

Schriftenreihe Energiesystem im Wandel - Teil II

Kampf der Studien

Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung.



Autoren: Dipl.-Ing. Alexander Buttler
Prof. Dr.-Ing. Hartmut Spliethoff

Technische Universität München
Lehrstuhl für Energiesysteme
Boltzmannstr. 15
85748 Garching b. München

Stand: 12.01.2016

Kurzfassung

In Deutschland soll im Zuge der Energiewende das ehrgeizige Ziel eines Rückgangs der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 80 % bis 2050 erreicht werden. Die dazu notwendige Transformation zu einem dezentralen, auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem ist Untersuchungsgegenstand vieler energiewirtschaftlicher Studien. Im Rahmen der vorliegenden Metaanalyse werden die Ergebnisse verschiedener namhafter Studien hinsichtlich des zukünftigen Bedarfs und der Fahrweise konventioneller Kraftwerke und Speicher untersucht. Zur Einordnungen der Ergebnisse werden zudem die zentralen Randbedingungen verglichen und der historischen Entwicklung gegenübergestellt. Die Rolle der konventionellen Kraftwerke wandelt sich langfristig von der Stromerzeugung zur flexiblen Leistungsbereitstellung. Dies ist die Folge des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien, sowie eines teilweise sehr hohen Importsaldos von Strom nach Deutschland und der zum Teil getroffenen Annahme eines Rückgangs des Bruttostromverbrauchs. Trotzdem wird bis 2050 zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ein Ausbaubedarf an konventioneller Kraftwerkskapazität (v.a. Gaskraftwerke) überwiegend zwischen 20 und 50 GW gesehen. Ein gesamtwirtschaftlich sinnvoller Speicherzubau zeigt sich hingegen erst ab einem Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch (EE-Anteil) von über 60 % (Ziel für 2035-2040) bzw. abhängig von der Entwicklung der Investitionskosten und der Flexibilität des Energiesystems (z.B. Lastmanagement) sogar erst bei einem EE-Anteil von über 80 % (nach 2050). Als zukünftige Treiber für Stromspeicher werden der sektorübergreifende Einsatz zur Dekarbonisierung des Mobilitäts- und Chemiesektors sowie die Optimierung des Eigenverbrauchs mittels Hausspeichern gesehen.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	VII
Tabellenverzeichnis	IX
Abkürzungsverzeichnis	XI
1 Einleitung	15
1.1 Motivation und Zielstellung der Studie	15
1.2 Gliederung der Studie	15
2 Aufbau, Annahmen und Ergebnisse von Energiesystemstudien.....	16
3 Übersicht der untersuchten Studien und Szenarien.....	21
4 Rahmenbedingungen der Studien	27
4.1 Reduktion der Treibhausgasemissionen	27
4.2 Bruttostromnachfrage.....	29
4.3 Ausbau der erneuerbaren Energien	32
4.3.1 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch.....	32
4.3.2 Photovoltaik	33
4.3.3 Wind-Onshore	34
4.3.4 Wind-Offshore	36
4.3.5 Biomasse	37
4.3.6 Geothermie	38
4.3.7 Laufwasser.....	39
4.3.8 Installierte Leistung der erneuerbaren Energien	39
4.4 Stromaustausch mit dem Ausland und Importsaldo.....	41
4.5 Flexibilisierung des Energiesystems und Lastmanagement	42
4.6 Regelenergiebedarf.....	42
4.7 Entwicklung der CO ₂ -Zertifikatspreise	43
4.8 Entwicklung der Brennstoffpreise	45
4.8.1 Erdgas	45
4.8.2 Steinkohle	46
4.8.3 Braunkohle.....	47

4.9	Überblick und Auswirkungen der Brennstoff- und CO ₂ -Preise.....	48
5	Bedarf und Auslastung konventioneller Kraftwerke	50
5.1	Braunkohle	50
5.2	Steinkohle.....	52
5.3	Gaskraftwerke	53
5.4	Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks.....	55
5.5	Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke	57
5.6	Entwicklung der Gesamtleistung.....	58
6	Speicherbedarf	60
7	Gesicherte Leistung.....	68
8	Zusammenfassung	71
	Literaturangaben	i

Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1 Vereinfachter schematischer Aufbau der Vorgehensweise einer zeitlich aufgelösten Modellierung des Stromsektors.</i>	<i>17</i>
<i>Abbildung 2 Annahmen und Ergebnisse von Energiesystemsimulationen, die im Rahmen dieser Metaanalyse untersucht werden.</i>	<i>20</i>
<i>Abbildung 3 Historische Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland aufgeteilt auf die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr und zukünftige Zielvorgaben (Eigene Darstellung basierend auf [15].</i>	<i>27</i>
<i>Abbildung 4 Entwicklung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 in den betrachteten Szenarien.</i>	<i>28</i>
<i>Abbildung 5 Entwicklung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 aufgetragen über den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch (BSV) inklusive EE-Importe.....</i>	<i>29</i>
<i>Abbildung 6 Historische Entwicklung und Zielvorgaben des Energiekonzepts 2011 (basierend auf [15])</i>	<i>30</i>
<i>Abbildung 7 Historischer Verlauf und zukünftige Entwicklung in den betrachteten Szenarien (Hochrechnung von Netto- auf Bruttostromverbrauch für WWF(2009) und ÜNB NEP (2014))</i>	<i>31</i>
<i>Abbildung 8 Jährlicher Netto-Zubau von Wind, PV und Biomasse in den Jahren 2000 bis 2014 [1].....</i>	<i>32</i>
<i>Abbildung 9 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch.....</i>	<i>33</i>
<i>Abbildung 10 Photovoltaik: Entwicklung der installierte Leistung und der Volllaststunden.</i>	<i>34</i>
<i>Abbildung 11 Wind-Onshore: Entwicklung der installierte Leistung und der Volllaststunden.</i>	<i>35</i>
<i>Abbildung 12 Wind-Offshore: Entwicklung der installierte Leistung und der Volllaststunden.</i>	<i>36</i>
<i>Abbildung 13 Biomasse: Entwicklung der installierte Leistung und der Volllaststunden.</i>	<i>37</i>
<i>Abbildung 14 Geothermie: Entwicklung der installierte Leistung und der Volllaststunden.</i>	<i>38</i>
<i>Abbildung 15 Laufwasser: Entwicklung der installierte Leistung und der Volllaststunden.</i>	<i>39</i>
<i>Abbildung 16 Installierte Gesamtleistung der erneuerbaren Energien.....</i>	<i>40</i>
<i>Abbildung 17 Stromerzeugung durch erneuerbare Energien.....</i>	<i>41</i>
<i>Abbildung 18 Import-/Exportsaldo: Historischer Verlauf und Ergebnisse der betrachteten Szenarien.</i>	<i>42</i>
<i>Abbildung 19 Entwicklung des Regelenergiebedarfs (Primär-, Sekundär- und Minutenregelleistung)</i>	<i>43</i>

<i>Abbildung 20 Historische Entwicklung und Annahme zur zukünftigen Entwicklung des CO₂-Zertifikatspreises.</i>	44
<i>Abbildung 21 Grenzübergangspreis von Erdgas: Historischer Verlauf und Annahme zur zukünftigen Entwicklung (BMWi(2011) und BMWi(2014) Brennstoffpreise frei Kraftwerk).</i>	46
<i>Abbildung 22 Grenzübergangspreis von Steinkohle: Historischer Verlauf und Annahmen zur zukünftigen Entwicklung (BMWi(2011) und BMWi(2014) Brennstoffpreise frei Kraftwerk).</i>	47
<i>Abbildung 23 Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Braunkohlepreises frei Kraftwerk.</i>	48
<i>Abbildung 24 Stellung von Erdgas-Kraftwerken (GUD) und Steinkohle-Dampfkraftwerken in der Merrit-Order basierend auf der Differenz ihrer Grenzkosten (Emissionsfaktoren nach [32]).</i>	49
<i>Abbildung 25 Braunkohle: Historischer Verlauf und Szenarien bis 2050 der installierten Leistung und Auslastung.</i>	51
<i>Abbildung 26 Steinkohle: Historischer Verlauf und Szenarien bis 2050 der installierten Leistung und der Auslastung.</i>	53
<i>Abbildung 27 Erdgas: Historischer Verlauf und Szenarien bis 2050 der installierten Leistung und der Auslastung.</i>	54
<i>Abbildung 28 Konventionelle Kraftwerksleistung: Historischer Verlauf und zukünftige Szenarien.</i>	56
<i>Abbildung 29 Bruttostromerzeugung der konventionellen Kraftwerke:</i>	56
<i>Abbildung 30 Stromgestehungskosten (Vollkosten) neuer konventioneller Kraftwerke für das Jahr 2014 und 2050 (DKW: Dampfkraftwerk, BK: Braunkohle, SK: Steinkohle, EG: Erdgas).</i>	57
<i>Abbildung 31 Installierte Bruttoleistung des deutschen Kraftwerkparks (ohne Speicher).</i>	58
<i>Abbildung 32 Einflussfaktoren auf den Speicherbedarf (modifizierte Darstellung basierend auf [39]).</i>	62
<i>Abbildung 32 Zukünftiger Speicherbedarf zusätzlich zu den bestehenden Pumpspeichern (aufgelistet sind hierbei nur die Studien, in denen zukünftig ein Speicherzubau gesehen wird!).</i>	64
<i>Abbildung 33 Zukünftiger Speicherbedarf zusätzlich zu den bestehenden Pumpspeichern für das Bezugsjahr 2050.</i>	66
<i>Abbildung 34 Gesicherte Leistung in GW im Jahr 2014 (Eigene Darstellung basierend auf [40]).</i>	68
<i>Abbildung 33 Entwicklung der gesicherten inländischen Leistung (inkl. Speicher, Leistungskredite für konventionelle Kraftwerke basierend auf [40], für EE basierend auf BMU(2012)).</i>	70

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Übersicht der betrachteten Studien und Szenarien Teil 1.....	24
Tabelle 2 Übersicht der betrachteten Studien und Szenarien Teil 2.....	25
Tabelle 3 Einstufung der Kostenentwicklung für Erdgas, Steinkohle und CO ₂ - Zertifikate in den betrachteten Szenarien.	49
Tabelle 4 Bedarf an zusätzlicher Speicherleistung in den betrachteten Studien.....	63
Tabelle 5 Überblick des Flexibilitätsbedarfs und alternativer Flexibilitätsoptionen in den betrachteten Szenarien sowie der berücksichtigten Speicheroptionen (x=ja, o=nein).	65
Tabelle 6 Leistungskredite und berücksichtigte Jahreshöchstlast	69

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BAU	Buisness-As-Usual (Trendszenarien)
BK	Braunkohle
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSV	Bruttostromverbrauch
CCS	Carbon Capture and Storage
CSP	Concentrated Solar Power (Solarthermisches Kraftwerk)
DKW	Dampfkraftwerk
DSM	Demand Side Management (Lastmanagement)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EG	Erdgas
EUA	European Union Allowance (EU Emissionszertifikat)
GUD	Gas- und Dampfkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquified Natural Gas (Flüssigerdgas)
PSW	Pumpspeicherkraftwerke
PtG	Power-to-Gas
SDL	Systemdienstleistungen

Abkürzung	Bedeutung
SK	Steinkohle
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
THG	Treibhausgasemissionen
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VLS	Volllaststunden
WWF	World Wide Fund For Nature

1 Einleitung

1.1 Motivation und Zielstellung der Studie

Das ehrgeizige Ziel der Bundesregierung den Ausstoß an Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 % gegenüber 1990 zu senken führt zu radikalen Veränderungen des heutigen Energiesystems. Die Auswirkungen des Umbaus des Energiesystems sowie die notwendigen Maßnahmen um sowohl das übergeordnete Ziel der Reduktion der Treibhausgasemissionen zu sichern als auch die Versorgungssicherheit zu gewährleisten ist Untersuchungsgegenstand von Energiesystemstudien. In den letzten Jahren wurde eine Vielzahl an Studien im Auftrag diverser Interessengruppen und Ministerien veröffentlicht, mit zum Teil widersprechenden Ergebnissen. Im Rahmen der vorliegenden Metaanalyse soll ein möglichst objektiver Vergleich der Ergebnisse verschiedener namhafter Studien der letzten Jahre gegeben werden. Hierbei werden insbesondere auch die gewählten maßgeblichen Randbedingungen der unterschiedlichen Studien aufgezeigt sowie die Randbedingungen und Ergebnisse in den Kontext der historischen Entwicklung und der Ziele der Bundesregierung gestellt.

Diese Untersuchungen stellen den zweiten Teil einer geplanten dreiteiligen Studienreihe „Energiesystem im Wandel“ des Lehrstuhls für Energiesysteme dar:

Teil I: Statusbericht Flexibilitätsbedarf im Stromsektor: *Eine Analyse der aktuellen marktwirtschaftlichen und technischen Herausforderungen an Speicher*

und Kraftwerke im Zuge der Energiewende. März 2015 [1].

Teil II: Kampf der Studien: *Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung.*

Teil III: Kraftwerkspark 2050: *Bestimmung des optimalen Kraftwerksparks und der Flexibilitätsanforderungen für verschiedene Szenarien bis 2050.*

1.2 Gliederung der Studie

Zunächst wird in Kapitel 2 auf die Methodik der Erstellung von Energiesystemstudien eingegangen. Anschließend werden die im Rahmen dieser Metastudie betrachteten Studien und Szenarien vorgestellt und die im weiteren Verlauf verwendeten Kurztitel für jede Studie eingeführt (Kapitel 3). In Kapitel 4 werden die Rahmenbedingungen (z.B. Ausbau der erneuerbaren Energien, Brennstoffkosten, CO₂-Zertifikatskosten, Importsaldo) der Studien vorgestellt. Basierend hierauf werden in Kapitel 5 und 6 die Ergebnisse zum Bedarf an konventionellen Kraftwerken und Speichern zusammengefasst. Zudem wird in Kapitel 7 die Entwicklung der gesicherten Leistung als Maß für die Versorgungssicherheit diskutiert. Abschließend werden in Kapitel 8 die zentralen Ergebnisse der Metastudie zusammengefasst.

2 Aufbau, Annahmen und Ergebnisse von Energiesystemstudien

Energiesystemstudien stellen bedingte Prognosen dar. Dies bedeutet, dass die gezeigten Entwicklungen und Aussagen der jeweiligen Studie an das Eintreffen der gewählten Randbedingungen geknüpft sind. Daher müssen die Ergebnisse von Studien immer im Zusammenhang mit den Annahmen interpretiert werden. Aufgrund des Zusammenhangs zwischen den gewählten Randbedingungen und den Ergebnissen können die Randbedingungen zudem als Ergebnis zur jeweiligen Zielerreichung interpretiert werden (z.B. „Welcher CO₂ Preis ist notwendig um die Treibhausgasemissionen um 80 % bis 2050 zu senken?“). Durch die Analyse verschiedener Szenarien kann der Einfluss einzelner Randbedingungen herausgearbeitet werden. Szenarien beschreiben dabei aus heutiger Sicht mögliche zukünftige Entwicklungen. Die Randbedingungen der Szenarien werden in der Regel basierend auf der aus heutiger Sicht wahrscheinlichen zukünftigen Entwicklung (Trendszenarien oder Business-as-Usual Szenarien) oder auch der wünschenswerten zukünftigen Entwicklung (Zielszenarien, z.B. Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80% bis 2050) ausgewählt.

Neben der Auswahl der Randbedingungen beeinflusst die Zielstellung (z.B. Netzausbaubedarf, Kraftwerksparkausbau, Kraftwerkseinsatzplanung) sowie die darauf ausgelegte Modellierung und die gewählte Abstraktion des Energiesystems

bzw. die angenommenen Vereinfachungen (Berücksichtigung des Regelenergie markts, von Stromnetzlimitierungen, der Prognoseungenauigkeiten von Last, Wind und PV, der Kopplung zwischen Wärme- und Stromsektor,...) die Ergebnisse. Aufgrund der hohen Komplexität der Energiesystemsimulationen (und der zum Teil intransparenten Dokumentation) ist eine Gegenüberstellung der einzelnen Modelle im Rahmen dieser Studie nicht möglich. Als Grundlage für die nachfolgende Metaanalysen wird jedoch die übliche Vorgehensweise vieler Energiesystemstudien in kompakter Form aufgezeigt (siehe Abbildung 1).

Energiesystemsimulationen basieren in der Regel auf der Skalierung historischer Daten auf die angenommene zukünftige Entwicklung. Dabei werden Wetterdaten und Zeitreihen der Last von exemplarischen Jahren (bzw. oft nur von einem Referenzjahr) zugrunde gelegt. Zunächst werden die Zeitreihen der Stromnachfrage (auf Übertragungsnetzebene) auf den Zielwert skaliert. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass die Daten der Stromnachfrage nur ca. 86 % der realen Nachfrage abdeckt [1]. Daher hat die Art der Skalierung (linear oder Fehlmenge als konstanter Block) einen Einfluss auf die Jahreshöchstlast und Jahresmindestlast. Für die zukünftige Entwicklung berücksichtigen viele Studien zusätzlich neue Nachfragecharakteristiken durch neue Verbraucher (z.B. Elektromobilität).

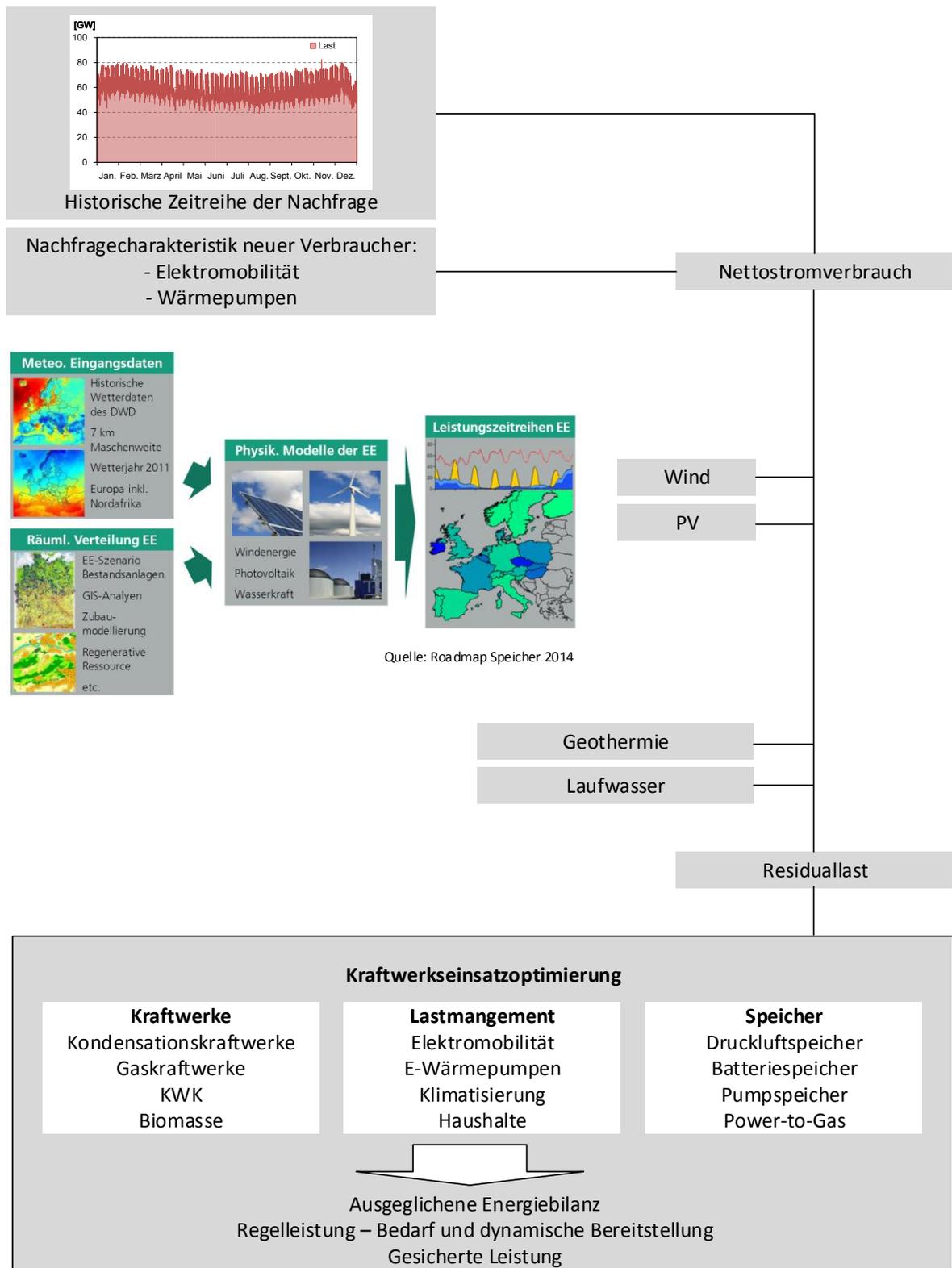


Abbildung 1 Vereinfachter schematischer Aufbau der Vorgehensweise einer zeitlich aufgelösten Modellierung des Stromsektors.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird in den im Rahmen dieser Metaanalyse betrachteten Studien überwiegend exogen vorgegeben und nur die Einsatzplanung (Auslastung) optimiert. Das gleiche gilt für den konventionellen Kraftwerkspark, der jedoch überwiegend durch den aktuellen Kraftwerkspark und die technisch Lebensdauer (Sterbelinie) vorgegeben ist. Eine Ausnahme stellt die Studie „Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung“ im Auftrag des Sachverständigenrats für Umweltfragen [2] dar, bei der der zukünftige Ausbau der erneuerbaren Energien kostenoptimiert erfolgt. Die Einspeisung von Wind- und PV-Anlagen basiert in der Regel auf räumlich und zeitlich aufgelösten Wetterdaten (Sonneneinstrahlung, Wind). Die Wetterdaten werden mittels Leistungskennlinien in Einspeisezeitreihen transformiert. Dabei wird die räumliche Verteilung der Bestandsanlagen berücksichtigt und ein optimierter Zubau modelliert. Die Einspeisung der Laufwasser- und Geothermiekraftwerke sowie in gewissem Maße von wärmegeführter Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden häufig als nahezu konstanter Block¹ über das Jahr angenommen und ebenfalls als vorrangige Einspeisung von der Last abgezogen.

Die Last abzüglich der vorrangigen Einspeisung der nicht regelbaren erneuerbaren und konventionellen Erzeuger (z.B. durch KWK) wird als **Residuallast** bezeichnet. Diese muss auf der Erzeugerseite durch flexible Kraftwerke und Speicher sowie auf der Verbraucherseite durch eine flexible Reaktion der Stromnachfrage auf das Angebot (Lastmanagement bzw. Demand Side Management,

DSM) ausgeglichen werden. Zudem können Einspeisespitzen in Extremfällen abgeregelt werden.

