen).

Das Potenzial für die Flexibilitätsoption „Power-to-Gas“ wird von folgenden Faktoren begrenzt:

- Menge und Profil des Erdgasverbrauchs
- Wirkungsgrad der Elektrolyse und H₂-Beimischungsgrenze im Erdgasnetz
- Wirkungsgrad der Methanisierung und regenerative CO₂-Quelle für die Methanisierung

Der Primärenergieverbrauch an Erdgas wird in der BMU Leitstudie für das Szenario 2011 A' für das Jahr 2020 mit 910 TWh, für das Jahr 2030 mit 740 TWh und für das Jahr 2050 mit 420 TWh angegeben (Nitsch et al., 2012a). Das Erdgasverbrauchsprofil schwankt saisonal mit einem Jahresmaximum in den Wintermonaten Dezember bis Februar und einem Jahresminimum im Sommermonat August.

Der Wirkungsgrad von Elektrolyseanlagen liegt bei rund 60 % bis 70 %. Für das Szenariojahr 2020 wird ein Wirkungsgrad von 60 % und für die Szenariojahre 2030 und 2050 von 70 % unterstellt. Bei der Zumischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgassystem sind, im Gegensatz zu synthetischem Methan, zahlreiche technische Restriktionen zu berücksichtigen. Diese betreffen sowohl die Endgeräte, wie z.B. Brennwertkessel, Gasturbinen, Erdgasfahrzeuge als auch die Gastransportinfrastruktur mit Gasleitungen, Verdichterstationen und Messtechnik. Insgesamt kann für das Szenariojahr 2020 eine H₂-Beimischungsgrenze von 2 Vol. % und, bei entsprechender Nachrüstung, von 5 Vol. % für das Szenariojahr 2030 sowie 10 Vol. % für das Szenariojahr 2050 unterstellt werden (vgl. auch Müller-Syring et al., 2013).

Einen Engpass bei der Erzeugung von EE-Methan stellt die Verfügbarkeit von konzentriertem und regenerativem CO₂ dar. Als mögliche CO₂-Quellen kommen biogenes CO₂ aus Biogasanlagen, prozessbedingte CO₂-Ströme aus Industrieanlagen (z. B. von Stahl- oder Zementwerken) sowie die direkte Entnahme aus der Atmosphäre in Betracht. Im Rahmen dieser Studie wird zur Potenzialanalyse lediglich biogenes CO₂ betrachtet. Die verfügbare CO₂-Menge aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen und aus der Bioabfallvergärung wird über die vorgegebene Stromerzeugung aus Biogasanlagen rückgerechnet.

Um das mit Hilfe einer CO₂-Quelle erzeugte Methan in das Erdgasnetz einspeisen zu können, ist eine gewisse räumliche Nähe der Quelle sowie ein geeigneter Anschlusspunkt an das Erdgasnetz erforderlich. Als grobe Abschätzung wird unterstellt, dass nur 50 % des biogenen CO₂-Potenzials katalytisch methanisiert und dann in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Für die restlichen 50 % verbleibt die Option der biologischen Methanisierung in der Biogasanlage und der Rückverstromung am Ort der Biogasanlage.

Die Grundlegenden Annahmen zur Abbildung der Flexibilitätsoption Power-to-Gas wird in der folgenden Tabelle 5-10 dargestellt.

Tabelle 5-10: Annahmen für Power-to-Gas

Szenariojahr	Gasnachfrage [TWh]	Möglicher H ₂ -Anteil im Erdgasnetz	Installierte Leistung Elektrolyseure [GW]	Installierte Leistung Methanisierung [GW]	CO ₂ -Verfügbarkeit aus Biogasanlagen
2020	910	2 %	3,5	3,1	2,1 Mrd. m ³
2030	740	5 %	5,1	4,9	2,4 Mrd. m ³
2050	417	10 %	5,6	5,2	2,6 Mrd. m ³

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts e.V. aus der Basis von (Müller-Syring et al., 2013; Nitsch et al., 2012b)

6. Bereitstellung von Flexibilität durch das Elektrizitätsnetz

Das Elektrizitätsnetz stellt eine besondere Form von Flexibilität dar, da es keine zeitliche Verschiebung der Erzeuger- oder Verbraucherleistung bzw. -energie ermöglicht, sondern Verbraucher, Erzeuger und andere Flexibilitätsoptionen wie z.B. Speicher räumlich verbindet. Das durch Netze zur Verfügung gestellte Flexibilitätspotenzial ist daher maßgeblich von den durch das Netz verbundenen Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen abhängig und insbesondere davon, wie diese sich ergänzen. Die Kosten des Potenzials werden durch die räumliche Entfernung und die zu übertragende Leistung, nicht jedoch die Energie, wie es bei vielen anderen Flexibilitätsoptionen der Fall ist, bestimmt.

In diesem Kapitel wird insbesondere auf drei Aspekte der Flexibilität des Netzes eingegangen:

Im ersten Schritt wird ermittelt, welches Potenzial im bestehenden Netz im Hinblick auf die Grenzkuppelstellen verborgen ist und wie dieses gehoben werden kann.

Im zweiten Schritt werden zwei Netzausbauszenarien vorgestellt und deren Auswirkungen auf die Integration erneuerbarer Energien.

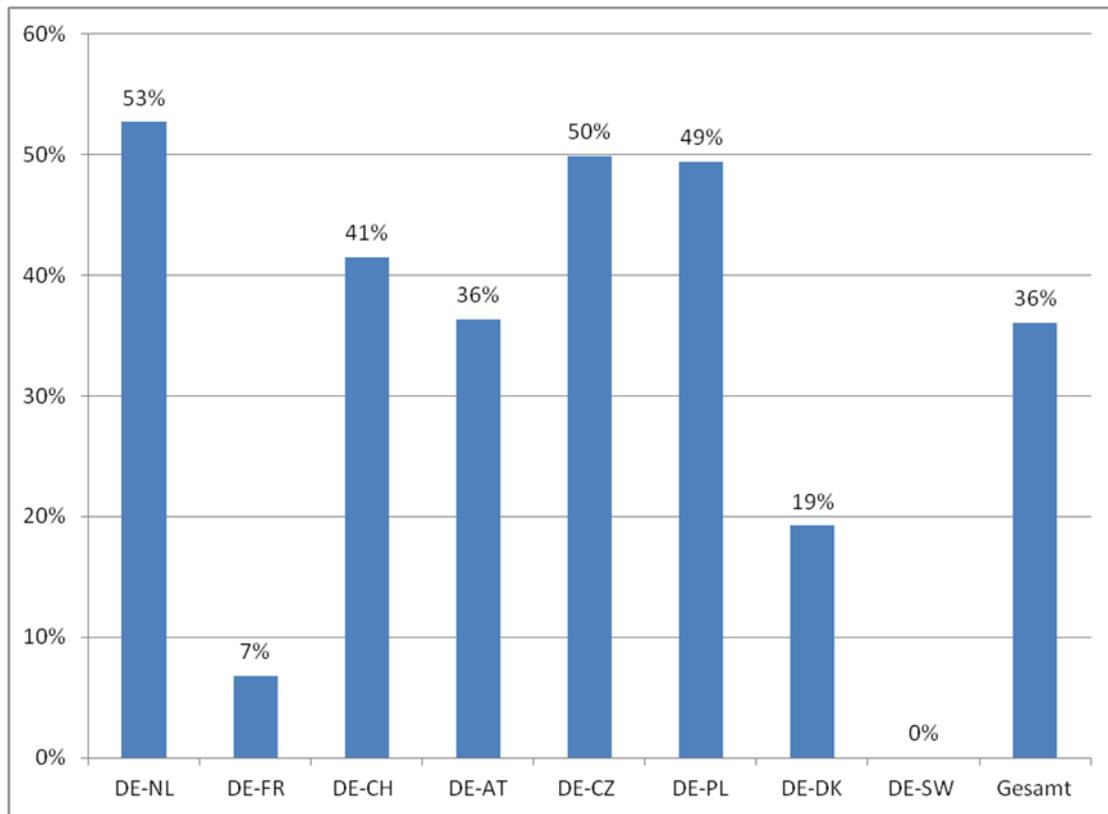
Und schließlich soll geklärt werden, wofür der Netzausbau in erster Linie erfolgt, d.h. wie die Leitungen zukünftig bei hohem Anteil erneuerbarer Energien genutzt werden. Dazu werden die auftretenden Lastflüsse mit Hilfe einer Allokationsmethode in EE verursachte Lastflüsse und Lastflüsse, die durch konventionelle Erzeuger verursacht werden, aufgeteilt.

6.1. Flexibilität durch bessere Ausnutzung der Kuppelkapazitäten

In der Fachwelt wird immer wieder kritisiert, dass die Grenzkuppelstellen nicht ausreichend ausgebaut sind bzw. bestehende Grenzkuppelstellen nur suboptimal genutzt werden. Sollte letzteres der Fall sein, könnte durch eine bessere Ausnutzung der Kuppelkapazität das Flexibilitätspotenzial erhöht werden. Um dieser Fragestellung nachzugehen, wurden die im Simulationsmodell auftretenden Lastflüsse mit den tatsächlichen Lastflüssen verglichen.

Abbildung 6-1 zeigt das Ergebnis dieses Vergleiches.

Abbildung 6-1: Mögliche Steigerungsraten des grenzüberschreitenden Lastfluss aus Vergleich der aktuellen Lastflüsse mit den möglichen Lastflüssen



Quelle: Eigene Darstellung, Energynautics GmbH

Es sind erhebliche regionale Unterschiede zu erkennen: So sind die Kuppelstellen nach Frankreich vergleichsweise hoch ausgelastet, während die Kuppelstellen mit Polen und der Tschechischen Republik noch deutlich höhere Lastflüsse zulassen würden. Obwohl erhebliche Unsicherheiten durch die Modellannahmen vorliegen, bestätigt die Auswertung die suboptimale Nutzung und lässt auf eine Steigerungsrate von durchschnittlich 30 % durch eine optimierte Netznutzung schließen. Dies entspricht der Größenordnung des geplanten Ausbaus nach dem Ten Year Network Development Plan (TYNDP, Zehn-Jahres-Netzausbauplan der europäischen Übertragungsnetzbetreiber) bis 2020.

Die Hebung dieses Potenzials wird aktuell durch die Einführung einer lastflussbasierten Marktkopplung vorangetrieben. Weiterhin ist eine bessere Kooperation der europäischen Übertragungsnetzbetreiber zu empfehlen, und schließlich kann durch einen Netzausbau aufgrund der N-1-Sicherheit eine höhere Auslastung und damit Nutzung der bestehenden Trassen erfolgen.

6.2. Flexibilität durch Netzausbau

6.2.1. Netzausbauszenarien

Neben einer besseren Nutzung der bestehenden Netze sind der notwendige Ausbau sowie die Rolle der Netze zentrale Themen im Zusammenhang mit dem EE-Ausbau.

Um die Auswirkungen des Netzausbaus auf die Flexibilität zu ermitteln, wurde für jedes der in Kapitel 2.1 dargestellten EE-Szenarien der Netzausbau in zwei Netzausbauszenarien berechnet. Das Szenario „minimaler Netzausbau“ bzw. „TYNDP“ entspricht dabei dem TYNDP bzw. einer

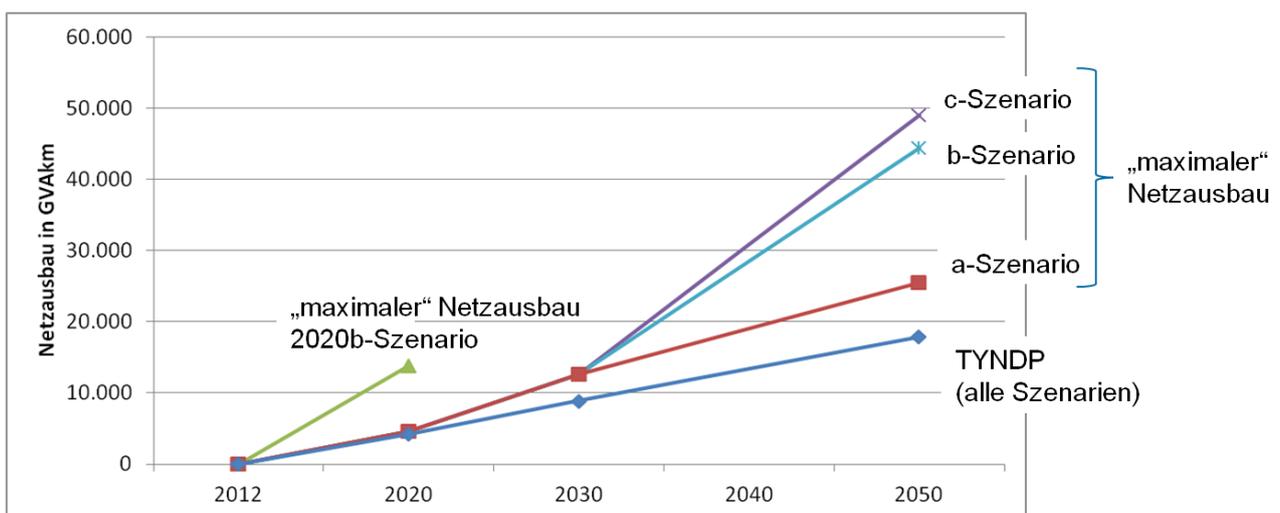
linearen Fortschreibung desselben. Bei der linearen Fortschreibung erfolgt der Ausbau durch den Optimierer des Netzmodells. Der im TYNDP für Deutschland festgeschriebene Netzausbau beruht dabei auf dem jährlich von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Netzentwicklungsplan Strom, dessen Methodik unter anderem auf die zweite veröffentlichte Netzstudie der dena von 2010 zurück geht (DENA, 2010).

Das Netzausbauszenario „maximaler Netzausbau“ ist darauf ausgelegt, die gezielte Abregelung von erneuerbaren Energieträgern zu vermeiden und den Anteil des Angebots aus erneuerbaren Energieträgern zu maximieren. Um das Szenario „maximaler Netzausbau“ zu erreichen, wurde das Netz innerhalb eines Simulationszyklus so lange ausgebaut, bis die Abregelung 0,25 % der zur Verfügung stehenden Energie unterschreitet.

Da die Netzausbaukosten im Wesentlichen von der Stromkreislänge und der möglichen Transportkapazität abhängen, wird, um den Netzausbau zu quantifizieren, im Folgenden das Produkt der zugebauten Stromkreislänge und der installierten Leistung in MVAkm genutzt und als Netzausbauwert angegeben. Dieser Netzausbauwert ermöglicht somit einen fairen Vergleich zwischen verschiedenen Ausbauvarianten.

Die folgende Abbildung zeigt die Netzausbauwerte für die verschiedenen Szenariojahre:

Abbildung 6-2: Netzausbau für die verschiedenen Szenariojahre und Netzausbauszenarien

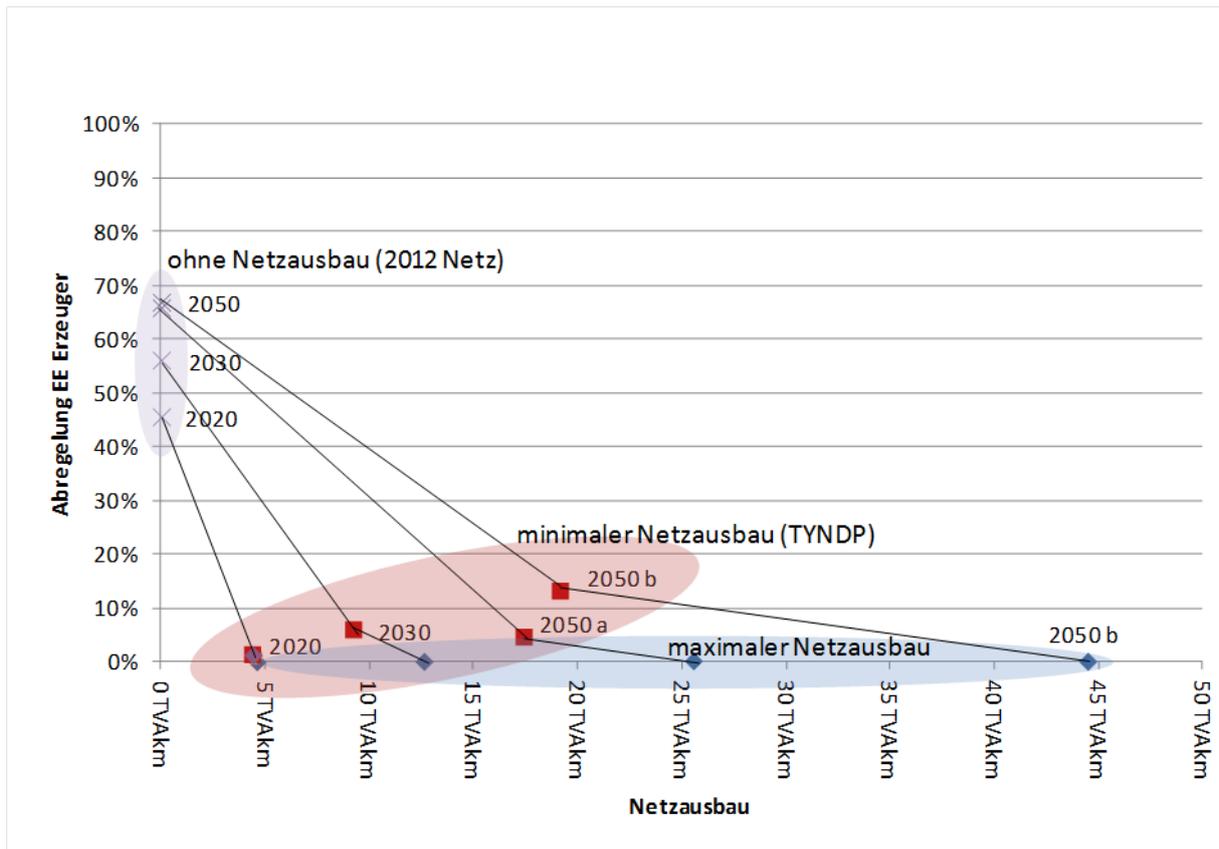


Quelle: eigene Darstellung, Energynautics GmbH

6.2.2. Abregelung in Abhängigkeit des Netzausbaus

Abbildung 6-3 zeigt den Zusammenhang zwischen der Abregelungsquote und dem Netzausbau für die beiden Netzausbauszenarien „minimaler Netzausbau nach TYNDP“ und „maximaler Netzausbau (modellendogener Zubau)“ sowie für die verschiedenen Szenariojahre mit unterschiedlichen Anteilen erneuerbarer Energien. Zum Vergleich wurde auch die Abregelungsquote bei keinem Netzausbau berechnet („ohne Netzausbau (2012er Netz“).

Abbildung 6-3: Abregelung versus Netzausbau für verschiedene Netz- und EE-Ausbauszenarien



Quelle: eigene Darstellung, Energynautics GmbH

Es zeigt sich, dass ohne Netzausbau eine hohe Abregelungsquote zu erwarten ist, da der erzeugte Strom von windstarken Standorten aufgrund von Netzengpässen nicht abtransportiert werden kann.

Dagegen reicht der TYNDP aus, um bei moderaten EE-Anteilen die Abregelungsquote auf akzeptable Werte von unter 5 % zu reduzieren. Erst bei Annäherung an die 100 % Quote (Szenario 2050 b) ist ein deutlicher Anstieg der Abregelungsquote zu erkennen.

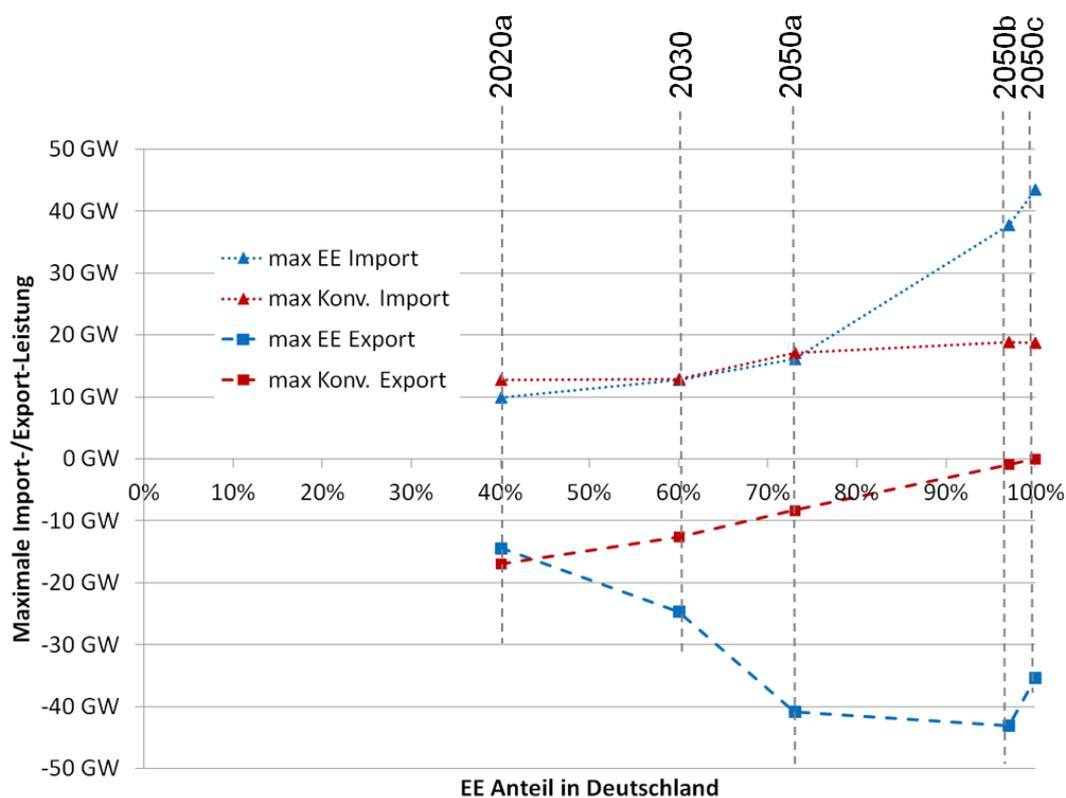
Möchte man dies vermeiden, ist ein weiterer deutlicher Netzausbau über den TYNDP hinaus notwendig, der bei etwa dem Dreifachen des bis 2050 extrapolierten Ausbaus im TYNDP liegt und daher als unrealistisch hoch anzusehen ist.

6.3. Nutzung ausländischer Flexibilitätsoptionen

Um die Rolle der Netze im Hinblick auf die Integration erneuerbarer Energien zu beurteilen, wurde eine Analyse der Lastflussberechnungen des Szenarios „Minimaler Netzausbau“ hinsichtlich der Zusammensetzung der Lastflüsse aus konventioneller und erneuerbarer Erzeugung durchgeführt. Dabei kam als Allokationsmethode das Verfahren der „Average Participation“ (Bialek, 1997) zur Anwendung (Siehe Anhang Kapitel 10.2).

Abbildung 6-4 stellt für die einzelnen Szenariojahre die im Jahresverlauf maximal auftretende Leistung dar, die von Deutschland importiert bzw. exportiert wird und zwar aufgeteilt in Erzeugung aus erneuerbaren Energien und Erzeugung aus konventionellen Energieträgern.

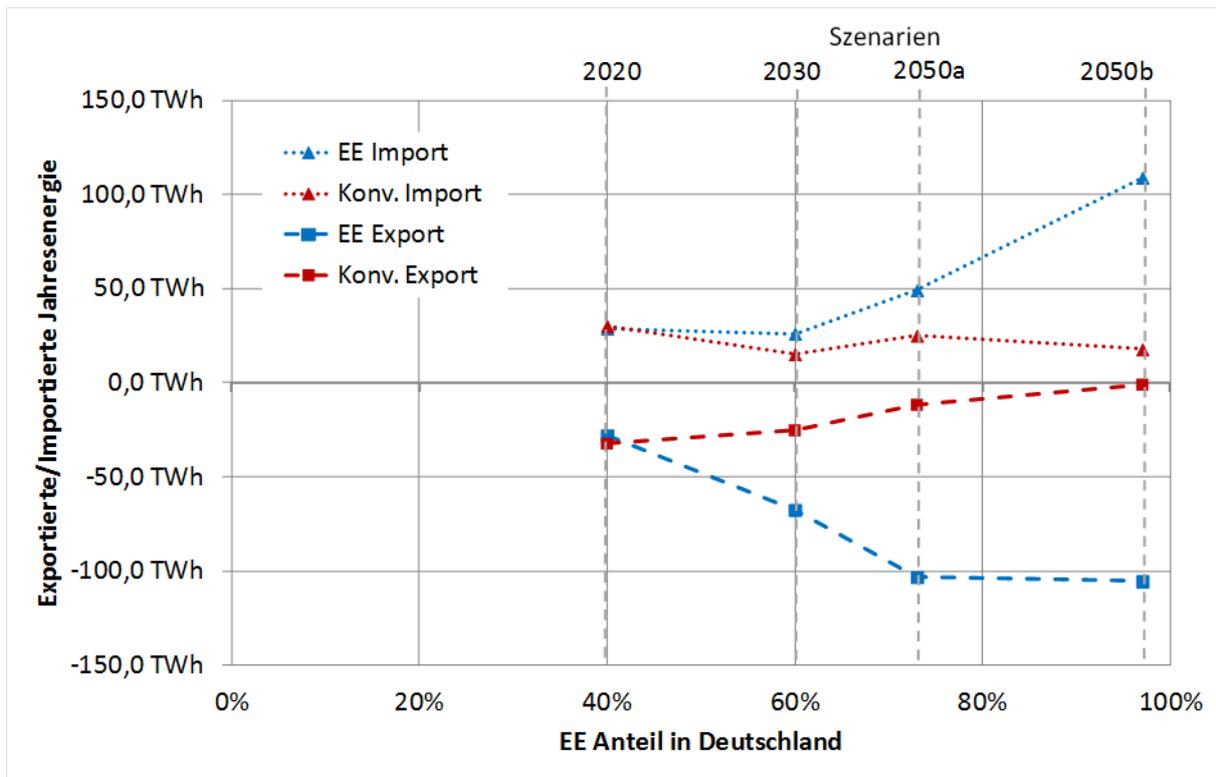
Abbildung 6-4: Maximale Import-/Export-Leistung aus EE und konventioneller Erzeugung in Abhängigkeit des EE-Anteils im Netzausbau



Quelle: Eigene Darstellung, Energynautics GmbH

Abbildung 6-5 zeigt die Zusammensetzung der nach Deutschland importierten und von Deutschland exportierten elektrischen Energie in den jeweiligen Szenario-Jahren.