Lastmanagement wird häufig als eine Glättung der Residuallast basierend auf individuellen Nachfrageprofilen und Verschiebepotentialen relevanter Verbraucher vor der Kraftwerk- und Speichereinsatzoptimierung berücksichtigt. Die vorgelagerte Lastglättung durch Lastmanagement wird dabei durch die geringen variablen Kosten begründet. Berücksichtigte Verbraucher für das Lastmanagement stellen zum Beispiel Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, weiße Ware (Wäschetrockner, Geschirrspüler,...), Klimatisierung, alte Nachtspeicherheizungen und Industrieanlagen (z.B. Chloralkalielektrolyse) dar.

Danach findet die Kraftwerkseinsatzoptimierung statt, welche mittels gemischt-ganzzahliger linearer Optimierung die kostenminimale Konfiguration und Fahrweise bestimmt. Hierbei werden in der Regel auch Flexibilitätslimitierungen wie zum Beispiel maximale Laständerungsraten, Mindestlast, Mindeststillstandszeiten und An- und Abfahrkosten berücksichtigt. Allerdings muss kritisch angemerkt werden, dass die betrachteten Simulationen aufgrund der Komplexität auf Zeitreihen mit einer stündlichen Auflösung aufbauen, wodurch der Einfluss der Flexibilitätsparameter reduziert wird. Ein weiterer kritischer Punkt stellt die Modellierung der Kraft-Wärme-Kopplung dar, welche aufgrund der getrennten Wärmenetze nur sehr abstrahiert abgebildet werden kann, jedoch einen großen Einfluss auf die Kraftwerkseinsatzoptimierung hat.

¹ Zum Teil Berücksichtigung der Variation bedingt durch die jahreszeitlichen Wassermengen bei Laufwasser und durch die Umgebungstemperatur bei KWK und Geothermie

welche häufig auch mit KWK betrieben werden und daher im Winter weniger Strom auskoppeln können.

Stromimporte und -exporte werden zum Teil vernachlässigt und von dem Worst-Case einer rein nationalen Versorgung ausgegangen. In der Regel wird jedoch die national angewandte Methodik vereinfacht (z.B. geringere zeitliche Auflösung, keine Berücksichtigung des Regenergiemarktes sowie der Flexibilitätslimitierungen von Kraftwerken, geringere Anzahl an Kraftwerksblöcken) auf Europa ausgeweitet, wobei die Netzrestriktionen zwischen den einzelnen Ländern berücksichtigt werden.

Daneben werden je nach Modell auch ein detailliertes Übertragungsnetz für Deutschland und eine Netzbetriebssimulation inklusive Redispatchbedarf, der Bedarf an Regelleistung und der Prognosefehler der Last sowie der Einspeisung von Wind und PV abgebildet.

Die Komplexität der Energiesystemmodelle führen zu einer schwierigen Vergleichbarkeit unterschiedlicher Modelle, welche insbesondere bei höherem Detaillierungsgrad auf einer zunehmenden Anzahl an Annahmen beruhen. In der vorliegenden Metastudie soll daher neben den Ergebnissen zum Kraftwerks- und Spei-

cherbedarf verschiedener aktuell relevanter Studien ein breiter Vergleich der zentralen Annahmen gegeben werden. Dies ermöglicht zudem den Einfluss verschiedener Randbedingungen auf den Flexibilitätsbedarf zu identifizieren. Eine Übersicht der im Folgenden untersuchten Annahmen und Ergebnisse ist in Abbildung 2 dargestellt. Als zentrale Annahmen wurden hierbei der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Entwicklung der Stromnachfrage, die Entwicklung der CO₂- und Brennstoffpreise, der Stromaustausch mit dem Ausland (Importsaldo) sowie die Flexibilisierung des Energiesystems (Lastmanagement, stromgeführte KWK) berücksichtigt. Im Kontext dieser Annahmen wird auf die Ergebnisse zum Bedarf an konventionellen Kraftwerken und Speichern sowie deren Auslastung und der gesicherten Leistung eingegangen. Zudem wird die Entwicklung der Treibhausgasemissionen betrachtet, welche den Studien überwiegend als Zielvorgabe dient (Ausnahme bei Trend- bzw. Business-As-Usual-Szenarien) und damit die benötigte Entwicklung vieler Annahmen vorgibt (z.B. Rückgang der Stromnachfrage oder verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energien).

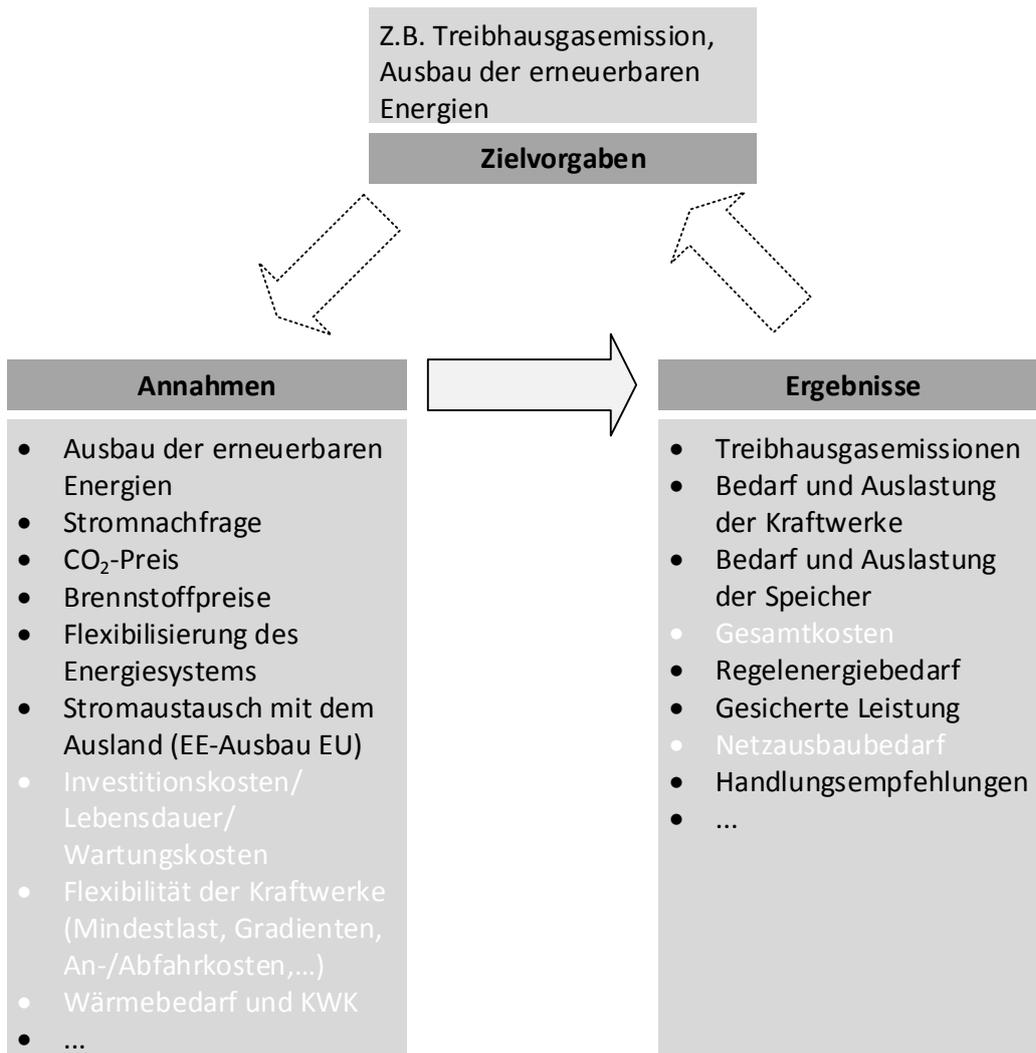


Abbildung 2 Annahmen und Ergebnisse von Energiesystemsimulationen, die im Rahmen dieser Metaanalyse untersucht werden.

3 Übersicht der untersuchten Studien und Szenarien

Es existiert eine Vielzahl an Energiesystemstudien für Deutschland, welche in der Regel zusätzlich verschiedene Szenarien betrachten. Aus diesem Grund musste im Vorfeld eine Auswahl von Studien und Szenarien getroffen werden. Hierbei wurden die folgenden Kriterien angesetzt:

- Aktualität
- Relevanz: Die Studien spielen eine Rolle in der politischen und gesellschaftlichen Diskussion
- Vielfalt hinsichtlich:
 - o Auftraggeber: Regierung, Umweltverbände, Industrie
 - o Business-as-Usual (keine ambitionierte Klimaschutzpolitik) und Zielszenarien (z.B. 80/90/100 % EE oder 80/90 % THG-Reduktion bis 2050)
 - o Berücksichtigung von Carbon-Capture-and-Storage (CCS)
 - o Hoher Stromaustausch mit dem Ausland und hohes Importsaldo oder rein nationale Versorgung (theoretisches Worst-Case-Szenario)
 - o Zubau von solarthermischen Kraftwerken mit Wärmespeicher (CSP, concentrated solar thermal power plants) in wesentlichem Ausmaß in Südeuropa und Nordafrika
 - o Langfristige Szenarien mit einem EE-Anteil bis 100 %

Basierend auf diesen Kriterien wurden 12 Studien mit insgesamt 42 Szenarien identifiziert, wovon 17 Szenarien genauer analysiert wurden. Die untersuchten Studien und Szenarien sind in Tabelle 1 und Tabelle 2 aufgelistet. Im weiteren Verlauf

der Metaanalyse werden die hier eingeführten Kurztitel für die einzelnen Studien und Szenarien verwendet.

Hierbei muss beachtet werden, dass nicht in jeder Studie Daten zu allen Untersuchungskriterien verfügbar waren. Zudem bauen mehrere der betrachteten Studien hinsichtlich des Ausbaus der erneuerbaren Energien und teilweise der Preispfade für CO₂ und Brennstoffkosten auf den BMU-Leitstudien der letzten Jahre auf (VDE(2012) basierend auf BMU-Leitstudie 2010, RWE dena(2012) basierend auf der BMU-Leitstudie 2009, BMU(2014) und BMWi Roadmap (2014) basierend auf der BMU-Leitstudie 2011). Diese Studien unterscheiden sich in diesem Fall nur hinsichtlich des angenommenen Ausbaus der konventionellen Kraftwerke, der Methodik, der Brennstoff- und CO₂-Preise oder der Zielstellung (z.B. detaillierte Untersuchung des Speicherbedarfs).

Die untersuchten Studien und Szenarien können wie folgt eingeordnet werden:

- Auftraggeber
 - o Regierung und Behörden: UBA(2010), BMWi(2011), BMU(2012), BMWi(2014), BMU(2014), BMWi Roadmap (2014)
 - o Umweltverbände: WWF(2009), SRU(2011)
 - o Industrie: RWE(2012)
 - o Sonstige Verbände und Interessengruppen: VDE(2012), Agora(2014), ÜNB NEP (2014)
- Trendszenarien: BMWi(2014) Trend, ÜNB NEP (2014)
- Berücksichtigung von CCS: BMWi(2011), WWF(2009) CCS

- Rein nationale Versorgung: VDE(2012), SRU(2011) 1.a, UBA(2010)
- Zubau von regelbaren solarthermischen Kraftwerken in Südeuropa und Nordafrika: BMU(2012), RWE(2012), Agora(2014), BMWi Roadmap (2014), BMU(2014)
- Szenarien mit einem EE-Anteil von 100 %: UBA(2010), SRU(2011)

Die vorgestellten Studien und Szenarien decken aufgrund dieser Vielfalt einen breiten Rahmen an Annahmen ab, auf die im nachfolgenden Kapitel näher eingegangen wird.

Bemerkungen:

Das Energiekonzept der Bundesregierung basiert auf der Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ von EWI, GWS und Prognos für das BMWi im Jahr 2010. Hierbei wurden unterschiedliche Nachrüstungskosten und Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke untersucht. Nach dem 2011 beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022, wurden die Stützjahre 2020 bis 2030 unter diesen Voraussetzungen in den „Energieszenarien 2011“ neu berechnet. In der vorliegenden Studie werden daher unter dem Kurztitel BMWi(2011) für die Stützjahre 2020 und 2030 die Ergebnisse des Szenario Ausstiegs der Energieszenarien 2011 verwendet und für die Jahre 2040 und 2050 die Ergebnisse des Szenario I A.

In der VDE(2012)-Studie und der Agora(2014)-Studie werden zum Teil nur der Anteil der erneuerbaren Energien und kein Bezugsjahr angegeben. Basierend auf den Zielen des Energiekonzepts der Bundesregierung wurde das VDE-Szenario mit einem EE-Anteil von 40 % auf 2025 eingeordnet, das Szenario mit einem EE-Anteil von 80 % auf 2050. Das 90 %-Szenario von Agora(2014) wurde ebenfalls dem Bezugsjahr 2050 zugeordnet obwohl dies die Ziele des Energiekonzepts übertreffen würde.

In der WWF(2009)-Studie sind alle Angaben zur Leistung und Erzeugung Nettowerte. Diese wurden basierend auf den Angaben von [3] in Bruttoleistungen und die Bruttoerzeugung umgerechnet.

Tabelle 1 Übersicht der betrachteten Studien und Szenarien Teil 1.

Kurztitel	Name der Studie	Auftraggeber	Bearbeitende Institute	Szenarien	Beschreibung	Datum
WWF (2009)	Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken [4]	WWF Deutschland	Prognos AG, Öko-Institut	Referenz	Buisness as Usual	Okt 09
WWF (2009) CCS				Innovation ohne CCS	Verstärkte Effizienz und EE ohne CCS	
				Innovation mit CCS	Verstärkte Effizienz und EE mit CCS	
BMWi (2011)	Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung / Energieszenarien 2011 [5]	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)	Prognos AG, EWI, GWS	Referenz	Buisness as usual	August 2010 / Juli 2011
				I A (bis 2020 Szenario Ausstieg)	Unterschiedliche Annahme der Laufzeitverlängerung der Kernenergie (I bis IV: 4-28 Jahre) und Nachrüstkosten (A/B)	
				II A		
				III A		
				IV A		
				I B		
				II B		
				III B		
	IV B					
UBA (2010)	Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen [6]	Umweltbundesamt	Fraunhofer IWES	Regionenverbund	100 % EE in 2050	Jul 10
SRU (2011) 1.a	Wege zu 100 % erneuerbaren Stromversorgung [2]	Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)	DLR, Fraunhofer I-WES	1.a	Selbstversorgung isoliert, Nachfrage 500 TWh	Jan 11
				1.b	Selbstversorgung isoliert, Nachfrage 700 TWh	
				2.1.a	Netto-Selbstversorgung, Austausch DK/NO 500 TWh	
				2.1.b	Netto-Selbstversorgung, Austausch DK/NO 700 TWh	
SRU (2011) 2.2.a				2.2.a	Maximal 15 % Nettoimport aus DK/NO, 500 TWh	
				2.2.b	Maximal 15 % Nettoimport aus DK/NO, 700 TWh	
				3.a	Maximal 15 % Nettoimport aus EUNA, 500 TWh	
				3.b	Maximal 15 % Nettoimport aus DK/NO, 500 TWh	
BMU (2012)	Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global [7]	Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)	DLR, Fraunhofer I-WES, IFNE	2011 A	E- und H2-Kfz	Mrz 12
				2011 B	Szenario A aber mit SNG statt H2	
				2011 C	100 % E-Kfz	
				2011 A'	Sz. A mit geringerer Effizienzsteigerung	
				THG 95	THG-Reduktion um 95 %	

Tabelle 2 Übersicht der betrachteten Studien und Szenarien Teil 2.

Kurztitel	Name der Studie	Auftraggeber	Bearbeitende Institute	Szenarien	Beschreibung	Datum
VDE (2012)	Energiespeicher für die Energiewende - Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050 [8]	VDE ETG	IAEW RWTH Aachen u.a.	Variante A	kein Speicherzubau (Abregelung)	Jun 12
				Variante B	Max. Kurzzeitspeicherzubau	
				Variante C	Max. Langzeitspeicherzubau	
				Variante D	Max. Kurz- und Langzeitspeicherzubau	
				Variante E	halbierte Einspeicherleistung von Var. D	
RWE (2012)	Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt.[9]	RWE AG	dena, IAEW RWTH Aachen		EE basierend auf BMU Leitszenario 2009	Aug 12
BMW (2014) Trend	Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose [10]	BMW	EWI, GWS, Prognos	Trendszenario	Fortschreibung aktueller Trends im Bereich Politik u	Jun 14
BMW (2014) Ziel				Zielszenario	Einhaltung der Ziele des Energiekonzepts	
BMU(2014) AMS	Klimaschutzszenarien 2050 [11]	BMU	Öko-Institut, Fraunhofer ISI	AMS	Entwicklung basierend auf aktuellen Maßnahmen, EE-Ausbau nach BMU-Leitstudie 2011 Sz. A	Aug 14
BMU(2014) KS 80				KS 80	Zielszenario Energiekonzept mit 80 % EE in 2050,EE-Ausbau nach BMU-Leitstudie 2011 Sz. A	
BMU(2014) KS 90				KS 90	Zielszenario Energiekonzept mit 90 % EE in 2050	
Agora (2014)	Stromspeicher in der Energiewende [12]	Agora Energiewende	FENES OTH Regensburg, IAEW und ISEA RWTH Aachen, ef. Ruhr GmbH	Flexibel unflexibel	Basierend auf NEP 2013	Sep 14
BMW Roadmap (2014)	Roadmap Speicher [13]	BMW	Fraunhofer IWES, IAEW RWTH Aachen, Stiftung Umwelterecht		basierend auf BMU (2012) und aktueller Entwicklung	Nov 14
ÜNB NEP (2014)	Netzentwicklungsplan Strom 2014 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber [14]	ÜNB: TransnetBW, 50Hertz, Amprion, Tennet	k.a.	A 2024	moderater Anstieg EE	Nov 14
				B 2024	mittlerer Anstieg EE	
				B 2034	Fortschreibung B 2024 um 10 Jahre	
				C 2024	Starken Anstieg EE (abgeleitet aus den Zielen der Bundesländer)	

4 Rahmenbedingungen der Studien

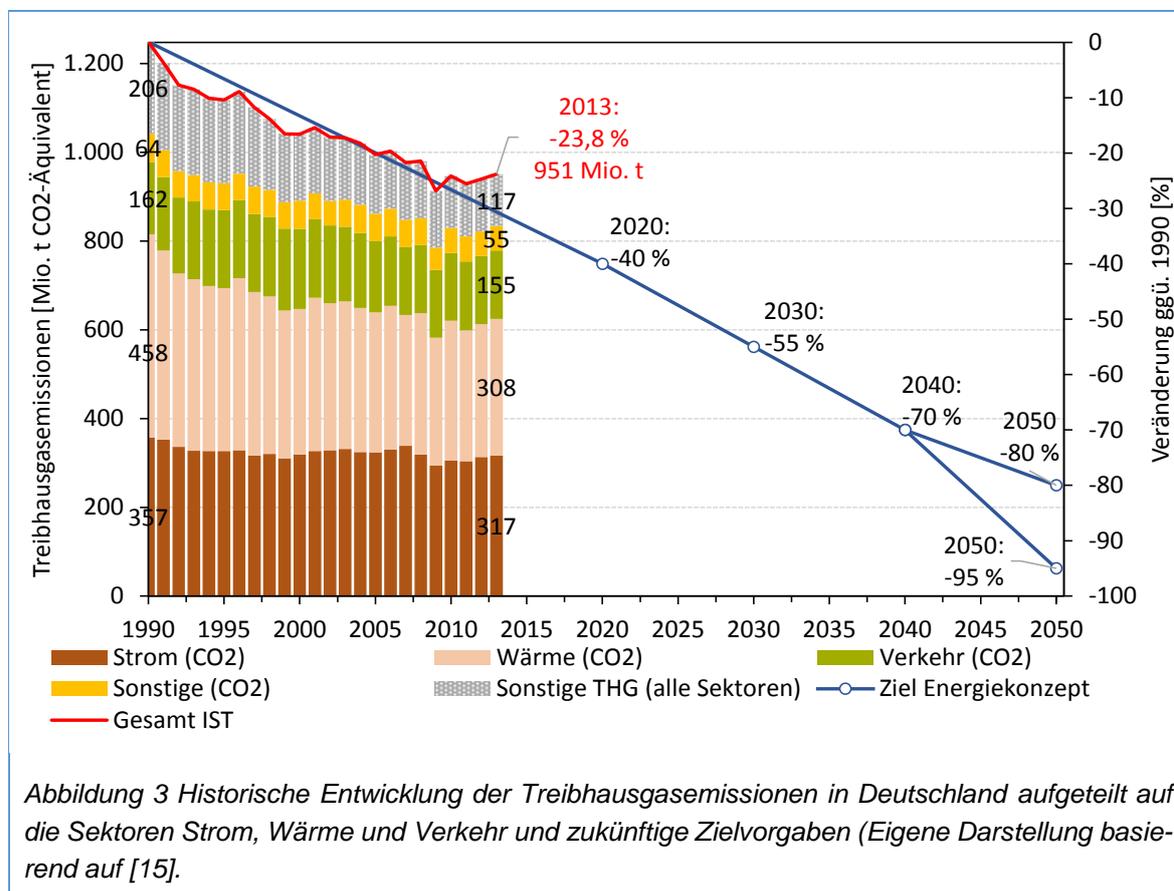
Im folgenden Kapitel werden die in Kapitel 2 ausgewählten Rahmenbedingungen der zuvor vorgestellten Studien miteinander verglichen. Hierbei wird versucht die Gemeinsamkeiten und Unterschiede der Studien aufzuzeigen und die Auswirkungen der Randbedingungen auf die Ergebnisse darzustellen. Zudem werden die Randbedingungen diskutiert und in den Kontext der historischen Entwicklung gestellt.

4.1 Reduktion der Treibhausgasemissionen

Der angestrebte Rückgang der Treibhausgasemissionen stellt das zentrale Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung [16] dar. Mittelfristig sollen die

Emissionen bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 gesenkt werden und dann schrittweise um 55 % bis 2030, 70 % bis 2040 und 80 % bis 2050 reduziert werden. Die historische Entwicklung und die zukünftige Zielvorgaben sind in Abbildung 3 dargestellt. Hierbei wird deutlich, dass der Stromsektor ungefähr ein Drittel der Gesamtemissionen ausmacht. Die Ergebnisse bzw. Zielvorgabe zukünftiger Szenarien sind in Abbildung 5 zu sehen.

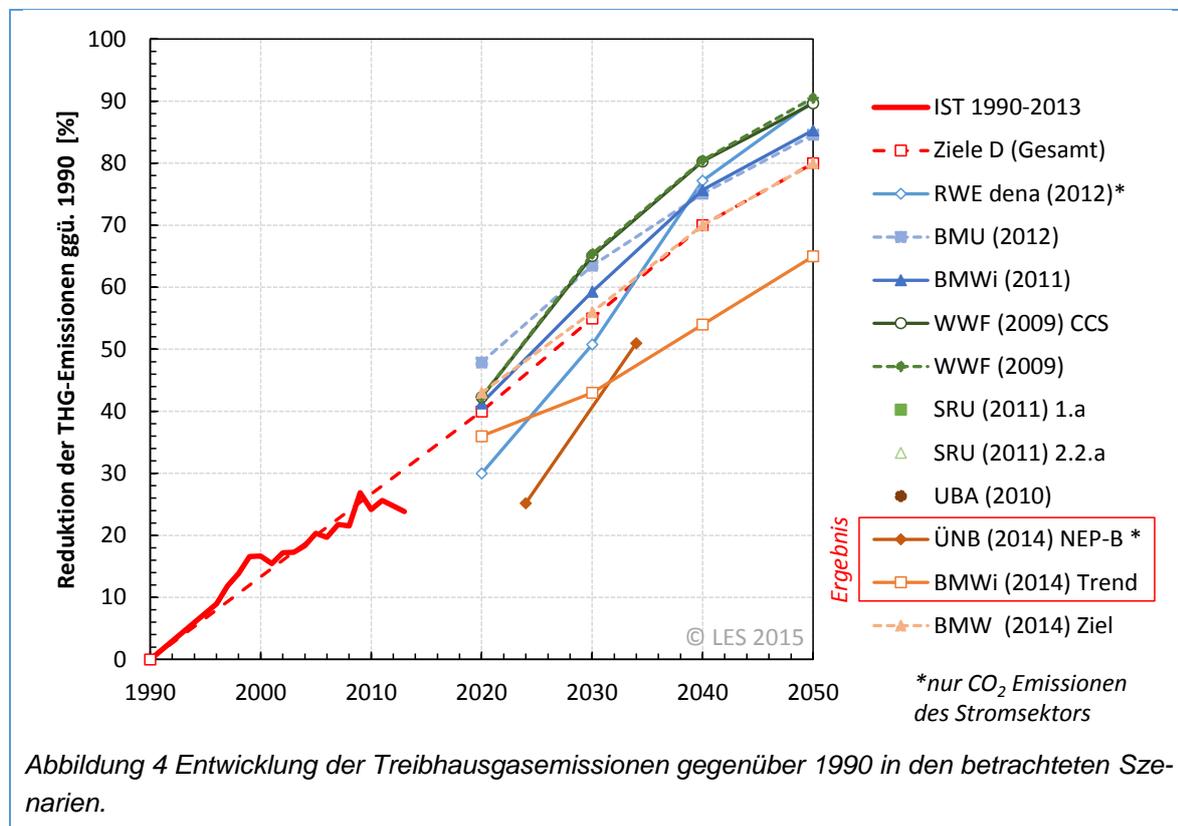
Historischer Verlauf (Datengrundlage: [17]): Bis 2009 befand sich Deutschland auf dem notwendigen Zielpfad trotz einer steigenden Bruttostromnachfrage (siehe Abschnitt 4.2). Dies wurde durch Reduktionspotentiale in den neuen Bundesländern nach der Wiedervereinigung unterstützt. Der Rückgang ergibt sich ansonsten durch einen erhöhten Einsatz an

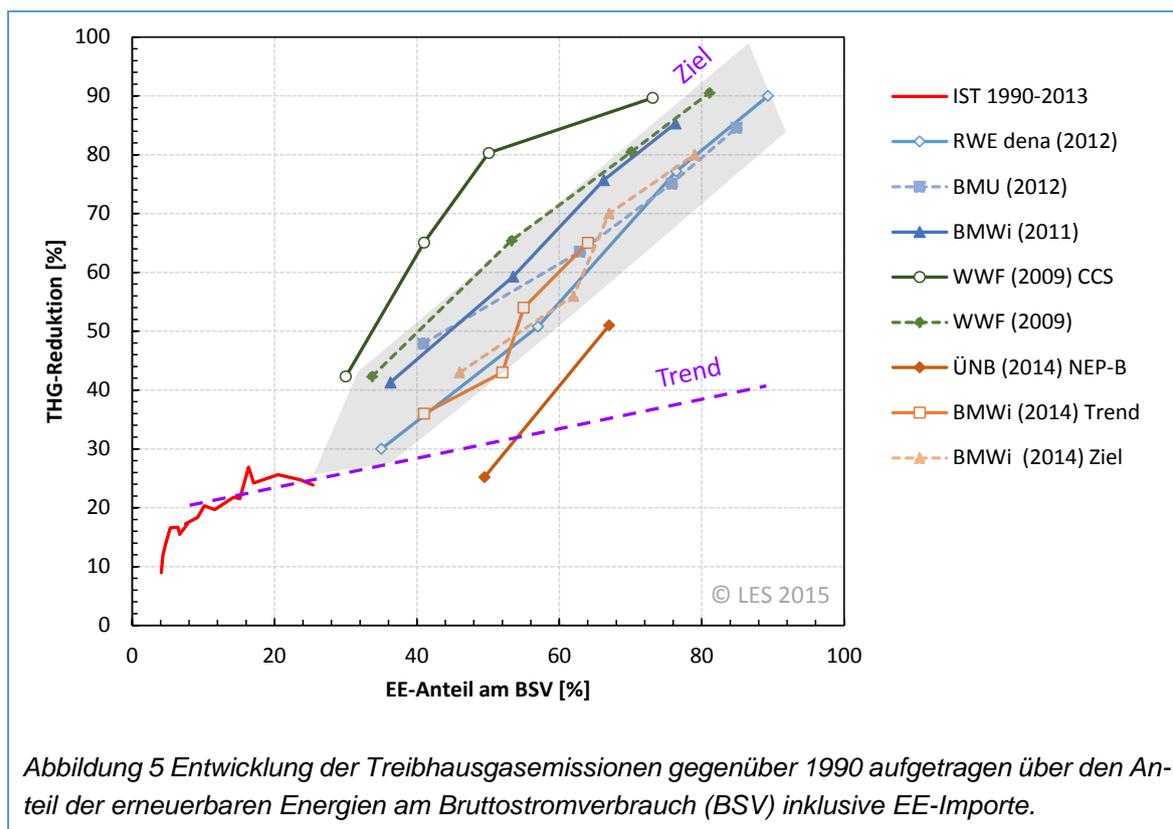


Erdgas (ggü. 1990), Effizienzsteigerungen und die zunehmende Stromerzeugung durch erneuerbare Energien. Seit 2010 ist eine Stagnation der Treibhausgasemissionen zu beobachten. Diese ist auf eine Verdrängung von Erdgas durch Kohle (niedrige Kohlepreisen sowie geringe CO₂-Kosten), ein wachsendes Exportsaldo und den schrittweisen Atomausstieg zurückzuführen (Abschaltung von 8 Kernkraftwerken im Jahr 2011 mit einer Bruttoleistung von 8,8 GW).

Zukünftige Szenarien: Der angestrebte Rückgang der Treibhausgasemissionen geht bei den meisten Szenarien als Mindest-Zielvorgabe direkt oder indirekt über den angestrebten Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ein. Eine Ausnahme stellen die Business-as-Usual-Szenarien - der Netzentwicklungsplan (ÜNB (2014) NEP-B) und das Trendszenario der BMWi-Studie (BMWi(2014) Trend) - dar. Als Folge des

sen wird in diesen Szenarien das Reduktionsziel deutlich unterschritten (Abbildung 4). Die Ursache dafür liegt zum Großteil in einem hohen Exportsaldo in den genannten Szenarien (siehe Abschnitt 4.4). Dies bedeutet, dass deutsche Kraftwerke aufgrund ihrer geringen Grenzkosten (z.B. Braunkohle) ausländische Erzeugungseinheiten verdrängen und dabei die inländischen Treibhausgasemissionen erhöhen. Im Gegensatz dazu gehen die meisten anderen Szenarien von einem zunehmenden Stromimport aus, was den Rückgang der inländischen Treibhausgasemissionen unterstützt (siehe Abschnitt 4.4). Zudem wird in manchen Szenarien von einem Rückgang des Bruttostromverbrauchs ausgegangen (siehe Abschnitt 4.2), welcher die Reduktion der Treibhausgasemissionen begünstigt. Dies führt dazu, dass die zukünftigen Szenarien einen leicht überproportionalen Rückgang der Treibhausgasemissionen mit dem Anteil der erneuerbaren





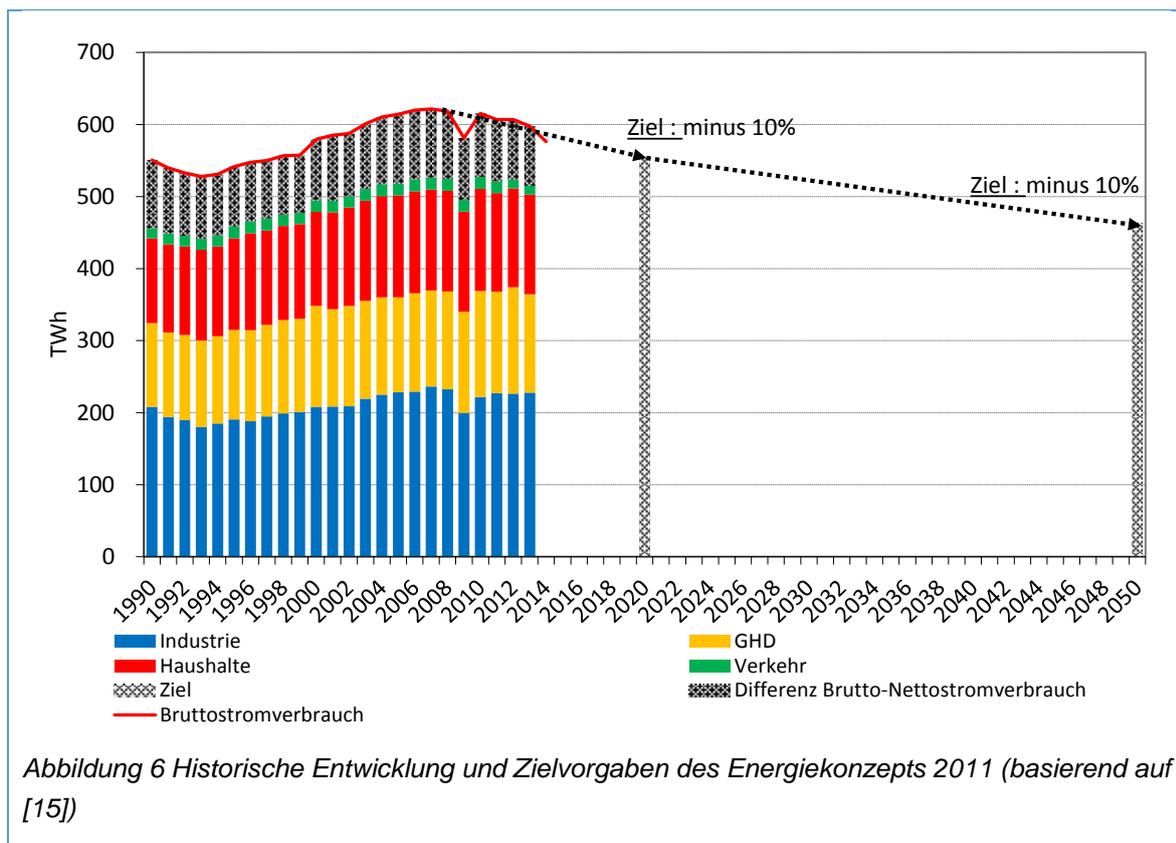
Energien am Bruttostromverbrauch ergeben (Abbildung 5). Im Gegensatz dazu zeigt die historische Entwicklung einen deutlich flacheren Verlauf.

4.2 Bruttostromnachfrage

Der Rückgang der Treibhausgasemissionen soll nach dem Energiekonzepts der Bundesregierung durch eine Reduktion der Bruttostromnachfrage unterstützt werden. Im Energiekonzept wird dabei ein Rückgang des Bruttostromverbrauchs um 10 % gegenüber 2008 bis 2020 und um 25 % bis 2050 angestrebt [16]. Dieses ehrgeizige Ziel soll durch Effizienzmaßnahmen in allen Sektoren erreicht werden.

Historischer Verlauf (Datengrundlage: [17]): Bis zum Jahr 2007 ist ein deutlicher Anstieg des Bruttostromverbrauchs zu verzeichnen (Abbildung 6). Ursächlich hierfür ist vor allem der Industriesektor mit

einer Zunahme des Nettostromverbrauchs von 181 TWh im Jahr 1993 auf 236 TWh im Jahr 2007. Seit dem Jahr 2008 kommt es zu einem Rückgang des Bruttostromverbrauchs. Deutlich zu sehen sind die Folgen der Wirtschaftskrise im Jahr 2009. Allerdings kommt es auch nach der Erholung der Wirtschaft in den Jahren 2010 bis 2015 zu einem kontinuierlichen Rückgang des Bruttostromverbrauchs. Fraglich ist, in welchem Umfang dieser Rückgang auf Effizienzmaßnahmen zurückzuführen ist. Der Nettostromverbrauch des Industriesektors nimmt seit 2009 wieder zu und lag im Jahr 2013 mit 228 TWh nur 8 TWh unter dem Vorkrisenwert von 2007. Im Jahr 2014 sank der Bruttostromverbrauch auf 576 TWh und damit fast 7 % gegenüber 2008. Der Rückgang im Jahr 2014 ist auf eine schwache Konjunktur der energieintensiven Industrie sowie Effizienzmaßnahmen und eine milde Witterung, die sich insbesondere auf die privaten Haushalte auswirkte, zurückzuführen [18].



Szenarien: Die zukünftige Entwicklung der Bruttostromnachfrage hat große Auswirkungen auf den Bedarf an erneuerbaren Energien zur Reduktion der Treibhausgasemissionen. Grundsätzlich müssen zukünftig verschiedene gegenläufige Effekte berücksichtigt werden:

• **Rückgang der Bruttostromnachfrage:**

- Rückgang des Kraftwerkseigenverbrauchs durch die geringere Jahresarbeit der konventionellen Kraftwerke
- Effizienzsteigerung in allen Sektoren

• **Zunahme der Bruttostromnachfrage:**

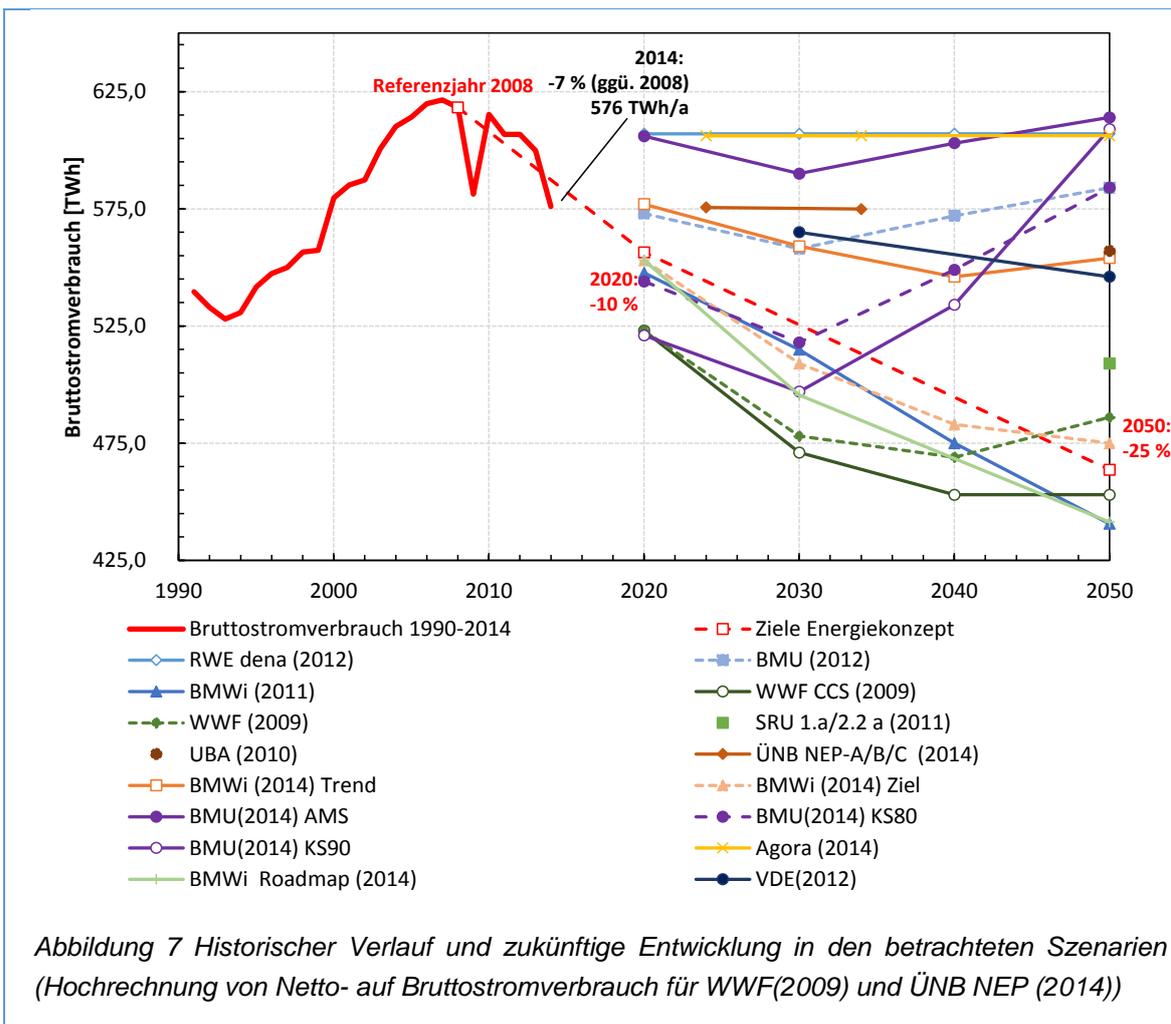
- Zunahme des Kraftwerkseigenverbrauchs durch den flexibleren Betrieb: häufigeren Teillastbetrieb (schlechterer Wirkungsgrad) und

Energiebedarf für An- und Abfahren.

- Zunahme der Speicherverluste
- Neue Verbraucher: Vor allem Elektromobilität (Ziel des Energiekonzepts: 1 Mio. E-Kfz bis 2020, 6 Mio. bis 2030), Power-to-X, Wärmepumpen

Als Folge dessen, ergeben sich grundsätzlich zwei Trends bei der angenommenen Entwicklung des Stromverbrauchs (Abbildung 7):

- Rückgang des Bruttostromverbrauchs: WWF(2009), BMWi(2011), BMWi(2014) Ziel, BMWi Roadmap (2014)
- Nahezu konstanter Bruttostromverbrauch (langfristig): RWE(2012), BMU(2012), UBA(2010), ÜNB NEP(2014), BMWi(2014) Trend, BMU(2014) AMS/KS80/KS90, VDE(2012)



In vielen Studien wird unterschieden zwischen klassischen Verbrauchern und neuen Verbrauchern. Im KS80-Szenario der Studie Klimaschutzszenarien 2050 (BMU2014) wird zum Beispiel bei den klassischen Verbrauchern von einem Rückgang von 25 % ggü. 2010 im Jahr 2050 ausgegangen. Dieser wird jedoch durch die neuen Verbraucher nahezu ausgeglichen.