Abbildung 6-5: Exportierte und Importierte Jahresenergie aus EE und konventioneller Erzeugung in Abhängigkeit des EE-Anteils im Szenario minimaler Netzausbau



Quelle: Eigene Darstellung, Energynautics GmbH

Bis zu einem EE-Anteil in Deutschland von 75 % ist ein stetiger Anstieg des exportierten Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland zu beobachten, danach tritt eine Stagnation ein. Demgegenüber steigt die importierte Strommenge aus erneuerbaren Energien in Europa erst ab 2030 an. Beide Effekte sind auf den stetigen EE-Ausbau sowie dessen unterschiedliche Geschwindigkeit in Deutschland und in Europa zurückzuführen.

Der Export konventioneller Energie wird mit der Reduktion der installierten Leistung konventioneller Stromerzeuger bis 2050 auf null zurückgefahren, demgegenüber ist der Import nur leicht sinkend bzw. die maximale Importleistung sogar leicht ansteigend. Deutschland profitiert daher in Zeiten europaweit geringer EE-Erzeugung von ausländischen konventionellen Kraftwerken.

Insgesamt lässt sich auf Grundlage der Ergebnisse feststellen, dass auch bei einem europaweit hohen Anteil erneuerbarer Energien das Netz eine wichtige Rolle als räumliche Flexibilitätsoption zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch spielt. Zudem wird aber auch ein Bedarf für nicht-netzseitige Flexibilitätsoptionen sichtbar.

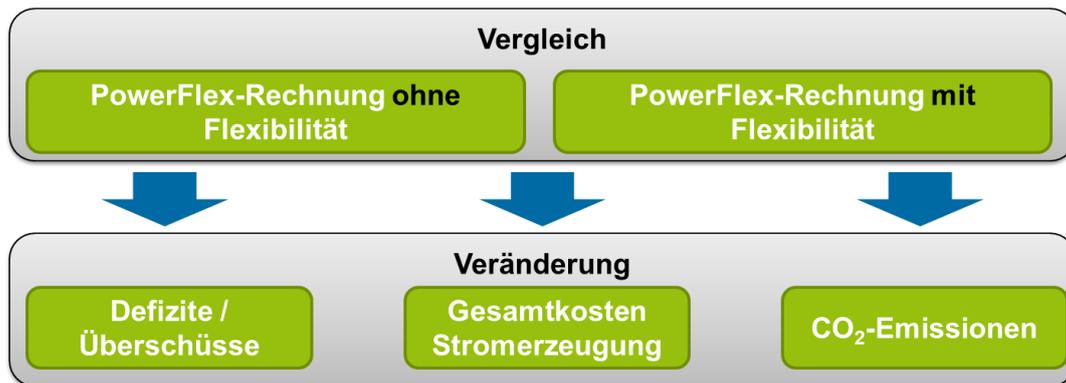
Die Kernfrage dieser Untersuchung in Bezug auf das Netz, inwieweit der europäische Stromtausch den Flexibilitätsbedarf in Deutschland beeinflusst, wird im folgenden Kapitel adressiert.

7. Deckung des Flexibilitätsbedarfs durch Flexibilitätsoptionen

7.1. Methodik

Der Nutzen von Flexibilität wird durch einen Vergleich zwischen Modell-Rechnungen mit Flexibilität und einer Modell-Rechnung ohne Flexibilität (Basis-Szenario) berechnet. Dieses Vorgehen ist in Abbildung 7-1 schematisch dargestellt.

Abbildung 7-1: Vorgehen zur quantitativen Bewertung des Nutzens von Flexibilität



Quelle: Öko-Institut e.V.

7.2. Generelle Effekte durch den Zubau von Flexibilitätsoptionen bei geringen EE-Anteilen im System (Szenariojahr 2020)

Im Szenariojahr 2020 konnten noch keine relevanten Defizite festgestellt werden. Die Erzeugungsleistung im System reicht trotz rückläufigem konventionellem Kraftwerkspark aus, um die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt zu decken.

Wird das Stromsystem jedoch durch die Nutzung von Flexibilitätsoptionen flexibler, so können Veränderungen bei den Stromgestehungskosten, den CO₂-Emissionen und den EE-Überschüssen festgestellt werden. In der nachfolgenden Analyse wurden sukzessive Flexibilitätsoptionen in das deutsche Stromsystem des Szenariojahres 2020 implementiert. Abbildung 7-2 zeigt die nachfolgend beschriebenen Effekte.

Im Vergleich zu einer Betrachtung, die Deutschland als Insel ohne Import und Export abbildet, führt die Möglichkeit von Import und Export einerseits zur einer zusätzlichen Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken. Diese zusätzliche Erzeugung wird exportiert und resultiert in einem Anstieg der Gesamtstromgestehungskosten in Deutschland sowie der CO₂-Emissionen in Deutschland. Andererseits führt die Nutzung der Grenzkuppelstellen zu einer starken Reduktion der EE-Überschüsse. EE-Angebot, welches in Deutschland nicht mehr genutzt werden kann, verdrängt im Ausland konventionelle Stromerzeugung.

Durch den Zubau von Flexibilitätsoptionen gemäß dem recherchierten Potenzial im Jahr 2020 (siehe Kapitel 5) sinken die jährlichen Stromgestehungskosten. Je mehr Flexibilität dem System zur Verfügung steht, desto geringer sind die jährlichen Stromgestehungskosten. Dieser Effekt wird durch zwei Mechanismen verursacht:

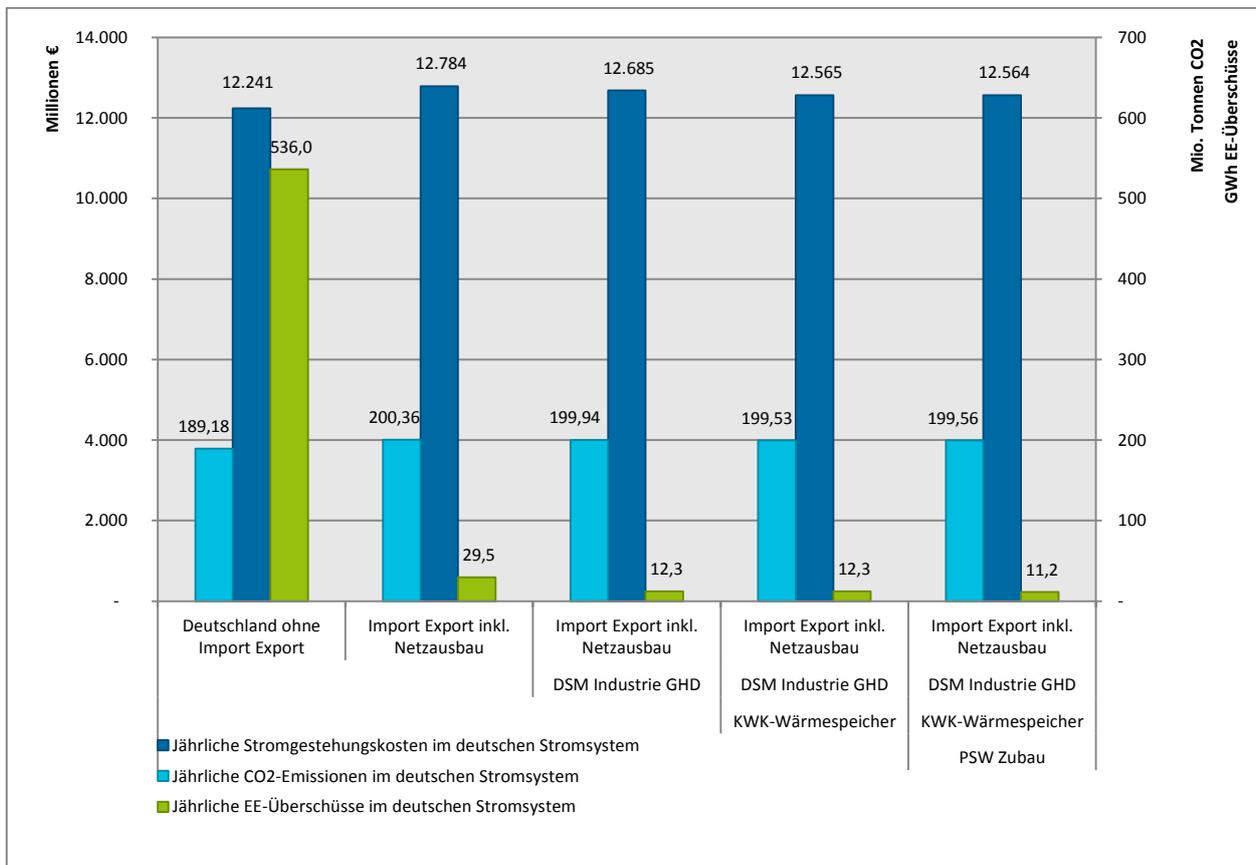
- Zum einen werden die Flexibilitätsoptionen so eingesetzt, dass möglichst günstiger Strom zur Beladung der (virtuellen) Speicher genutzt wird und zu teureren Zeiten der Speicher entladen

wird. Dadurch kommt es zu einer Verschiebung zwischen den Kraftwerken oder sogar den genutzten Brennstoffen. Relativ teure Gaskraftwerke produzieren somit in der Jahresbilanz weniger, relativ günstige Braunkohlekraftwerke produzieren mehr.

- Zum anderen treten Flexibilitätsoptionen gegenseitig in Konkurrenz. Bevorzugt werden Optionen mit dem höchsten Wirkungsgrad, diese ersetzen zum Teil Optionen mit geringeren Wirkungsgraden (z.B. bestehende PSW). Durch die geringeren Wirkungsgradverluste muss in der Jahresbilanz weniger Strom produziert werden, infolgedessen sinken die Stromgestehungskosten.

In Bezug auf die CO₂-Emissionen führen unterschiedliche Effekte zu einer Erhöhung bzw. Reduktion der Emissionen. Im Zusammenwirken dieser Effekte entscheidet die Ausprägung der Einzeleffekte darüber, ob die Emissionen im Gesamtsystem durch den Zubau von Flexibilität steigen oder sinken. Durch die zusätzliche Integration von EE werden die CO₂-Emissionen reduziert, weil dadurch konventionelle Erzeugung verdrängt wird. Dies ist in Abbildung 7-2 der dominante Effekt, wenn Lastmanagement (DSM) in der Industrie und GHD dem System zur Verfügung gestellt wird. Auch durch die Nutzung von Flexibilität mit höheren Wirkungsgraden können die CO₂-Emissionen durch die geringere notwendige Stromproduktion reduziert werden. Dieser Effekt ist im vierten Balken in Abbildung 7-2 zu erkennen, bei dem zusätzlich KWK-Wärmespeicher genutzt werden. Hier findet keine zusätzliche Integration von EE statt, trotzdem werden die CO₂-Emissionen weiter reduziert. Durch die Erzeugungsverlagerung von Gaskraftwerken mit geringen CO₂-Emissionen hin zu Braunkohlekraftwerken mit hohen CO₂-Emissionen aufgrund der geringeren Grenzkosten von Braunkohlestrom können sich die CO₂-Emissionen im System insgesamt aber auch erhöhen. Dieser Effekt überwiegt im fünften Balken in Abbildung 7-2. Hier erhöhen sich trotz einer zusätzlichen Integration von EE die CO₂-Emissionen geringfügig.

Abbildung 7-2: Veränderung der Ergebnisindikatoren durch die sukzessive Implementierung von Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Szenariojahr 2020 (ca. 43 % EE-Anteil)



Quelle: Öko-Institut e.V.

7.3. Welchen Beitrag können einzelne Flexibilitätsoptionen zur Deckung der fehlenden Leistung beitragen?

Da im Szenariojahr 2030 erstmals Defizite auftreten, wird dieses Jahr für die nachfolgende Betrachtung herangezogen. Ausgangspunkt für die Analyse dieser Fragestellung war zunächst die Betrachtung des deutschen Stromsystems ohne Möglichkeiten zum Import oder Export sowie unter der Annahme, dass die fluktuierenden EE durch Starkwindanlagen und Süd-ausgerichtete PV-Anlagen geprägt sind. Unter diesen Annahmen kann für das Jahr 2030 festgestellt werden, dass zur Deckung der Nachfrage maximal ca. 17,9 GW Leistung fehlen.

Werden an Stelle der Starkwindturbinen teilweise Schwachwindturbinen genutzt und ein Teil der PV-Anlagen in Richtung Ost und West ausgerichtet („alternative EE-Technologien“), so reduziert sich die maximale fehlende Leistung um ca. 0,7 GW.

Die Abbildung des deutschen Stromsystems ohne eine Verbindung mit den Nachbarländern entspricht nicht der Realität. Über die Grenzkuppelstellen können Exporte und Importe realisiert werden. Wird diese Möglichkeit berücksichtigt, so zeigt sich, dass das Elektrizitätsnetz in seiner heutigen Ausbaustufe im Jahr 2030 maßgeblich dazu beiträgt, dass die fehlende Leistung aus dem Ausland „importiert“ werden kann. So kann die maximale fehlende Leistung um ca. 7,3 GW

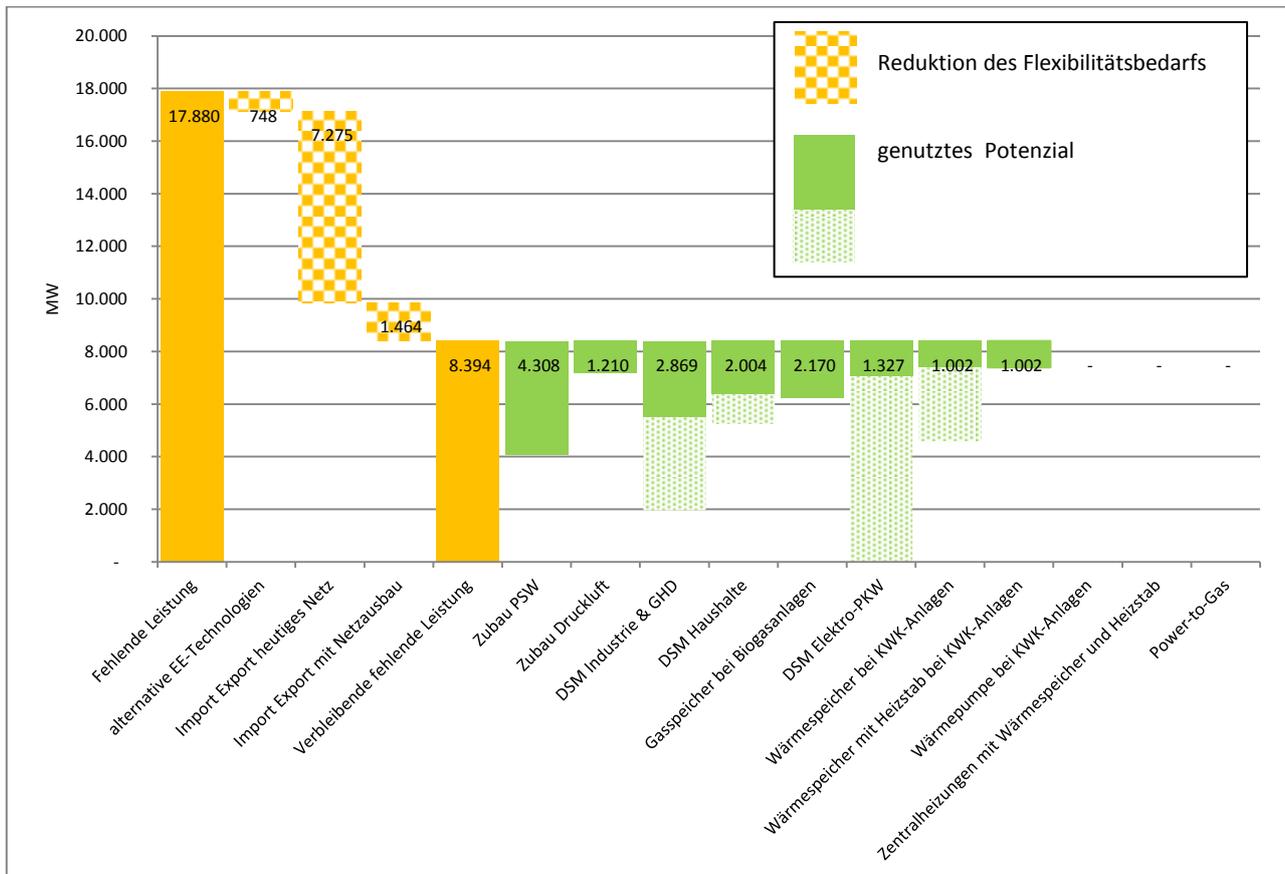
reduziert werden. Ein weiterer Netzausbau mit dem Volumen der im TYNDP geplanten Projekte in den europäischen Nachbarländern und an den Grenzkuppelstellen kann zu einer weiteren Reduktion der maximalen fehlenden Leistung um ca. 1,5 GW führen. Diese Netzbetrachtungen unterstellen einen optimal funktionierenden europäischen Binnenmarkt, in dem der Stromaustausch zwischen Deutschland und den anderen Ländern nicht dadurch begrenzt wird, dass die einzelnen Strommärkte nicht integriert sind und dadurch Handelsbarrieren bestehen.

Auf Basis der unterstellten Vergleichmäßigung bei PV- und Windeinspeisung sowie des Netzausbaus und einem optimalen Austausch zwischen Deutschland und den Nachbarländern verbleibt im Jahr eine maximale fehlende Leistung von ca. 8,4 GW. Entsprechend der in Kapitel 4 dargestellten Potenziale für das Jahr 2030 wurden einzelne Flexibilitätsoptionen dem System hinzugefügt. Ziel ist es zunächst, den Effekt der einzelnen Optionen zu berechnen, ohne dass die Optionen in Konkurrenz zu einander stehen.

Die Ergebnisse zeigen, dass generell zwischen zwei Arten von Optionen zu unterscheiden ist: einerseits Optionen, die zur Reduktion der maximal fehlenden Leistung beitragen können und andererseits Optionen, die dazu nicht in der Lage sind. Technologien, die Strom in andere Energieformen umwandeln (Wärme oder Gas), haben nicht unbedingt eine Möglichkeit zur Erzeugung von Strom und können daher keine Leistung bereitstellen. Darunter fallen die Technologien Power-to-Heat, Power-to-Gas und Wärmepumpen zur Wärmeproduktion. Anders stellt sich das bei Speichern und Optionen der Lastverlagerung da. Hier kann entweder direkt Leistung zur Verfügung gestellt werden (bei Speichern und Erzeugungsmanagement) oder die Last reduziert werden, um die notwendige Erzeugungsleistung zu reduzieren (bei Lastmanagement).

Es zeigt sich, dass einige Optionen die maximale fehlende Leistung in einem relevanten Ausmaß reduzieren können. Während die Speicheroptionen PSW und Druckluft beispielsweise ihr gesamtes Turbinenpotenzial zur Leistungdeckung bereitstellen können, sind die Lastmanagementoptionen weniger flexibel. Da ihre Flexibilität im Sinne einer Lastreduktion von ihrem Lastprofil bzw. Wärmenachfrageprofil abhängig ist, können diese Optionen ihr gesamtes Potenzial nicht unbedingt zu dem Zeitpunkt zur Verfügung stellen, zu dem im Gesamtsystem die maximale Leistung fehlt. Durch die zusätzliche starre Nachfrage von Elektro-PKW sowie Wärmepumpen in Zukunftsszenarien steigt der Flexibilitätsbedarf im Gesamtsystem erheblich. Aus diesem Grund sollten diese neuen Stromverbraucher nicht als unflexible Komponenten in das Stromsystem integriert werden.

Abbildung 7-3: Reduktion der fehlenden Leistung im Szenariojahr 2030 mit ca. 60 % EE-Anteil durch den Einsatz einzelner Flexibilitätsoptionen



Quelle: Öko-Institut e.V.

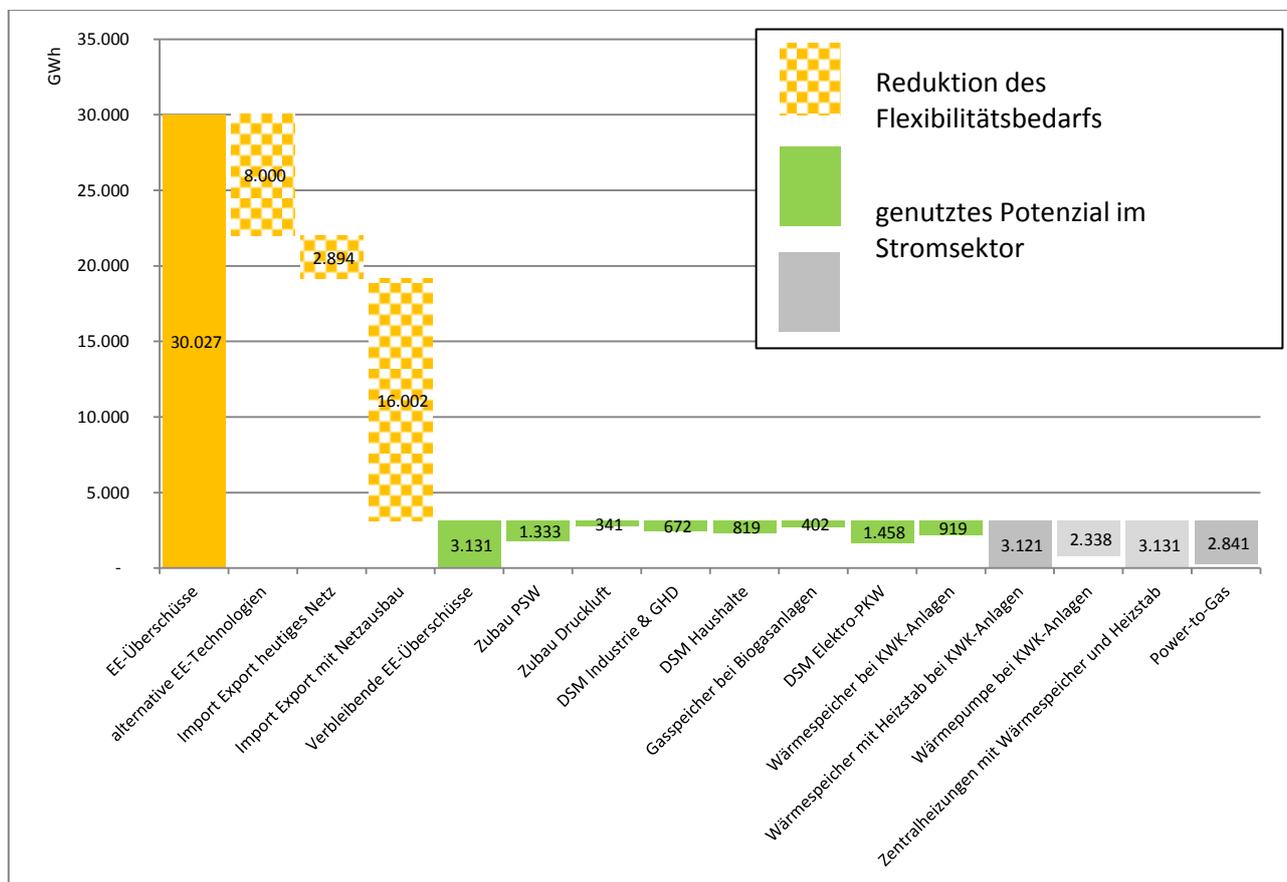
7.4. Nutzung der EE-Überschüsse durch einzelne Flexibilitätsoptionen

Ausgangspunkt für die Analyse dieser Fragestellung war wiederum die Betrachtung des deutschen Stromsystems ohne Möglichkeiten zum Import oder Export sowie unter der Annahme, dass die fluktuierenden EE durch Starkwindanlagen und Süd-ausgerichtete PV-Anlagen geprägt sind. Auch für diese Analyse wird exemplarisch das Szenariojahr 2030 herangezogen. Im Szenariojahr 2030 können unter den oben genannten Annahmen ca. 30 TWh des EE-Angebots nicht genutzt werden. Werden Starkwindanlagen und PV-Anlagen teilweise durch Schwachwindanlagen bzw. Ost-West-ausgerichtete PV-Anlagen ersetzt, so reduzieren sich die Überschüsse um 8 TWh. Wird zusätzlich ein Austausch zwischen Deutschland und den europäischen Nachbarländern zugelassen, so reduzieren sich die Überschüsse um weitere ca. 2,9 TWh. Einen besonders großen Beitrag zur Nutzung der deutschen Überschüsse im Ausland kann ein Netzausbau mit dem im TYNDP vorgesehenen Volumen beitragen. In dem Falle können ca. 16 TWh des EE-Angebots zusätzlich genutzt werden. Dazu wird einerseits die EE-Erzeugung im Ausland gespeichert (und ggf. nach Deutschland zurückexportiert) und andererseits durch Flexibilität im Ausland (z.B. durch Herunterfahren der Kraftwerke) die EE-Erzeugung direkt verbraucht. Unter der Annahme, dass bis zum Jahr 2030 die Netze dem TYNDP entsprechend ausgebaut werden und dass eine Vergleichmäßigung bei der PV- und Windeinspeisung erreicht werden kann, verbleiben ca. 3,1 TWh des EE-Angebots, das nicht genutzt werden kann.