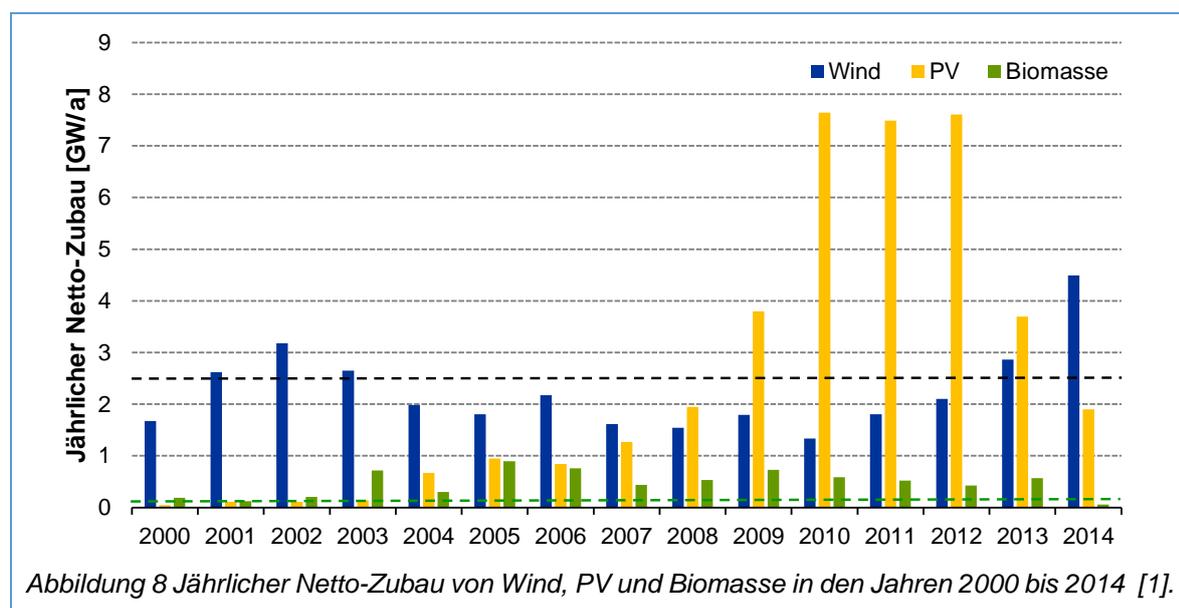
4.3 Ausbau der erneuerbaren Energien

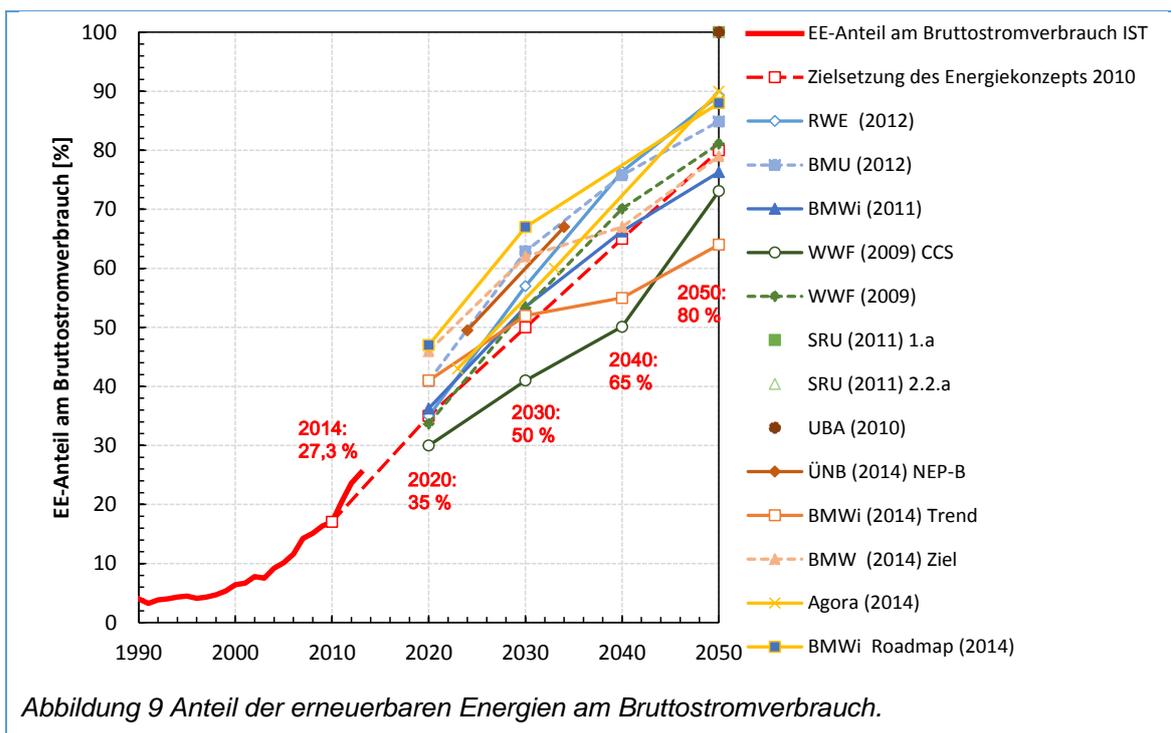
Ein zentraler Baustein des Energiekonzepts der Bundesregierung zur Reduktion der Treibhausgasemissionen stellt der Ausbau der erneuerbaren Energien dar. Im Energiekonzept 2010/2011 wird ein Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von mindestens 35 % bis 2020, 50 % bis 2030, 65 % bis 2040 und 80 % bis 2050 angestrebt [16]. In der EEG-Reform 2014 [19] wurde zudem ein Ausbaukorridor von 40 bis 45 % im Jahr 2025 und 55 bis 60 % im Jahr 2035 festgelegt. Außerdem wurden konkrete technologische Ausbaupläne festgelegt, die durch das Instrument des „atmenden Deckels“ mit einer automatischen Anpassung der Fördersätze gewährleistet werden soll. Bei der Offshore Windenergie sollen 6500 MW bis 2020 und 15000 MW bis 2030 installiert werden. Der Zielkorridor für den Netto-Zubau (inklusive Berücksichtigung von stillgelegten Bestandsanlagen) von Onshore Windenergieanlagen beträgt 2400 bis 2600 MW pro Jahr. Der Zielkorridor für den Zubau von PV-Anlagen beträgt ebenfalls 2400 bis 2600 MW, allerdings werden hierbei die

stillgelegten Leistungen nicht berücksichtigt (Brutto-Zubau). Die installierte Leistung der Biomassekraftwerke soll jährlich um 100 MW ausgebaut werden (Brutto-Zubau). Bei der Geothermie und Wasserkraft werden aufgrund der Marktentwicklung keine Maßnahmen zur Mengensteuerung als erforderlich angesehen. Ein Vergleich mit den historischen jährlichen Ausbauraten in Abbildung 8 zeigt, dass dies insbesondere eine Drosselung des Ausbaus an Biomassekraftwerken und PV darstellt, während Wind-Onshore im Jahr 2013 zum ersten Mal seit 2001 und 2002 wieder die 2,5 GW Grenze überschritten hat.

4.3.1 Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

Historischer Verlauf (Datengrundlage: [17]): Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor liegt mit einem Anteil von 27,3 % im Jahr 2014 über der mittelfristigen Zieltrajektorie (Abbildung 9).





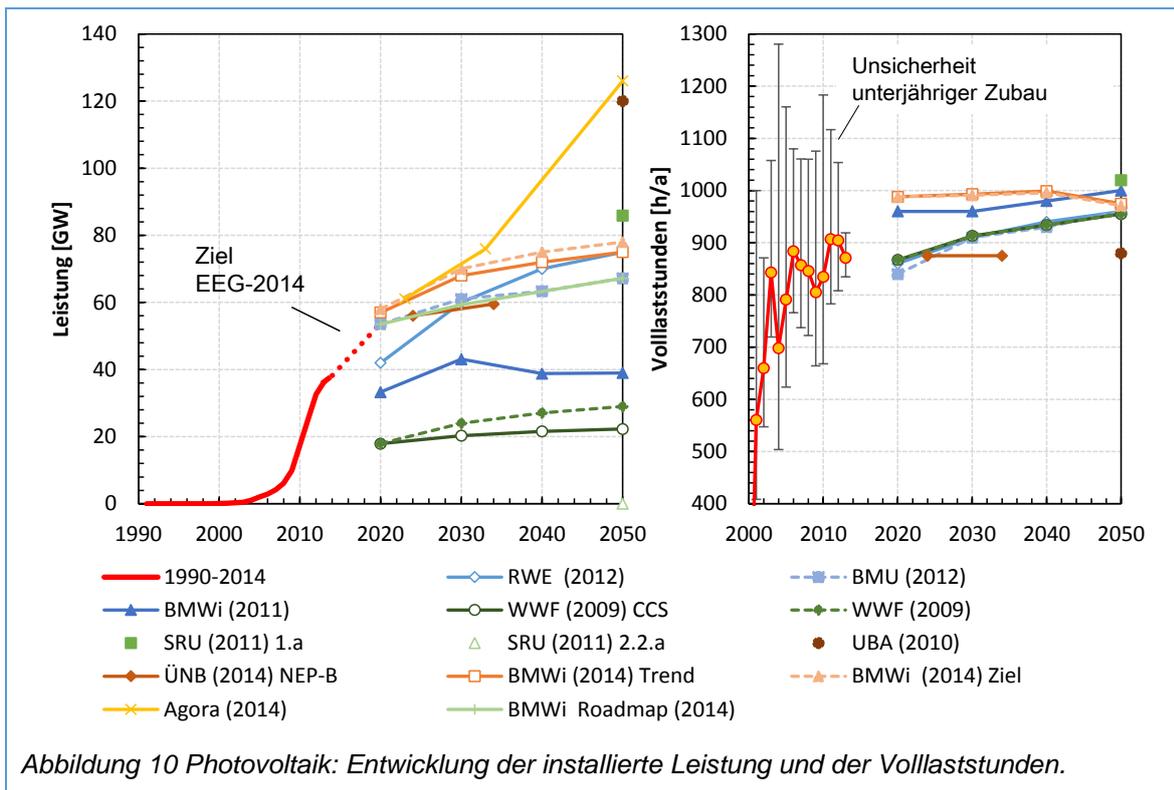
Szenarien: Mit Ausnahme des WWF(2009)-CCS Szenarios (Reduktion der Treibhausgasemissionen durch CCS reduziert nötigen EE-Ausbau) und des BMWi(2014)-Trend Szenarios werden die im Energiekonzept als Mindestziele ausgegebenen Vorgaben in allen betrachteten Szenarien erreicht oder sogar überschritten. Die Bandbreite des EE-Anteils liegt im Jahr 2020 zwischen 33 und 47 % und für das Jahr 2050 zwischen 79 und 90 %. Zudem wurde in der UBA(2010)-Studie und der SRU(2011)-Studie Szenarien mit 100 %-EE-Anteil für 2050 berechnet.

Auf den Ausbau der erneuerbaren Energien wird im Folgenden näher eingegangen. Neben dem angenommenen Ausbau der installierten Leistung der einzelnen erneuerbarer Erzeugungsarten wird auch deren angenommene bzw. modellierte Auslastung untersucht. Diese entspricht dem Verhältnis von installierter Leistung und Jahresarbeit und stellt daher einen wesentlichen Faktor dar. Die Daten zum historischen Verlauf basieren dabei auf den Energiedaten des BMWi [17].

4.3.2 Photovoltaik

Historischer Verlauf: Photovoltaik erreichte in den letzten Jahren die höchsten jährlichen Ausbauraten in Verbindung mit einer deutlichen Kostendegression. Auf der anderen Seite liegen die Stromgestehungskosten mit bestenfalls 7,9 ct/kWh im Vergleich zu Wind-Onshore mit bestenfalls 4,5 ct/kWh erheblich höher [20]. Mit dem EEG 2014 wurde eine Drosselung des jährlichen Zubaus auf 2,5 GW beschlossen. Der jährliche Zubau im Jahr 2014 lag jedoch unter 2 GW. Die installierte Leistung Ende 2014 betrug 38,2 GW. Basierend auf der Annahme eines gleichmäßigen Zubaus über das Jahr erreichte PV im Schnitt zwischen 800 und 900 Volllaststunden (VLS) in den letzten Jahren (Abbildung 10).

Szenarien: Neben der Drosselung des jährlichen Zubaus wurde im EEG 2012 ein Gesamtausbauziel für die installierte PV-Leistung von 52 GW ausgegeben. Nach Erreichung dieses Ziels soll keine EEG-Vergütung für Neuanlagen erfolgen. Der



Einspeisevorrang soll jedoch erhalten bleiben. Basierend auf einer jährlichen Ausbaurrate von 2,5 GW wird diese Marke ausgehend von der aktuell installierten PV-Leistung spätestens 2020 erreicht. Im Gegensatz zu dieser Entwicklung gingen viele ältere Studien von einer deutlich moderateren Zunahme des PV-Ausbaus aus mit ungefähr 40 GW in der BMWi(2011)-Studie und sogar nur 20 bis 30 GW in den WWF(2009)-Szenarien. Die anderen Studien gehen überwiegend von einem stark gedrosselten Zubau nach 2020 aus, mit einer installierten Leistung im Jahr 2050 von 67 bis 80 GW und einer Jahresarbeit von 64 bis 75 TWh. Die Studien gehen dabei teilweise von einer leicht erhöhten Auslastung im Bereich von 950 bis 1000 VLS im Vergleich zu den historischen Werten aus. Auffällig ist die hohe installierte PV-Leistung in der UBA(2010)-Studie und der Agora(2014)-Studie mit über 120 GW, wobei hier eine Energieversorgung mit einem EE-Anteil von 100 % bzw. 90 % modelliert wird. Im Gegensatz dazu kommt die SRU(2011)-Studie für ihre

100% erneuerbare Energieversorgung sogar zu dem kostenoptimalen Ergebnis von 0 GW PV im Szenario 2.2.a (Nutzung skandinavischer Pumpspeicher) und 86 GW im Szenario 1.a (rein nationale Versorgung).

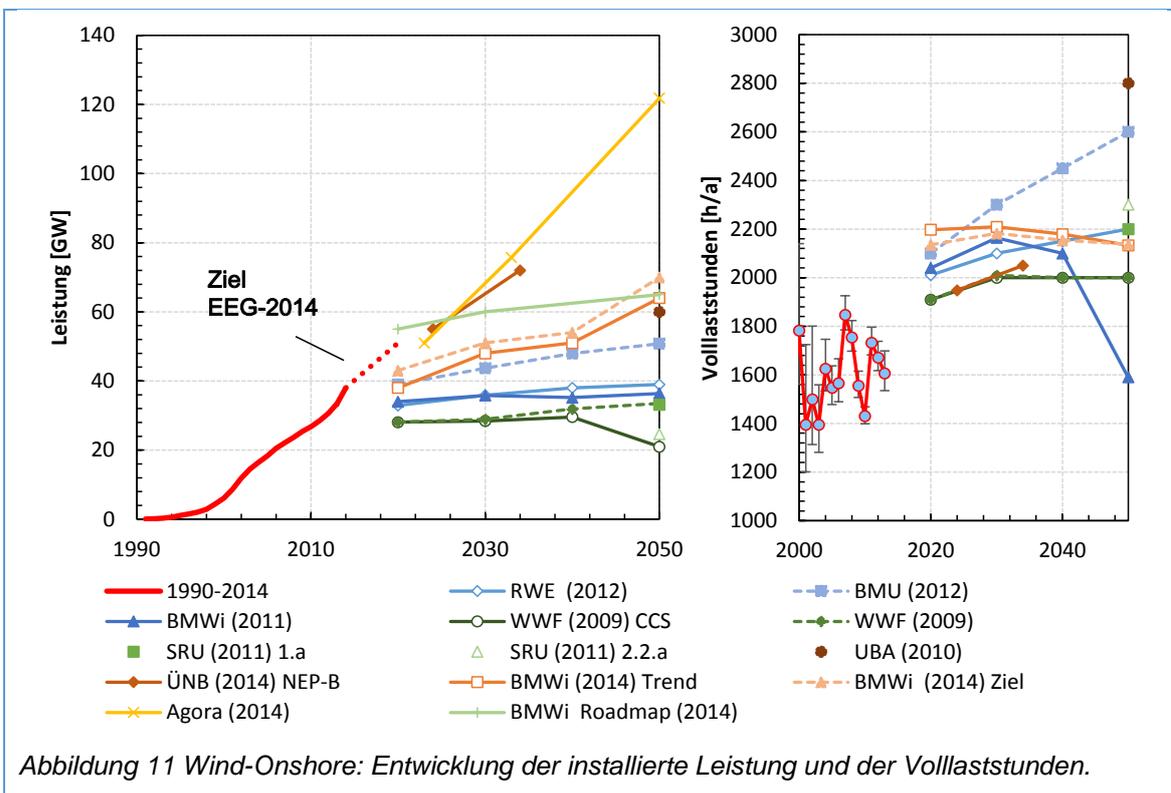
4.3.3 Wind-Onshore

Historischer Verlauf: Wind-Onshore erreichte im Jahr 2014 einen sehr hohen Zubau von 4,4 GW (Netto). Die installierte Leistung zum Ende des Jahres 2014 betrug damit 38,2 GW. Die eingespeiste Energiemenge von 56 TWh entsprach 9,4 % des Brutto-Inlandsstromverbrauchs. Die Windenergie stellt damit die erneuerbare Energiequelle mit der höchsten Einspeisung in Deutschland dar. Für das Jahr 2015 wird ein gedrosselter Zubau erwartet mit 2,2 GW an Neuinstallationen bis zum Oktober [21]. Basierend auf der Annahme eines gleichmäßigen Zubaus über das Jahr erreichte Wind-Onshore im

Schnitt zwischen 1600 und 1800 Volllaststunden (VLS) in den letzten Jahren. Zum Teil traten starke Unterschiede auf mit maximal 1860 VLS im Jahr 2007 und minimal 1400 VLS in 2001, 2003 und 2010.

Szenarien: Wind-Onshore soll nach den Plänen des EEG-2014 einen durchschnittliche jährlichen Netto-Zubau von 2,5 GW einhalten. Ausgehend von der installierten Leistung von 38,2 GW im Jahr 2014 würde dies einem Anwachsen der installierten Leistung auf 51 GW bis 2020 entsprechen. Einen derart starken Ausbau der Windenergie haben die meisten Studien nicht vorhergesehen bzw. als Randbedingung angenommen (Abbildung 11). Eine Ausnahme stellen der Netzausbauplan 2014 (ÜNB NEP 2014), die Agora(2014)-Studie und die Roadmap Speicher (BMWi Roadmap 2014) dar, die auf die Ausbaupläne der Bundesregierung reagieren und diese aufnehmen konnten. Im Gegensatz dazu unterschätzen die anderen Studien in ihren mittelfristigen Szenarien für 2020 den Ausbau von

Wind-Onshore deutlich mit einer installierten Leistung zwischen 28 und 43 GW. Auffällig ist wie schon bei PV der sehr niedrige Zubau in den WWF(2009)-Szenarien. Langfristig gehen die Annahmen der installierten Leistung sehr stark auseinander zwischen 20 GW in dem WWF(2009)-CCS-Szenario und 70 GW im BMWi(2014)-Ziel-Szenario. Die 100%-erneuerbaren Szenarien von UBA(2010) und SRU(2011) zeigen ebenfalls deutliche Unterschiede mit 60 GW bzw. 25-33 GW. Die höchste installierte Wind-Onshore-Leistung wird in der Agora(2014)-Studie mit 126 GW für das Szenario 2050 mit einem EE-Anteil von 90 % zugrunde gelegt. Auffällig bei allen Studien sind die deutlich höher angenommenen Volllaststundenzahlen zwischen 1900 und 2200 VLS im Jahr 2020. Diese steigt zudem teilweise weiter drastisch auf bis zu 2800 VLS in der UBA(2010)-Studie für 2050. Nach der Kurzstudie für Agora Energie-wende „Entwicklung der Windenergie in Deutschland“ [22] wird eine deutliche

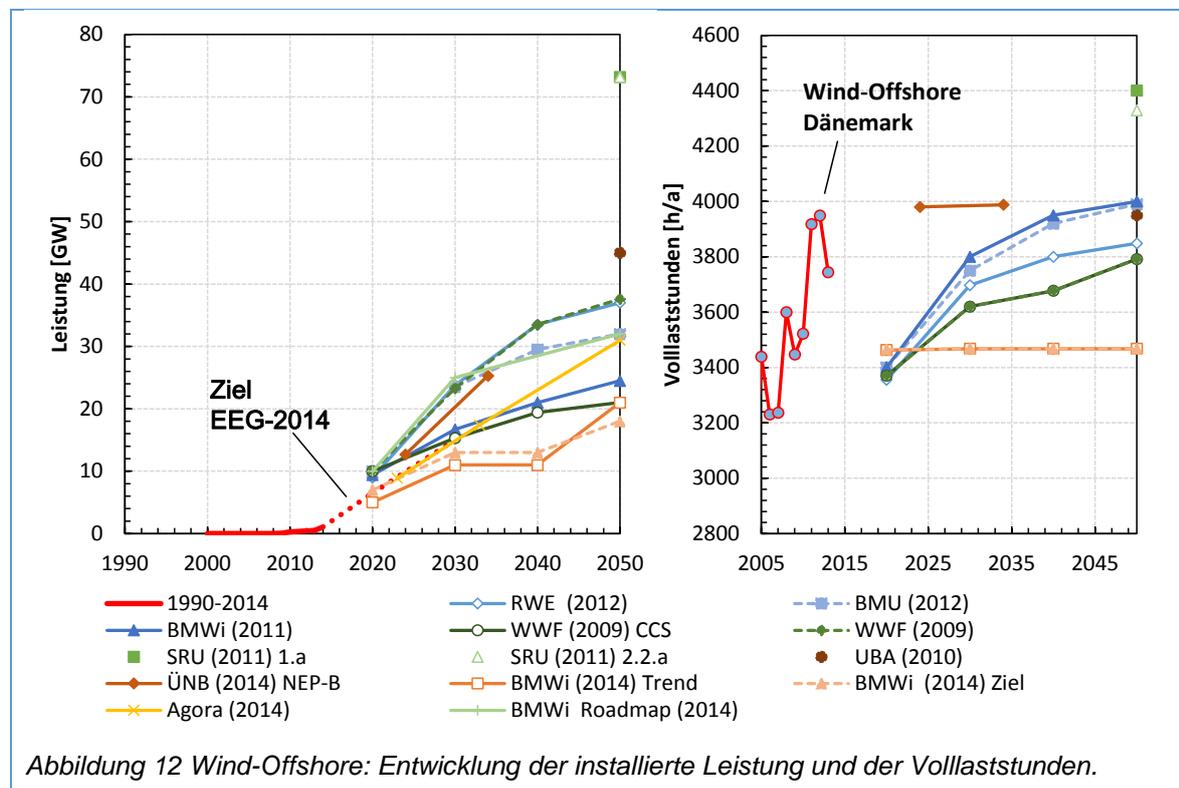


Steigerung der Volllaststunden durch größere Nabenhöhen und Rotordurchmesser sowie Schwachwindanlagen mit einem hohen Rotor-Generator-Verhältnis erwartet. Allerdings ergeben sich hierbei höhere Investitionskosten und ein größerer spezifischer Flächenbedarf. In BMWi(2014) wird längerfristig auch von einem leichten Rückgang der Auslastung ausgegangen begründet durch Limitierung von Standorten mit guten Windverhältnissen. Der starke Rückgang der Volllaststunden in der BMWi(2011)-Studie im Jahr 2050 ist eventuell durch Abregelung zu erklären.

4.3.4 Wind-Offshore

Historischer Verlauf: Aufgrund des sehr hohen Jahresnutzungsgrades von Offshore-Anlagen stellen diese einen wichtigen Baustein zur Vergleichmäßigung der Einspeisung erneuerbarer Energien dar. Der Wind-Offshore-Ausbau hat

sich in der Vergangenheit stark verzögert. Zum Ende des Jahres 2014 war lediglich eine Leistung von 1 GW am Netz. Aufgrund der begrenzten installierten Leistung und dem relativ dazu gesehenen hohen Zubau, ist eine Bestimmung der durchschnittlichen Volllaststunden der Offshore-Anlagen in Deutschland nicht möglich. In der Abbildung 12 wurden daher die historische Auslastung der Wind-Offshore-Anlagen in Dänemark dargestellt, die in geographisch vergleichbaren Lagen, wie die deutschen Anlagen stehen (basierend auf [23, 24]). Die Offshore-Windanlagen in Dänemark erreichen im Schnitt schon heute bis zu 3950 VLS/a (der steigende Trend wird durch weitere Küstenentfernungen und größere Rotordurchmesser verursacht). Der deutsche Windpark Alpha Ventus erreichte zudem im Jahr 2011 4450 Volllaststunden [25]. Dies zeigt deutlich den höheren Jahresnutzungsgrad im Vergleich zu Wind-Onshore-Anlagen.