Die folgende Abbildung zeigt, wie diese deutschen EE-Überschüsse durch die einzelnen Flexibilitätsoptionen genutzt werden können. Insbesondere die Potenziale von Pumpspeicherwerken und durch die flexible Beladung von Elektromobilen können einen Großteil des nicht genutzten EE-Angebots aufnehmen.

Im Gegensatz zu dem in Kapitel 7.3 dargestellten Beitrag der Sektorkonvergenz auf der Defizitseite können diese Optionen durchaus das nicht genutzte EE-Angebot in Wärme oder Gas umwandeln und somit fossile Brennstoffe im Wärme- oder Gassektor ersetzen. Einzelne Optionen (z.B. flexible Zentralheizungen mit einem Wärmespeicher und Heizstäben) können mit ihrem Potenzial sogar das gesamte nicht genutzte EE-Angebot umsetzen. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass eine möglichst vollständige Nutzung der Überschüsse in dieser Einzelbetrachtung nicht der Zielwert ist. Vielmehr sollten die Überschüsse möglichst effizient genutzt werden. Können beispielsweise mit Wärmepumpen in KWK-Anlagen die Überschüsse effizienter genutzt werden als im Fall der Nutzung von Tauchsiedern, so steht das verbleibende EE-Angebot noch für weitere Verwendungen zur Verfügung.

Abbildung 7-4: Nutzung der EE-Überschüsse durch Flexibilitätsoptionen



Quelle: Öko-Institut e.V.

7.5. Kerneergebnisse

- Im Szenariojahr 2020 treten nur geringfügige Defizite auf. Zur Defizitdeckung besteht somit im Szenariojahr 2020 noch keine Notwendigkeit, neue Kraftwerke oder alternative Flexibilitätsoptionen aufzubauen.

- In Systemen mit geringen EE-Anteilen (<50 %) kann ein Zubau von Flexibilität zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen führen, wenn Grundlastkraftwerke (meist Braunkohle) dadurch besser ausgelastet werden. Dieser Effekt sollte jedoch nicht zu einer Verzögerung der Entwicklung von Flexibilitätsoptionen führen, sondern es sollte ihm vielmehr mit einer aktiven Braunkohlepolitik begegnet werden.
- Die (optimale) Nutzung des Elektrizitätsnetzes als Ausgleichsmöglichkeit zwischen den europäischen Ländern reduziert den Flexibilitätsbedarf und das nicht genutzte EE-Angebot erheblich. Für eine möglichst kosteneffiziente Bereitstellung von Flexibilität gilt es, den europäischen Binnenmarkt, die optimale Kuppelstellenbewirtschaftung und ggf. den Ausbau der Kuppelstellen aktiv zu fördern (vgl. hierzu auch Kapitel 6).
- Flexibilitätsoptionen, die EE-Überschüsse in andere Energieträger umwandeln (z.B. Wärme oder Gas) bieten zunächst keine zusätzliche Flexibilität für den Stromsektor. Auch bei Power-to-Gas-Technologien bieten erst zusätzliche Gaskraftwerke die notwendige Erzeugungleistung.

8. Wie kann das System der Zukunft aussehen? – Verschiedene Flexibilitätswelten zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs

Der Flexibilitätsbedarf kann durch verschiedene Kombinationen der in den vorangegangenen Kapiteln vorgestellten Flexibilitätsoptionen gedeckt werden. Im vorliegenden Kapitel werden die Ergebnisse der Modellierung verschiedener Flexibilitätswelten in Bezug auf ihren Effekt auf die Defizitdeckung, Nutzung der Überschüsse sowie die resultierenden CO₂-Emissionen und Stromgestehungskosten dargelegt.

Es wurden unterschiedliche Flexibilitätswelten zur Deckung der Defizite untersucht. In einer stark zentral ausgerichteten Zukunftswelt könnte auf zentrale Großspeicher und Flexibilität bei den größten Verbrauchern in der Industrie gesetzt werden. Dem gegenüber stünde eine dezentrale Welt, in der der Flexibilitätsbedarf durch dezentrale, kleinskalige Optionen gedeckt wird. Darüber hinaus könnte der bestehende Leistungsbedarf zur Deckung der Defizite auch durch den Zubau von Gasturbinen gedeckt werden. Naheliegender ist auch eine Zuschaltung der Flexibilitätsoptionen nach dem Kriterium der Wirtschaftlichkeit, damit der Flexibilitätsbedarf möglichst kostengünstig gedeckt werden kann.

In Abschnitt 8.1 werden zunächst die Methodik zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit einzelner Flexibilitätsoptionen und zur Ableitung einer an ökonomischen Kriterien orientierten Flexibilitätswelt sowie die Methodik zur Ermittlung der Gesamtkosten der Szenarien dargestellt. In Abschnitt 8.2 werden die verschiedenen Flexibilitätswelten für das Szenariojahr 2030 bei einer Durchdringung von ca. 60 % erneuerbarer Energien bewertet. Hierbei werden solange Flexibilitätspotenziale in das System integriert, bis Kapazitätsdefizite nur noch vernachlässigbar auftreten. Es wird dabei angenommen, dass Kapazitätsdefizite in wenigen Stunden des Jahres durch eine Lastabschaltung in der stromintensiven Industrie, die hier nicht weiter untersucht wurde, abgedeckt werden können. In Abschnitt 8.3 wird analysiert, inwiefern verfügbare Flexibilitätspotenziale auch bei einer sehr weitgehenden Durchdringung mit Erneuerbaren Energien (Szenario 2050a) zur Lastdeckung ausreichen. Abschnitt 8.5 baut schließlich auf dieser Analyse auf und bewertet die Flexibilitätswelten bei einer auf mehr als 90 % auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung (Szenario 2050b). Abschnitt 8.6 fasst die aus den Analysen abgeleiteten Kernthesen für ein Stromsystem der Zukunft zusammen.

8.1. Methodik zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätsoptionen

8.1.1. Ranking der Flexibilitätsoptionen nach Wirtschaftlichkeit

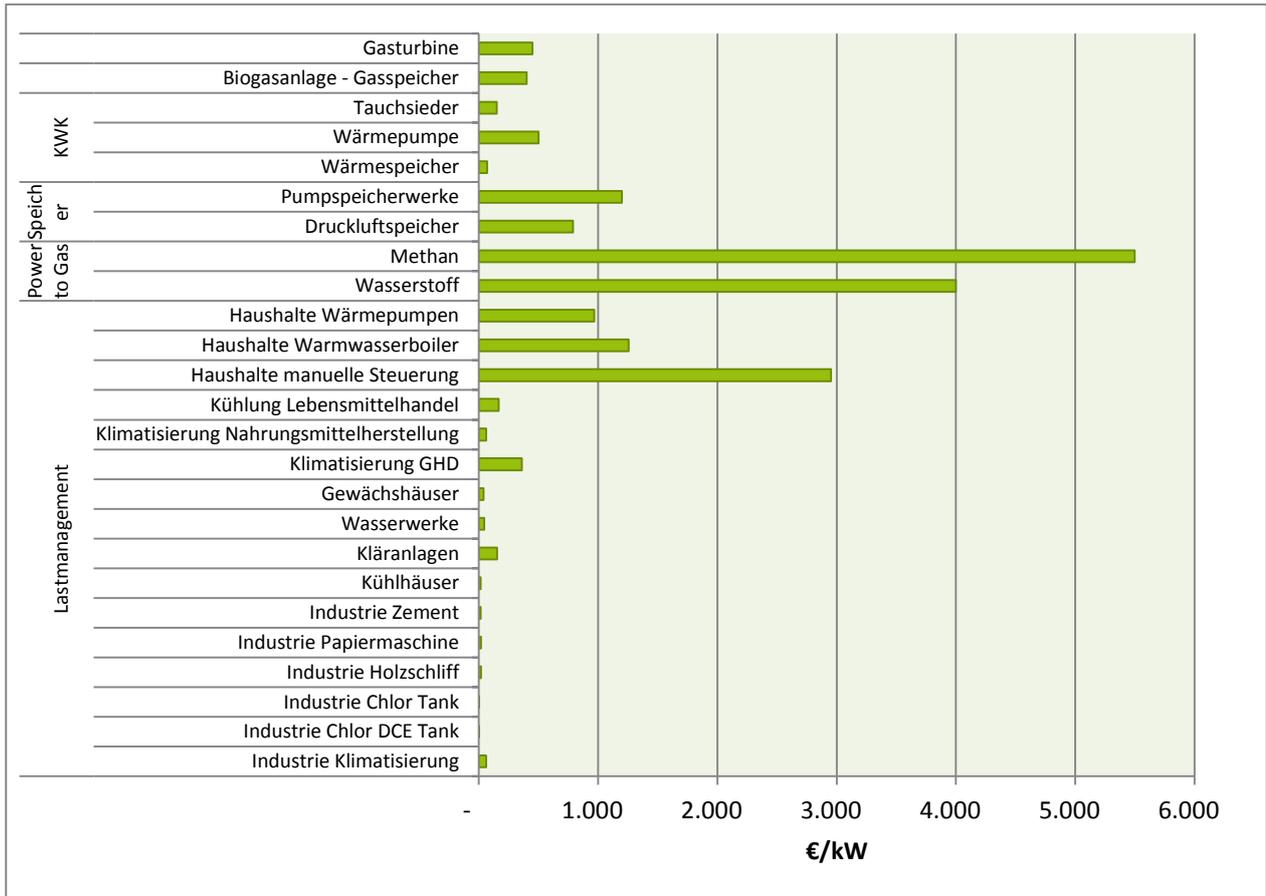
Die Wirtschaftlichkeit einzelner Flexibilitätsoptionen ist zum einen von den Investitionskosten der jeweiligen Technologie sowie zum anderen von den Einsatzstunden und den korrespondierenden Marktpreisen im jeweiligen Szenario abhängig. Im Rahmen dieses Projektes wurde die Wirtschaftlichkeit einzelner Technologien anhand der so genannten Barwert-Methode ermittelt. Den jeweiligen Kosten (im Rahmen dieser Analyse ausschließlich Investitionskosten) stehen Erlöse in den Jahren des Einsatzes der Technologie gegenüber. Die Erlöse wurden für das Szenariojahr 2030 berechnet. Die jährlichen Erlöse hängen davon ab, in wie vielen Stunden des Jahres die Flexibilitätsoption eingesetzt wird und wie hoch die spezifischen Erlöse in jeder Einsatzstunde sind. Der Barwert wird dabei durch die Abzinsung aller Kosten- und Erlösströme auf den Zeitpunkt der Investition ermittelt. Durch den Bezug auf die jeweilige Leistung der Flexibilität kann der spezifische Barwert (€/kW) ermittelt werden, der einen Vergleich der verschiedenen Flexibilitätsoptionen nach Wirtschaftlichkeitskriterien erlaubt.

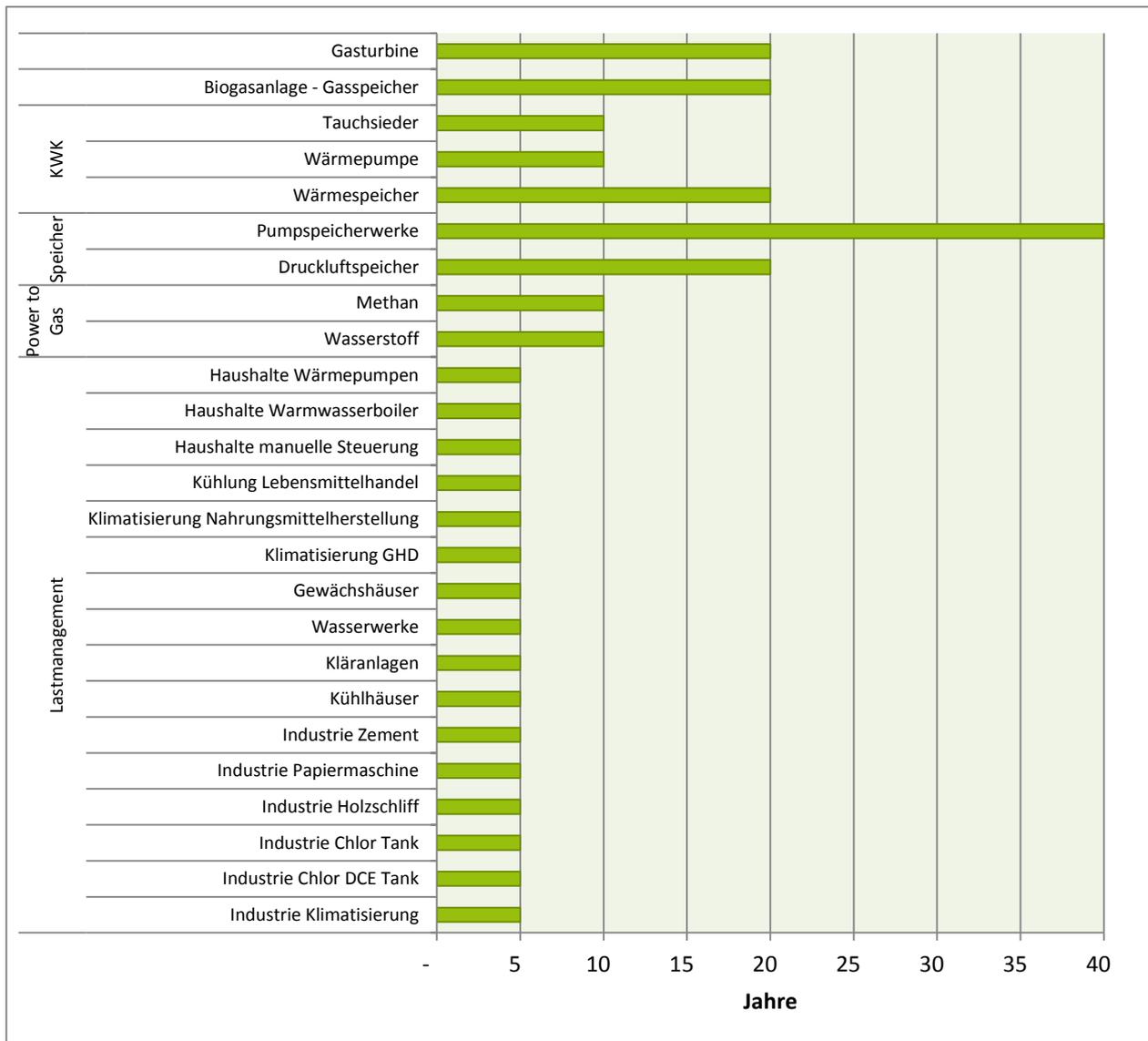
Die Erlöse der einzelnen Flexibilitätsoptionen aus dem Stromsektor ergeben sich dabei modellendogen durch die Minimierung der Systemkosten des Stromsystems. So wird beispielsweise eine Technologie zur Nutzung von Lastmanagement bevorzugt in solchen Stunden

Strom beziehen, in denen der Strompreis (z.B. durch ein hohes Angebot an erneuerbaren Energien) niedrig ist und in solchen Stunden den Leistungsbezug reduzieren, in denen der Strompreis hoch ist. Zur Ermittlung der Flexibilitätsgewinne wird für jede Flexibilitätsoption die Differenz zwischen den Erlösen aus der Ausspeicherung bzw. Lastreduktion und den Kosten der Einspeicherung bzw. Lasterhöhung berechnet.

Damit die verschiedenen Flexibilitätsoptionen bezüglich ihrer Wirtschaftlichkeit verglichen werden können, wurde für das Jahr 2030 von jeder Option 1 MW Leistung in das Modell implementiert. Diese Methode führt dazu, dass aufgrund der geringen Leistung die Optionen nicht in Konkurrenz zueinander treten und so gemäß ihrer technischen Restriktionen optimal eingesetzt werden können. Auf Basis der so ermittelten Einsatzstunden und der Stromerlöse wurden mit der Barwertmethode die spezifischen Barwerte der einzelnen Flexibilitätsoptionen ermittelt. Dazu wurden Annahmen zu den spezifischen Investitionskosten pro kW Ausspeicherleistung und der Abschreibungsdauer der einzelnen Flexibilitätsoptionen getroffen (Abbildung 8-1).

Abbildung 8-1: Spezifische Investitionskosten pro flexible Ausspeicherleistung und Abschreibedauer der Flexibilitätsoptionen



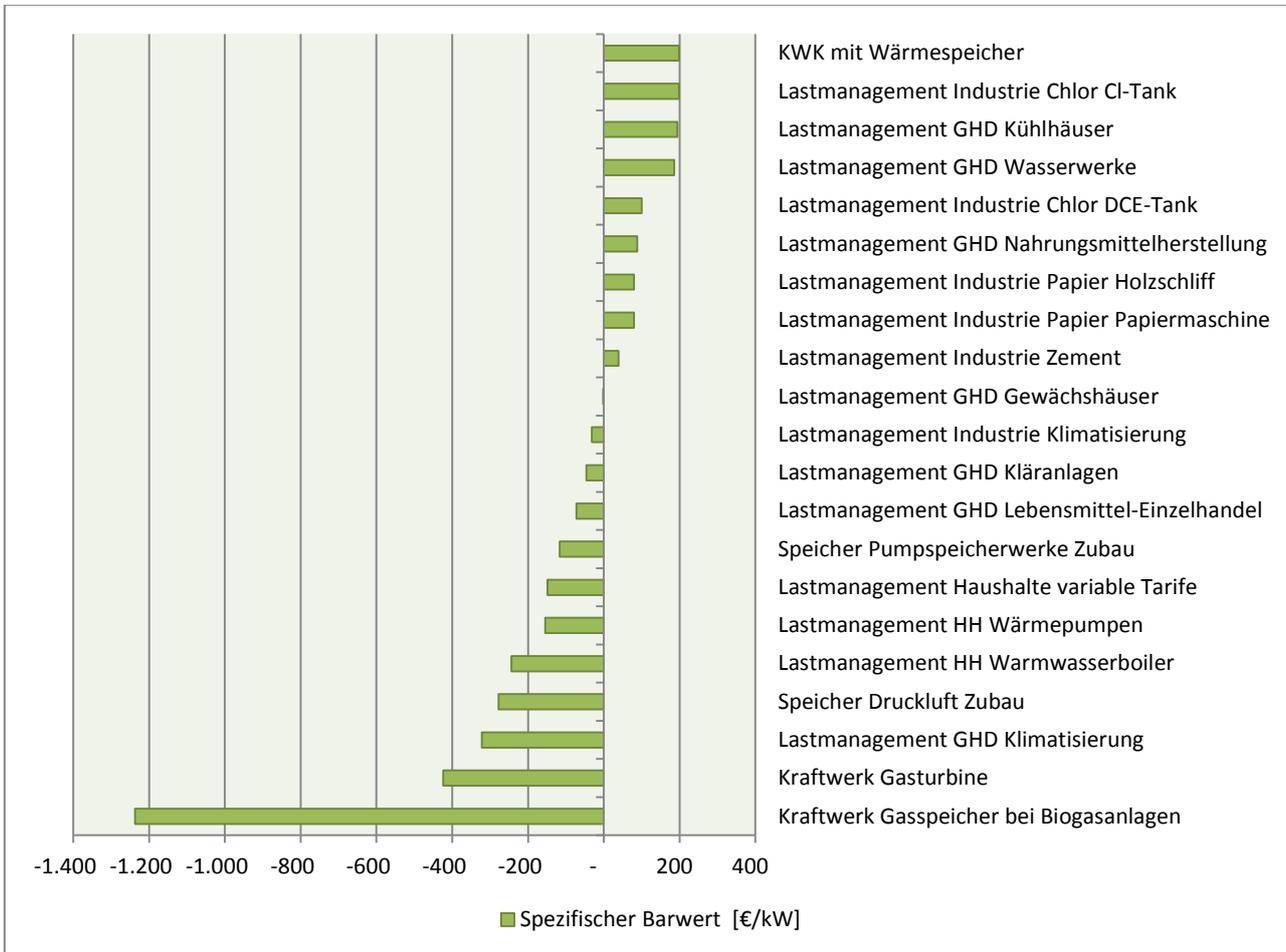


Quelle: Eigene Recherchen auf der Basis von: (ASUE, 2011; Groscurth & Bode, 2013; Hartkopf et al., 2012; Klobasa & Focken, 2011; Krzikalla et al., 2013; Müller-Syring et al., 2013; Nabe et al., 2009; Paulus & Borggreffe, 2011; Pipke et al., 2009)

Die Reihenfolge der Flexibilitätsoptionen nach dem Kriterium „Wirtschaftlichkeit“ (spezifischer Barwert) stellt Abbildung 8-2 dar. Da Überschüsse aus EE-Anlagen im Szenariojahr 2030 nur in sehr geringen Mengen auftreten, konnten Optionen, die auf die Verwertung dieser Überschüsse setzen, nicht weiter berücksichtigt werden. Darunter fallen die PtG-Technologien sowie Tauchsieder und Wärmepumpen bei KWK-Anlagen. Bei der Interpretation dieser Analyse ist zu beachten, dass zu den Erlösen der Flexibilitätsoptionen lediglich die modellierten Spotmarktpreise beitragen. Würden weitere Erlösmöglichkeiten wie z.B. der Regelenergiemarkt einbezogen werden, kann sich die Wirtschaftlichkeit der Optionen und ggf. die Reihenfolge der Optionen verändern. Die Ergebnisse sind zudem vor dem Hintergrund der Annahmen zu spezifischen Investitionen und Abschreibedauern vorsichtig zu interpretieren. Somit kann keine absolute Aussage zur Wirtschaftlichkeit einzelner Flexibilitätsoptionen getroffen werden. Kernergebnis ist vielmehr die Reihenfolge der Wirtschaftlichkeit auf Basis der Spotmarkterlöse.

Dennoch wird im Rahmen der getroffenen Annahmen deutlich, dass einige Optionen schon auf Basis der alleinigen Erlöse auf dem Spotmarkt wirtschaftlich betrieben werden können, während andere Optionen dafür ggf. weitere Erlösquellen benötigen.

Abbildung 8-2: Rangfolge der Flexibilitätsoptionen nach Wirtschaftlichkeit (spezifischer Barwert) unter Annahme, dass die verschiedenen Optionen nicht miteinander konkurrieren



Quelle: Öko-Institut e.V.

Unter den genannten Annahmen kann der höchste Barwert durch die Investition in Wärmespeicher in KWK-Anlagen erzielt werden. Der hohe Barwert ist durch die geringen spezifischen Investitionen zu erklären. Darauf folgen im Ranking – ebenfalls aufgrund der geringen spezifischen Investitionen – Lastmanagementoptionen in der Industrie und im GHD-Sektor. Speicher wie beispielsweise Pumpspeicherwerke, Batterien und Druckluftspeicher können zwar hohe Erlöse erzielen, fallen jedoch aufgrund ihrer hohen spezifischen Investitionen deutlich hinter die Spitzenreiter zurück. Auch der Barwert von Lastmanagementoptionen in Haushalten ist, aufgrund der hohen spezifischen Investitionen, vergleichsweise gering. Damit ist für das Szenariojahr 2030 die grundsätzliche Reihenfolge der Wirtschaftlichkeit vergleichbar mit der Reihenfolge der spezifischen Investitionskosten (vgl. Abbildung 8-1).

Dieses Ranking wird für die folgenden Untersuchungen genutzt, um verschiedene Flexibilitätsoptionen nach dem Kriterium „Wirtschaftlichkeit“ zuzuschalten.

8.1.2. Ermittlung der Gesamtkosten eines Szenarios unter Berücksichtigung der Flexibilitätskosten

Die Ermittlung der Gesamtkosten eines Szenarios ergibt sich aus zwei Komponenten:

Zum einen werden die gesamten variablen Stromerzeugungskosten des Stromsystems modellendogen ermittelt. Diese setzen sich insbesondere aus den Brennstoffkosten, CO₂-Zertifikatskosten sowie variablen Betriebskosten zusammen. Die Nutzung verschiedener Flexibilitätsoptionen wirkt sich insgesamt auf diese Stromerzeugungskosten aus. So sinken beispielsweise die Stromgestehungskosten, sobald aufgrund von Flexibilitäten mehr erneuerbare Energien integriert werden können und somit weniger Brennstoffkosten anfallen. Dementsprechend sind die Stromerzeugungskosten vom gewählten Szenario sowie den technischen Charakteristika der Flexibilitätsoptionen abhängig.

Zum anderen entstehen Kosten für den Aufbau von Flexibilität. Diese Flexibilitätskosten ergeben sich aus den Investitionskosten für die in den verschiedenen Flexibilitätswelten gewählten Optionen. Diese werden unter Berücksichtigung der jeweiligen Abschreibungsdauer der einzelnen Flexibilitätsoptionen annuisiert. Die Annuität der Flexibilitätskosten ergibt gemeinsam mit der Summe der variablen Stromerzeugungskosten die Gesamtkosten eines Szenarios.

In Bezug auf den bestehenden Kraftwerkspark sowie die Investition in neue Kraftwerke (vor allem Erneuerbare Energien) wird davon ausgegangen, dass sich diese in den verschiedenen Flexibilitätswelten nicht unterscheiden. Aus diesem Grund umfassen die Gesamtkosten der Stromerzeugung lediglich die variablen Kosten für die Stromerzeugung sowie die Investitionskosten für die Flexibilität, jedoch keine Investitionskosten für andere Kraftwerke. Da von einem sterbenden konventionellen Kraftwerkspark ausgegangen wird, entstehen keine Investitionskosten für konventionelle Kraftwerke. Investitionen in den EE-Ausbau sind in allen Zukunftswelten identisch und damit für einen Vergleich zwischen den Szenarien nicht relevant.

8.2. Flexibilitätswelten zur Deckung des Leistungsbedarfs im Szenariojahr 2030 (ca. 60 % EE)

Für das Szenariojahr 2030 mit ca. 60 % EE-Anteil wurden vier Flexibilitätswelten untersucht:

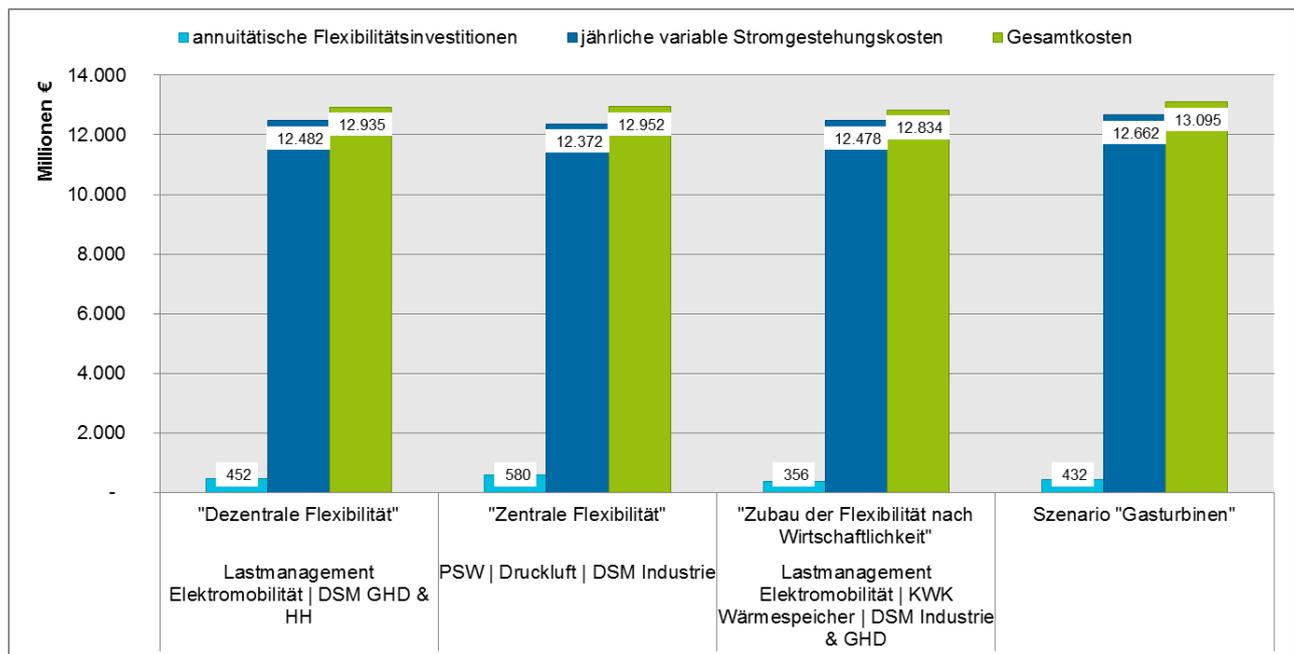
- **„Dezentral“**: Zubau von Flexibilitätsoptionen auf der dezentralen Ebene. Dabei wurde die Last der Elektrofahrzeuge, der Haushalte und der relevanten Branchen im Sektor GHD flexibilisiert.
- **„Zentral“**: Zubau von Flexibilitätsoptionen auf der zentralen Ebene (Zubau von Pumpspeicherwerken und Druckluftspeichern sowie Flexibilisierung der Lasten der stromintensiven Industrie)
- **„Wirtschaftlichkeit“**: Zubau von Flexibilitätsoptionen gemäß der in Abschnitt 8.1 dargelegten Rangfolge nach dem Kriterium „Wirtschaftlichkeit“.
- **„Gasturbinen“**: Zubau von Gasturbinen nach dem heutigen Stand der Technik.

Untersucht wurde zunächst die Frage, ob die unterstellten Flexibilitätspotenziale innerhalb der zentralen und dezentralen Welt zur Deckung der Defizite ausreichen. Dabei wurden je nach Flexibilitätswelt die gesamte Leistung der unterstellten Potenziale der einzelnen Flexibilitätsoptionen als Block sukzessive zugeschaltet, bis keine Leistungsdefizite mehr in der Modellierung auftraten. Ergebnis ist, dass in den Flexibilitätswelten „Dezentral“ und „Zentral“ im Jahr 2030 ausreichende Flexibilitätspotenziale zur Verfügung stehen, um den Flexibilitätsbedarf zu

decken. Mit zunehmenden Anteilen EE im System ist diese Deckung jedoch nicht immer gegeben (vgl. Kapitel 8.5).

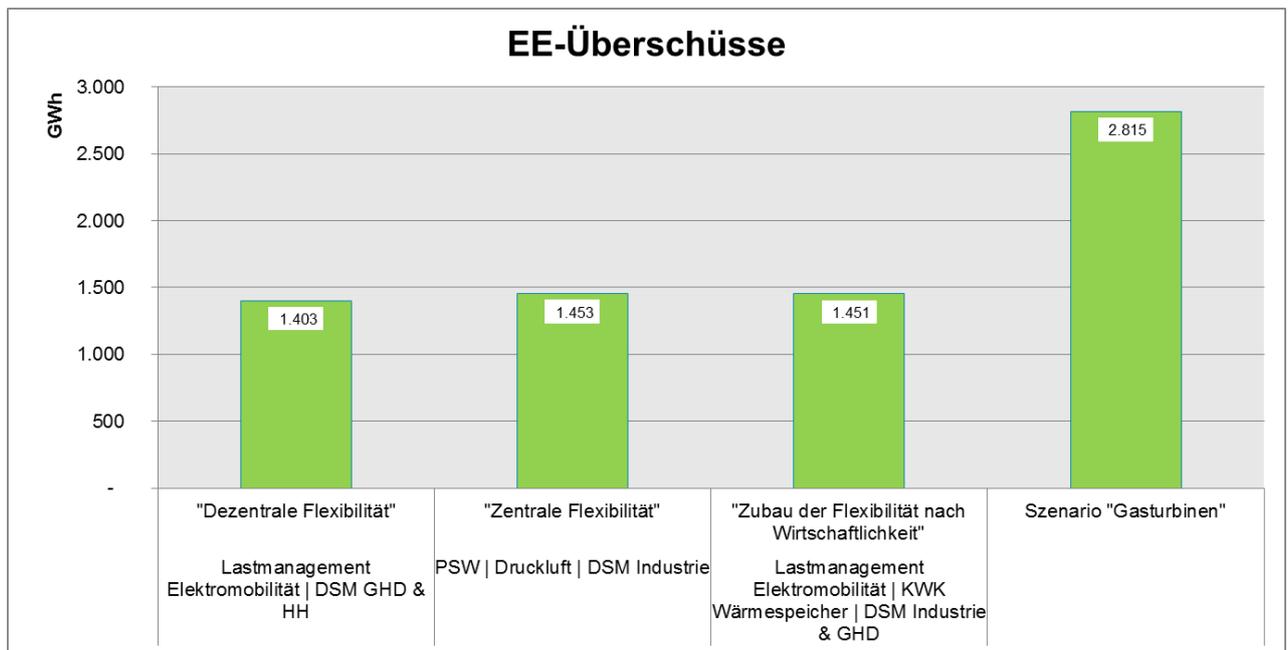
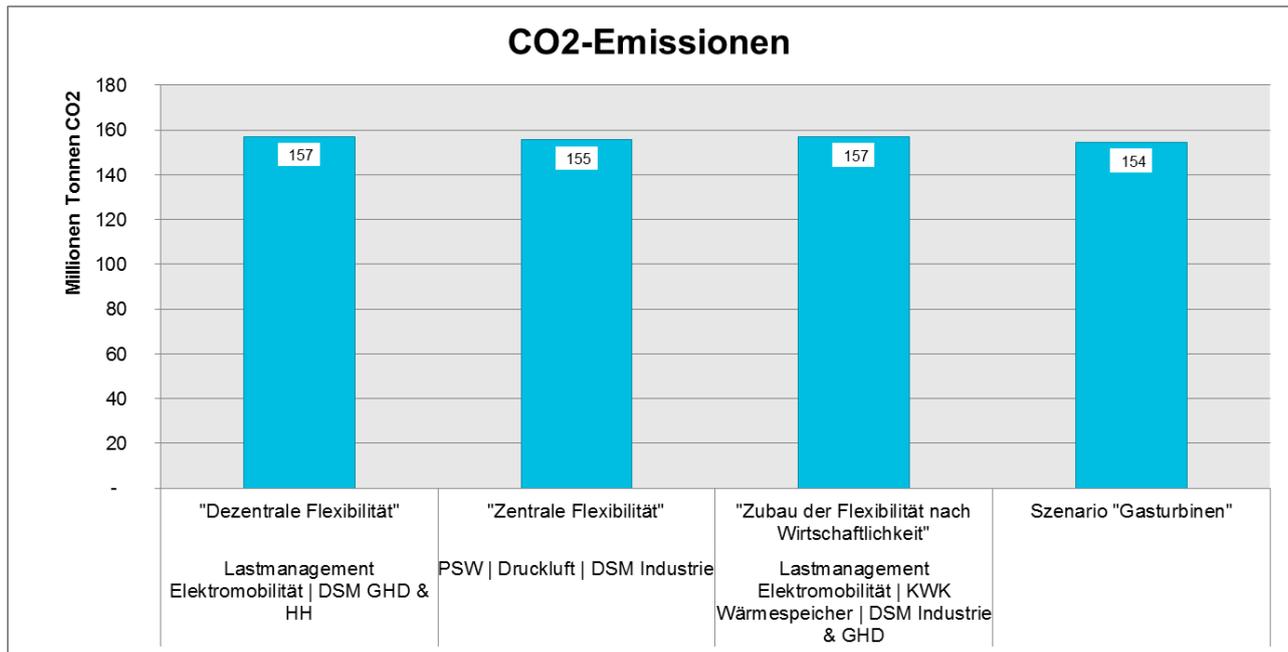
Anschließend wurde untersucht, inwieweit sich die definierten Flexibilitätswelten anhand der Ergebnisindikatoren EE-Überschüsse⁹, CO₂-Emissionen¹⁰ und Kosten unterscheiden. Die Kosten werden als zusätzlich jährlich anfallende Gesamtkosten im Stromsystem definiert (siehe Abschnitt 8.1.2). Abbildung 8-3 vergleicht die genannten Ergebnisindikatoren für die vier Flexibilitätswelten.

Abbildung 8-3: EE-Überschüsse, CO₂-Emissionen und Kosten bei Nutzung unterschiedlicher Flexibilitätswelten zur Deckung der Defizite im Jahr 2030 (ca. 61 % EE)



⁹ Vgl. Definition in Kapitel 7.1

¹⁰ Vgl. Definition in Kapitel 7.1



Quelle: eigene Darstellung Öko-Institut e.V.

Im Vergleich der vier Flexibilitätswelten ergeben sich folgende Haupteffekte:

- Die Flexibilitätskosten (annuisierte Flexibilitätsinvestitionen) sind im Vergleich zu den variablen, jährlichen Kosten der Stromerzeugung gering. Dies ist darin begründet, dass im Szenariojahr 2030 noch ein erheblicher Teil der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken bereitgestellt wird. Entsprechend fallen hohe variable Kosten für Brennstoffe und CO₂-Emissionen an. Der Bedarf an Flexibilitätsinvestitionen im gleichen Zeitraum ist vergleichsweise gering. Damit unterscheiden sich bezüglich der jährlichen Gesamtkosten die vier untersuchten Flexibilitätswelten kaum. Während in der Flexibilitätswelt „Gasturbinen“ geringfügig mehr variable Stromgestehungskosten anfallen, weil weniger EE und stattdessen mehr fossile

Energieträger genutzt werden, entstehen für die Flexibilitätswelten mit Speichern und Lastmanagement, die nicht die wirtschaftlichsten Optionen nutzen (Flexibilitätswelten „Zentral“ und „Dezentral“), höhere Kosten für die Flexibilitätsinvestitionen. Insgesamt sind die verschiedenen Flexibilitätswelten konkurrenzfähig mit einer Welt, in der die Defizite mit Gasturbinen abgedeckt werden.

- Die Flexibilitätswelt „Gasturbinen“ weist die geringsten CO₂-Emissionen auf. Hier zeigt sich, wie schon in Kapitel 7.2 dargestellt, der Braunkohleeffekt – Stromerzeugung wird mit der Hilfe der Flexibilitäten Lastmanagement und Speicher in Zeiten verschoben, in denen günstige Braunkohlekraftwerke preissetzend sind, und somit wird deren Auslastung erhöht. Flexibilität hat also auch noch im Szenariojahr 2030 den relevanten Effekt, dass sie zu einer besseren Auslastung der Kraftwerke mit den geringsten Grenzkosten führt. Insgesamt ist jedoch festzuhalten, dass die Unterschiede in den CO₂-Emissionen zwischen den untersuchten Flexibilitätswelten gering sind.
- Insgesamt ist die EE-Abregelung für alle untersuchten Flexibilitätswelten gering (deutlich weniger als 1 % der gesamten Stromerzeugung). Im Vergleich zwischen den Flexibilitätswelten und der Gasturbinenwelt werden durch die Flexibilität mehr EE genutzt. Das spiegelt sich in dem Wert der EE-Überschüsse wider: Die Flexibilitätswelten lassen nur halb so viel EE ungenutzt wie die Gaswelt. EE-Überschüsse haben jedoch auch einen Wert. Sie können genutzt werden, um Wärme oder Gas zu produzieren und in anderen Sektoren fossile Energieträger zu ersetzen. Diese ganzheitliche Optimierung zwischen den verschiedenen Energiesektoren wurde in der vorliegenden Untersuchung nicht durchgeführt.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass der Flexibilitätsbedarf grundsätzlich mit konventionellen Technologien wie Gasturbinen gedeckt werden könnte. Schon im Jahr 2030 können jedoch die dargestellten Flexibilitätswelten mit einem Ausbau der konventionellen Erzeugung (Zubau von Gasturbinen) konkurrieren. Der Aufbau von neuen Flexibilitätsoptionen ist aus mehreren Gründen wichtig:

- Flexibilität führt im Szenariojahr 2050 mit hohen EE-Anteilen zu relevanten CO₂-Emissionsminderungen und muss aus diesem Grund schon in den Dekaden vorher aufgebaut werden (vgl. Kapitel 8.5).
- Eine Bereitstellung von Flexibilität ausschließlich aus konventionellen Kraftwerken kann die Vorteile einer Diversifizierung des Angebots nicht nutzen.

Ob im Szenariojahr 2030 eine zentrale oder dezentrale Flexibilitätswelt ausgebaut wird, hat nur eine geringe Auswirkung auf die untersuchten Indikatoren. Auch der prioritäre Aufbau von möglichst wirtschaftlichen Flexibilitätsoptionen zeigt – auch auf Grund des geringen Anteils der Flexibilitätsinvestitionen an den jährlichen Gesamtkosten – nur einen geringen Effekt.

8.3. Defizitdeckung durch verfügbare Flexibilitätspotenziale bei einer weitgehenden Durchdringung mit erneuerbaren Energien (Szenariojahr 2050)

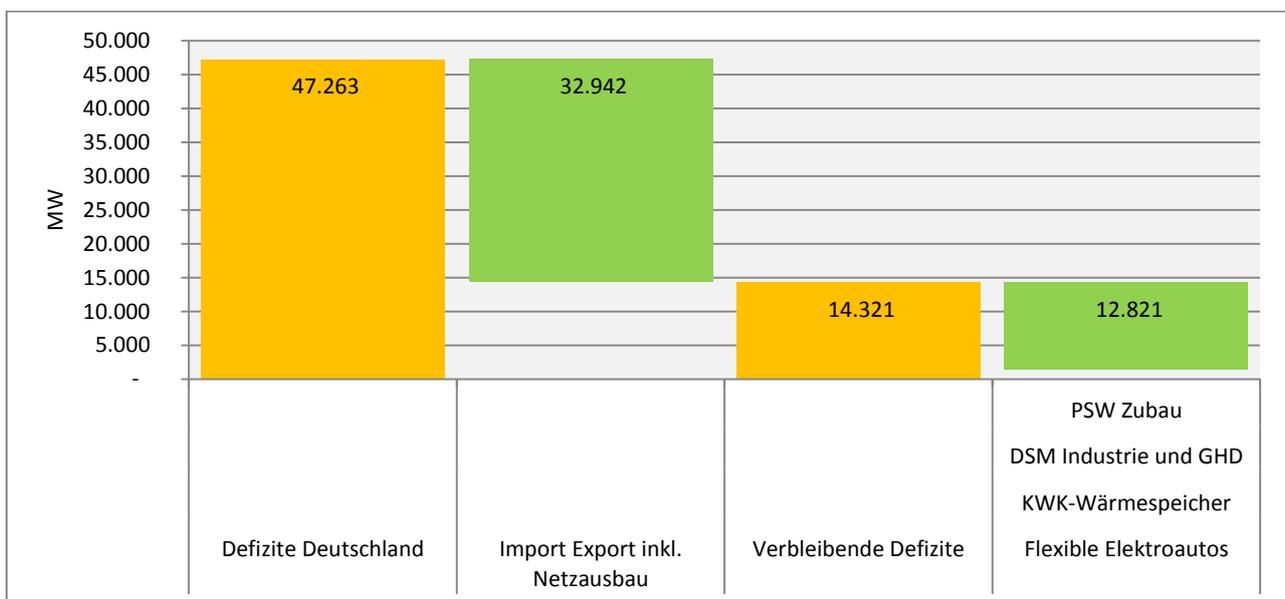
Wie in Kapitel 3.1 erläutert, definiert sich der Flexibilitätsbedarf über mehrere Indikatoren. Kernfragestellung bleibt jedoch, ob zu jedem Zeitpunkt die Nachfrage gedeckt werden kann. Für das Szenariojahr 2030 konnte im letzten Abschnitt gezeigt werden, dass die Potenziale ausreichen, um den Flexibilitätsbedarf zu decken.

Weiter stellt sich jedoch die Frage, ob die recherchierten Flexibilitätspotenziale auch ausreichen, um das Defizit zu decken, wenn eine sehr weitgehende Durchdringung der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien und ein starker Rückgang des konventionellen Kraftwerkparks erreicht

wird. Dafür wurden für das Jahr 2050 zwei unterschiedlichen Szenarien (ca. 75 % EE und >90 % EE) untersucht. Dabei wurden (wie bereits für das Jahr 2030) sukzessive Flexibilitäten in das System integriert und der Effekt auf die Deckung der verbleibenden Defizite untersucht.

Zunächst wurde das Szenario 2050a mit einem EE-Anteil von ca. 75 % betrachtet. Wie auch schon für Szenarien mit geringeren EE-Anteilen (vgl. 7.2) lässt sich feststellen, dass das Elektrizitätsnetz durch die Möglichkeit des Imports große Teile des Defizits in Deutschland abdecken kann. Eine gemäß der Wirtschaftlichkeit (vgl. Kapitel 8.1.1) definierte Welt von Flexibilitätsoptionen (Flexibilisierung von Elektroautos, Zubau von Wärmespeichern bei KWK-Anlagen, Lastmanagement in der Industrie und im Gewerbe sowie Nutzung des Potenzials für neue Pumpspeicherwerke) kann die fehlende Leistung von 14 GW um ca. 13 GW reduzieren. Auch wenn weitere Flexibilitätspotenziale dem System zur Verfügung gestellt werden, verbleibt ein Sockel von 1.500 MW (vgl. Abbildung 8-4). Diese fehlende Leistung kann auch nicht durch weitere Flexibilitätsoptionen im System abgedeckt werden (abgesehen von Gasturbinen)¹¹. Das Defizit in Strommengen kann überwiegend durch die Flex-Optionen gedeckt werden.

Abbildung 8-4: Reduktion der fehlenden Leistung bei ca. 75 % EE-Anteil im Szenario 2050a



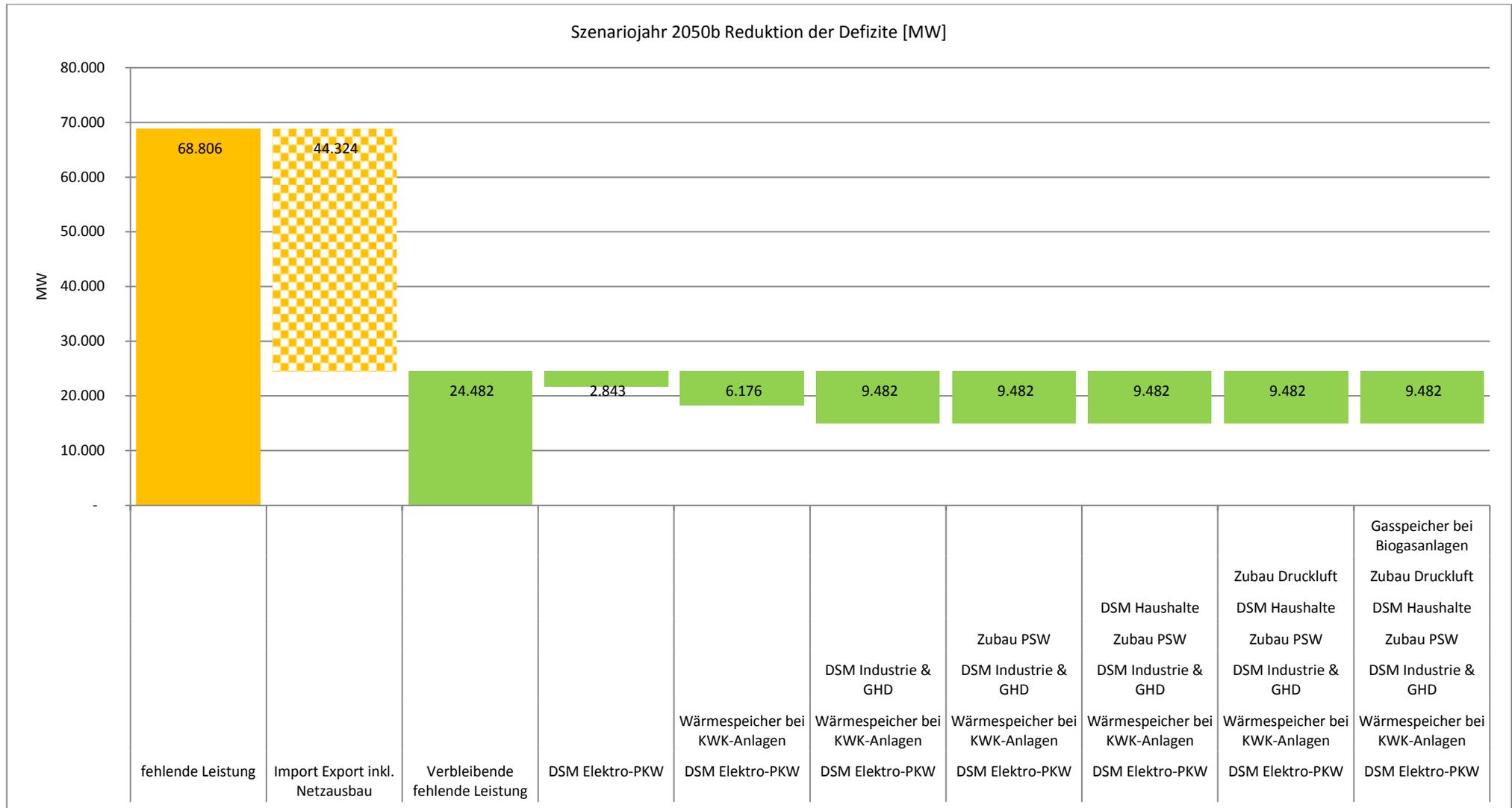
Quelle: Öko-Institut e.V.