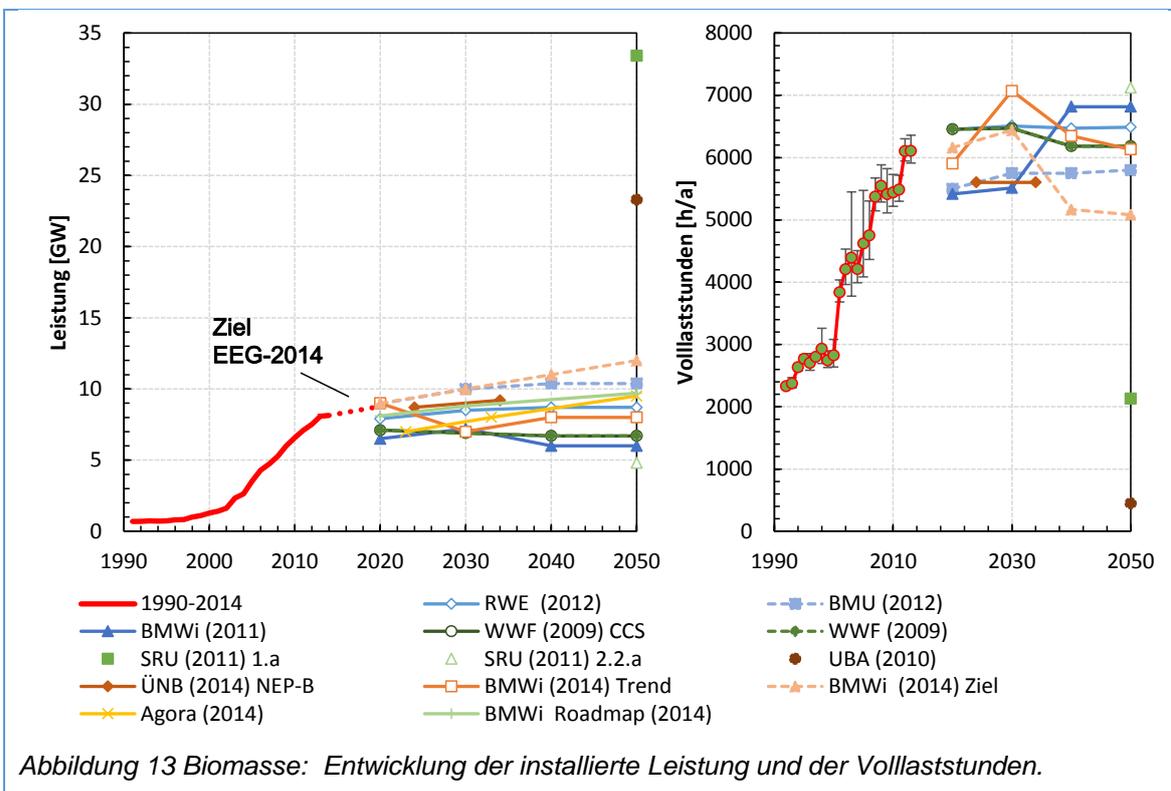
Szenarien: Als Folge des verzögerten Ausbaus in der Vergangenheit wurden die mittelfristigen hohen Ausbauziele im Rahmen des EEG 2014 an die aktuelle Entwicklung angepasst. Die Ausbauziele wurden von ehemals 10 GW bis 2020 und 25 GW bis 2030 auf 6,5 GW bis 2020 und 15 GW bis 2030 reduziert. Der Vergleich dieser Ziele mit den Annahmen der verschiedenen Szenarien zeigt, dass der Wind-Offshore-Ausbau in vielen Studien eher überschätzt wurde. Für das Jahr 2030 liegt die Bandbreite der Annahmen zwischen 11 und 23 GW. Für das Jahr 2050 werden zwischen 18 und 38 GW an installierter Leistung erwartet. Eine Ausnahme stellen die beiden 100%-EE-Szenarien von UBA(2010) und SRU(2011) dar mit 45 bzw. 73 GW installierter Leistung. Betrachtet man die angenommene Auslastung der Anlagen, so liegt diese zum Teil deutlich unter der historischen Auslastung der Wind-Offshore-Anlagen in Dänemark. Insbesondere die BMWi(2014)-Studie geht mit unter 3500 VLS von einer sehr niedrigen Auslastung

aus. Die anderen Studien zeigen einen steigenden Trend bis 2050 von ca. 3400 VLS im Jahr 2020 auf 3800 bis 4000 VLS im Jahr 2050. Erneut fallen die 100%-EE-Studien mit höheren Auslastungen von 4300 bis 4400 VLS auf, wodurch eine gleichmäßigere Einspeisung erreicht wird.

4.3.5 Biomasse

Historischer Verlauf: Biomasse stellt mit einer eingespeisten Energiemenge von 49,2 TWh im Jahr 2014 die zweitwichtigste erneuerbare Energiequelle dar. Die installierte Leistung betrug 8,1 GW. Die durchschnittliche Auslastung der Biomasse-Kraftwerke nimmt zu und erreichte 6000 VLS im Jahr 2014 (Abbildung 13).

Szenarien: Der Ausbau von Biomasse-Kraftwerken soll nach dem EEG 2014 im Vergleich zum bisherigen Verlauf deutlich gedrosselt werden auf nur 100 MW Brutto-Zubau pro Jahr. Die Band-



4.3.7 Laufwasser

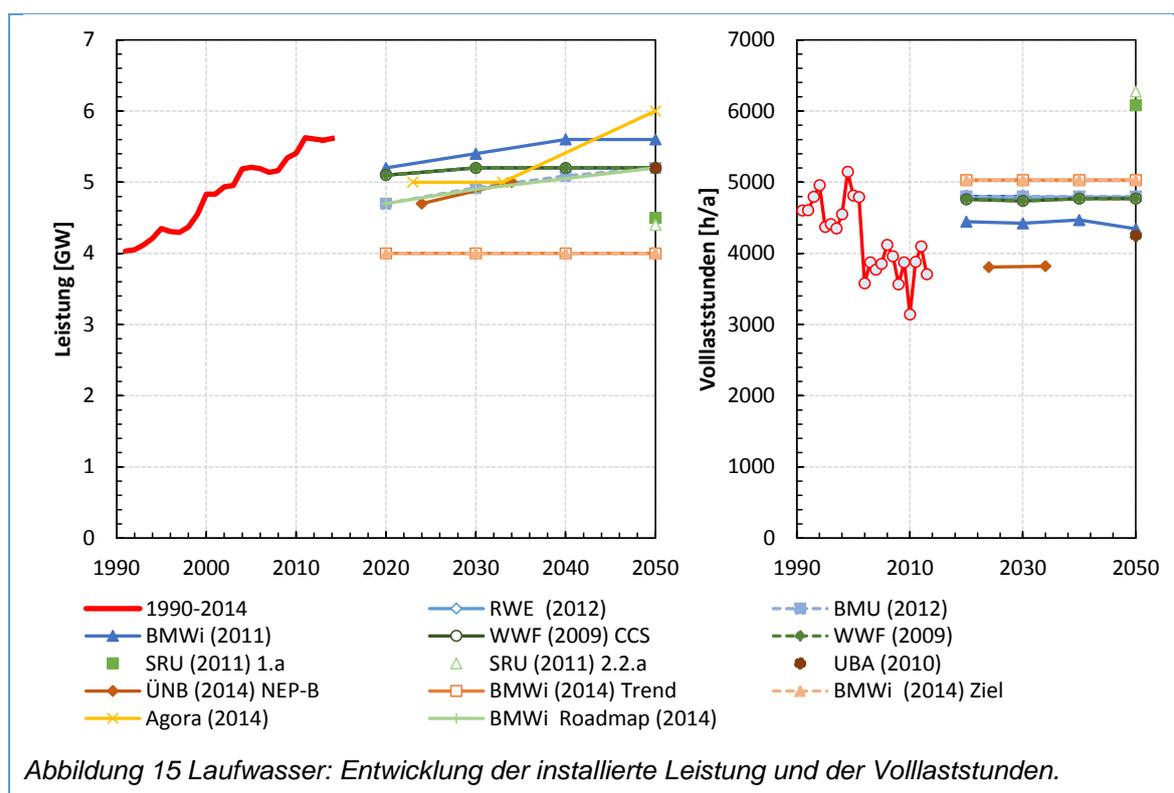
Historischer Verlauf²: Laufwasser stellte vor 2000 die einzige nennenswerte erneuerbare Energiequelle im deutschen Strommix dar. Die installierte Leistung betrug 5,6 GW im Jahr 2014 und die eingespeiste Energie 19,6 TWh. Die durchschnittlichen Volllaststunden lagen in der Vergangenheit bei ca. 4000 VLS (Abbildung 15).

Szenarien: Der zukünftige Ausbau an Laufwasserkraftwerken ist durch die geographischen Gegebenheiten in Deutschland sehr stark beschränkt. Aus diesem Grund geht keine Studie von einem nennenswerten Ausbau aus. Die Unterschiede in der installierten Leistung zwischen 4 und 6 GW sind vermutlich mehr

auf statistische Unterschiede der installierten Leistung der Vergangenheit als auf einen unterschiedlichen Zubau zurückzuführen. Dies gilt ebenfalls für die Auslastung. Die resultierende Jahresarbeit der Laufwasserkraftwerke liegt in den meisten Studien zwischen 22 und 25 TWh.

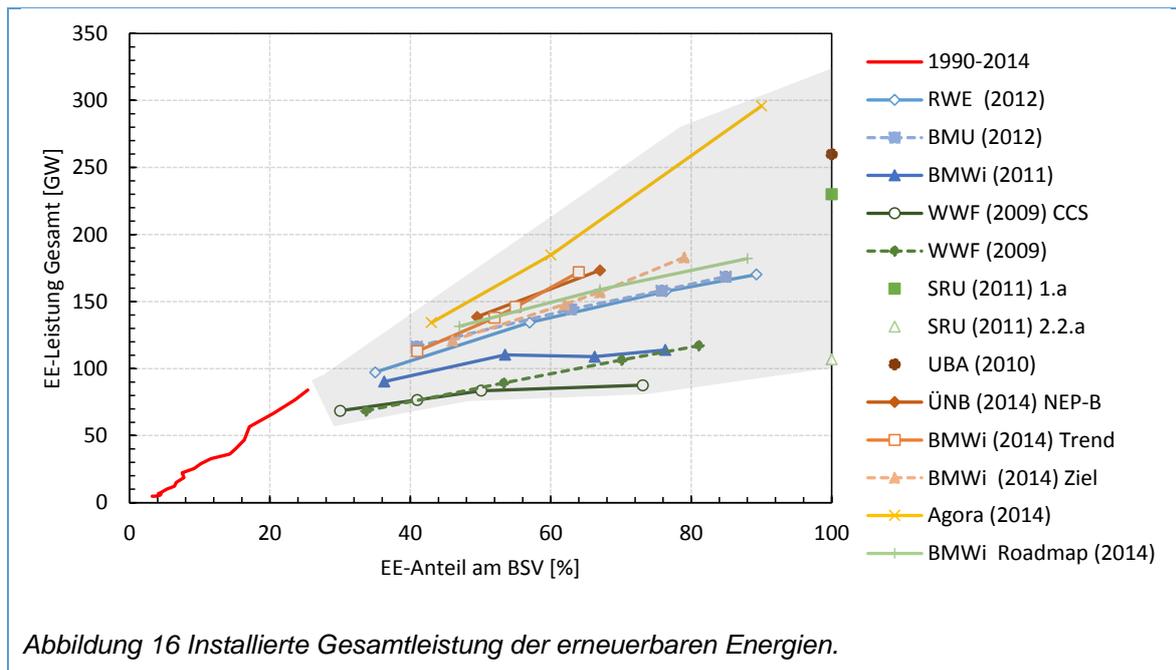
4.3.8 Installierte Leistung der erneuerbaren Energien

Die installierte Gesamtleistung der erneuerbaren Energien in den einzelnen Szenarien in Abhängigkeit des Anteils der erneuerbaren Energien ist in Abbildung 16 dargestellt. Der Verlauf ist hierbei insbesondere von den folgenden Faktoren abhängig:



² Datengrundlage: Die Energiedaten des BMWi [17] beinhalten nur die Erzeugung von Wasser allgemein (inkl. Pumpspeicher). Aus diesem Grund wurde als Datengrundlage auf

die Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland von AGEE Stat [26] zurückgegriffen.

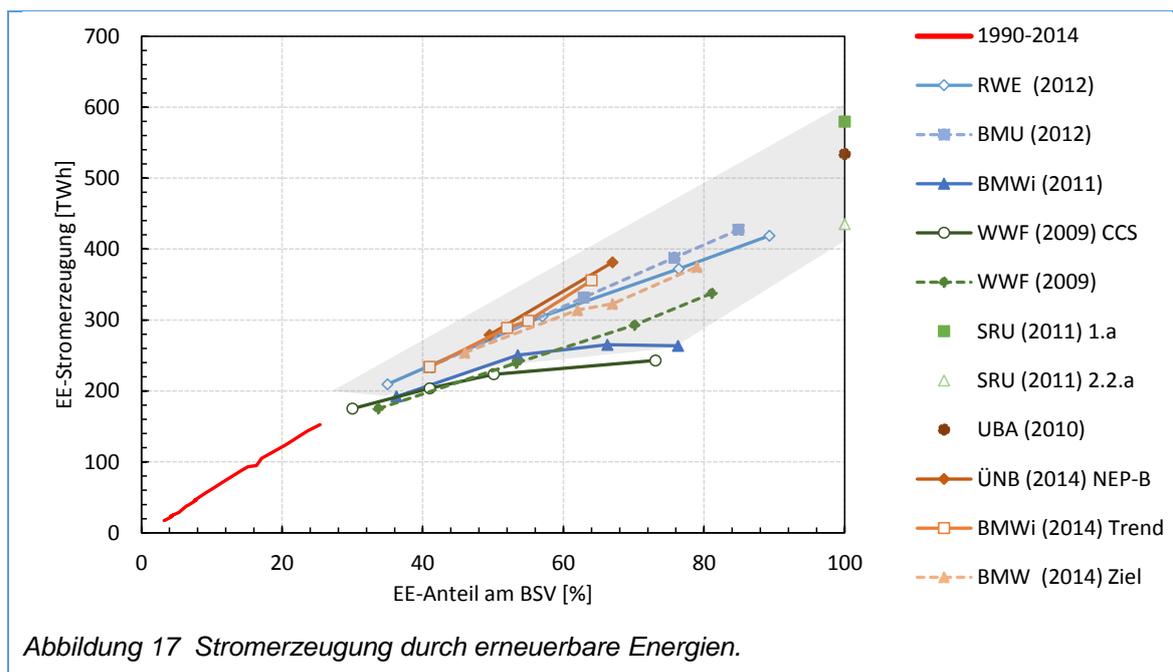


- Entwicklung des Bruttostromverbrauchs
- Mix der erneuerbaren Energien (durch die Technologien bedingte Auslastung)
- Annahme der zukünftigen Volllaststunden der einzelnen Erzeugungsarten
- Import von EE-Strom
- Integration der erneuerbaren Energien (Speicherverluste, Abregelung)

Historischer Verlauf: In den letzten 10 Jahren nahm der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch mit ca. 0,3 %/GW installierte EE-Leistung zu. Im Jahr 2014 betrug der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 27,3 % bei einer installierten EE-Leistung von 91 GW.

Szenarien: Die benötigte installierte EE-Gesamtleistung in Abhängigkeit des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch liegt in den meisten Studien unterhalb der historischen Werte. Für die Szenarien mit einem Anteil der erneuerbaren Energien

von ungefähr 80 % am Bruttostromverbrauch bewegt sich die installierte EE-Leistung zwischen ca. 90 und 250 GW. In den 100 % -EE-Szenarien bewegt sich die Leistung zwischen 107 GW in Kombination mit skandinavischen Pumpspeichern (SRU2011, 1.a.) und 260 GW in der rein nationalen Betrachtung (UBA2010). Am niedrigsten fällt die benötigte Leistung in den WWF(2009)-Szenarien aus. Dies ist bedingt durch einen starken Ausbau von Wind-Offshore (hoher Jahresnutzungsgrad), einem starken Rückgang des Bruttostromverbrauchs und Import von EE-Strom. Die höchste installierte Gesamtleistung ergibt sich in der Agora(2014)-Studie. Ursächlich hierfür ist insbesondere der gleichbleibend angenommene Bruttostromverbrauch. Dieser liegt mit 606 TWh im Jahr 2050 bis zu 70 TWh über den Annahmen anderer Studien. Wie in Abbildung 17 zu sehen, bewegt sich die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien in Abhängigkeit des EE-Anteils in allen Studien in einem sehr engen Rahmen (Daten für die Agora(2014)-Studie sind nicht vorhanden). Auswirkungen haben lediglich die Annahmen zum Rückgang des Bruttostromverbrauchs und die



in den Simulationen resultierende Höhe des Imports von EE-Strom. Auf den Import von EE-Strom wird im nachfolgenden Abschnitt näher eingegangen. Deutlich zu erkennen ist jedoch die Reduzierung des Bruttostromverbrauchs in den WWF(2009)-Szenarien und dem BMWi(2011)-Szenario.

4.4 Stromaustausch mit dem Ausland und Importsaldo

Während vereinzelte Szenarien den Worst-Case einer rein nationalen Versorgung untersuchen, wird in den meisten Szenarien ein europäisches Verbundnetz (zum Teil mit Nordafrika) betrachtet. Hierdurch ergeben sich drei hauptsächliche Vorteile zur Integration der erneuerbaren Energien:

1. Der Vergleichmäßigungseffekt durch die geographische Verteilung insbesondere bei der Wind-Einspeisung.

2. Die Nutzung von Speicher und anderen Flexibilitätsoptionen (z.B. Solarthermische Kraftwerke) in Europa.

3. Der kostenoptimale Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa und Import von EE-Strom nach Deutschland.

Historischer Verlauf: Bedingt durch den starken Ausbau der erneuerbaren Energien, sowie einen wettbewerbsfähigen inländischen Kraftwerkspark mit niedrigen variablen Kosten von Kernkraftwerken, Braunkohlekraftwerken, neuen Steinkohlekraftwerken und KWK-Kraftwerken, ergaben sich in den letzten Jahren hohe Exportsalden. Im Jahr 2014 wurde ein neuer Höchstwert mit einem Exportsaldo von 35,6 TWh erreicht. Dies entspricht 6 % des Brutto-Inlandsstromverbrauchs.

Szenarien: Im Gegensatz zum historischen Verlauf ergeben sich in den meisten Szenarien hohe Importsalden nach Deutschland. Die Ursache hierfür liegt zum einen in dem Ausstieg aus der Kernkraft, einem Rückgang der Stromerzeugung aus Braunkohle sowie einem kostenoptimalen Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa (z.B. Wind in Großbritannien, PV in Spanien). Insgesamt verliert der deutsche Kraftwerkspark somit an Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu den

europäischen Nachbarländern. Ausnahmen stellen die Trendszenarien BMWi(2014) Trend und ÜNB NEP (2014) dar, die ein zum Teil sehr hohes Exportsaldo von bis zu 83 TWh im Netzentwicklungsplan 2014 für das Jahr 2034 sehen. In den Studien unter Berücksichtigung eines europäischen Verbunds werden ansonsten Importsalden von EE-Strom zwischen 16 und 123 TWh erreicht. Dies entspricht bis zu 23 % des Bruttostromverbrauchs. Diese Importe tragen damit maßgeblich zur Stromversorgung in Deutschland und dem Anteil der erneuerbaren Energien bei.

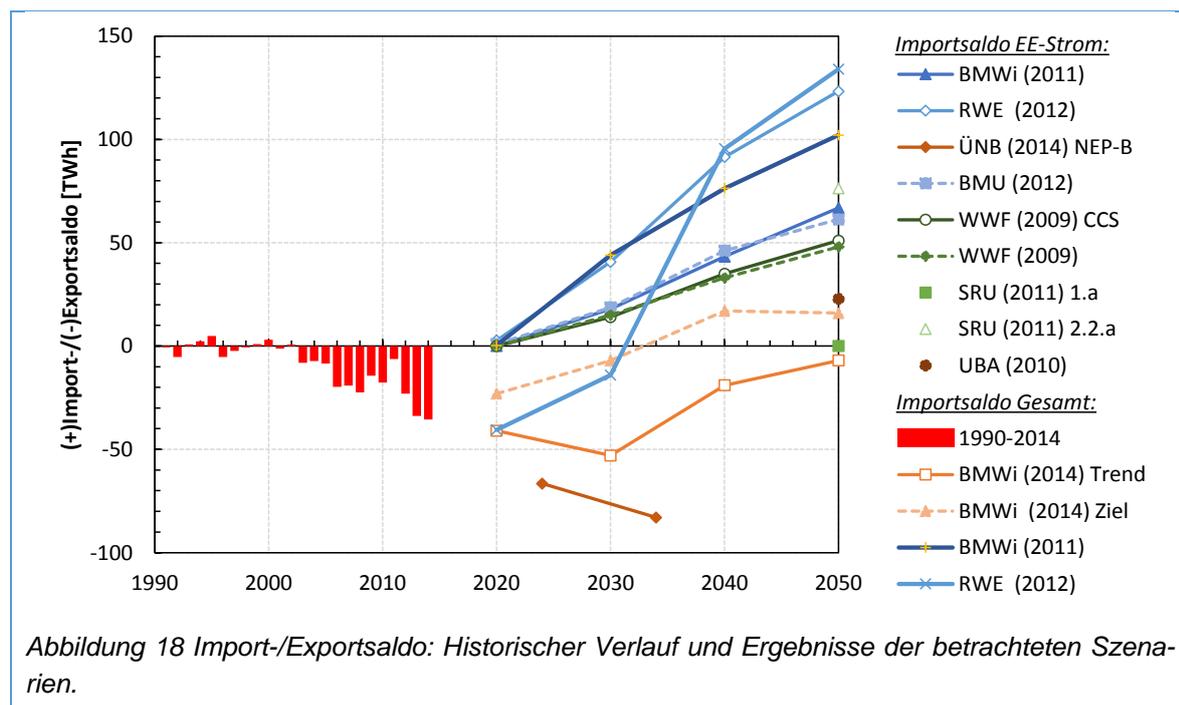
4.5 Flexibilisierung des Energiesystems und Lastmanagement

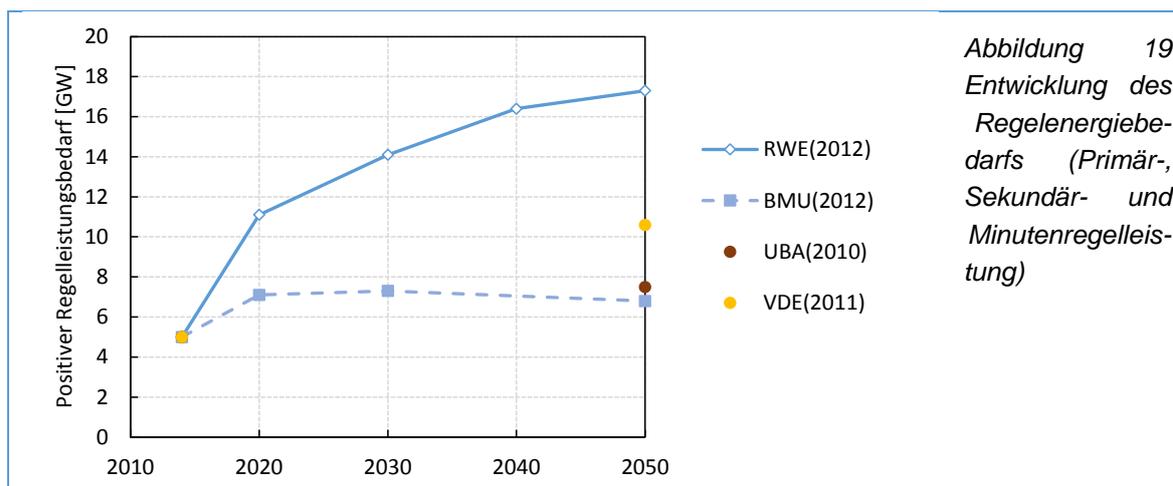
Ein Vergleich der Randbedingungen des Lastmanagements bzw. Demand-Side-Management (DSM) ist nur sehr begrenzt möglich, da dieses in sehr unterschiedlicher Weise modelliert ist. Zudem muss zwischen dem DSM-Potential und

der genutzten DSM-Leistung unterschieden werden. Die angenommenen Randbedingungen des Lastmanagements werden im Rahmen der Untersuchung zum zukünftigen Speicherbedarf im Kapitel 6 teilweise diskutiert. Insgesamt gehen jedoch alle Studien von einer Flexibilisierung des Energiesystems aus. Dies betrifft neben der Nutzung von Lastmanagement eine Flexibilisierung der Stromerzeugung von KWK-Anlagen durch Wärmespeicher und einen flexibleren Einsatz der Biomasse-Kraftwerke.