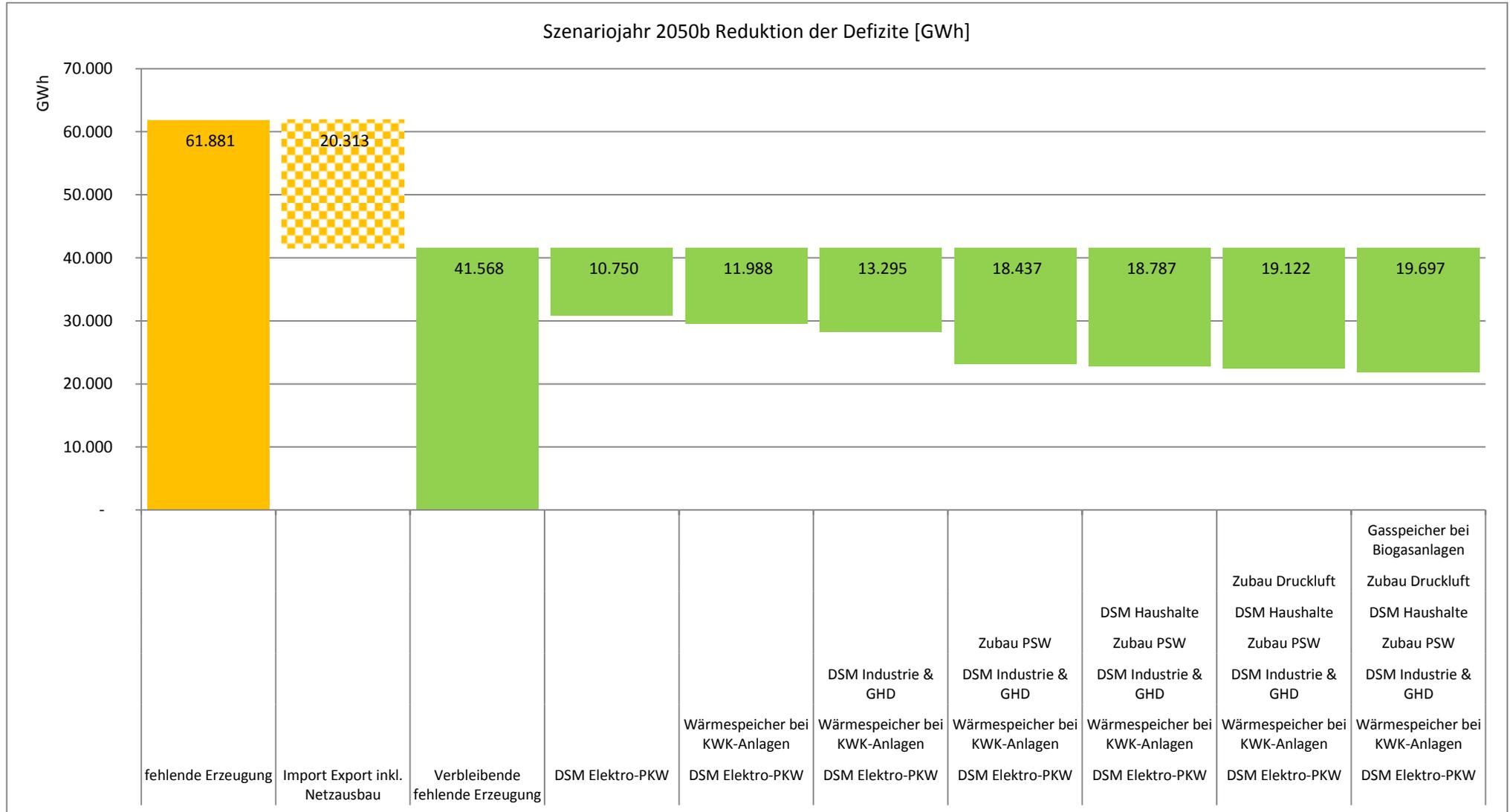
Steigt der EE-Anteil auf über 90 % an, so verstärkt sich der Effekt, dass zusätzliche Flexibilitätsoptionen im System nicht die benötigte Leistung bereitstellen können. Abbildung 8-5 zeigt den Effekt auf die in Defizitzeiten fehlende Strommenge und die fehlende Leistung durch die sukzessive und additive Zuschaltung von Flexibilitätsoptionen. Die fehlende Erzeugung (GWh) kann durch den Zubau von Flexibilität immer weiter reduziert werden. In der Grafik ist jedoch zu erkennen, dass nachdem das Potenzial für Pumpspeicherwerke zugeschaltet wurde der Grenznutzen zusätzlicher Flexibilitätsoptionen im System abnimmt. Zusätzliche Flexibilitätsoptionen können die fehlende Erzeugung nur geringfügig weiter reduzieren. Bei der fehlenden Leistung (MW) zeigt sich ein etwas anderes Bild. Schon nachdem Wärmespeicher bei

¹¹ Warum die Leistung hier nicht durch weitere Flexibilitätsoptionen bereitgestellt werden kann, wird im folgenden Kapitel 8.4 erläutert.

KWK-Anlagen implementiert wurden, Elektrofahrzeuge flexibel beladen werden können und eine Lastverlagerung in der Industrie und im Gewerbe ermöglicht wurde, zeigt sich durch weitere Flexibilitätsoptionen kein weiterer Zusatznutzen (vgl. Abbildung 8-5). Die fehlende Leistung kann mit den angenommenen Potenzialen der Flexibilitätsoptionen nicht unter einen Sockel von 15.000 MW reduziert werden. Wie es dazu kommt, wird im nachfolgendem Kapitel 8.4 untersucht.

Abbildung 8-5: Nutzen durch einen Anstieg der Flexibilität im System für das Szenariojahr 2050b (>90 % EE-Anteil) bezogen auf die fehlende Erzeugung [GWh] und die fehlende installierte Leistung [MW] im System.





Quelle: Öko-Institut e.V.

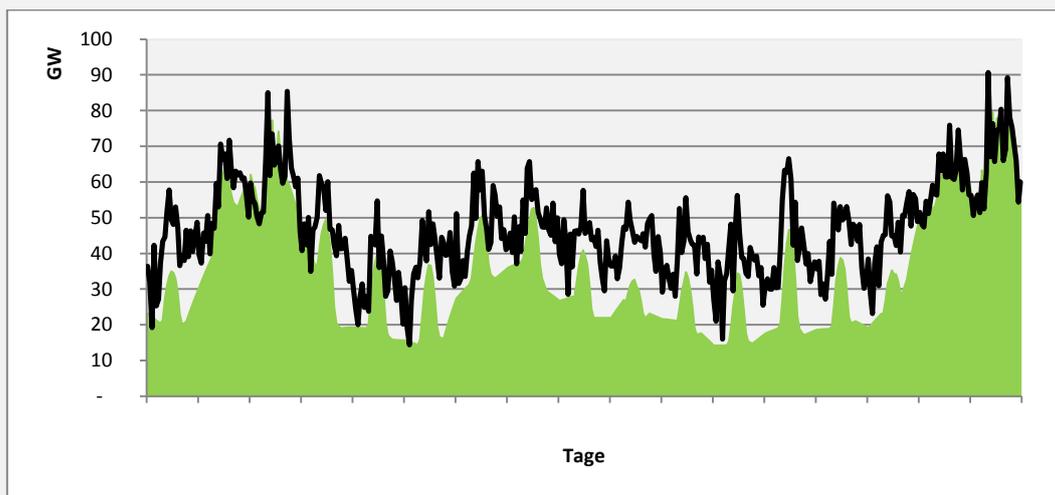
8.4. Exkurs | Der Bedarf an Langzeitspeichern

Es stellt sich die Frage, warum (wie in Kapitel 8.3 dargestellt) nach einer bestimmten Reduktion der fehlenden Leistung zusätzliche Flexibilitätsoptionen im System keinen zusätzlichen Beitrag zur Reduktion der fehlenden Leistung leisten können. Es wurden drei mögliche Begründungen untersucht:

1. Verfügbarkeit der Flexibilität bei profilabhängigen Flexibilitätsoptionen
2. Beschränkte Voraussicht der Flexibilitätsbetreiber
3. Zu geringe Speicherkapazität der Flexibilitätsoptionen

Im Szenario 2050b tritt aufgrund der getroffenen Annahmen insbesondere bezüglich der EE-Einspeisepprofile im November eine mehrtägige Phase mit geringem EE-Angebot auf. In dieser Phase fehlt über fast zwei Wochen Erzeugung im System zur Deckung der Nachfrage. Die maximale fehlende Leistung tritt am Ende dieser Phase auf. Dieser Zeitraum ist in Abbildung 8-6 dargestellt.

Abbildung 8-6: Last (schwarze Linie) und EE-Angebot (grüne Fläche) zu Zeiten mit hohen Defiziten im Szenariojahr 2050b (> 90 % EE)

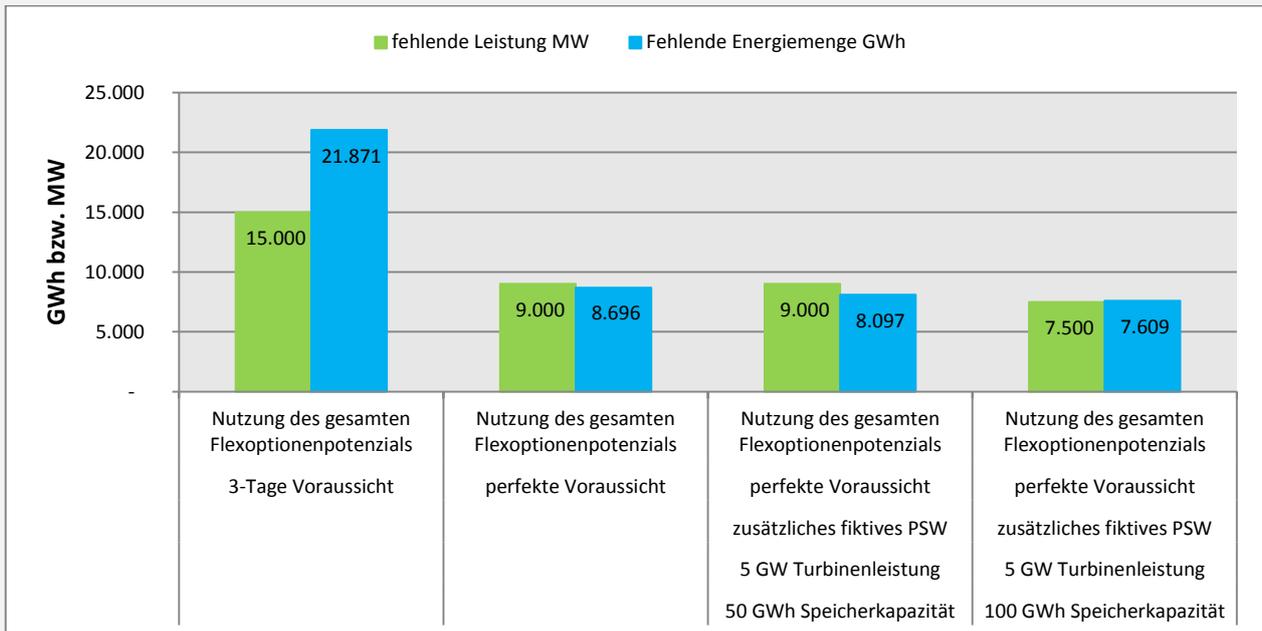


Quelle: eigene Darstellung Öko-Institut e.V.

1. Die **Verfügbarkeit der Flexibilität bei profilabhängigen Flexibilitätsoptionen** kann dazu führen, dass diese Optionen keinen Beitrag zur Reduktion der fehlenden Leistung leisten können. Dieser Effekt tritt auf, wenn die profilabhängige Flexibilität gerade zu dem Zeitpunkt nicht zur Verfügung steht, wenn die maximal fehlende Leistung auftritt. Auch die Zuschaltung von nicht-profilabhängigen Flexibilitätsoptionen (z.B. Pumpspeicherwerke) kann jedoch die fehlende Leistung in dieser Betrachtung nicht weiter reduzieren. Darum muss es weitere Begründungen dafür geben, dass nach einer bestimmten Reduktion der fehlenden Leistung zusätzliche Flexibilitätsoptionen im System keinen zusätzlichen Beitrag zur Reduktion der fehlenden Leistung erbringen können.
2. **Flexibilitäts-Betreiber haben eine beschränkte Voraussicht** auf Ereignisse, die mehrere Tage in der Zukunft liegen. Präzise Wetterprognosen für Wind und Sonneneinstrahlung können nur für wenige Tage getroffen werden (vgl. Lange et al., 2011). Aus diesem Grund wird für die

Modellierung angenommen, dass alle Marktakteure eine Voraussicht von drei Tagen haben. Je länger die Zeiträume zwischen Einspeicherung und Ausspeicherung sind, desto größer ist die Unsicherheit bezüglich der erzielbaren Gewinne auf dem Markt. Der Betreiber von Flexibilitätsoptionen hat deshalb keinen Anreiz, seinen Speicher für eine Situation, wie sie in Abbildung 8-6 dargestellt ist, vorzuhalten. Es ist also zu untersuchen, ob die unterstellten Flexibilitätsoptionen die fehlende Leistung decken können, wenn sie so betrieben werden können, dass sie optimal auf die Marktpreise und damit auf die Systembedürfnisse reagieren können. Dazu wird in der Modellierung angenommen, dass für alle Marktakteure alle entscheidungsrelevanten Daten für ein gesamtes Jahr zu Verfügung stehen („optimale Voraussicht“). Die Betreiber von Flexibilitätsoptionen wissen also, dass über einen langen Zeitraum das EE-Angebot gering sein wird (vgl. Abbildung 8-6) und die Preise entsprechend steigen werden. Sie können entsprechend ihren Betrieb darauf anpassen. Abbildung 8-7 zeigt zunächst die Modellierungsergebnisse bezüglich der Reduktion der Defizite durch eine perfekte Voraussicht. Für eine Situation, in der alle Flexibilitätsoptionen genutzt wurden, und bei einer unterstellten Voraussicht von 3 Tagen wird eine verbleibende fehlende Leistung von ca. 15 GW und eine fehlenden Energiemenge von ca. 25 TWh ausgewiesen. Bei perfekter Voraussicht können mit den gleichen Flexibilitätsoptionen im System die Defizite auf ca. 9 GW bzw. ca. 8,6 TWh reduziert werden. Ein optimaler Flexibilitätsbetrieb kann demnach die fehlende Leistung und die fehlende Energiemenge erheblich reduzieren.

Abbildung 8-7: Reduktion der Defizite durch „perfekte Voraussicht“ und den Zubau von Speichern über das unterstellte Potenzial hinaus.

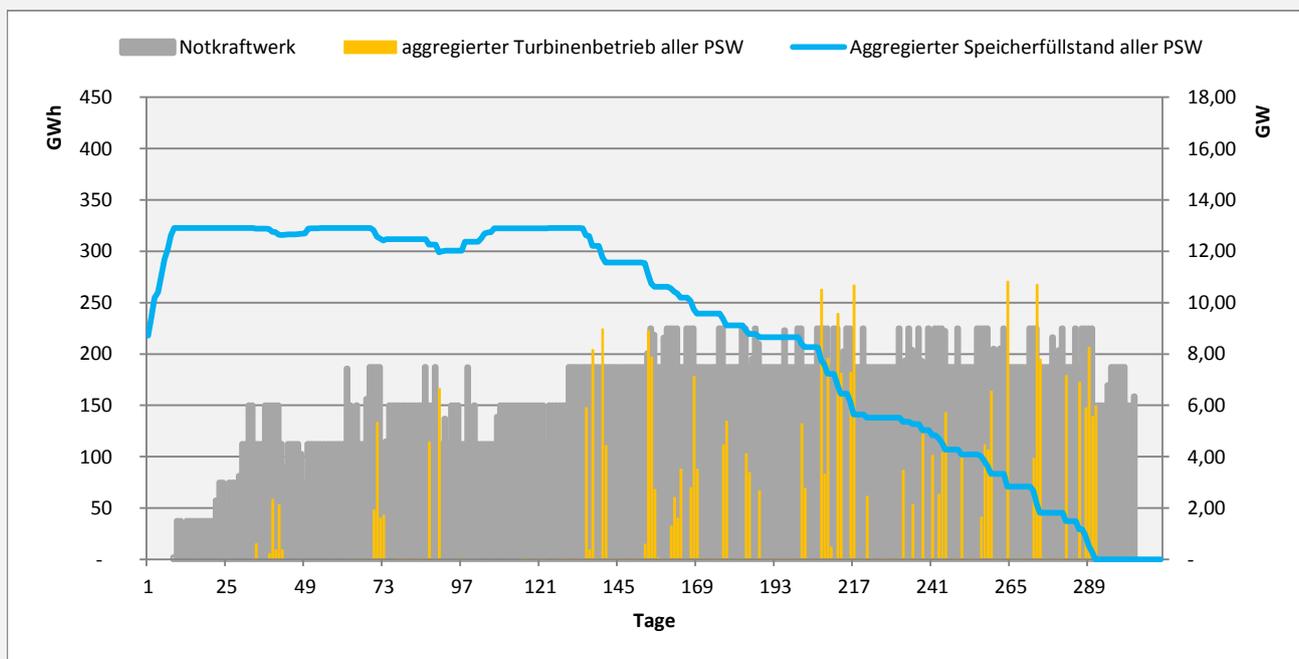


Quelle: eigene Darstellung Öko-Institut e.V.

3. Ein **weiterer Speicherzubau** (im Modell experimentell als fiktives Pumpspeicherwerk mit unterschiedlicher Pump- und Turbinenleistung sowie Speicherkapazität umgesetzt) reduziert die fehlende Erzeugung, kann jedoch zur Bereitstellung der fehlenden Leistung nur in Kombination mit einer großen unterstellten Speicherkapazität (die mit entsprechend höheren Kosten verbunden ist) beitragen (100 GWh statt nur 50 GWh, siehe Abbildung 8-7). Die Begründung für diesen Effekt zeigen folgende Diagramme ab Abbildung 8-10. Dargestellt ist der Defizit-Zeitraum über mehrere Tage im Szenariojahr 2050b mit unterschiedlichen Speicherleistungen und

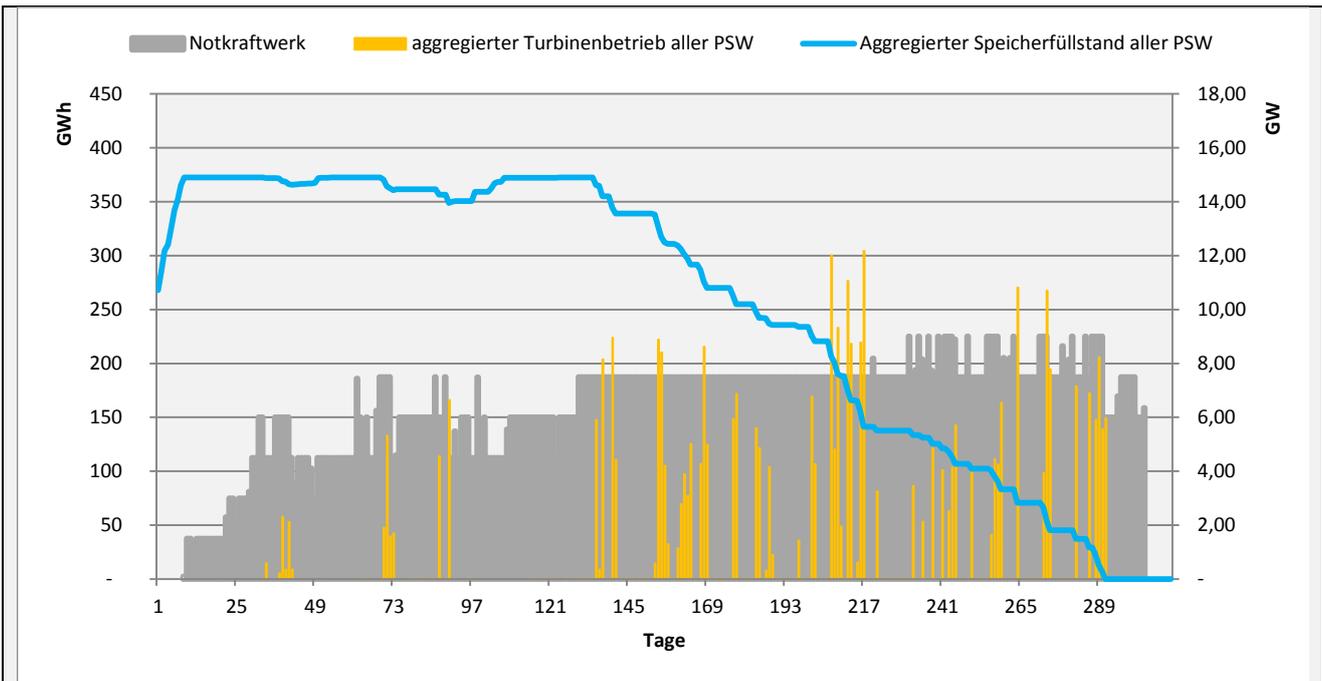
Speicherkapazitäten. Trotz Annahme des fiktiven Pumpspeicherwerks über das ermittelte Potenzial hinaus kann die Last nicht gedeckt werden. Ein im Modell abgebildetes „Notkraftwerk“, d.h. in der Realität eine zusätzliche Gasturbine, muss die fehlende Leistung bereitstellen. Die Leistungsspitzen des Notkraftwerks können durch den Einsatz der Flexibilitäten auf maximal 9.000 MW gehalten werden. Durch die Annahme eines weiteren PSW mit 5.000 MW Leistung und 50.000 MWh Speicherkapazität kann die maximal fehlende Leistung nicht reduziert werden, da die Speicherkapazität nicht ausreicht, um alle Stunden mit dieser hohen fehlenden Leistung durch das PSW zu decken. Am Ende des Defizitzeitraumes sind die Speicherfüllstände so gering, dass nicht mehr alle Spitzen des Notkraftwerks reduziert werden können. Erst wenn dem fiktiven PSW eine größere Speicherkapazität unterstellt wird, kann die maximal fehlende Leistung auf 7.500 MW reduziert werden. Die zusätzliche Turbinenleistung von 5 GW wird in keiner Situation abgerufen. Dies zeigt, dass der verbleibende Speicherfüllstand hier die restriktive Größe darstellt.

Abbildung 8-8: Einsatz des Notkraftwerks, PSW Turbinen und Verlauf des Speicherfüllstands der PSW in einem Defizitzeitraum im Szenariojahr 2050b



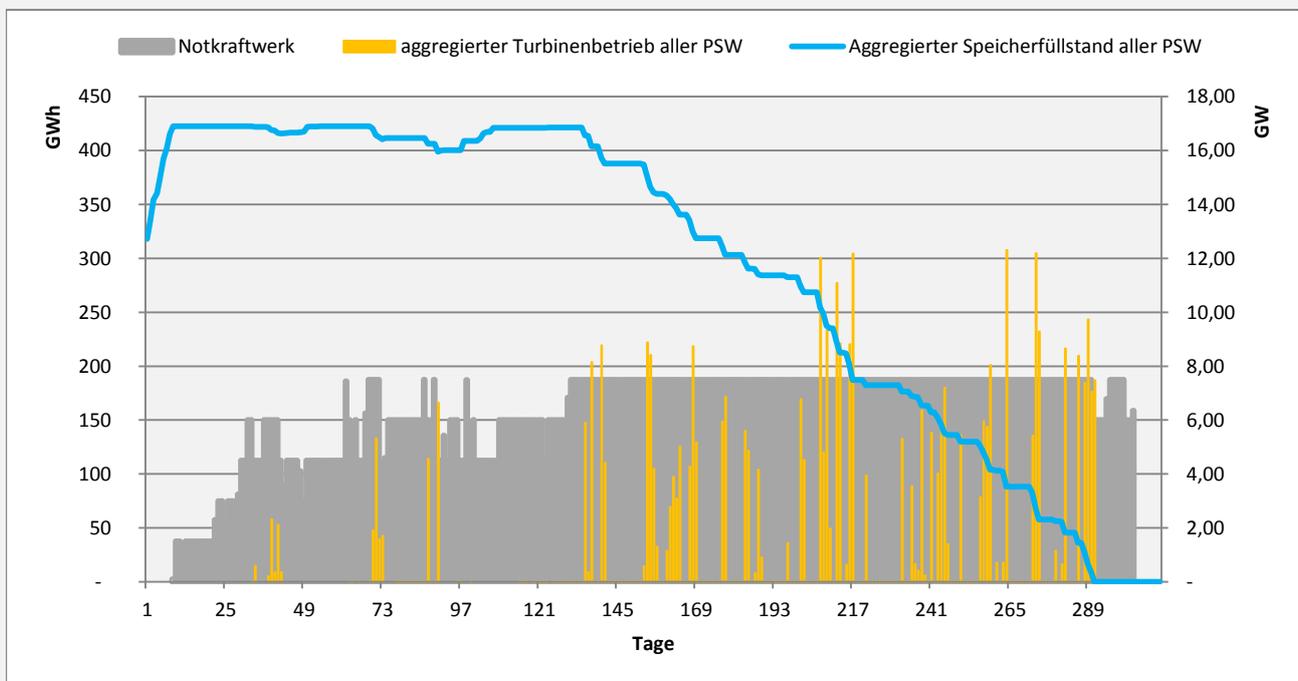
Quelle: Öko-Institut e.V.

Abbildung 8-9: Eine Erhöhung der Turbinenleistung um 5 GW sowie der Speicherkapazität um 50 GWh kann die maximal fehlende Leistung nicht reduzieren



Quelle: Öko-Institut e.V.

Abbildung 8-10: Erst eine weitere Erhöhung der Speicherkapazität kann die maximal fehlende Leistung reduzieren. Dazu sind keine höheren Turbinenleistungen notwendig.



Quelle: Öko-Institut e.V.

Zusammenfassend zeigt diese Analyse, dass in System mit hohen EE-Anteilen durch die Länge

der Zeiträume mit fehlender Leistung auch bei einer Betriebsweise mit perfekter Voraussicht Defizite auftreten können. Zusätzliche Flexibilitätskapazität reduziert die fehlende Leistung nicht unbedingt. Engpass ist, in Bezug auf die bis 2050 angenommenen Flexibilitätspotenziale, nicht die installierte Leistung, sondern die Speicherkapazität. Für die Deckung der verbleibenden Defizite werden Optionen benötigt, die insbesondere die benötigte Speicherkapazität bereit stellen können. Pumpspeicherwerke, Druckluftspeicher und Batteriespeicher sind für solche Speichermengen nicht ausgelegt. Darum bietet es sich an, in neue Gaskraftwerke zu investieren, die dann mit Gas aus erneuerbaren Quellen gespeist werden sollten (Power-to-Gas).

8.5. Flexibilitätswelten zur Deckung des Bedarfs im Szenario 2050b (>90 % EE)

Aufbauend auf die in Kapitel 8.2 dargestellte Analyse für das Szenariojahr 2030 wurden auch für das Szenariojahr 2050 verschiedene Zukunftswelten untersucht. Diese Welten unterscheiden sich wiederum in der Nutzung verschiedener Flexibilitätsoptionen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs:

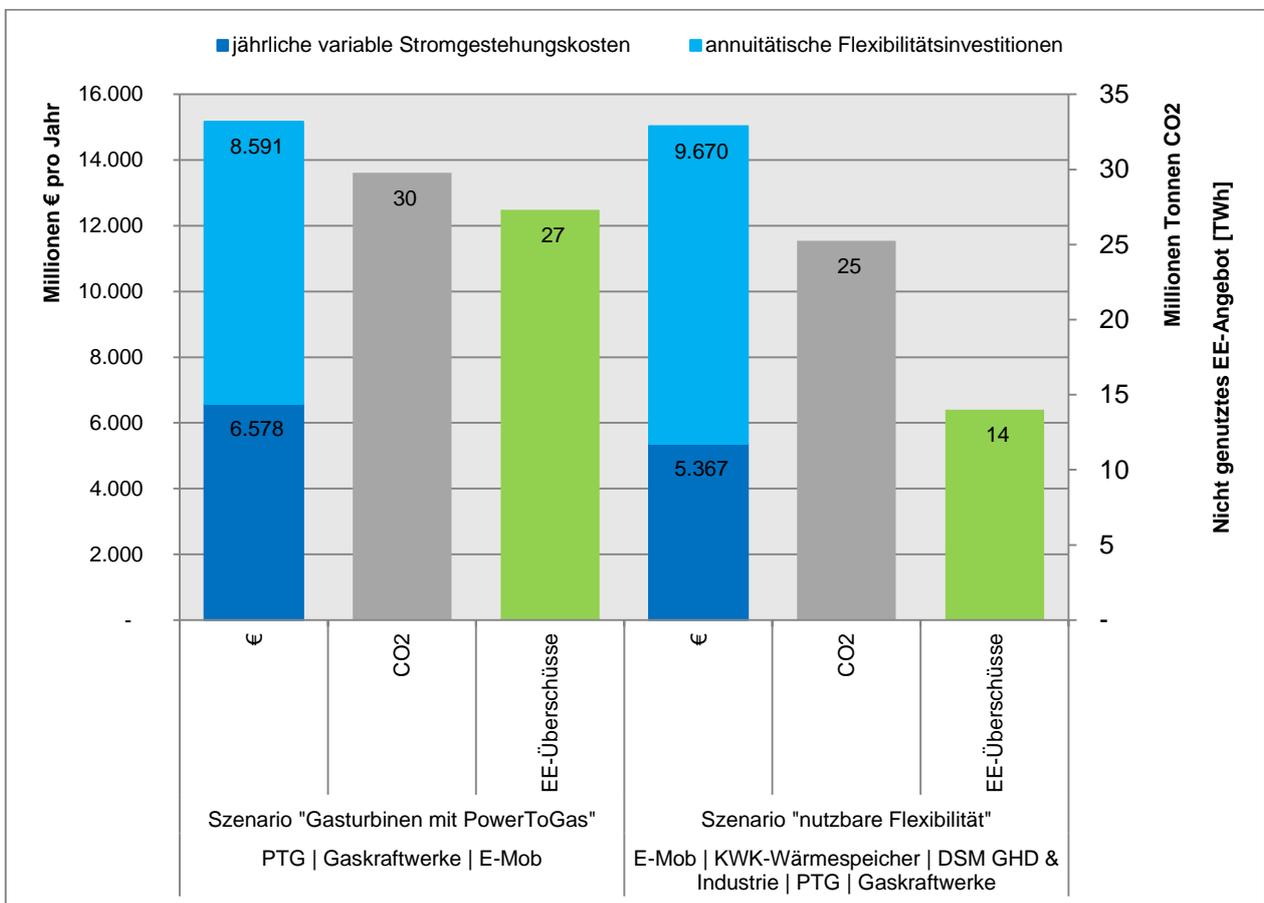
- **Flexibilitätswelt „Gasturbinen und Power-to-Gas“:** In diesem Szenario werden solange Gasturbinen im System zugebaut, bis die Defizite gedeckt werden können. Zusätzlich wird die flexible Beladung von Elektrofahrzeugen berücksichtigt und das ermittelte Potenzial für Power-to-Gas-Anlagen angenommen. Das aus diesen Anlagen produzierte erneuerbare Gas wird bilanziell der Gasnachfrage der Gasturbinen angerechnet. Somit reduzieren sich die CO₂-Emissionen der Gaskraftwerke.
- **Flexibilitätswelt „Wirtschaftliche Flexibilität“:** Hier wird neben der flexiblen Beladung der Elektrofahrzeuge angenommen, dass nach dem Kriterium der Wirtschaftlichkeit (vgl. hierzu Kapitel 8.1) Flexibilitätsoptionen zugebaut werden. Es findet kein weiterer Zubau mehr statt, wenn weitere Flexibilitätsoptionen im System die fehlende Leistung nicht mehr reduzieren können (vgl. hierzu auch Kapitel 8.3). Somit unterscheiden sich die beiden Zukunftswelten lediglich anhand der zusätzlichen Flexibilität aus Wärmespeichern bei den in 2050 verbleibenden KWK-Anlagen sowie Lastmanagement in der Industrie und dem GHD-Sektor. Die dann noch verbleibenden Defizite werden durch den Zubau von Gasturbinen gedeckt. Entsprechend den Annahmen im Szenario „Gasturbinen und Power-to-Gas“ wird ein Zubau von Power-to-Gas Anlagen angenommen und durch das erneuerbare Gas die CO₂-Emissionen bilanziell korrigiert.

Abbildung 8-11 zeigt die Modellierungsergebnisse der beschriebenen Zukunftswelten im Vergleich. Die Summe der jährlichen variablen Kosten der Stromerzeugung und der Flexibilitätsinvestitionen (inkl. der Investitionen in neue Gasturbinen) liegen in beiden Zukunftswelten auf einem ähnlichen Niveau. Im Szenario „Gasturbinen und Power-to-Gas“ nehmen die jährlichen Stromgestehungskosten einen größeren Anteil an den Gesamtkosten ein als im Szenario „Flexibilität“. Durch die geringere Flexibilität und die höheren Wirkungsgradverluste im System können die EE-Überschüsse weniger stark genutzt werden, sodass mehr fossile Brennstoffe benötigt werden.

Deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien sind entsprechend auch bei den Indikatoren CO₂-Emissionen und EE-Überschüsse zu erkennen. Dass im Szenario „Wirtschaftliche Flexibilität“ weniger fossile Brennstoffe zur Deckung der Stromnachfrage zum Einsatz kommen, resultiert in deutlich geringeren CO₂-Emissionen und EE-Überschüssen. Bei geringfügig höheren Gesamtkosten kann so das Szenario „Wirtschaftliche Flexibilität“ im Vergleich zum Szenario „Gasturbinen und Power-to-Gas“ die CO₂-Emissionen durch eine effizientere Nutzung des EE-Angebots um ca. 5 Millionen Tonnen senken.

Die Ergebnisse zeigen zum einen, dass die Flexibilitätsoption Power-to-Gas mit neuen Gaskraftwerken (oder ein alternativer Langzeitspeicher) in Systemen mit sehr hohen EE-Anteilen benötigt wird. Zwar kann Power-to-Gas inkl. neuer Gaskraftwerke die gesamten Defizite decken. In Kombination mit anderen Flexibilitätsoptionen, die in früheren Szenariojahren auch bereits eine Rolle spielen, kann der Systemnutzen in Hinblick auf CO₂-Emissionen jedoch noch gesteigert werden (obwohl noch keine Anreize für die Flexibilitätsbetreiber vorliegen den Speicher über drei Tage hinweg zu nutzen). Dies liegt an den höheren Wirkungsgraden der alternativen Flexibilitätsoptionen (hier KWK-Wärmespeicher und Lastmanagement in der Industrie und GHD). Im Sinne eines Ausbaupfades für Flexibilitätsoptionen können also zunächst die Optionen mit höheren Wirkungsgraden und geringeren spezifischen Investitionen gewählt werden, ohne dass dieser eingeschlagene Pfad dann in dem Zielsystem mit sehr hohen EE-Anteilen zu ineffizienten Ergebnissen führt.

Abbildung 8-11: Zukunftswelten zur Deckung der Defizite im Jahr 2050 mit über 90 % EE-Anteil



Quelle: Öko-Institut e.V.

8.6. Kernergebnisse – Das Stromsystem in der Zukunft

Einige Flexibilitätsoptionen können auf dem Strommarkt im Szenariojahr 2030 wirtschaftlich betrieben werden. Wärmespeicher bei KWK-Anlagen sowie Lastmanagement in der Industrie und im Sektor GHD sind in der Rangfolge der Flexibilitätsoptionen die Optionen mit dem größten Kapitalwert.

Unterschiedliche Zukunftswelten im **Szenariojahr 2030** mit ca. 60 % EE-Anteil:

- Zukunftswelten mit unterschiedlichen Welten aus Flexibilitätsoptionen zur Bereitstellung von Flexibilität unterscheiden sich hinsichtlich der CO₂-Emissionen und den jährlichen Kosten nur geringfügig. Es besteht ausreichend Potenzial für Flexibilitätsoptionen zur **Deckung der Nachfrage**. Aus der Sicht des Ausgleichs zwischen Erzeugung und Verbrauch ist weder eine Zukunftswelt mit hauptsächlich dezentralen Flexibilitäten, eine Zukunftswelt mit eher zentralen Flexibilitäten noch ein Zubau der wirtschaftlichsten Optionen vorzuziehen. Ob eine zentrale oder dezentrale Flexibilitätswelt aufgebaut wird, hat nur eine geringe Auswirkung auf die dargestellten Indikatoren. Auch der prioritäre Aufbau von möglichst günstigen Flexibilitätsoptionen zeigt – auch auf Grund des geringen Anteils der Flexibilitätsinvestitionen an den Stromgestehungskosten – nur einen untergeordneten Effekt. Unter Beachtung von weiteren Einflussfaktoren wie Netzengpässen, Systemdienstleistungen etc. stellt sich diese Bewertung ggf. abweichend dar.
- Zukunftswelten mit Speichern und Lastmanagement können jedoch im Vergleich zu einer Welt, in der Flexibilität lediglich durch neue Gasturbinen bereit gestellt wird, zu geringfügig höheren **CO₂-Emissionen** führen, weil Braunkohlekraftwerke besser ausgelastet werden. In Bezug auf diesen Effekt ist eine aktive Braunkohlepolitik notwendig, damit dieser Effekt nicht den im Szenariojahr 2030 notwendigen Aufbau von Flexibilitätsoptionen im System behindert.
- Der Aufbau von Flexibilitätsoptionen, die ansonsten nicht genutzte erneuerbare Energien zur Nachfragedeckung verwenden können, kann im Jahr 2030 erfolgen, ohne dass für die Folgejahre höhere **Kosten** im Vergleich zu einer Welt mit zusätzlichen Gasturbinen zur Bedarfsdeckung zu erwarten sind.

Unterschiedliche Zukunftswelten im **Szenariojahr 2050b** mit über 90 % EE-Anteil:

- Flexibilität im System führt im Jahr 2050 nicht mehr zu vermehrten **CO₂-Emissionen**, weil die Stromerzeugung aus Braunkohle ausgelaufen ist.
- Das Potenzial für Power-to-Gas kann die vorhandenen **EE-Überschüsse** nicht komplett nutzen. Die durch die Beimischungsgrenze von Wasserstoff im Erdgasnetz begrenzte installierte Leistung zur Herstellung von Wasserstoff bzw. durch die Verfügbarkeit von erneuerbarem CO₂ begrenzte Leistung zur Herstellung von Methan ist dabei die limitierende Größe.
- Eine Zukunftswelt, die Speicher und Lastmanagement nutzt und die verbleibenden Defizite mit neuen Gasturbinen deckt, emittiert deutlich weniger CO₂ als eine Welt, in der der Flexibilitätsbedarf lediglich durch neue Gasturbinen gedeckt wird. Dieser Effekt wird durch die zusätzliche Integration von ansonsten nicht genutzten EE erzielt.
- Die im Rahmen dieses Projektes unterstellten Speicher- und Lastmanagement-Technologien können den Flexibilitätsbedarf zur Deckung der Nachfrage in einem System mit hohen Anteilen EE (ca. 90 %) und einem starken Rückgang der konventionellen Kraftwerke nicht vollständig erfüllen. Es werden „Langzeitspeicher“ benötigt, die mit einer großen Speicherkapazität längere Defizitzeiträume überbrücken können. Hier kommt die Option neuer Gaskraftwerke in Betracht, die mit erneuerbarem Gas aus Power-to-Gas-Anlagen gespeist werden.
- Wenn Anreize für Flexibilitätsbetreiber gesetzt werden können, ihren Betrieb über die gängigen Prognosezeiträume hinaus zu planen, könnte die maximale fehlende Leistung weiter reduziert werden. Hier gilt es zu prüfen, ob ein geeignetes Marktdesign mit Kapazitätsmechanismen einen entsprechenden Anreiz liefern kann.

9. Rahmenbedingungen

Neben der Frage, wie sich der Flexibilitätsbedarf entwickelt und mit welchen technischen Optionen dieser gedeckt werden kann, ist auch zu klären, welche regulatorischen Rahmenbedingungen dafür erforderlich sind. Nachfolgend werden dafür – teilweise anknüpfend an die modellbasierte Analyse – Grundprinzipien dargestellt, ohne Rahmenbedingungen im Detail auszuformulieren.

Wir interpretieren die dargestellten quantitativen Ergebnisse so, dass die Gestaltung der Rahmenbedingungen in folgendem Spannungsfeld agiert: Auf der einen Seite weisen Flexibilitätsoptionen zur Zeit noch einen relativ geringen Systemnutzen auf, da sie vor allem mit der im System bereits vorhandenen Flexibilität konkurrieren und die Flexibilität bestenfalls im Betrieb effizienter bereitstellen können. Das bedeutet auch, dass die Entwicklung von Flexibilitätsoptionen nicht nur durch die Rahmenbedingungen erschwert wird, sondern auch durch diesen noch relativ geringen Systemnutzen von Flexibilität. Effiziente Optionen können allerdings im Prinzip bereits gegen bestehende Optionen konkurrieren, soweit die Rahmenbedingungen dem nicht entgegenstehen. Das bedeutet auch: Im System ist zunächst ausreichend Flexibilität vorhanden, der Ausbau der Erneuerbaren muss nicht auf den Ausbau von Flexibilitäten warten.

Auf der anderen Seite müssen die Optionen aber rechtzeitig entwickelt werden, um zur Verfügung zu stehen, wenn der Flexibilitätsbedarf ansteigt. Auch in der zweiten Phase kann die Flexibilität mit Optionen bereitgestellt werden, die technisch im Prinzip zur Verfügung stehen. Dabei sind unterschiedliche Kombinationen aus Flexibilitätsoptionen denkbar, mit denen der Bedarf abgedeckt werden kann. Dennoch müssen auch diese Optionen tatsächlich erschlossen und in den Markt gebracht werden. Reichen Marktpreissignale hierfür aus, die den Flexibilitätsbedarf über entsprechende Preisspreads rechtzeitig anzeigen? Oder sind für eine dynamisch effiziente Entwicklung von Flexibilitätsoptionen weitere Maßnahmen nötig?

9.1. Reduktion des Flexibilitätsbedarfs

Bei der Entwicklung von Rahmenbedingungen für Flexibilitätsoptionen geht es nicht nur darum, die Möglichkeit zu schaffen, um die die genannten Optionen entwickeln zu können. Vielmehr muss auch sichergestellt werden, dass diese möglichst effizient eingesetzt werden, um den Bedarf nach Flexibilität nicht unnötig zu erhöhen. Hierbei geht es weniger um die Rahmenbedingungen für einzelne Optionen, sondern vor allem um übergreifende Fragen des Marktdesigns. Neben den in Kapitel 4 beschriebenen Optionen zur Reduktion des Flexibilitätsbedarfs kann der Flexibilitätsbedarf somit auch durch institutionelle Maßnahmen reduziert werden.

Wie dargestellt, hat sich zum Beispiel gezeigt, dass durch den europäischen Austausch der Flexibilitätsbedarf in Deutschland deutlich reduziert werden kann (siehe Kapitel 6). Dieser Effekt wird aber dadurch geschmälert, dass die Kuppelkapazitäten heute nicht optimal ausgenutzt werden. Hier geht es also nicht nur um Netzausbau als Flexibilitätsoption, sondern auch um bessere Nutzung bestehender Netzkapazitäten. Dies wird zum Beispiel durch die lastflussbasierte Kapazitätszuweisung im Rahmen der Marktkopplung in Zentralwesteuropa angestrebt.

Ein weiteres Beispiel ist die Organisation des Regelenergiemarktes. Hier kann zusätzliche Flexibilität erschlossen werden, indem die kurzfristige Durchlässigkeit zwischen den Märkten für die einzelnen Akteure erleichtert wird, wenn sich der Kapazitäts- und Flexibilitätsbedarf kurzfristig anders darstellt als im Rahmen der Kapazitätsplanung.

Der Flexibilitätsbedarf kann schließlich dadurch erhöht werden, dass Flexibilität in einem kleinen Bilanzraum eingesetzt wird, zum Beispiel im Rahmen einer Maximierung des Eigenverbrauchs bei einzelnen Stromnutzern. Dadurch werden die Ausgleichseffekte, die sich in einem größeren

Bilanzraum ergeben, reduziert. Aus Flexibilitätssicht sollte der Markt deshalb so organisiert sein, dass Flexibilität möglichst großräumig eingesetzt wird.

9.2. Flexibilität im Markt oder im Netz?

Im Zusammenhang mit der Frage nach der optimalen Nutzung von Flexibilität stellt sich auch die Frage, inwiefern diese markt- oder netzgeführt eingesetzt werden sollte. Aus Netzsicht sollten Flexibilitäten so eingesetzt werden, dass sie nicht zu zusätzlichem Netzausbaubedarf führen bzw. sie können auch dazu beitragen, Netzengpässe so zu managen, dass das Netz weniger oder später ausgebaut werden muss. Ein Einsatz aus Marktsicht, also zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im gesamten Bilanzraum, kann in bestimmten Fällen einem Einsatz aus Netzsicht zuwider laufen.

Da die Netzbetreiber über die entsprechenden netzseitigen Informationen verfügen, aber bislang keine Anlagen außerhalb des Netzes betreiben können, könnte geschlossen werden, dass das Unbundling einer solchen Optimierung im Weg steht und Netzbetreibern zum Beispiel der Betrieb von Speichern gestattet werden sollte. Neben den generellen Vorteilen des Unbundling spricht jedoch gegen diesen Ansatz, dass ein rein netzgeführter Einsatz von Speichern zu einer ineffizienten Nutzung führen kann, da die Betriebsstunden auf Zeiten kritischer Netzzustände reduziert werden. Wenn der Netzbetreiber selbst zum Speicherbetreiber wird, stellt sich auch die Frage, warum Speicher den Vorzug vor anderen Flexibilitätsoptionen erhalten, wie zum Beispiel Optionen auf der Nachfrageseite. Diese wären möglicherweise effizienter, sind für den Netzbetreiber aber möglicherweise weniger attraktiv. Deshalb erscheint es sinnvoll, Flexibilitätsoptionen vorrangig marktgetrieben einzusetzen, und dem Netzbetreiber in aus Netzsicht kritischen Situationen den Zugriff zu ermöglichen. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über verschiedene Ausgestaltungsoptionen.

Tabelle 9-1: Flexibilitätsoptionen zwischen Markt und Netz

	Marktgeführt	Netzgeführt
Netzbetreiber ist Flexibilitätsbetreiber	Aufhebung des Unbundlings: Warum sollte der Netzbetreiber zum Marktakteur werden?	Nur in Ausnahmefällen. Sonst wird der effiziente Ausbau von Flexibilitäten erschwert.
Flexibilitätsbetreiber ist ein Marktakteur außerhalb des Netzes	Unbundling: Flexibilitäten werden grundsätzlich marktgeführt eingesetzt,...	...netzgeführte Korrekturen über diverse Koordinationsmechanismen (siehe zum Beispiel Prinzip der Netzsammel, Ausgestaltung der Verordnung zum §14a EnWG).

Quelle: Eigene Darstellung.

9.3. Abbau von Barrieren

Um den Flexibilitätsbedarf abzudecken, steht eine große Bandbreite verschiedener Optionen technisch zur Verfügung, die auch bei EE-Anteilen deutlich über 50 % den Bedarf in verschiedenen Kombinationen abdecken können. Es stellt sich die Frage, welche Optionen vorrangig genutzt werden sollten. Prinzipiell sollte diese Frage dem Wettbewerbsmarkt überlassen werden, d.h. der Aufbau und der Einsatz der Flexibilitäten sollte preisgesteuert erfolgen und sollte

so einerseits vom Flexibilitätsbedarf abhängen, und andererseits von den Kosten verschiedener Optionen sowie ihrer Fähigkeit, den Bedarf zu decken.

Allerdings reicht die alleinige Orientierung am Marktpreise nicht aus. Denn angesichts bestehender Rahmenbedingungen könnte der Marktpreis zu einer ineffizienten Entwicklung von Flexibilität führen. Die verschiedenen Optionen agieren bislang mit unterschiedlichen Voraussetzungen in unterschiedlichen Regimen, sind bisher nur teilweise überhaupt als Flexibilität genutzt worden und sind folglich bislang auch nicht durchweg als Konkurrenten zur Erbringung von Flexibilität aufgetreten.

Wenn also davon die Rede ist, dass die Optionen in einem „level playing field“ agieren sollten, kann es nicht ausreichen, die verschiedenen Optionen denselben Marktpreissignalen auszusetzen. Vielmehr geht es darum, die vielfältigen technologiespezifischen Barrieren abzubauen, so dass die verschiedenen Flexibilitätsoptionen die Möglichkeit bekommen, entsprechend ihrer Fähigkeiten auf die Preissignale zu reagieren. So verstanden kann ein „level playing field“ ein hilfreiches Leitprinzip sein, auch wenn es schwer sein wird festzustellen, inwieweit es tatsächlich jeweils erreicht ist.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über einige wichtige Aspekte, die in diesem Zusammenhang adressiert werden müssen. Für eine gleichberechtigte Entwicklung von Flexibilitätsoptionen ist es außerdem auch erforderlich, verschiedene Optionen in einem etwaigen Kapazitätsmechanismus zu berücksichtigen.

Tabelle 9-2: Barrieren im Bereich der Rahmenbedingungen

Barriere	Definition
Erhöhung der Flexibilitätskosten	Durch verschiedenen Umlagen und Steuern werden Kosten des Stromverbrauchs erhöht. Dies stellt zum einen ein Problem in Überschusszeiten dar (siehe unten). Zum anderen wird auch die Speicherung von Strom erschwert, wenn Speicher als Letztverbraucher behandelt werden und für die Einspeicherung mit diesen Zahlungen belastet werden. Das Gleiche gilt für die Zahlung von Netzentgelten durch Speicher. Ausnahmeregelungen sollten jedoch für alle Speicher und nicht nur für Pumpspeicher gelten.
Regelenergiemarktdesign	Flexibilitätsoptionen kann der Zugang zum Regelenergiemarkt durch Ausschreibungsbedingungen erschwert werden (Mindestmengen der Angebotsgrößen und zeitlicher Vorlauf)
Standardlastprofile	Nicht leistungsgemessene Kunden werden nach Standardlastprofil abgerechnet, wodurch der Anreiz reduziert wird, die Flexibilität dieser Kunden zu nutzen.
Netzentgeltstruktur	Leistungsbasierte Netzentgelte führen zum Beispiel bei Industrieverbrauchern dazu, dass eine flexible Anpassung an das Stromsystem unattraktiver wird.

Quelle: Eigene Darstellung

9.4. Nutzung von Erneuerbaren-Überschüssen in anderen Sektoren?

Eine Flexibilitätsoption, die zunehmend diskutiert wird, ist die Nutzung von EE-Überschüssen in anderen Sektoren, die bisher nicht oder nicht in entsprechendem Umfang strombasiert betrieben worden sind. Entsprechende Geschäftsmodelle werden bislang dadurch erschwert, dass der Strom zwar als „Überschussstrom“ bezeichnet wird, dennoch nicht kostenlos ist, sondern mit allen Steuern und Umlagen belastet ist. Eine entsprechende Anpassung der Rahmenbedingungen könnte hier Abhilfe schaffen, zum Beispiel wenn der „Überschussstrom“ in den entsprechenden Zeiten von Steuern und Umlagen befreit wird. Die Befreiung sollte jedoch nicht nur für die Nutzung des Überschussstroms beispielsweise zur Wärmeerzeugung, sondern auch für andere Flexibilitätsoptionen wie zum Beispiel Lastverschiebung gelten.

Allerdings geht es bei der Sektorkopplung um mehr als nur um die Nutzung von Erneuerbaren-Überschüssen: Kurzfristig gilt es zu verhindern, dass die Erschließung neuer Verbraucher dazu führt, dass außer Erneuerbaren auch anderer günstiger Strom, zum Beispiel aus Braunkohlekraftwerken, genutzt wird. Power-to-heat sollte ausschließlich Renewables-to-heat und keinesfalls Lignite-to-heat bedeuten. Aus diesem Grund erscheint es auch nicht sinnvoll, Nachtspeicherheizungen in das Erneuerbare-Wärme-Gesetz aufzunehmen (siehe (Heinemann et al., 2014).

Während die Sektorkopplung oft aus der Perspektive des Stromsektors betrachtet wird und als zusätzliche Flexibilitätsoption zur Nutzung von Überschüssen gesehen wird, sollte das vorrangige Ziel bei der Sektorkopplung sein, die Nutzung erneuerbarer Energien in anderen Sektoren zu ermöglichen. Dies sollte so flexibel wie möglich erfolgen, jedoch bedeutet ein zusätzlicher Verbraucher auch immer, dass zusätzliche Inflexibilitäten entwickelt werden. Für die dauerhafte Nutzung von Erneuerbaren Energien in anderen Sektoren wird es nicht ausreichen, auf Überschüsse zu setzen, sondern es müssen hierfür zusätzliche Erneuerbaren-Kapazitäten in erheblichem Maße aufgebaut werden. Hinsichtlich der Rahmenbedingungen ist es deshalb eine zentrale Herausforderung der Sektorkopplung, den Aufbau dieser zusätzlichen Kapazitäten zu ermöglichen.