4.6 Regelenergiebedarf

Die Entwicklung des zukünftigen Regelenergiebedarfs hängt stark von den regulatorischen Gegebenheiten, der installierten Leistung der volatilen erneuerbaren Energien Wind und PV und der Prognosegüte ihrer Einspeisung ab. Grundsätzlich wird von einer Zunahme des Bedarfs an Sekundärregelleistung und Minutenreserve durch den Ausbau der erneuerbaren Energien ausgegangen. Allerdings wirken regulatorische Änderungen





wie kürzere Ausschreibungszeiträume und Vorlaufzeiten der Ausschreibungen sowie eine Steigerung der Prognosegüte dem entgegen. Insgesamt geben nur sehr wenige Studien die Annahmen zum zukünftigen Regelenergiebedarf an. Ein Überblick dieser Annahmen in den betrachteten Studien mit Angaben hierzu ist in Abbildung 19 dargestellt. In der RWE(2012) Studie ergibt sich eine starke Zunahme von aktuell ca. 5 GW an positiver Regelleistung (Primär-, Sekundär- und Minutenregelleistung) auf 17,3 GW bis 2050. Im Gegensatz dazu gehen BMU(2012), UBA(2010) und VDE(2011) von einem deutlich niedrigeren Bedarf zwischen 7 und 11 GW aus. In der BMU-Leitstudie 2011 (BMU2012) wird sogar von einem Rückgang des Regelenergiebedarfs nach 2030 ausgegangen, aufgrund der Verbesserung der Prognosegüte der Wind- und PV-Einspeisung. Zukünftig ist zudem der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Bereitstellung der Regelenergie als Alternative zu konventionellen Kraftwerken Gegenstand vieler Untersuchungen.

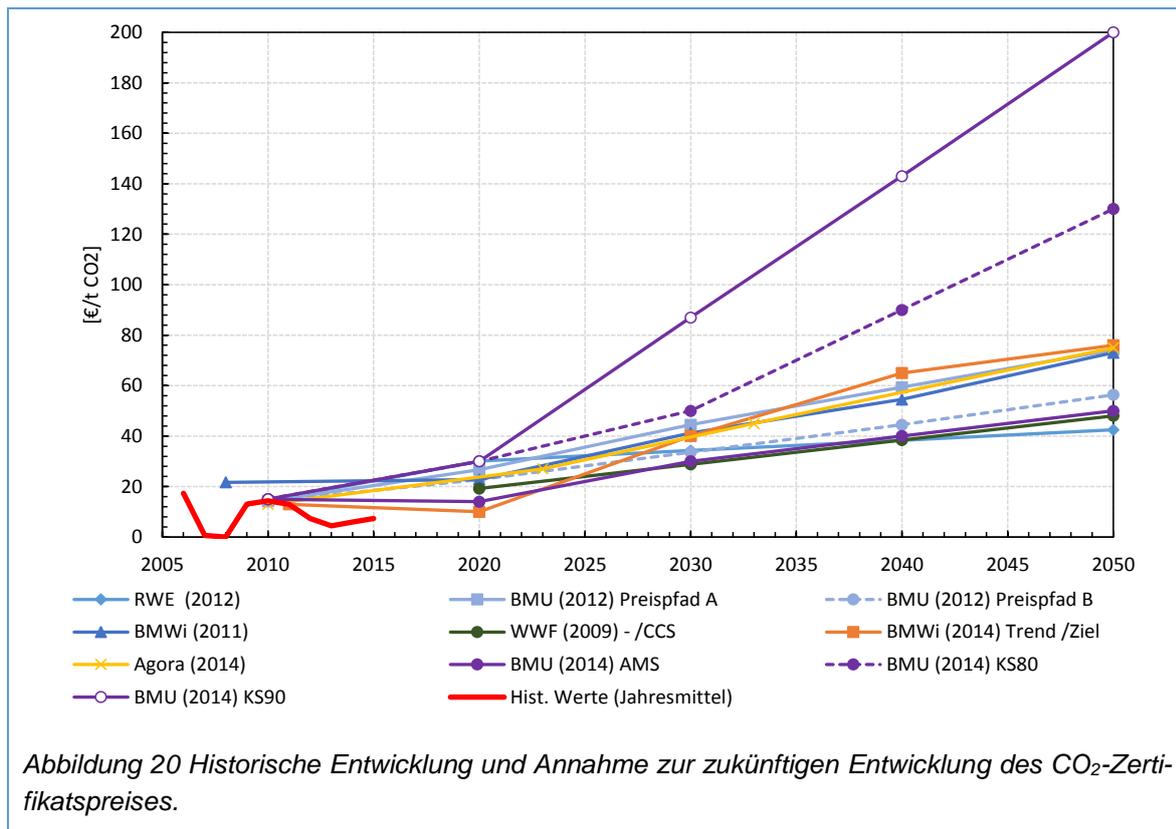
4.7 Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise

Der CO₂-Preis bzw. der Preis von Emissionshandelszertifikaten (EU Emission Allowances, EUA³) geht als Randbedingung in die Energiesystemsimulationen ein. Er stellt jedoch zugleich ein wichtiges Instrument zur Steuerung der Treibhausgasemissionen dar. Aus diesem Grund repräsentiert die angenommene Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise einen klimapolitischen Zielkorridor zur Erreichung der ambitionierten Reduktionsziele. Der historische Verlauf und die Entwicklung in den Szenarien ist in Abbildung 20 dargestellt.

Historischer Verlauf⁴: Nach der Einführung des Emissionshandelssystems der Europäischen Union (European Union Emissions Trading Scheme – EU ETS) im Jahr 2005 stieg der Spotmarktpreis zunächst auf bis zu 30 €/EUA. Anfang 2006 brach der Markt jedoch ein, als die ersten

³ Die Emissionshandelszertifikate decken seit 2013 neben dem Treibhausgas Kohlendioxid (CO₂) auch Distickstoffoxide (N₂O) und perfluorierte Kohlenwasserstoffe ab.

⁴ Die in *Abbildung 20* dargestellten Werte des historischen Verlaufs sind über das Jahr gemittelt und geben daher die angesprochenen kurzfristigen Höchstwerte und Schwankungen nicht wieder. Datengrundlage: [17]



verifizierten Emissionsdaten vorlagen und eine zu hohe Zuteilung kostenloser Zertifikate deutlich wurde. Zum Ende der ersten Handelsperiode (2005-2007) lag der Handelspreis bei nahezu null Euro, da die Zertifikate nicht in die nächste Handelsperiode übernommen werden konnten. Zu Beginn der zweiten Handelsperiode stiegen die Zertifikatspreise wieder auf bis zu 25 €/EUA und fielen anschließend bedingt durch die Folgen der Wirtschaftskrise (Drosselung der Produktion) Ende 2008. Seit dem ist ein weiter fallender Trend zu beobachten mit Preisen von unter 3 €/EUA zu Beginn der dritten Handelsperiode (Januar 2013). Der Preis im August 2015 lag bei ca. 8 €/EUA.

Szenarien: Mittelfristig bewegen sich die Annahmen im Jahr 2020 zwischen 10 und 30 €/t CO₂. Danach zeichnen sich zwei Preispfade aus. Ein „niedriger“ Preispfad mit Werten im Jahr 2050 zwischen 42 und 56 €/t CO₂ und ein „mittlerer“ Preispfad mit Zertifikatskosten im Jahr

2050 von um die 75 €/t CO₂. Eine Ausnahme stellt die Studie „Klimaschutzszenario 2050“ im Auftrag des BMU (BMU 2014) dar. Der Fokus dieser Studie liegt auf der Analyse des Reduktionspotentials von Treibhausgasemissionen in den einzelnen Sektoren und den dafür notwendigen Maßnahmen. Als Ergebnis kommt diese Studie zu deutlich höheren notwendigen CO₂-Zertifikatspreise von 130 €/t CO₂ bis zum Jahr 2050 zur Erreichung des Ziels einer 80 prozentigen Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 und 200 €/t CO₂ für eine Reduktion um 90 %.

Diese angenommene Zunahme des CO₂-Preises führt zu einem Anstieg der variablen Kosten insbesondere von Kohlekraftwerken und reduziert damit über die Stellung in der Merrit-Order die Auslastung der Kraftwerke. Hierauf wird nach der Diskussion der Brennstoffpreise in Abschnitt 4.9 genauer eingegangen.

4.8 Entwicklung der Brennstoffpreise

Die im Folgenden aufgelisteten Brennstoffpreise für Erdgas und Steinkohle entsprechen den Grenzübergangspreisen. Eine Ausnahme stellen die Annahmen von BMWi(2011) dar. Diese entsprechen ebenso wie die Braunkohlepreise den Brennstoffpreisen frei Kraftwerk. In diesen Kosten sind zusätzlich zum Grenzübergangspreis die Kosten für den inländischen Transport und die Lagerung/Speicherung enthalten. Für Erdgas ist der spezifische Preis im Allgemeinen auf den Brennwert bezogen (soweit in den Studien nicht anders gekennzeichnet, z.B. in Agora(2014), wurde hiervon ausgegangen), während er für Steinkohle und Braunkohle auf den Heizwert bezogen ist.

4.8.1 Erdgas

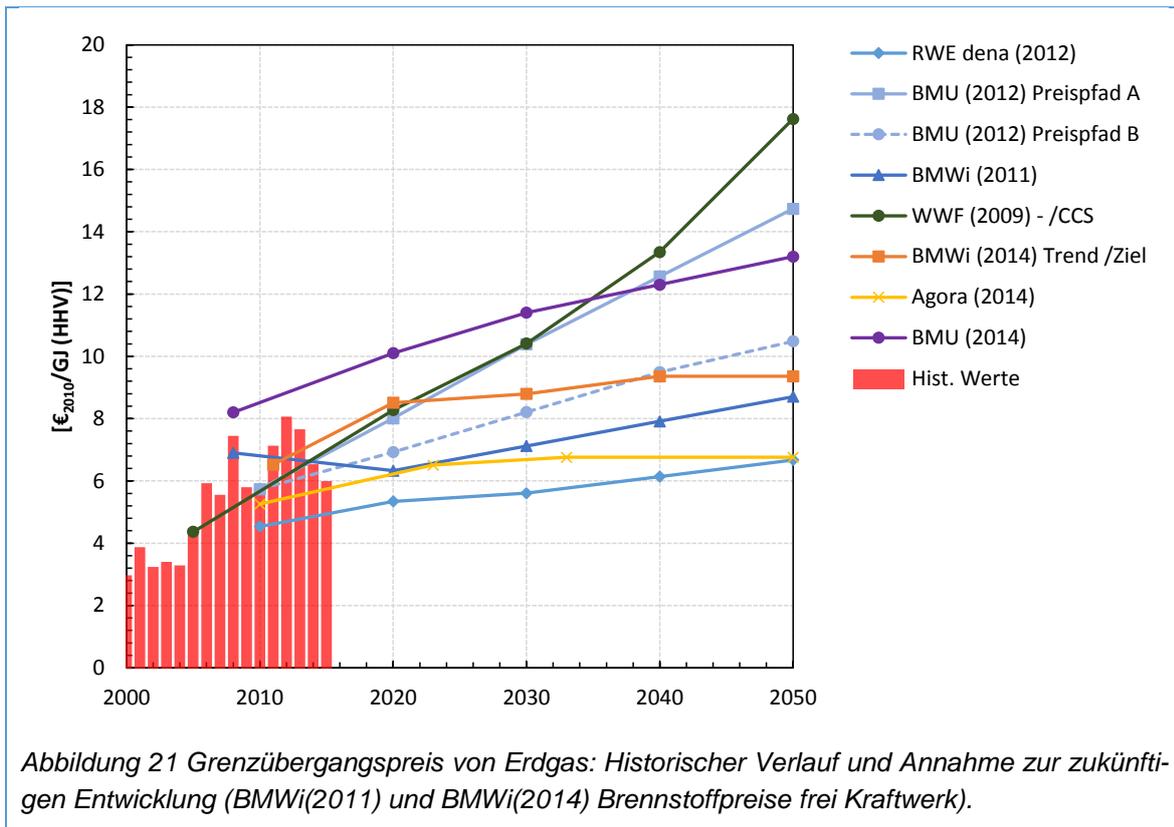
Historischer Verlauf⁵: Der Erdgaspreis folgt historisch sehr stark dem Ölpreis. Allerdings besteht keine direkte Ölpreisbindung bedingt durch die Liberalisierung der Energiemärkte in Europa mehr. Indirekt ist diese Bindung jedoch noch relevant, da sie in älteren Verträgen mit ausländischen Lieferanten noch festgeschrieben ist [28]. Im historischen Verlauf der letzten 8 Jahre sind deutlich die Folgen der Wirtschaftskrise im Jahr 2008 mit einem starken Rückgang der Nachfrage im Jahr 2009 und damit fallender Preise sowie einem Anzug der Preise in Folge der sich erholenden Wirtschaft zu sehen (Abbildung 21). Als Folge des Preiskampfes auf dem Ölmarkt bzw. der Überproduktion bedingt durch unkonven-

tionelle Förderung in den USA sowie erhöhter Produktion z.B. in Russland und Kanada sinken die Preise seit 2012 wieder. Im Gegensatz zum weltweiten Ölmarkt sind die Erdgasmärkte aufgrund des schwierigeren Transports von Gas (Pipelines oder LNG⁶) regional getrennt in Nordamerika, Asien-Pazifik und Europa. Die unkonventionelle Erdgasförderung, vor allem in den USA, wirkt sich bedingt durch die Transportsituation aktuell nur geringfügig auf den europäischen Erdgasmarkt aus. Allerdings ist zu beobachten, dass sich durch den Ausbau der LNG-Infrastruktur die weltweiten Erdgasmärkte angleichen [29]. Das deutsche Erdgasaufkommen stammt zu ca. 89 % aus Importen. Der Grenzübergangspreis von Erdgas betrug 5,4 €/GJ im September 2015 [27].

Szenarien: Bei der Annahme der zukünftigen Entwicklung des Erdgaspreises orientieren sich die meisten Studien am jeweils aktuellen World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur (IEA). Hierbei wird von einer Zunahme des weltweiten Erdgasverbrauchs und eines damit verbundenen Anstiegs des Erdgaspreises ausgegangen. In Europa wird hingegen ein Rückgang des Erdgasverbrauchs gesehen, bedingt durch Effizienzsteigerungen und eine Zunahme der erneuerbaren Energien. Die Import-Erdgaspreise der untersuchten Szenarien zeigen alle einen steigenden Trend mit unterschiedlicher Dynamik und ausgehend von einem unterschiedlichen Ausgangswert (Abbildung 21). Die RWE(2012)-Studie nimmt die geringsten Erdgaspreise an mit 4,5 €₂₀₁₀/GJ im Jahr 2010 und einer moderaten Steigerung bis 2050 auf 6,7 €₂₀₁₀/GJ. Die höchste Zunahme wird in den WWF(2009)-Szenarien zugrunde gelegt

⁵ Datengrundlage : Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle 2015 [27]

⁶ Liquefied Natural Gas: Verflüssigtes Erdgas



mit einem Anstieg des Erdgaspreises auf fast 18 €₂₀₁₀/GJ bis 2050. Bei der Annahme der zukünftigen Entwicklung zeigt sich daher eine sehr große Bandbreite. Während die Erdgaspreise in der Agora(2014)-Studie und der RWE(2012)-Studie nahezu auf dem Niveau von 2010 bleiben, verdreifacht sich der Preis in der WWF(2009)-Studie.

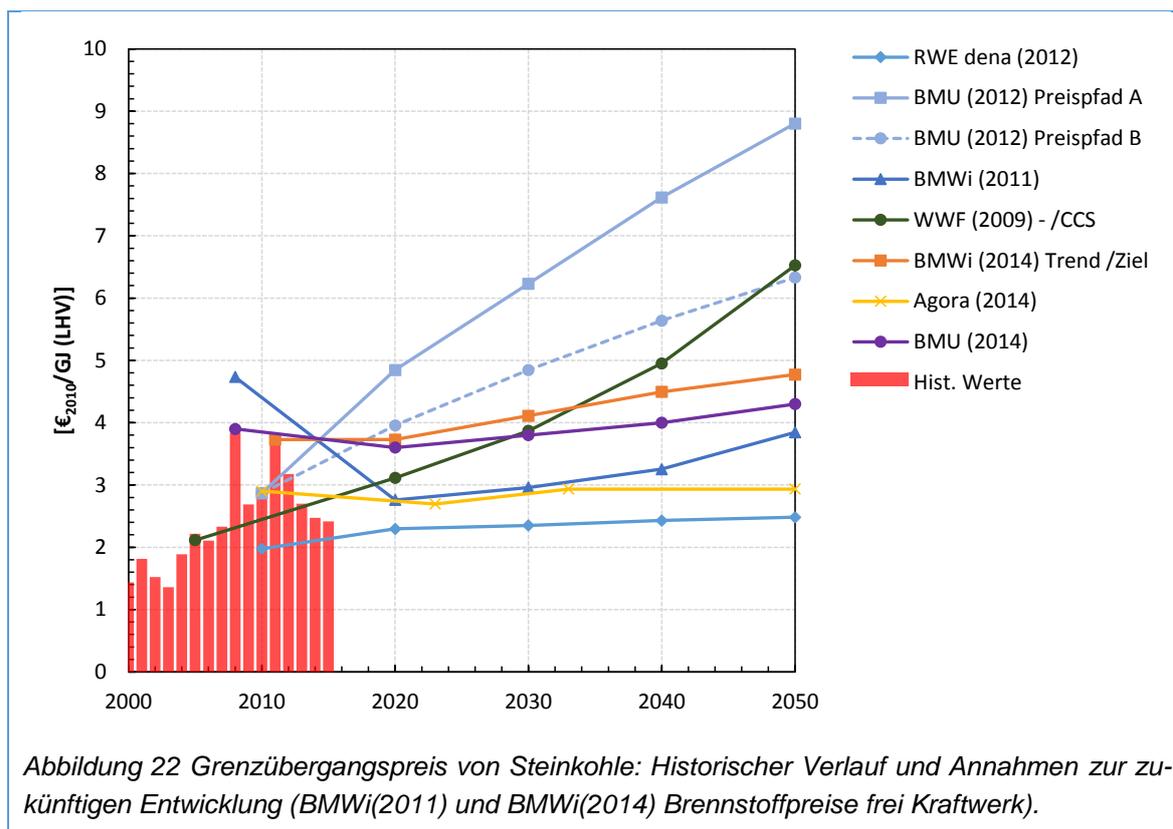
4.8.2 Steinkohle

Historischer Verlauf⁷: Im Gegensatz zum Gasmarkt herrscht bei Steinkohle ein höherer Wettbewerb, aufgrund der Vielzahl an weltweit verteilten Anbietern und der guten Speicher- und Transportmöglichkeiten. Deutschland importiert ca. 80

% des Steinkohlebedarfs. Die Entwicklung der letzten Jahre folgt ebenfalls dem Rohölpreis und zeigt daher einen ähnlich Trend wie er auch für Erdgas zu sehen ist (siehe 4.8.1). Der durchschnittliche Preis für Kraftwerkssteinkohle frei deutsche Grenze betrug im zweiten Quartal 2015 2,4 €/GJ (69,64 €/t_{SKE} [30])

Szenarien: Die zukünftigen Szenarien orientieren sich ebenfalls überwiegend am World Energy Outlook der IEA. Die meisten Szenarien gehen dabei zukünftig von einem moderaten Preisanstieg aus (RWE(2012), Agora(2014), BMWi(2011), BMU(2014), BMWi(2014)) mit einem Grenzübergangspreis im Bereich von 3 bis 5 €₂₀₁₀/GJ im Jahr 2050 (Abbildung 22). Im Gegensatz dazu wird in den Preispfaden A und B der BMU-Leitstudie 2011

⁷ Datengrundlage : Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle 2015 [30]



(BMU2012) sowie in der WWF(2009)-Studie eine deutliche Zunahme des Steinkohlepreises gesehen auf 6 bis 9 $\text{€}_{2010}/\text{GJ}$ im Jahr 2050. Erneut zeigt die RWE(2012)-Studie die niedrigsten Brennstoffpreise mit unter 2,5 $\text{€}_{2010}/\text{GJ}$ im Jahr 2050.

4.8.3 Braunkohle

Historischer Verlauf und Szenarien: Der Preis von Braunkohle wird im Gegensatz zu Steinkohle und Erdgas nicht durch den Weltmarkt bestimmt. Ursächlich hierfür ist der niedrige Heizwert von Braunkohle, weswegen Braunkohle in der Nähe des Tagebaus mit möglichst geringem Transportweg verstromt wird. Als Folge dessen wird der Brennstoffpreis durch die Förderkosten festgelegt. Aus diesem Grund gehen die meisten Studien in Zukunft von keiner nennenswerten Änderung des Brennstoffpreises für Braunkohle aus (Abbildung 23). Eine Ausnahme stellt die BMU(2014)-Studie dar. Diese

geht davon aus, dass durch die zurückgehende Auslastung der Braunkohlekraftwerke auch die Auslastung der Tagebaue abnimmt. Bedingt durch einen Anteil der Fixkosten von etwa 50 % an den Förderkosten führt dies zu einer Steigerung der spezifischen Förderkosten.

Ein deutlicher Unterschied zeigt sich bei der Höhe der angenommenen Brennstoffpreise für Braunkohle. Während die Kosten in der RWE-Studie(2012) und BMU(2014) im Bereich von 1,4 bis 1,7 $\text{€}/\text{GJ}$ für das Jahr 2020 liegen, geben BMW(2014) und BMW(2011) Brennstoffpreise für Braunkohle von 0,4 $\text{€}/\text{GJ}$ an. Dies liegt in einer Größenordnung mit 1,5 $\text{€}/\text{MWh}$ in der Agora(2014)-Studie. Es ist unklar, ob ein Einheitenfehler ($\text{€}/\text{MWh}$ statt $\text{€}/\text{GJ}$, Umrechnungsfaktor von 3,6 entspricht ungefähr dem Preisunterschied) Ursache der stark unterschiedlichen Preise ist oder ob die Werte in BMW(2014), BMW(2011) und Agora(2014) den Grenzkosten und nicht

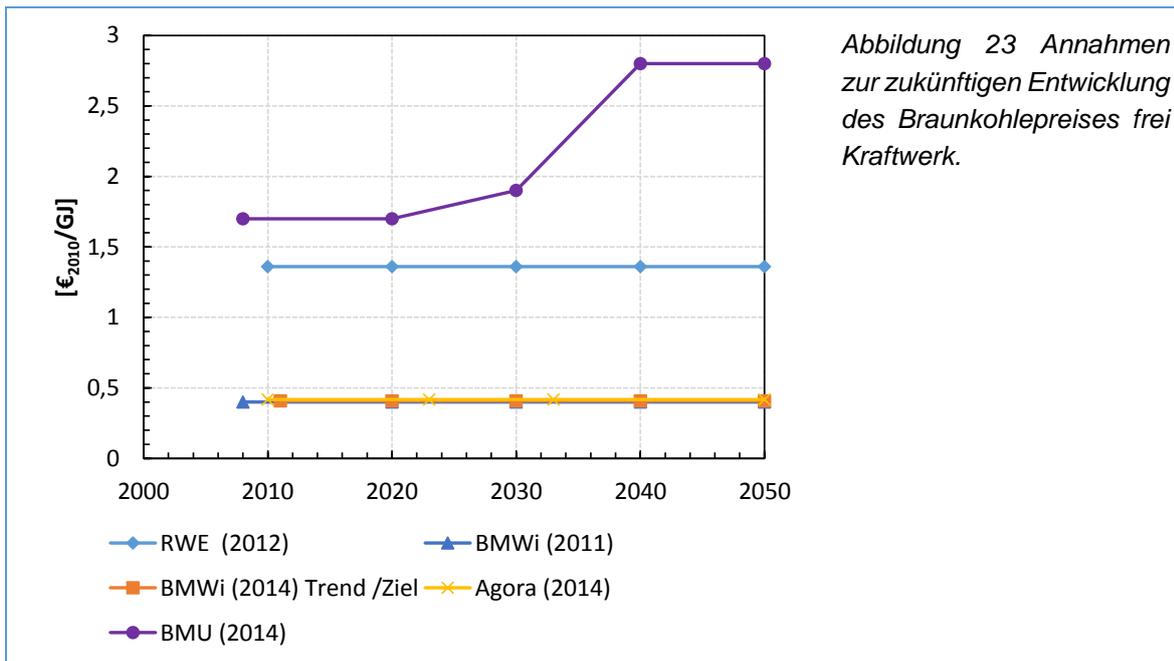


Abbildung 23 Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Braunkohlepreises frei Kraftwerk.

den Vollkosten (inklusive Kosten des Tagbaus) der Braunkohle entsprechen. Nach Schiffer 2015 [31] liegen die Vollkosten von Braunkohle basierend auf Angaben von RWE jedoch bei ungefähr 1,7 €/GJ.

4.9 Überblick und Auswirkungen der Brennstoff- und CO₂-Preise

Eine Einstufung der angenommenen Brennstoff- und CO₂-Preise wird in Tabelle 3 vorgenommen. Die RWE(2012)-Studie zeigt demnach die geringste Zunahme der Preise für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate. Vergleichsweise hohe Brennstoffpreise werden in den Studien WWF(2009) und BMU(2012) Preispfad A angenommen. Die Klimaschutzszenarien 2050 (BMU2014) gehen von einem relativ zum Steinkohlepreis gesehenen starken Anstieg des Erdgaspreises aus. Diese Randbedingungen haben starken Einfluss auf die Stellung der Kraftwerke nach Brennstoffarten in der Merrit-Order-Kurve bedingt durch ihre Grenzkosten. Diese

werden überwiegend durch die Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten bestimmt.

Basierend auf den zuvor vorgestellten Randbedingungen der Brennstoff- und CO₂-Preise werden in Abbildung 24 die Grenzkosten eines Erdgas-GUD-Kraftwerks nach Stand der Technik ($\eta=61\%$) mit einem Steinkohle-Dampfkraftwerk nach Stand der Technik ($\eta=46\%$) verglichen. Die Differenz der Grenzkosten zeigt dabei an, welches Kraftwerk die geringeren Grenzkosten aufweist. Damit steht dieses Kraftwerk in der Merrit-Order Kurve weiter vorne, was zu einer höheren Auslastung des Kraftwerks führt. Es wird deutlich, dass bis 2050, mit Ausnahme des RWE(2012)-Szenario, der WWF(2009)-Szenarien und des BMU(2014) AMS- Szenario, das Steinkohle-Kraftwerk in der Merrit-Order-Kurve von dem Erdgas-GUD-Kraftwerk verdrängt wird. Dies bewirkt eine verstärkte Nutzung von Erdgas. Aufgrund der niedrigen spezifischen Emissionen von Erdgas führt dies zudem zu einem Rückgang der absoluten Treibhausgasemissionen.

In den RWE(2012)-Szenarien weisen Steinkohle- und Erdgaskraftwerke nahezu die gleichen Grenzkosten auf. In den

KS80 und KS90 Szenarien von BMU(2014) wird die Grenzkostendifferenz zwischen Erdgas- und Steinkohlekraftwerken trotz der sehr hohen angenommenen CO₂-Preise erst 2040 bzw. 2050 positiv. Dies resultiert aus der Annahme einer starken Zunahme des Erdgaspreises und einer nur moderaten Zunahme des Steinkohlepreises.

Tabelle 3 Einstufung der Kostenentwicklung für Erdgas, Steinkohle und CO₂-Zertifikate in den betrachteten Szenarien.

Entwicklung Preise 2050	Steinkohle	Erdgas	CO ₂
Einheit	€/GJ	€/GJ	€/EUA
Hoch	> 6	> 12	> 120
Moderat	3-6	7-12	~ 75
Niedrig	<3	< 7	40-60
WWF (2009) - /CCS			
BMWi (2011)			
RWE (2012)			
BMU (2012) Preispfad A			
BMU (2012) Preispfad B			
Agora (2014)			
BMWi (2014) Trend /Ziel			
BMU (2014) AMS			
BMU (2014) KS80			
BMU (2014) KS90			

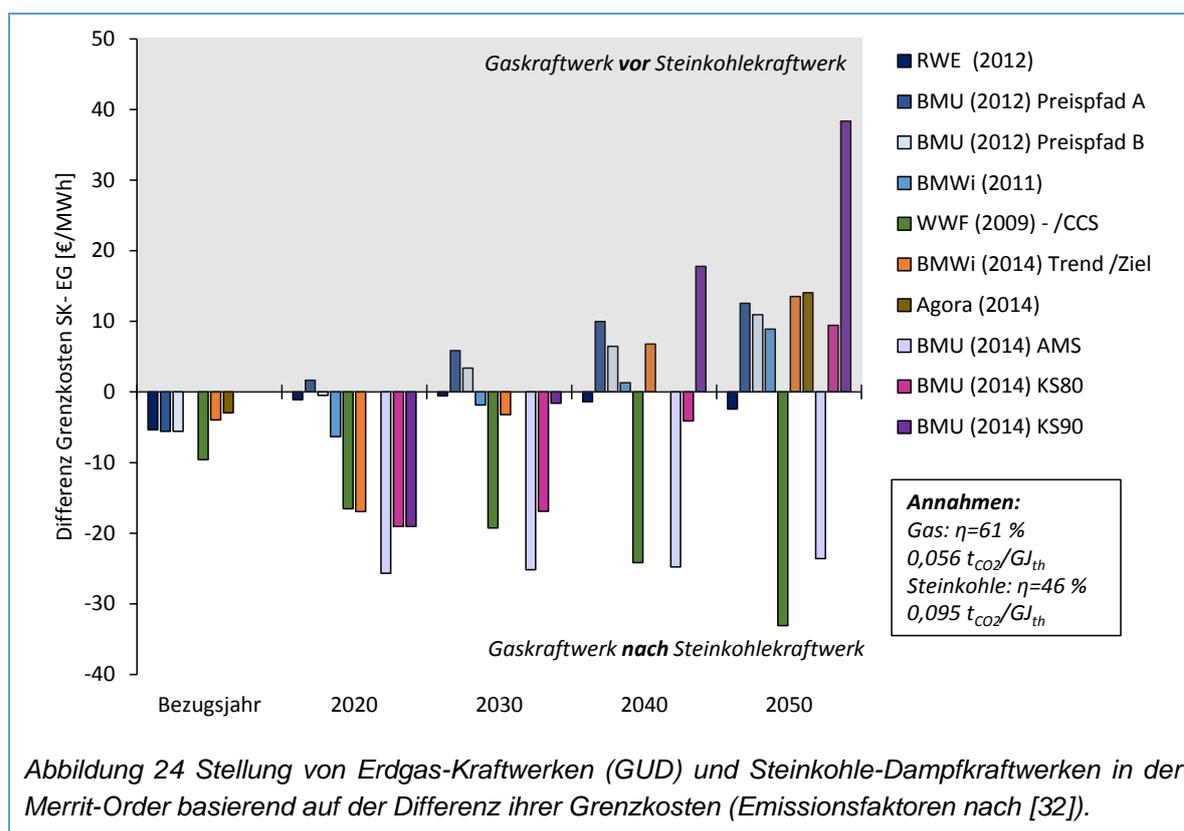


Abbildung 24 Stellung von Erdgas-Kraftwerken (GUD) und Steinkohle-Dampfkraftwerken in der Merrit-Order basierend auf der Differenz ihrer Grenzkosten (Emissionsfaktoren nach [32]).

5 Bedarf und Auslastung konventioneller Kraftwerke

Die fossilen Kraftwerke stellen in allen Szenarien- mit Ausnahme der 100 %-EE-Szenarien – die zentrale Flexibilitätsop-tion zum Ausgleich von Strombedarf und fluktuierender Erzeugung von erneuerbaren Energiequellen dar. Der Bedarf an konventionellen Kraftwerken und die durchschnittliche Auslastung der konventionellen Kraftwerke stellt daher ein wichtiges Ergebnis der Energiesystemstudien dar. Im Folgenden werden die einzelnen Erzeugungsarten - aufgeteilt nach dem verwendeten Brennstoff - hinsichtlich ihrer Auslastung sowie der benötigten installierten Leistung untersucht. Den Randbedingungen der installierten Leistung wird zudem die Sterbelinie der fossilen Kraftwerke gegenübergestellt, um den notwendigen Zubau zu identifizieren. Die Sterbelinie wurde basierend auf der Kraftwerksliste 2015 der Bundesnetzagentur [33] berechnet. Hierbei wurde von einer hohen technischen Lebensdauer der Dampfkraftwerke (Steinkohle, Braunkohle) von 50 Jahren und der GUD-Kraftwerke (Erdgas) von 40 Jahren ausgegangen (Sterbelinie 50/40). Zudem wurde die Sterbelinie mit einer konservativeren Annahme der Lebensdauer von 40 Jahren für Dampfkraftwerke und 30 Jahren für GUD-Kraftwerke berechnet (Sterbelinie 40/30). Der daraus ermittelte Zubau bzw. Rückbau entspricht unter Umständen nicht den Angaben in den Studien, aufgrund anderer Annahmen hinsichtlich der Lebensdauer. Dieses Vorgehen gewährt jedoch eine gemeinsame Basis für den Vergleich der Studien. Zusätzlich zu den

Angaben der Kraftwerksliste 2015 wurden die Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur zum mittelfristig erwarteten Zu- und Rückbau von Kraftwerken [34] berücksichtigt.

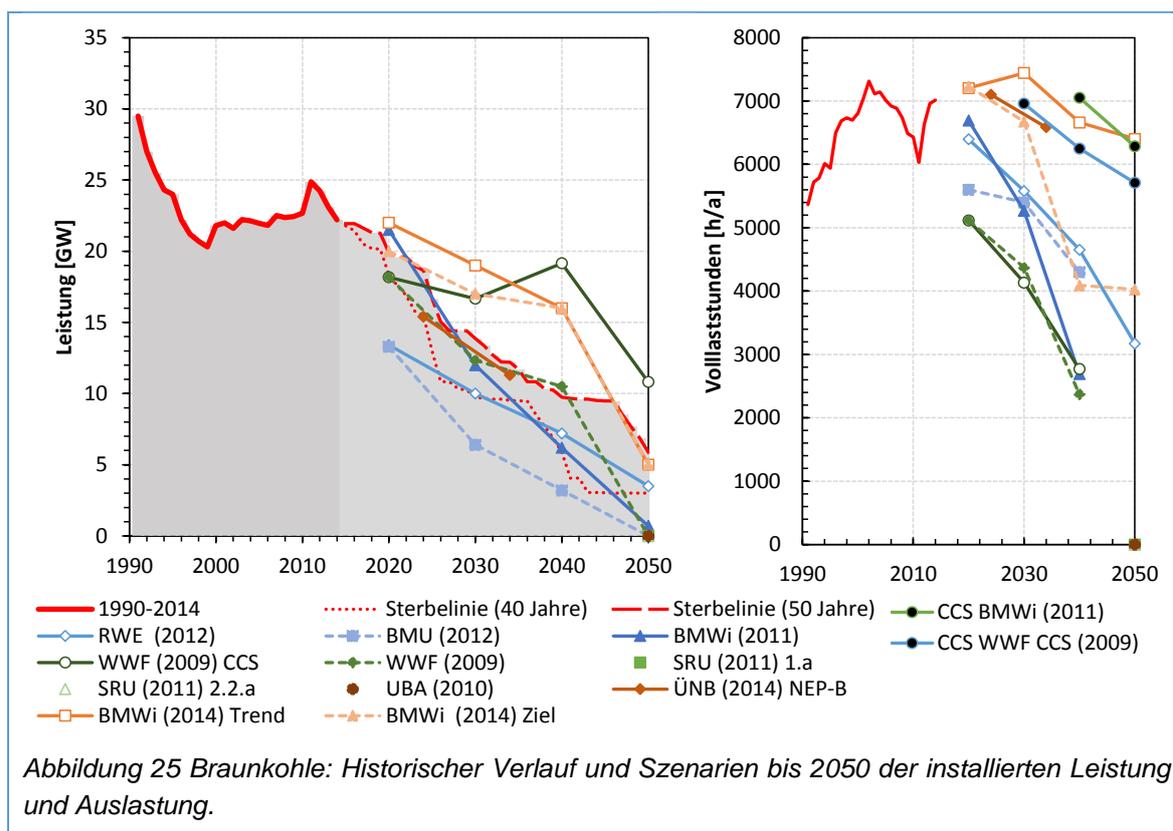
5.1 Braunkohle

Historischer Verlauf: Braunkohle stellt in der aktuellen deutschen Energieversorgung den wichtigsten fossilen Energieträger für die Stromerzeugung mit einem Anteil von 25 % an der Bruttostromerzeugung dar. Die installierte Leistung im Jahr 2014 betrug 22⁹ GW. Die Auslastung der Braunkohlekraftwerke stieg nach dem Kernkraftwerksmoratorium im Jahr 2011 auf 7000 VLS im Jahr 2014 (Abbildung 25). Allerdings ist die Braunkohleverstromung einer der Hauptemittenten von Treibhausgasen in Deutschland. Aus diesem Grund einigten sich die Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD im Juli 2015 alte Braunkohlekraftwerksblöcke im Umfang von 2,7 GW ab dem Jahr 2017 schrittweise in eine Kapazitätsreserve zu überführen und nach 4 Jahren stillzulegen [35]. Damit soll eine Minderung der CO₂-Emissionen von 11 bis 12,5 Mio. t erreicht werden.

Szenarien: Alle betrachteten Szenarien gehen von einem Rückgang der installierten Leistung von Braunkohlekraftwerken mit unterschiedlicher Dynamik aus. Für das Stützjahr 2020 liegt die

⁹ Eine Auswertung der Kraftwerksliste 2015 ergibt für das Jahr 2014 eine installierte Nettoleistung (in Betrieb, saisonale Konservierung, Sonderfall oder Reservekraftwerk) von 21 GW. Dies entspricht einer Bruttoleistung

von 22,2 GW (basierend auf der Annahme eines Eigenverbrauchs von 5,5 % der Bruttoleistung [3]). Im Vergleich dazu wird in den Energiedaten des BMWi [17] eine etwas höhere Leistung von 23,3 GW angegeben.



Bandbreite der installierten Leistung zwischen 13 GW (BMU2012 und RWE2012) und 22 GW (BMWi2014 Trend). Bis zum Jahr 2050 nimmt die Leistung in den Szenarien auf 0 bis 11 GW ab. Der Vergleich mit der auf Basis der Kraftwerkliste 2015 erstellten Sterbelinie zeigt, dass es bei einer angenommenen technischen Lebensdauer von 50 Jahren nur in den Szenarien von BMWi(2014) und WWF(2009) CCS zu einem Zubau bzw. Retrofit von Kraftwerkskapazitäten kommen würde. Bei einer kürzer angenommenen technischen Lebensdauer von 40 Jahren wäre auch im WWF(2009)-Szenario ohne CCS ein Zubau oder Retrofit notwendig. BMWi(2014) macht keine Angaben zum Zubau. Basierend auf den vorliegenden Auswertungen mit einer technischen Lebensdauer von 50 Jahren beträgt die Leistungsdifferenz zu der Sterbelinie jedoch bis zu 5,5 GW in den Szenarien Ziel und Trend. Im Vergleich zum WWF(2009) CCS-Szenario beträgt die Leistungsdifferenz zur Sterbelinie bis zu 9 GW im Stützjahr 2040. Die

WWF-Studie gibt einen Braunkohle-Kraftwerksneubau im Zeitraum 2008-2050 von 5,3 GW im Szenario ohne CCS und 15,3 GW im Szenario mit CCS an. In der RWE(2012)-Studie wird ein geringfügiger Neubau von Braunkohlekraftwerken in der Höhe von 0,7 GW zwischen 2020 und 2030 angegeben. Zudem ergibt sich ein wirtschaftlich bedingter Rückbau von älteren Braunkohlekraftwerken von 0,6 GW im Zeitraum 2020-2050. Auffallend ist die geringe installierte Leistung in der BMU Leitstudie 2011 (BMU2012) und der auf einer älteren Version der Leitstudie aufbauenden RWE(2012)-Studie. Diese liegen mit einer installierten Leistung von 13,3 GW im Jahr 2020 deutlich unter dem Wert der Sterbelinien von 18-20 GW.

CCS wird in den älteren Studien BMWi(2011) und WWF(2009) mittelfristig als technisch ausgereift gesehen und eingesetzt. Im Gegensatz dazu gehen neuere Studien davon aus, dass CCS auf-

grund einer mangelnden öffentlichen Akzeptanz auch langfristig in Deutschland (zumindest im Stromsektor) nicht zum Einsatz kommen wird. Im WWF(2009)-Szenario mit CCS kommt diese Technologie ab 2030 für Braunkohle zum Einsatz mit einer installierten Leistung von 4 GW im Jahr 2030, 8 GW im Jahr 2040 und 10 GW im Jahr 2050. Im BMWi(2011)-Szenario IA kommt CCS ab 2040 in geringfügigem Umfang zum Einsatz mit 0,4 GW und 0,6 GW im Jahr 2040 und 2050. Die Auswirkungen von CCS zeigen sich vor allem in der Auslastung der Kraftwerke. Diese liegt mit durchschnittlich 6000 bis 7000 VLS für die CCS-Kraftwerke im Bereich der heutigen Auslastung der Braunkohlekraftwerke. Im Gegensatz dazu gehen, mit Ausnahme der Trendszenarien ÜNB NEP(2014) und BMWi(2014) Trend, alle Studien von einer stark sinkenden Auslastung aus. Im Stützjahr 2040 beträgt die Auslastung zwischen 2400 bis 4700 VLS. Dies entspricht der Hälfte bzw. einem Drittel der heutigen Auslastung. Auffällig ist, dass im BMWi(2014) Trend-Szenario eine sehr hohe Auslastung von über 6000 VLS erreicht wird, bei einem CO₂-Preis von 76 €/t. Im Vergleich dazu liegt in der WWF(2009)-Studie mit einem CO₂-Preis von 48 €/t die Auslastung im Jahr 2040 schon unter 3000 VLS.