Angesichts der auch in den kommenden Jahren zu erwartenden relativ geringen EE-Überschüsse, die nur in wenigen Stunden auftreten, sowie angesichts der dargestellten Diskussion um die Nutzung dieser Überschüsse in anderen Sektoren stellt sich die Frage: Inwieweit ist eine Marktintegration der Erneuerbaren geeignet, um auf diese Überschüsse zu reagieren? Eine Marktintegration bedeutet, dass die Anlagen 8760 Stunden pro Jahr mit einem entsprechend höheren Risiko am Markt agieren müssen, aber nur wenige Stunden pro Jahr durch eine Abregelung zu einer Vermeidung von Überschüssen beitragen können, die zudem wie dargestellt auch anderweitig genutzt werden könnten.

9.5. Förderung von Flexibilitätsoptionen

Anstatt nur bestehende Barrieren abzubauen, kann ein weitergehender Ansatz darin bestehen, die Entwicklung von Flexibilitätsoptionen gezielt zu fördern. Unbestritten sind hier mit Blick auf den zukünftig zunehmenden Flexibilitätsbedarf Forschungsvorhaben und Demonstrationsprogramme wie die der Förderinitiative Energiespeicher. Diese zwischen BMBF, BMWi und BMU koordinierte Initiative verfügt über ein Fördervolumen von 200 Millionen Euro und unterstützt Speicherprojekte, die zwischen 2011 und 2018 errichtet werden, durch eine 50 % Finanzierung. Förderobjekte sind besonders jene Technologien, „die man als aussichtsreich für den Einsatz in dem künftigen Energieversorgungssystem Deutschlands einstufen kann“. Zu den geförderten Projekten zählt unter anderem der Energiespeicher Adele (BMBF, 2011).

Kritischer sind Förderinstrumente, die schon heute die Marktdurchdringung einzelner Optionen fördern. So werden zum Beispiel durch das „Förderprogramm Dezentrale Energiespeicher“ Investitionen in Batteriespeichersysteme unterstützt, die zusammen mit Photovoltaikanlagen errichtet werden (BMWi, 2013). Warum jedoch, werden nur Batteriespeicher und nicht auch andere Flexibilitätsoptionen gefördert, und weshalb beschränkt sich das Programm auf dezentrale Speicher? Angesichts der Entwicklung des Flexibilitäts- und Speicherbedarfs stellt sich grundsätzlich die Frage, inwieweit Flexibilitäten heute durch Förderung in den Markt gebracht werden sollten. Insbesondere Langzeitspeicher wie Power-to-Gas werden aus Sicht des Stromsektors erst bei EE-Anteilen über 75 % relevant. Selbst bei einem Beginn der Markteinführung vor Erreichen eines EE-Anteils von mehr als 75 %, ist eine Förderung der Markteinführung heute nicht notwendig.

Angesichts der quantitativen Ergebnisse zur Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs ist es zunächst als dringlich anzusehen, die zuvor genannten Barrieren abzubauen, um die verschiedenen Flexibilitätsoptionen entwickeln zu können. Zwar kann argumentiert werden, dass durch eine technologiespezifische Förderung ähnlich wie bei den verschiedenen Technologien der Erneuerbaren technologiespezifische Lernkurven erschlossen werden können, um so einen suboptimalen Lock-in bei Technologien zu vermeiden, die heute niedrigere Kosten, gleichzeitig aber auch flachere Lernkurven haben. Dennoch erscheint es sinnvoll, zunächst die oben beschriebenen Barrieren abzubauen, um die Optionen so auf einen steigenden Flexibilitätsbedarf vorzubereiten.

10. Anhang

10.1. Ausführliche Modellbeschreibung PowerFlex¹²

Das am Öko-Institut entwickelte Strommarktmodell PowerFlex ist ein Fundamentalmodell, welches thermische Kraftwerke, die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und verschiedene Flexibilitätsoptionen kostenminimal einsetzt, um die Stromnachfrage und den Bedarf an Regelleistung zu decken (Öko-Institut e.V. 2014). Das Modell ist als gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsproblem formuliert, in GAMS implementiert und wird mit dem cplex-Solver (Simplex Algorithmus) gelöst.

Die Minimierung der Gesamtkosten (Variable K^{ges}) im Optimierungszeitraum t stellt die *Zielfunktion* des Strommarktmodells dar (Formel 1). Die Gesamtkosten setzen sich dabei aus den Grenzkosten der Kraftwerke (Parameter K_{kw}^{Grenz} bzw. K_{ee}^{Grenz}) multipliziert mit der jeweiligen elektrischen Einspeiseleistung (Variable $P_{kw,t}^{elektrisch}$ bzw. $P_{ee,t}^{elektrisch}$) im konventionellen und erneuerbaren Kraftwerkspark, den variablen Kosten der Fernwärmeerzeugung (Parameter K^{Kessel}) multipliziert mit der jeweiligen thermischen Leistung der Heizkessel (Variable $P_{kw,t}^{Kessel}$) und den variablen Kosten der einzelnen Flexibilitätsoptionen (Parameter K_{flex}^{var}) für die Beladeleistung von Speichern bzw. die Lasterhöhung bei flexiblen Verbrauchern (Variable $P_{flex,t}^{Beladung}$) zusammen. Die variablen Kosten sind somit vollständig der Stromverbrauchsseite der Flexibilitätsoption zugeordnet.

Für die Flexibilitätsoption Power-to-Gas werden in dem Parameter K_{flex}^{var} zudem Erlöse für die Einspeisung von synthetischem Wasserstoff bzw. Erdgas berücksichtigt, so dass der Parameter K_{flex}^{var} für Power-to-Gas negativ wird. Er ist so gesetzt, dass der Betrieb der Elektrolyseure nur mit den Grenzkosten Erneuerbarer Energien zu einer Minimierung der Zielfunktion führt und der Einsatz konventioneller Kraftwerke für Power-to-Gas unterbleibt. Bei Power-to-Heat konkurrieren die Heizstäbe mit den variablen Kosten des Heizkessels bzw. den Grenzkosten der KWK-Anlage.

Investitionsabhängige Kosten werden in der Zielfunktion nicht berücksichtigt, werden jedoch im Projekt in einer separaten Analyse betrachtet.

Formel 1: Zielfunktion im Strommarktmodell PowerFlex

$$K^{ges} = \sum_t \left(\sum_{kw} K_{kw}^{Grenz} \cdot P_{kw,t}^{elektrisch} + \sum_{ee} K_{ee}^{Grenz} \cdot P_{ee,t}^{elektrisch} + \sum_{kw} K^{Kessel} \cdot P_{kw,t}^{Kessel} + \sum_{flex} K_{flex}^{var} \cdot P_{flex,t}^{Beladung} \right)$$

10.1.1. Stromnachfrage, Fernwärmenachfrage und Regelleistung

Die konventionellen und erneuerbaren Kraftwerke müssen zusammen mit den Speichern, anderen Flexibilitätsoptionen und dem Stromaustausch (Parameter $Stromaustausch_t$) mit dem europäischen Netzverbund die Stromnachfrage (Parameter $Last_t$) in jedem Zeitschritt t decken (Formel 2), siehe Abbildung 10-1. Der Stromaustausch mit dem europäischen Netzverbund wird in einer der Strommarktmodellierung vorgelagerten Lastflusssimulation berechnet (vgl. Kapitel 6).

¹² Diese detaillierte Modellbeschreibung wurde in Koch, Matthias; Bauknecht, Dierk; Heinemann, Christoph; Ritter, David; Vogel, Moritz; Tröster, Eckehard (2015): Modellgestützte Bewertung von Netzausbau im europäischen Netzverbund und Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Zeitraum 2020–2050. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 39 (1), S. 1–17. DOI: 10.1007/s12398-015-0147-2. veröffentlicht.

Das Stromnachfrageprofil setzt sich aus der Netzlast des betrachteten Referenzjahres und einer angenommenen Gleichverteilung des Industriestromanteils (Eigenerzeugung) zusammen. Dieses normierte Lastprofil wird mit dem szenariospezifischen Stromverbrauch skaliert.

Formel 2: Nebenbedingung zur Deckung der Stromnachfrage

$$Last_t = \sum_{kw} P_{kw,t}^{elektrisch} + \sum_{ee} P_{ee,t} + \sum_{flex} P_{flex,t}^{Entladung} - \sum_{flex} P_{flex,t}^{Beladung} + Stromaustausch_t$$

Der Bedarf an Regelleistung wird vereinfacht über eine ganzjährig durch thermische Kraftwerke zu deckende Sockellast (Parameter $Sockellast_t$) berücksichtigt (Formel 3) (siehe Abbildung 10-1). Im Szenario-Jahr 2020 wird eine Sockellast in Höhe von 15 GW unterstellt, in den Szenario-Jahren 2030 und 2050 fällt diese auf 10 GW bzw. 5 GW ab (Ritter et al. 2014). Damit wird unterstellt, dass die rotierende Reserve durch thermische Kraftwerke langfristig durch andere Technologien ersetzt wird.

Formel 3: Nebenbedingung zur Deckung der Sockellast

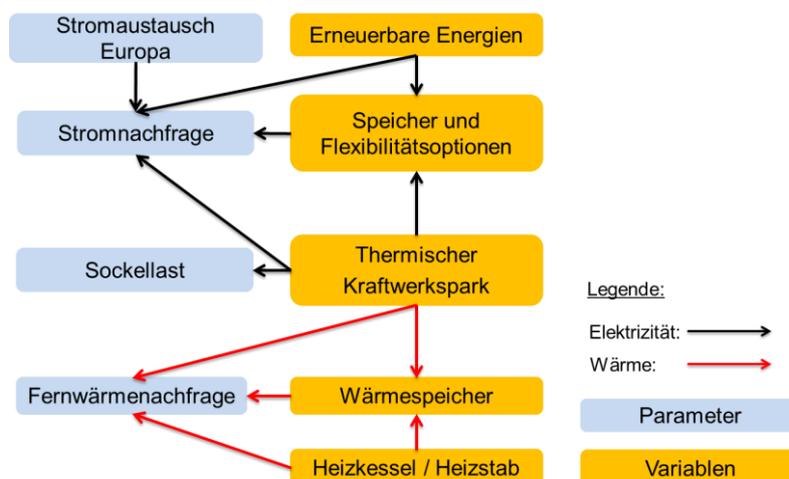
$$Sockellast_t \leq \sum_{kw} P_{kw,t}^{elektrisch}$$

Für den Einsatz der KWK-Kraftwerke ist neben der Deckung der Stromnachfrage auch die Deckung der Fernwärmenachfrage (Parameter $Last_{kw,t}^{Fernwaerme}$) relevant (Formel 4). Neben dem KWK-Kraftwerk (Variable $P_{kw,t}^{thermisch}$) stehen auch ein Heizkessel (Variable $P_{kw,t}^{Kessel}$) und ein Heizstab (Variable $P_{kw,t}^{Heizstab}$) zur Verfügung (siehe Abbildung 10-1). Zur Flexibilisierung der KWK-Anlage steht darüber hinaus ein Wärmespeicher (Variable $Speicher_{kw,t}^{Waerme}$) bereit. Die Wärmespeicherung ist mit geringen stündlichen Verlusten in Höhe von $\eta_{Waerme} = 0,995$ verbunden.

Formel 4: Nebenbedingung zur Deckung der Fernwärmenachfrage

$$Last_{kw,t}^{Fernwaerme} = P_{kw,t}^{thermisch} + P_{kw,t}^{Kessel} + P_{kw,t}^{Heizstab} + Speicher_{kw,t-1}^{Waerme} \cdot \eta_{Waerme} - Speicher_{kw,t}^{Waerme}$$

Abbildung 10-1: Nebenbedingungen zur Deckung der Strom- und Fernwärmenachfrage sowie der Sockellast



Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

10.1.2. Betrieb des konventionellen und erneuerbaren Kraftwerksparks

Die einzelnen Kraftwerke werden im Modell detailliert mit Hilfe technischer und ökonomischer Parameter beschrieben. Thermische Kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung größer 100 MW werden unter Berücksichtigung der Betriebszustände „An- und Abfahren“ und „Volllastbetrieb“ abgebildet. Diese Differenzierung führt zu einem gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblem. Neben technologiespezifischen Parametern, wie z. B. Mindestlast oder Laständerungsgradienten, werden auch unterschiedliche Wirkungsgrade in den einzelnen Betriebszuständen berücksichtigt. Für Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist auch die maximale Fernwärmeauskopplung zur Skalierung eines normierten Wärmenachfrageprofils relevant (Formel 4).

Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen werden in technologie- und baujahrspezifischen Gruppen zusammengefasst und mit Hilfe von typspezifischen Parametern charakterisiert. Diese Anlagen können ihre Leistung entlang eines vorgegebenen Lastgradienten über den gesamten Leistungsbereich ändern. Biomassekraftwerke, die Biogas, Holz oder Pflanzenöl einsetzen, werden über Technologieaggregate als Teil des thermischen Kraftwerksparks im Modell abgebildet. Ihr Einsatz ist unter Berücksichtigung von technologiespezifischen Restriktionen ebenfalls flexibel und Teil der Optimierung.

Das zur Verfügung stehende Stromangebot aus Laufwasser, Photovoltaik, Wind Onshore und Wind Offshore wird in stündlicher Auflösung exogen vorgegeben. Diese Angebotsprofile basieren auf normierten und um den unterjährigen EE-Zubau bereinigten historischen Einspeiseprofilen eines Referenzjahres. Die tatsächlich eingespeiste Menge an Wasser-, Wind- und PV-Strom wird modellendogen bestimmt, so dass das zur Verfügung stehende fluktuierende Stromangebot notfalls auch abgeregelt werden kann (z. B. bei negativer Residuallast und unzureichender Speicherkapazität). Im Gegensatz dazu wird für must-run-Kraftwerke, wie z. B. Gichtgas- oder Müllverbrennungsanlagen, eine gleichverteilte Stromeinspeisung unterstellt, die nicht abgeregelt werden kann.

Eine gleichmäßigere Einspeisung von Wind- und PV-Anlagen wird über eine Anpassung der dargebotsabhängigen Einspeiseprofile als Variante bei den Inputparametern des Modells abgebildet. Bei PV-Anlagen betrifft dies die Einbeziehung von Ost-West ausgerichteten Anlagen und bei Windenergieanlagen den Einsatz von Schwachwindturbinen. Dadurch fallen weniger EE-Überschüsse an, und es steht mehr gesicherte Erzeugungsleistung zur Verfügung.

10.1.3. Virtuelle Backupkraftwerke und EE-Überschüsse

Damit das Optimierungsproblem in jedem Zeitschritt lösbar ist, enthält der konventionelle Kraftwerkspark zusätzliche „virtuelle Backupkraftwerke“ („Notkraftwerke“). Diese Kraftwerke sind am Ende der Merit Order einsortiert und verlängern diese mit steigenden Grenzkosten je Backupkraftwerk. Der Einsatz von Backupkraftwerken entspricht dann einem Erzeugungsdefizit. Aus dem Einsatzprofil der virtuellen Backupkraftwerke werden die Ergebnisindikatoren „Kapazitätsbedarf“ (maximale Leistung der eingesetzten Backupkraftwerke) und „Strommenge Backup“ (insgesamt erzeugte Strommenge aller Backupkraftwerke) auf der Defizitseite gebildet (vgl. Kapitel 3).

Das nicht genutzte EE-Angebot bildet den Ergebnisindikator „Strommenge EE-Überschuss“. Da EE-Überschüsse nicht mit einer steigenden Pönale in der Zielfunktion belegt sind, ist die Ausweisung des maximalen EE-Überschusses im Gegensatz zur maximalen Leistung der virtuellen Backupkraftwerke kein verlässlicher Ergebnisindikator.

10.1.4. Abbildung von Flexibilität

Die energiewirtschaftliche Einbindung von verschiedenen Flexibilitätsoptionen in die Strommarktmodellierung ist ein zentrales Element des PowerFlex Modells. Folgende Flexibilitätsoptionen sind modular in die Strommarktmodellierung integriert:

- Flexibilisierung von Biogasanlagen und KWK-Kraftwerken
- Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicherkraftwerke
- Lastmanagement
- Elektromobilität
- Power-to-Heat
- Power-to-Gas

Die Erschließung von zusätzlicher *Flexibilität im Kraftwerkspark* betrifft in erster Linie KWK- und Biogasanlagen. Biogas-BHKW müssen ein kontinuierlich anfallendes Biogasprofil (Parameter $Biogasanfall_{kw,t}$) verwerten. Flexibilität wird bei Biogasanlagen über einen Biogasspeicher (Variable $Speicher_{kw,t}^{Biogas}$) und zusätzliche BHKW-Kapazität (höhere obere Schranke der Variable $P_{kw,t}$) erschlossen, so dass die Stromerzeugung reduziert und zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt werden kann (Ackermann et al., 2014).

Formel 5: Nebenbedingung für die Bilanzgleichung des Biogasspeichers

$$P_{kw,t} = (Biogasanfall_{kw,t} - Speicher_{kw,t}^{Biogas} + Speicher_{kw,t-1}^{Biogas}) \cdot \eta_{kw}^{el}$$

Der Betrieb von KWK-Anlagen wird mit einem Wärmespeicher oder mit zusätzlichen Wärmequellen, wie z. B. einem Heizkessel oder einem elektrischen Heizstab, flexibilisiert (Formel 4) (vgl. Abschnitt 10.1.1).

Pumpspeicherkraftwerke stellen eine bereits etablierte Flexibilitätsoption dar. Sie sind im Modell kraftwerksscharf mit den technischen Parametern Pump- und Turbinenleistung, Speicherkapazität und Wirkungsgrad hinterlegt. Die Bilanzgleichung der Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt sowohl die Turbinenleistung (Variable $P_{flex,t}^{Entladung}$) als auch die Pumpleistung (Variable $P_{flex,t}^{Beladung}$) und den Speicherfüllstand (Variable $Speicher_{flex,t}^{elektrisch}$). Der Speicherwirkungsgrad η_{flex} ist vollständig der Speicherbeladung zugeordnet. *Druckluftspeicherkraftwerke* sind analog dazu implementiert.

Formel 6: Nebenbedingung für die Bilanzgleichung der Pumpspeicherkraftwerke

$$P_{flex,t}^{Entladung} = P_{flex,t}^{Beladung} \cdot \eta_{flex} - Speicher_{flex,t}^{elektrisch} + Speicher_{flex,t-1}^{elektrisch} \quad \forall flex : flex = PSW$$

Lastmanagement (Demand Side Management, DSM) als Flexibilitätsoption auf der Nachfrageseite setzt sich aus zahlreichen DSM-Prozessen in privaten Haushalten, im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie in der Industrie zusammen. Als flexible Verbraucher werden in erster Linie folgende Prozesse betrachtet:

- Prozesse mit einem thermischen Speicher, wie z. B. Geräte zur elektrischen Kälte- und Wärmebereitstellung (Kühlhäuser, Wärmepumpen, Elektroboiler, Klimatisierung,...)
- Prozesse, die bisher schon im Intervallbetrieb betrieben werden (z. B. Pump- und Rührwerke)

- Prozesse mit zeitvariablem Einsatz (manuelles Lastmanagement), wie z. B. Wasch- und Spülmaschinen

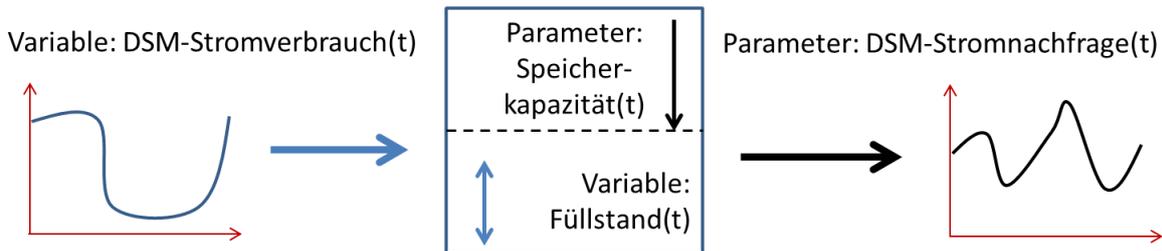
Die Flexibilitätsoption Lastmanagement wird im PowerFlex Modell mit Hilfe eines virtuellen Durchflussspeichers modelliert (Formel 7). Die zu deckende Lastkurve der einzelnen DSM-Prozesse (Parameter $Last_{flex,t}$) wird dabei exogen als Modellparameter vorgegeben.

Formel 7: Nebenbedingung für die Bilanzgleichung von Lastmanagement

$$Last_{flex,t} = P_{flex,t}^{Beladung} - Speicher_{flex,t}^{elektrisch} + Speicher_{flex,t-1}^{elektrisch} \cdot \eta_{flex} \quad \forall flex : flex = DSM$$

Die Kapazität des virtuellen Durchflussspeichers je Zeitschritt ist ebenfalls ein Modellparameter (obere Schranke der Füllstandvariable $Speicher_{flex,t}^{elektrisch}$) und entspricht dem Produkt aus flexibler Last und der möglichen Verschiebedauer des DSM-Prozesses. In Zeiten, in denen kein Lastmanagement stattfinden kann (z. B. nachts bei manuellem Lastmanagement in privaten Haushalten) ist die Speicherkapazität null. Das Verschieben des Stromverbrauchs ist mit geringen Speicherverlusten je Stunde in der Höhe von $\eta_{flex} = 0,995 \quad \forall flex : flex = DSM$ verbunden. Der tatsächliche Stromverbrauch der einzelnen DSM-Prozesse wird über die Variable $P_{flex,t}^{Beladung}$ modellendogen bestimmt und ist nach oben durch die installierte Leistung des DSM-Prozesses beschränkt (Abbildung 10-2).

Abbildung 10-2: Lastmanagement mit virtuellem Durchflussspeicher

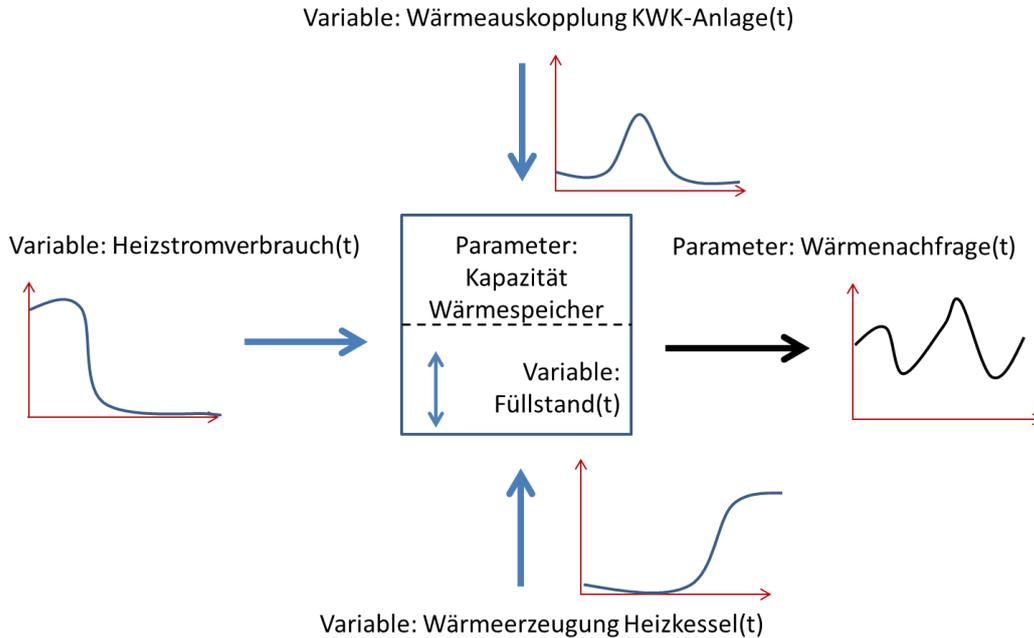


Quelle: Öko-Institut e.V.

Analog zur Flexibilitätsoption Lastmanagement ist auch die Flexibilitätsoption „smart charging“ im Modul Elektromobilität aufgebaut. Die Variable Stromverbrauch zur Beladung der Elektrofahrzeuge wird in diesem Fall jedoch mit einem zeitabhängigen Profil beschränkt, welches die Stillstandzeiten der Fahrzeuge bzw. die Verfügbarkeit von Ladestationen darstellt. Die Option zur Stromrückspeisung und damit die Nutzung der Elektrofahrzeuge als Batterie („vehicle-to-grid“) ist ebenfalls im Modul Elektromobilität integriert. Im Rahmen der hier diskutierten Studie wird dies jedoch nicht betrachtet.

Die Flexibilitätsoptionen Power-to-Heat und Power-to-Gas sind im Modell als zusätzliche Stromverbraucher implementiert. Im Fall von Power-to-Heat werden KWK-Anlagen oder Heizkessel (auch Zentralheizungen in Gebäuden) mit elektrischen Heizstäben als zusätzliche Wärmequelle ausgestattet. Diese bi- oder trivalenten Systeme decken dann über einen Wärmespeicher die Wärmenachfrage (Abbildung 10-3).

Abbildung 10-3: Flexibilitätsoption Power-to-Heat als zusätzliche Wärmequelle einer KWK-Anlage mit Wärmespeicher und Heizkessel



Quelle: Öko-Institut e.V.

In der Flexibilitätsoption Power-to-Gas werden sowohl die Wasserstoffelektrolyse und Wasserstoffbeimischung in das Erdgasnetz als auch die katalytische Methanisierung von Wasserstoff mit biogenem CO₂ aus Biogasanlagen und der Methaneinspeisung in das Erdgasnetz berücksichtigt. Die maximale elektrische Leistungsaufnahme der Power-to-Gas Prozessketten (obere Schranke der Variable $P_{flex,t}^{Beladung}$, $\forall flex : flex = PtG$ in Formel 2) wird dabei vom Erdgasverbrauch je Zeitschritt, der Wasserstoffbeimischungsgrenze und der Verfügbarkeit von biogenem CO₂ aus Biogasanlagen bestimmt.

10.1.5. Rollierender Optimierungszeitraum

Die zeitliche Auflösung des Optimierungsproblems beträgt eine Stunde, der Betrachtungszeitraum liegt bei einem Kalenderjahr (d. h. 8760 Zeitschritte). Innerhalb dieses Betrachtungszeitraums werden sequenziell Lösungen für einen Optimierungszeitraum von jeweils drei Tagen (d. h. 72 Zeitschritte) berechnet. Dieser Optimierungszeitraum rolliert mit einer Schrittweite von einem Tag durch das Kalenderjahr, so dass insgesamt 363 Optimierungsprobleme gelöst werden. Als Startpunkt für den jeweils aktuellen Optimierungszeitraum dient Zeitschritt 24 des vorangegangenen Optimierungszeitraums. Die Ergebnisse der Zeitschritte 25 bis 72 werden somit im nachfolgenden Optimierungszeitraum überschrieben. Hierdurch wird ein über einen Optimierungszeitraum hinausgehender Speicherbetrieb ermöglicht.

Die Länge des Optimierungszeitraums und der Schrittweite sind grundsätzlich frei einstellbar, sie werden jedoch von der damit einhergehenden Problemkomplexität und den zur Verfügung stehenden Rechnerressourcen limitiert. Ein Optimierungszeitraum von drei Tagen entspricht in etwa den gängigen Prognosen für Last- und EE-Schwankungen und damit auch der Vorausschau der realen Marktakteure.

Flexibilitätsoptionen werden im Strommarktmodell PowerFlex nur dann eingesetzt, wenn die Speicherbeladung (bzw. Lasterhöhung) und die Speicherentladung (bzw. Lastreduktion) innerhalb eines Optimierungszeitraums stattfinden kann und dies zur Minimierung der Zielfunktion führt. Der typische Speicherzyklus sollte daher deutlich kleiner 72 h betragen. Bis auf Power-to-Gas und teilweise auch Power-to-Heat ist das für alle betrachteten Flexibilitätsoptionen der Fall.

Um dieses Problem zu umgehen, wird bei Power-to-Gas nur die Speicherbeladung berücksichtigt. Die Einsatzentscheidung ist abhängig von den Kosten des Grenzkraftwerks und damit von den erzielbaren Erlösen für die Einspeisung von synthetischem Wasserstoff bzw. synthetischem Methan (Formel 1). Die Rückverstromung von Power-to-Gas ist nicht Teil der Modellierung, sie kann jedoch ex-post dem Einsatz von Gaskraftwerken oder der Nutzung in anderen Sektoren zugeordnet werden. Power-to-Gas ist somit als offenes Speichersystem abgebildet¹³.

Power-to-Heat konkurriert mit der Wärmebereitstellung durch Heizkessel oder KWK-Anlagen. Auch in diesem Fall kann eine Verschiebung im Wärmeerzeugungsmix ex-post dem Stromsystem angerechnet werden¹⁴.

Für den langfristigen Einsatz von Speichern und Flexibilität ist ein Optimierungszeitraum von drei Tagen jedoch nicht ausreichend. So kann beispielsweise bei einer mehrwöchigen Windflaute der optimale Entladezeitpunkt eines Speichers im Modell nicht erkannt werden. Dies ist allerdings auch in der Realität aufgrund des begrenzten Prognosehorizonts der Fall.

10.2. Average Participation - Methode

Um ein besseres Verständnis für die grenzüberschreitenden und inländischen Lastflüsse zu bekommen, wurden die Ergebnisse der Simulationsläufe mit der Average Participation Methode (AP-Methode) analysiert (siehe Kapitel 6.3). Die AP-Methode ist ein mathematisches Verfahren, um die Verursacher von Lastflüssen in einem vermaschten Netzwerk zu identifizieren. Ursprünglich entwickelt wurde diese Methode, um im liberalisierten Strommarkt eine Möglichkeit zu erhalten, Netzentgelte den Verursachern zuordnen zu können. In diesem Projekt wurde die AP-Methode dazu verwendet, die Lastflüsse nach Energieträgern getrennt zu verfolgen und deren Auswirkungen auf den Leitungsneu- bzw. Ausbau zu bewerten.

Die AP-Methode teilt zur Analyse der Lastflussergebnisse die im Netz vorhandenen Knoten anhand deren Leistungsbilanz in zwei Gruppen ein: Zum einen in Knoten, deren Erzeugung den Verbrauch übersteigt, zum anderen in Knoten, deren Verbrauch die lokale Erzeugung übersteigt. Diese Netto-Erzeuger-Knoten bzw. Netto-Verbraucher-Knoten werden in der darauf folgenden Analyse jeweils als Erzeugerknoten bzw. als Verbraucherknoten bezeichnet. Ausgehend von den Erzeugerknoten mit Leistungsüberschuss sucht ein rekursiver Algorithmus nun alle möglichen Pfade zu den Verbraucherknoten mit einer negativen Leistungsbilanz. Dabei folgt der Algorithmus den abgehenden Leitungen, also Leitungen deren Leistungsflussrichtung vom Knoten weg zeigt, so lange bis er einen Endknoten erreicht. Jeder Knoten der von dem betreffenden Leistungsfluss auf dem Weg vom Startknoten zum Endknoten durchflossen wird, teilt den Leistungsfluss proportional zu den Lastflussergebnissen auf die abgehenden Leitungen auf.

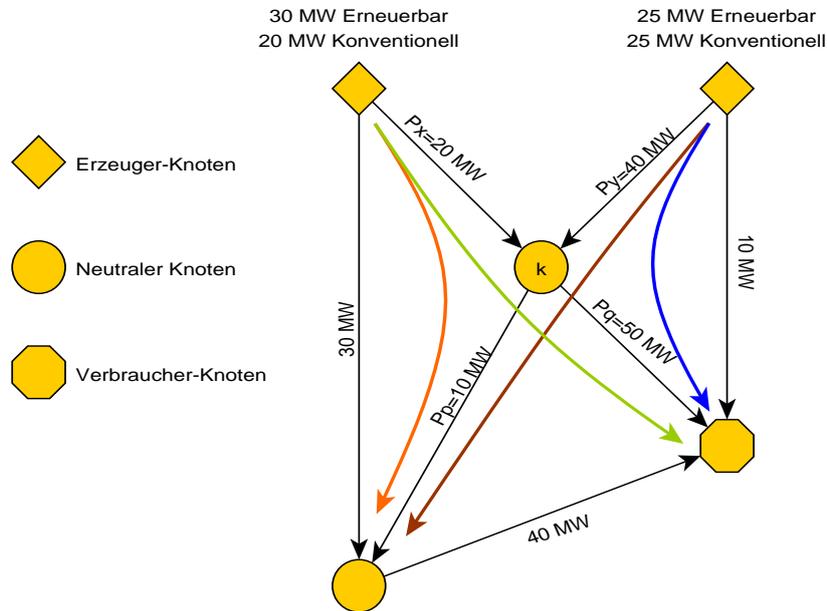
Das folgende Beispiel soll diese proportionale Aufteilung an einem Knoten mit zwei eingehenden und zwei abgehenden Leistungsflüssen demonstrieren: Kommen an einem Knoten k zwei

¹³ Das eingespeiste Gas wird direkt in anderen Sektoren verbraucht und die Größe des Gasspeichers bzw. des Erdgasangebots wird als nicht bindend betrachtet.

¹⁴ Eine sektorübergreifende Bilanzierung wird derzeit in dem vom BMWi geförderten Projekt „Einbindung des Wärme- und Kältesektors in das Strommarktmodell PowerFlex zur Analyse sektorübergreifender Effekte auf Klimaschutzziele und EE-Integration“ (2014 – 2016) umgesetzt.

Leistungsflüsse P_x und P_y an und gehen von dort zwei Leistungsflüsse P_p und P_q ab, so verteilt sich die für diesen Pfad relevante Leistung proportional.

Abbildung 10-4: Beispielhafte Aufteilung der Pfade in der Average Participation Methode



Quelle: Energynautics GmbH

In diesem Beispiel wird die vom Verbraucher benötigte Leistung von 100 MW an zwei Erzeugerknoten erzeugt. Jeder dieser Knoten erzeugt jeweils die Hälfte dieser Leistung. Dabei werden von dem linken Knoten 30 MW aus erneuerbarer Energie erzeugt, 20 MW werden von einem konventionellen Kraftwerk bereitgestellt. Der rechte Erzeugerknoten stellt die Leistung jeweils zu 50 % aus erneuerbaren und konventionellen Energiequellen bereit. Der Algorithmus beginnt nun von jedem Erzeugerknoten alle möglichen Pfade zu dem Verbraucherknoten zu finden. Nehmen wir als Beispiel alle Pfade vom linken oberen Knoten zum Verbraucherknoten zu gelangen: den schwarzen Pfad über die linke Außenkante, den orangenen Pfad über den Knoten „k“ und den grünen Pfad ebenfalls über den Knoten „k“. Nehmen wir nun an, dass sich alle erzeugten Leistungen im Verhältnis auf die Abgehenden Pfade verteilen. Dies bedeutet für den schwarzen Pfad einen Anteil an Erneuerbarer Energie von 18 MW und einen Anteil von 12 MW durch konventionelle Erzeuger. Über den orangenen Pfad fließt eine Leistung von 3,3 MW: diese ergibt sich durch die Aufteilung der einfließenden Leistung von 20 MW in den Knoten „k“ und einer Aufteilung der Leistung auf die abgehenden Leitungen im Verhältnis der realen Lastflüsse ($20 MW \cdot \frac{10 MW}{10 MW + 50 MW} = 3,3 MW$). Gleiches gilt für den grünen Pfad, dort ergibt sich eine Leistung von 16,7 MW.

Nimmt man diese Aufteilung für alle Pfade vor, ergeben sich die folgenden Ergebnisse:

Tabelle 10-1: Beispielhafte Aufteilung der Pfade in der Average Participation Methode

Pfad/Leitung	Gesamtfluss	Erneuerbare	Konventionelle
Orangener Pfad	3,3 MW	2,0 MW	1,3 MW
Grüner Pfad	16,7 MW	10,0 MW	6,7 MW
Brauner Pfad	6,7 MW	3,4 MW	3,3 MW
Blauer Pfad	33,3 MW	16,65 MW	16,65 MW
Leitung Px	20,0 MW	12,0 MW	8,0 MW
Leitung Py	40,0 MW	20,0 MW	20,0 MW
Leitung Pp	10,0 MW	5,4 MW	4,6 MW
Leitung Pq	50,0 MW	26,65 MW	23,35 MW

Quelle: Energynautics GmbH

Die resultierenden Flüsse über jede einzelne Leitung in dem Netzwerk ergeben sich dann aus der Superposition der gefundenen Pfade über diese Leitung. Um nun eine Auftrennung des Lastfluss-ergebnisses nach Energieträgern und deren Zielknoten zu erreichen, führt man die oben beschriebene Methode für jeden Startknoten und jeden Energieträger einzeln durch. Mit dieser Methode lässt sich nun der Leistungsfluss nach Energieträgern (erneuerbar / konventionell) getrennt betrachten. Dann ist genau nachvollziehbar, welche Leitungen beispielsweise durch von einem Windpark im Norden erzeugten Strom belastet werden und wo die Verbraucher dieser Energie sind.

11. Literatur

- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH (2013). *Netzentwicklungsplan Strom 2013. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Kapitel 1 bis 9.*
- Ackermann, T.; Unsch, S.; Koch, M. & Rothfuchs, H. (2014). *Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz* (Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz (MWKEL), Hrsg.). energynautics GmbH; Öko-Institut e.V.; Bird & Bird LLP.
- AG Energiebilanzen e.V. (AG Energiebilanzen e.V., Hrsg.) (2010). *Bilanz 2010.* Verfügbar unter http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=druck_eb2010_25092012.xlsx, zuletzt abgerufen am 08.09.2014.
- Apel, R.; Aundrup, T.; Buchholz, B. M.; Domels, H. P.; Funke, Stephan, Gesing, Thomas; Glaunsinger, W.; Gronstedt, P.; Heins, F.; Höhle, A.; Knack, V.; Küter, T.; Stötzer, M.; Struwe, C.; Styczynski, Z.; Scheven, A. von & Seidl, H. (2012). *Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Kurzfassung* (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), Hrsg.). Frankfurt a. M.: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG).
- Appelrath, H.-J.; Kagermann, H. & Mayer, C. (2012). *Future Energy Grid - Migrationspfade ins Internet der Energie.*
- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE) (2011). *BHKW-Kenndaten 2011. Module, Anbieter, Kosten*, Frankfurt a. M.
- Auer, J. & Keil, J. (2012). *Moderne Stromspeicher. Unverzichtbare Bausteine der Energiewende* (Deutsche Bank Research, Hrsg.), Frankfurt a. M. Verfügbar unter http://www.dbresearch.de/MAIL/DBR_INTERNET_DE-PROD/PROD0000000000284196.pdf.
- B.A.U.M. Consult GmbH (Hrsg.) (2012). *Smart Energy made in Germany. Zwischenergebnisse der E-Energy-Modellprojekte auf dem Weg zum Internet der Energie*, München.
- Bauknecht, D. et al. (Hrsg.) (2013). *Der zukünftige Wert von Smart Grid Flexibilität im deutschen Stromsystem. Eine modellgestützte Szenarienanalyse von 2010 bis 2030: IEWT, 15.2.2013*, Wien.
- BDEW (2013). *BDEW-Roadmap - Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland* (BDEW, Hrsg.), Berlin.
- Bialek, J. (1997). *Topological generation and load distribution factors for supplement.* IEEE Transactions on Power Systems (03-12), S. 1185–1193.
- BMBF (BMBF, Hrsg.) (2011). *Bekanntmachung [...] zur Förderung von Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet von Energiespeichertechnologien.* Verfügbar unter <http://www.bmbf.de/en/furtherance/16431.php>.
- Brischke, L.-A.; Pehnt, M.; Mellwig, P. & Herbert, F. (2012). *Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in Wärmeanwendungen (Nr. 0)*, Heidelberg.
- Bundesminister für Wirtschaft und Energie (BMWi) (BMWi, Hrsg.) (2013). *Förderprogramm für dezentrale Energiespeichersysteme*, BMWI. Verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Speicher/foerderprogramm-fuer-dezentrale-energiespeicher.html>, zuletzt abgerufen am 24.09.2014.
- Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur, Hrsg.) (2014). *Kraftwerkliste.* Verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html.
- Bünger, U.; Crotogino, F.; Donadei, S.; Gatzen, C.; Glaunsinger, W.; Kleinmaier, M.; Könemund, M.; Landinger, H.; Lebiada, T. J.; Leonhard, W.; Sauer, D.; Weber, H.; Wenzel, A.; Wolf, E.; Woyke, W. & Zunft, S. (2009). *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*

- (Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), Hrsg.), Frankfurt a. M., zuletzt abgerufen am 10.09.2014.
- DENA (2010). Dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025 (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) - Energiesysteme und Energiedienstleistungen, Hrsg.) (Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe).
- Destatis Statistisches Bundesamt (2009a). Nichtöffentliche Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung 2007.
- Destatis Statistisches Bundesamt (2009b). Öffentliche Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung 2007.
- Destatis Statistisches Bundesamt (2012). Bauen und Wohnen Mikrozensus-Zusatzerhebung 2010, Wiesbaden.
- Emele, L. (2011). Techno-Ökonomischer Vergleich von Erneuerbarem Methan mit anderen Stromspeichertechnologien, Kassel, zuletzt abgerufen am 11.09.2014.
- EnBW Energie für Baden-Württemberg AG (2012). Potentialstudie zu Pumpspeicherstandorten in Baden-Württemberg. Zusammenfassung (EnBW Energie für Baden-Württemberg AG, Hrsg.), Karlsruhe, zuletzt abgerufen am 10.09.2014.
- Ess, F.; Haefke, L.; Hobohm, J.; Frank, P. & Wünsch, M. (2012). Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende (Weltenergieerat Deutschland e.V., Hrsg.). Berlin: Prognos AG. Verfügbar unter http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/121009_Prognos_Bericht_Internationale_Speicherung_WEC__9_Oktober_2012.pdf, zuletzt abgerufen am 10.09.2014.
- European Commission (2010). EU Energy trends to 2030 - Update 2009, Luxembourg.
- European Commission (EC) (Hrsg.) (2011). Energy Roadmap 2050. Impact assessment and scenario analysis. Commission staff working paper, accompanying the document: Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Brussels, zuletzt abgerufen am 24.09.2014.
- Faulstich, M.; Foth, H.; Callies, C.; Hohmeyer, O. & Holm-Müller, K. (2011). Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten (Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Hrsg.), Berlin.
- Fichtner, W.; Genoese, M.; McKenna, R.; Schäfer, S.; Büchelmaier, A.; Ringler, P.; Cail, S. & Ziegahn, F. (2012). Die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg bis 2025 unter Berücksichtigung der Liefer- und Preissicherheit, Karlsruhe.
- Grein, A.; Duscha, M.; Pehnt, M. & Kellerbauer, H. (2009). Modellstadt Mannheim. Nutzung von thermischen Speichern als Energiespeicher (AS1.06). Entwurf, Version 1.0 (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Hrsg.), Mannheim.
- Groscurth, H. & Bode, S. (2013). Discussion Paper Nr. 9 "Power-to-heat" oder "Power-to-gas"? (arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hrsg.), Hamburg.
- Grünwald, R.; Ragwitz, M.; Sensfuß, F. & Winkler, J. (2012). Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Endbericht zum Monitoring (Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), Hrsg.), Berlin, zuletzt abgerufen am 05.10.2015.
- Haberkern, B.; Maier, W. & Schneider, U. (2006). Steigerung der Energieeffizienz auf kommunalen Kläranlagen. Umweltbundesamt Texte 11/08, S. 1–226.
- Hacker, F.; Harthan, R.; Kasten, P.; Loreck, C. & Zimmer, W. (2011). Marktpotenziale und CO₂-Bilanz von Elektromobilität. Arbeitspakete 2 bis 5 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen. Anhang zum Schlussbericht im Rahmen der Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und, Berlin.

- Hartkopf, T.; Scheven, A. von & Prelle, M. (2012). Lastmanagementpotenziale der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix, Darmstadt.
- Hartmann, T.; Oschatz, B. & Ußner, M. (2013). Begleitung von Modellvorhaben zum Austausch von Nachtstromspeicherheizungen (Nr. 01). Berlin: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS).
- Heinemann, C.; Bürger, V.; Bauknecht, D.; Ritter, D. & Koch, M. (2014). Widerstandsheizungen: ein Beitrag zum Klimaschutz und zur Integration fluktuierender Erneuerbarer? Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64 (5), S. 45–48.
- Hermann, H.; Harthan, R. & Loreck, C. (2011). Ökonomische Betrachtung der Speichermedien - Arbeitspaket 6 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen (Nr. 0).
- Höflich, B.; Kreutzkamp, P.; Peinl, H.; Völker, J.; Kühne, M.; Kuhn, P.; Tzscheuschler, P.; Hermes, R.; Krahl, S. & Meisa, K. (2010). Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherkraftwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Abschlussbericht. (Schluchseewerk AG, Hrsg.). Berlin: dena - Deutsche Energie Agentur.
- Jonck, J. & Hodsman, M. (2012). Ziele der Erneuerbaren-Energien-Politik in den Bundesländern. SOLARZEITALTER, S. 50–56.
- Kemna, R.; van Elburg, M.; Li, W.; van Holsteijn, R.; Denison-pender, M. & Corso, A. (2007). Eco-design of Water Heaters. Market Analysis. Task 2 Report (Final) (European Commission, DG TREN, Hrsg.), Delft.
- Kleimaier, M. & Schwarz, J. (2009). Elektro-Speicherheizung – neue Anwendung statt Verbot. Sonderdruck. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 59 (5), S. 60–62.
- Klobasa, M. (2007). Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Zürich.
- Klobasa, M. & Focken, U. (2011). Kurz- bis Mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor.
- Koch, M. et al. (Hrsg.) (2012). Der zukünftige Wert von Smart Grids im deutschen Stromsystem – eine modellgestützte Szenarienanalyse von 2010 bis 2030: VDE Kongress Smart Grid, 5.-6.11.2012, Stuttgart.
- König, H. et al. (Hrsg.) (2012). Effiziente Kältetechnik und solare Kühlung.
- Krzikalla, N.; Achner, S. & Brühl, S. (2013). Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien (Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. (BEE), Hrsg.).
- Lange, B.; Rohrig, K.; Dobschinski, J.; Wessel, A. & Saint-Drenan, Y.-M. (2011). Prognosen der zeitlich-räumlichen Variabilität von Erneuerbaren (Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE), Hrsg.), zuletzt abgerufen am 24.09.2014.
- Moser, P. (2012, März). Druckluftspeicher. Druckluftspeicher als neue Option zur Deckung des zukünftigen Speicherbedarfs. Technik-Dialog 2012 der Bundesnetzagentur "Speichertechnologien", Bundeskunsthalle Bonn. Verfügbar unter http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2012/TechnikdialogSpeicher/VortragMoser.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt abgerufen am 11.09.2014.
- Müller-Syring, G.; Henel, M.; Köppel, W.; Mlaker; Herwig, Sterner, Michael; Höcher, T.; Kaesler, H.; Linke, G.; Löffler, T.; Mlaker, H.; Marewski, U.; Nitschke-Kowsky, P.; Oehsen, A. v.; Reimann, T.; Reinhold, M.; Schley, P.; Schollmeyer, H.-J.; Steiner, K.; Sterner, M.; Trost, T.; Zenner, M. & Zschocke, A. (2013). Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Management Summary. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW).

- Nabe, C.; Beyer, C.; Brodersen, N.; Schäffler, H.; Adam, D.; Heinemann, C.; Tusch, T.; Eder, J.; Wyl, C. de; Vom Wege, J.-H. & Mühe, S. (2009). Ökonomische und technische Aspekte eines flächendeckenden Rollouts intelligenter Zähler (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hrsg.), Berlin.
- Nabe, C. & Seefeldt, F. (2011). Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strom Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien. Berlin: Ecofys.
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Tena, Diego Luca De; Trieb, F.; Scholz, Y.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; Schwinn, R.; Pape, C. & Hahn, H. (2012a). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Datenanhang II zum Schlussbericht.
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Tena, Diego Luca De; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, K.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; Oehsen, A. v.; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.; Wickert, M. & Wenzel, B. (2012b). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht (Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit, Hrsg.).
- Öko-Institut e.V. (2014). Energiewirtschaftliche Modellierung: Wie wirken Klimaschutzmaßnahmen? Verfügbar unter <http://www.oeko.de/forschung-beratung/themen/energie-und-klima/energiewirtschaftliche-modellierung/>, zuletzt abgerufen am 28.11.2014.
- Paulus, M. & Borggrefe, F. (2011). The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. *Applied Energy* 88 (2), S. 432–441.
- Pipke, H.; Hülsen, C. F.; Stiller, H.; Seidl, K. & Balmert, D. (2009). Endenergieeinsparungen durch den Einsatz intelligenter Messverfahren (Smart Metering). Endbericht (Bundesminister für Wirtschaft und Technologie, Hrsg.). Bonn: KEMA Consulting GmbH.
- Ritter, D.; Bauknecht, D.; Koch, M. & Heinemann, C. (2014, Februar). Auswirkung einer Sockellastreduktion auf den Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromsystem. 13. Symposium Energieinnovation, Graz.
- Roon, S. v. & Gobmaier, T. (2010). Demand Response in der Industrie Status und Potenziale in Deutschland, München.
- RWTH Aachen; Consentec GmbH; Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V. (2012). Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien (Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH), Hrsg.).
- Schmid, S.; Schaarschmidt, L.; Bretschneider, P.; Rüttinger, H.; Kißauer, S.; Hesse, P. & Meister, J. (2012). Pumpspeicherkataster Thüringen. Ergebnisse einer Potenzialanalyse. (Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie, Hrsg.), Erfurt. Verfügbar unter http://www.thueringen.de/imperia/md/content/tmwta/aktuelles/v3_pumpspeicherkataster.pdf, zuletzt abgerufen am 10.09.2014.
- Stadler, I. (2008). Ein gigantisches Speicherpotenzial 400 GWh bestehende Energiespeicher warten auf ihre effektive Nutzung. SOLARZEITALTER.
- Stamminger, R. (2008). Synergy Potential of Smart Appliances, Bonn.
- Sterner, M.; Jentsch, M. & Holzhammer, U. (2011). Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Gutachten (Greenpeace Energy e.G., Hrsg.), Hamburg. Verfügbar unter http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/sonstiges/Greenpeace_Energy_Gutachten_Windgas_Fraunhofer_Sterner.pdf, zuletzt abgerufen am 11.09.2014.
- Tiedemann, A.; Srikandam, C.; Kreutzkamp, P.; Roth, H.; Gohla-Neudecker, B. & Kuhn, P. (2008). Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken (DENA, Hrsg.), Berlin. Verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/

Energiedienstleistungen/Dokumente/Pumpspeicherstudie.pdf, zuletzt abgerufen am 13.08.2014.

VDKL Verband Deutscher Kühlhäuser und Kühllogistikunternehmen e. V. (2009). Erhebung über die Höhe und die Strukturen der gesamten Kühl- und Tiefkühlagerkapazitäten in Deutschland.

Wimmer, D. O. (2014). The Effect of Distributed Wind Production on the Necessary System Flexibility. in Germany in the Year 2030. Aalborg: Aalborg University. Verfügbar unter <http://projekter.aau.dk/projekter/da/studentthesis/the-effect-of-distributed-wind-production-on-the-necessary-system-flexibility%28a6666867-05b0-4c35-8498-1ecb7866cc72%29.html>, zuletzt abgerufen am 19.08.2014.