5.2 Steinkohle

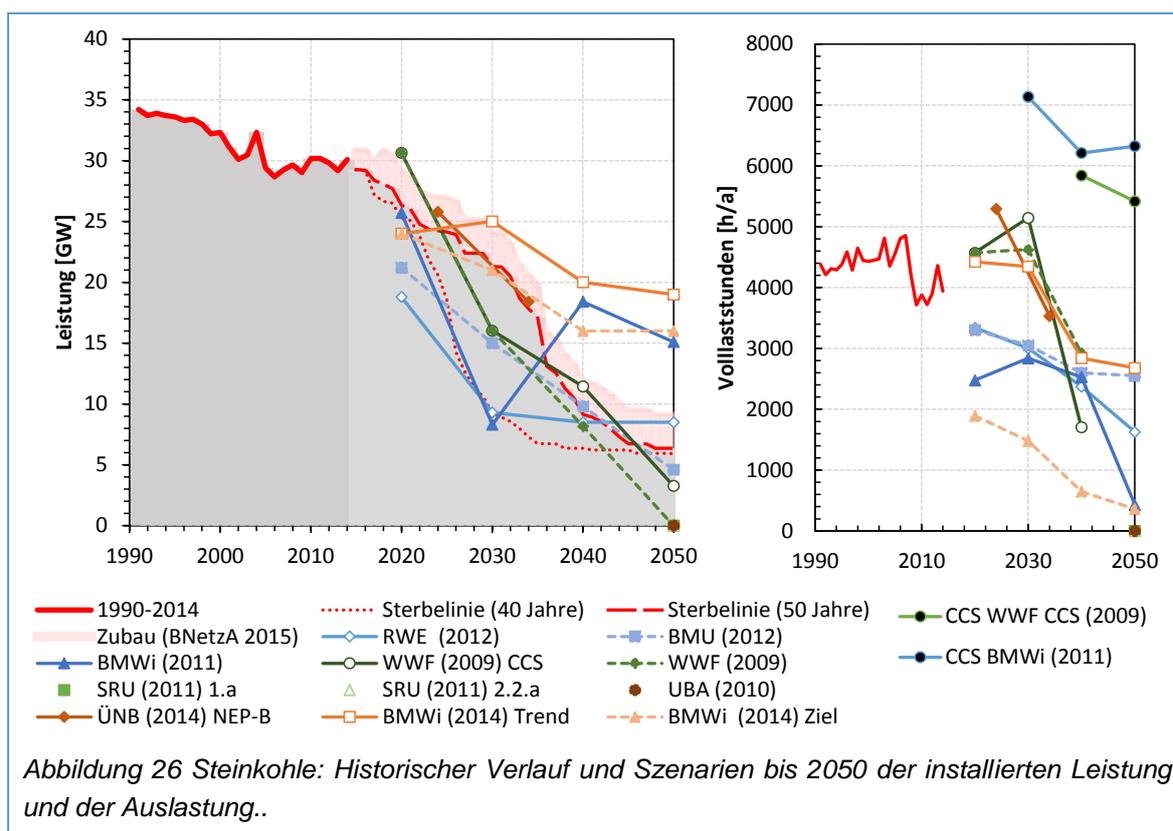
Historischer Verlauf: Die installierte Steinkohleleistung bewegte sich in der Vergangenheit im Bereich von ungefähr

30 GW (Abbildung 26). Die Stromerzeugung im Jahr 2014 betrug 119 TWh. Bei einer installierten Leistung von 30,1 GW¹⁰ entspricht dies einer durchschnittlichen Auslastung der Steinkohlekraftwerke von knapp 4000 VLS. Steinkohlekraftwerke werden aktuell zur flexiblen Deckung der Mittellast eingesetzt. Mit dem Großkraftwerk Mannheim (843 MW), den Blöcken A und B des Kraftwerks Moorbug (jeweils 766 MW) und dem Kraftwerk Wilhelmshaven (731 MW) werden im Jahr 2015 insgesamt 3,1 GW an Nettoleistung ans Netz gehen.

Szenarien: Für Steinkohle gehen ebenfalls alle Szenarien von einem starken Rückgang der installierten Leistung aus. Für das Jahr 2020 liegt die installierte Kraftwerksleistung in den betrachteten Szenarien zwischen 18,8 GW und 30,3 GW. Für das Jahr 2050 ergeben sich zwei Verlaufstrends. Während die Szenarien der Studien BMWi(2014) und BMWi(2011) installierte Leistungen im Bereich von 15 bis 19 GW aufweisen, sinkt die installierte Leistung in den anderen Szenarien auf 0 bis 9 GW ab. Erneut fällt die geringe installierte Leistung in der BMU Leitstudie 2011 (BMU2012) und der RWE(2012)-Studie im Stützjahr 2020 auf. Die installierte Kraftwerkskapazität liegt hierbei mit 19 und 21 GW deutlich unter der Sterbelinie von 25 GW im Jahr 2020. Zudem fällt ein starker Abfall der Steinkohle-Kraftwerksleistung in der BMWi(2011)-Studie im Jahr 2030 auf. Dieser Abfall resultiert daraus, dass die Jahre 2020 und 2030 nach dem beschlossenen Kernenergieausstieg neu berechnet wurden. Hierdurch zeigen sich starke

¹⁰ Eine Auswertung der Kraftwerksliste 2015 ergibt für das Jahr 2014 eine installierte Nettoleistung (in Betrieb, saisonale Konservierung, Sonderfall oder Reservekraftwerk) von 27,7 GW. Dies entspricht einer Bruttoleistung

von 30,1 GW (basierend auf der Annahme eines Eigenverbrauchs von 8 % der Bruttoleistung [3]). Im Vergleich dazu wird in den Energiedaten des BMWi [17] eine höhere Leistung von 34,4 GW angegeben.



Unterschiede für das Stützjahr 2030 im Vergleich zu den berechneten Fällen mit Laufzeitverlängerung der Kernenergie in der ein Jahr zuvor veröffentlichten Studie mit einer Steinkohle-Kraftwerksleistung im Bereich von 18 GW. Worauf diese Inkonsistenz zurückzuführen ist, ist nicht direkt nachvollziehbar.

Im Vergleich mit der Sterbelinie zeigt sich ein notwendiger Kraftwerkszubau bzw. Retrofit von Steinkohlekraftwerken für die betrachteten Szenarien von BMWi(2011) und BMWi(2014). Die Differenz zwischen Sterbelinie (inkl. aktuellem Zubau) und den Werten der Szenarien beträgt 6 bis 10 GW für das Jahr 2050. Ein Zubau bzw. Retrofit wäre demzufolge nach 2030 notwendig. WWF(2009) gibt einen Zubau zwischen 2008 und 2050 von 6,6 GW im Szenario ohne CCS und 9,6 GW im Szenario mit CCS an.

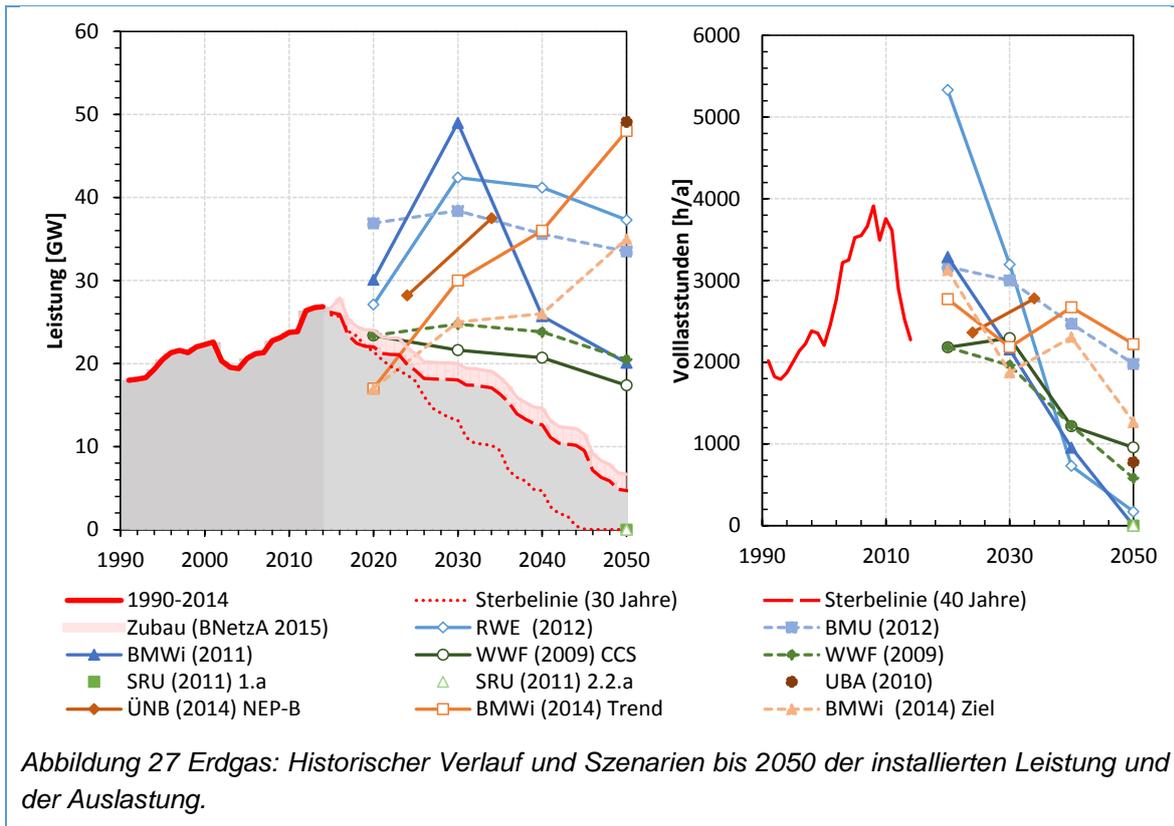
CCS wird im WWF(2009)-Szenario für eine Steinkohle-Kraftwerksleistung von 3 GW ab 2040 angewendet. In der

BMWi(2011)-Studie kommt CCS ab 2030 für eine Kraftwerksleistung von 1,4 GW zum Einsatz. Dieser Einsatz der CCS-Technologie wird auf 4,6 GW für 2040 und 10,7 GW für 2050 ausgeweitet.

Mit Ausnahme der CCS-Kraftwerke, mit einer Auslastung von 5500 bis 6300 VLS in den Jahren 2040 und 2050, nimmt die Auslastung der Steinkohle-Kraftwerke in allen Studien stark ab. Im Jahr 2020 liegt die Bandbreite der Volllaststunden zwischen 1900 und 4400 VLS. Die Auslastung der Kraftwerke sinkt bis 2050 weiter auf nur 360 VLS im BMWi(2011) Ziel-Szenario bis 2700 VLS im BMWi(2011)-Trendszenario.

5.3 Gaskraftwerke

Historischer Verlauf: Die installierte Leistung der Erdgas-Kraftwerke (vorwiegend GUD-Kraftwerke) nahm in der Vergangenheit zu auf 26,8 GW zum Ende des



Jahres 2014. Bedingt durch die geringen CO₂-Preise und die relativ zur Steinkohle gesehenen hohen Erdgaspreise nahm die Erzeugung seit 2010 mit 89 TWh stark ab auf 61 TWh im Jahr 2014. Aufgrund dessen ging die durchschnittliche Auslastung der Gaskraftwerke, nach einer hohen Auslastung zwischen 2005 und 2011 mit bis zu 3900 VLS, auf 2300 VLS im Jahr 2014 zurück (Abbildung 27).

Szenarien: Im Gegensatz zu Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken wird bei Gaskraftwerken in allen Szenarien (mit Ausnahme der SRU(2011)-Szenarien) von einem hohen Zubau bis 2050 ausgegangen. Dieser ist nötig, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Neben GUD-Kraftwerken werden hierbei auch verstärkt Gasturbinen-Kraftwerken (Open-Cycle) mit geringen Investitionskosten zur Spitzenlastdeckung und Sicherstellung der Versorgung zugebaut. Der Vergleich mit der Sterbelinie und den aktuellen Daten zum erwarteten Zubau

der Bundesnetzagentur zeigt deutlich eine Kapazitätslücke von 3 bis 13 GW für das Jahr 2020 bzw. 2024 für die Studien RWE(2012), BMU(2012), BMWi(2011) und ÜNB NEP (2014). Eine sehr geringe installierte Leistung ergibt sich hingegen in der BMWi(2014)-Studie für das Jahr 2020 mit nur 17 GW. Dies liegt 7 GW unter der Sterbelinie und würde einer vorzeitigen Stilllegung von Bestandsanlagen entsprechen. Langfristig ist jedoch in allen Szenarien ein deutlicher Zubau an Gaskraftwerken notwendig. Für die Entwicklung bis 2050 ergeben sich zwei Trends. Die installierte Leistung in den WWF(2009)-Szenarien und in der BMWi(2011)-Studie liegt zwischen 17 und 20 GW. Dies entspricht einem notwendigen Zubau von 11 bis 13 GW im Vergleich zur Sterbelinie. WWF(2009) gibt einen Zubau von 9,7 bis 12,4 GW an. In den anderen Studien beträgt die installierte Leistung der Gaskraftwerke zwischen 34 und 49 GW, wodurch ein Zubau von 28 bis 42

GW im Vergleich zur Sterbelinie erforderlich wäre (RWE(2012) gibt einen Zubau von 34 GW an). Auffällig ist die hohe installierte Leistung in dem 100%-EE Szenario von UBA(2010). Die Gaskraftwerke sind in diesem Szenario als Reservekraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig. Hierbei wird mittels Elektrolyse erzeugter Wasserstoff und Erdgassubstitut (SNG, Substitute Natural Gas) aus erneuerbaren Quellen rückverstromt.

Die durchschnittliche Auslastung der Gaskraftwerke in den Szenarien liegt zwischen 2200 und 3300 VLS für das Jahr 2020 (mit Ausnahme RWE(2012) mit 5300 VLS). Im weiteren Verlauf zeigt sich in unterschiedlichem Ausmaße ein Rückgang der Auslastung der Gaskraftwerke. In der RWE(2012)-Studie beträgt die durchschnittliche Auslastung im Jahr 2050 nur noch 170 VLS, bei BMWi(2011) stellen die Gaskraftwerke reine Reservekraftwerke dar. BMU(2012) und BMWi(2014) Trend zeigen eine deutlich höhere Auslastung der Gaskraftwerke im Jahr 2050 mit 2000 bis 2200 VLS.

5.4 Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks

Historischer Verlauf: Die Entwicklung der installierten Leistung des konventionellen Kraftwerkparks in Deutschland ist in Abbildung 28 dargestellt. Die installierte Leistung sank nach 1990 von 121 GW auf 107 GW bis 2003 und nahm anschließend wieder zu auf 114 GW im Jahr 2010. Seit 2010 ist ein Rückgang der Gesamtleistung zu beobachten. Im Jahr 2014 betrug die installierte Bruttoleistung nur noch 99 GW. Im Vergleich dazu betrug die Jahreshöchstlast im Jahr 2012 86,9 GW (Netto, inkl. Netzverluste) [14]. Auf den zusätzlichen Bedarf an Kraftwerkskapazität zur

Gewährleistung der Versorgungssicherheit, bedingt durch die Nichtverfügbarkeit einzelner Anlagen und einer gewissen Sicherheitsreserve, wird in Abschnitt 7 im Rahmen der gesicherten Leistung weiter eingegangen.

Szenarien: Die zukünftige Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks wird zum einen durch die gegebene Infrastruktur in Deutschland bestimmt und die daraus resultierende Sterbelinie aufgrund der technischen Lebensdauer der Anlagen und der geplanten Abschaltung der Kernkraftwerke bis 2022. Zum anderen kann es als Folge des hohen Zubaus an erneuerbaren Energien zu einem wirtschaftlich bedingten Kraftwerksrückbau kommen. Zudem ist ein Zubau an konventionellen Kraftwerkskapazitäten notwendig um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Aus diesem Grund sinkt die installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke in vielen Szenarien nur moderat auf 59 bis 75 GW bis 2050 (Abbildung 28). Ein stärkerer Rückgang der konventionellen Kraftwerksleistung wird nur in den 100%-EE-Studien (UBA2010, SRU2011) und in den älteren Studien BMWi(2011) und WWF(2009) gesehen. Hierbei muss jedoch berücksichtigt werden, dass in BMWi(2011) und WWF(2009) von einem starken Rückgang des Bruttostromverbrauchs und hohen Stromimporten ausgegangen wird. Der Vergleich mit der Sterbelinie zeigt, dass zusätzlich zu den veröffentlichten Neubauprojekten der Bundesnetzagentur nach 2020 in den meisten Studien ein weiterer Zubau an Kraftwerkskapazitäten notwendig ist, mit Ausnahme von BMWi(2011) und WWF(2009). In den anderen Szenarien sind bis 2030 zusätzlich 6 bis 22 GW an Retrofit- oder Neubaumaßnahmen erforderlich. Bei einer verkürzten Lebensdauer von 30 Jahren für Gaskraftwerke und 40 Jahren für Dampfkraftwerke wären wei-

tere 21 GW nötig. Bis 2050 nimmt die Lücke zwischen diesen Szenarien und der Sterbelinie sogar auf 37 bis 53 GW zu. **Zusammenfassend zeigt sich also, dass in den meisten Szenarien von einem hohen Bedarf an zusätzlicher konventioneller Kraftwerkskapazität (v.a Gaskraftwerke) nach 2020 ausgegangen wird (bis zu 53 GW bis 2050).**

Im Gegensatz zur installierten Kraftwerksleistung nimmt die Stromerzeugung der konventionellen Kraftwerke in allen Szenarien sehr deutlich ab (Abbildung 29). Mit Ausnahme des BMWi(2014)-Trendszenario liegt in allen betrachteten Szenarien die Bruttostromerzeugung der konventionellen Kraftwerke bis zum Jahr 2050 unter 100 TWh. Dies entspricht einem Rückgang der konventionellen

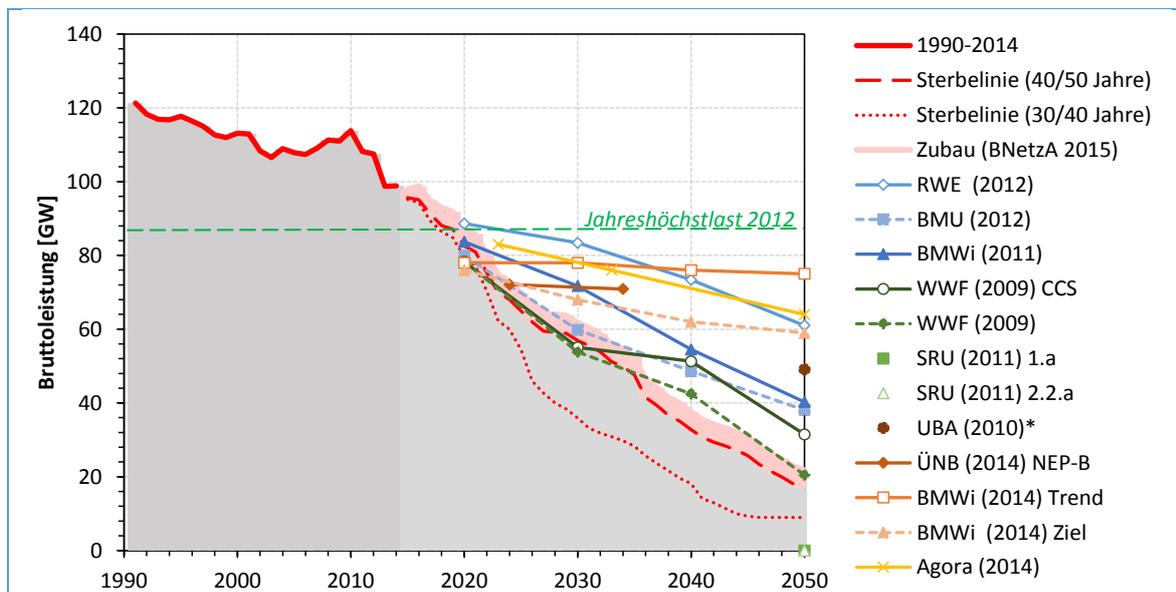


Abbildung 28 Konventionelle Kraftwerksleistung: Historischer Verlauf und zukünftige Szenarien

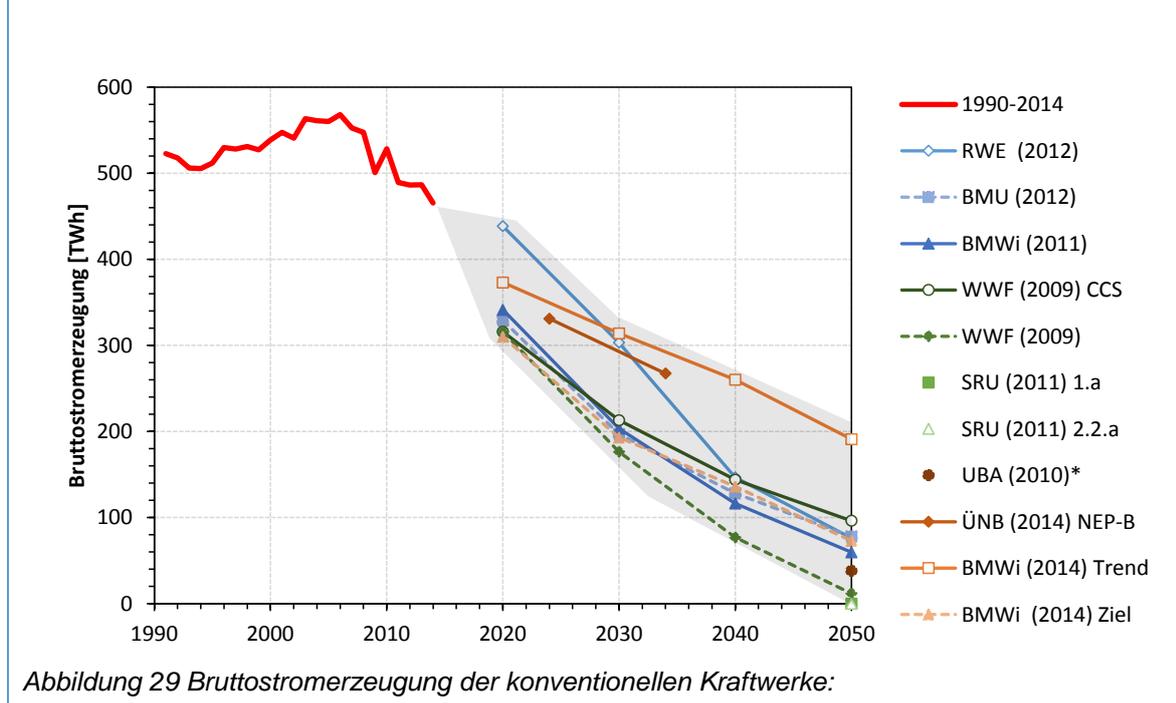


Abbildung 29 Bruttostromerzeugung der konventionellen Kraftwerke:

Stromerzeugung um mindestens 80 % relativ zum Jahr 2014 und bis zu 98 % im WWF(2009) Szenario ohne CCS. Der Vergleich zum moderaten Rückgang der installierten Kraftwerksleistung, von -35 % relativ zum Jahr 2014 in der Agora(2014)-Studie bis -79 % im WWF(2009)-Szenario ohne CCS, zeigt deutlich den hohen Rückgang der Auslastung konventioneller Kraftwerke. **Die Aufgabe der konventionellen Kraftwerke wandelt sich von der Stromerzeugung hin zur flexiblen Leistungsbereitstellung. Zudem werden die konventionellen Kraftwerke oft verstärkt als Reservekraftwerke vorgehal-**

ten, um in Ausnahmefällen ausreichend gesicherte Leistung bereitstellen zu können. Auf den zukünftigen Bedarf an gesicherter Leistung wird in Abschnitt 7 weiter eingegangen.

5.5 Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke

Für die zukünftige Wirtschaftlichkeit der konventionellen Kraftwerke hat neben der Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Kosten die Auslastung einen entscheidenden Einfluss. In Abbildung 30 ist die

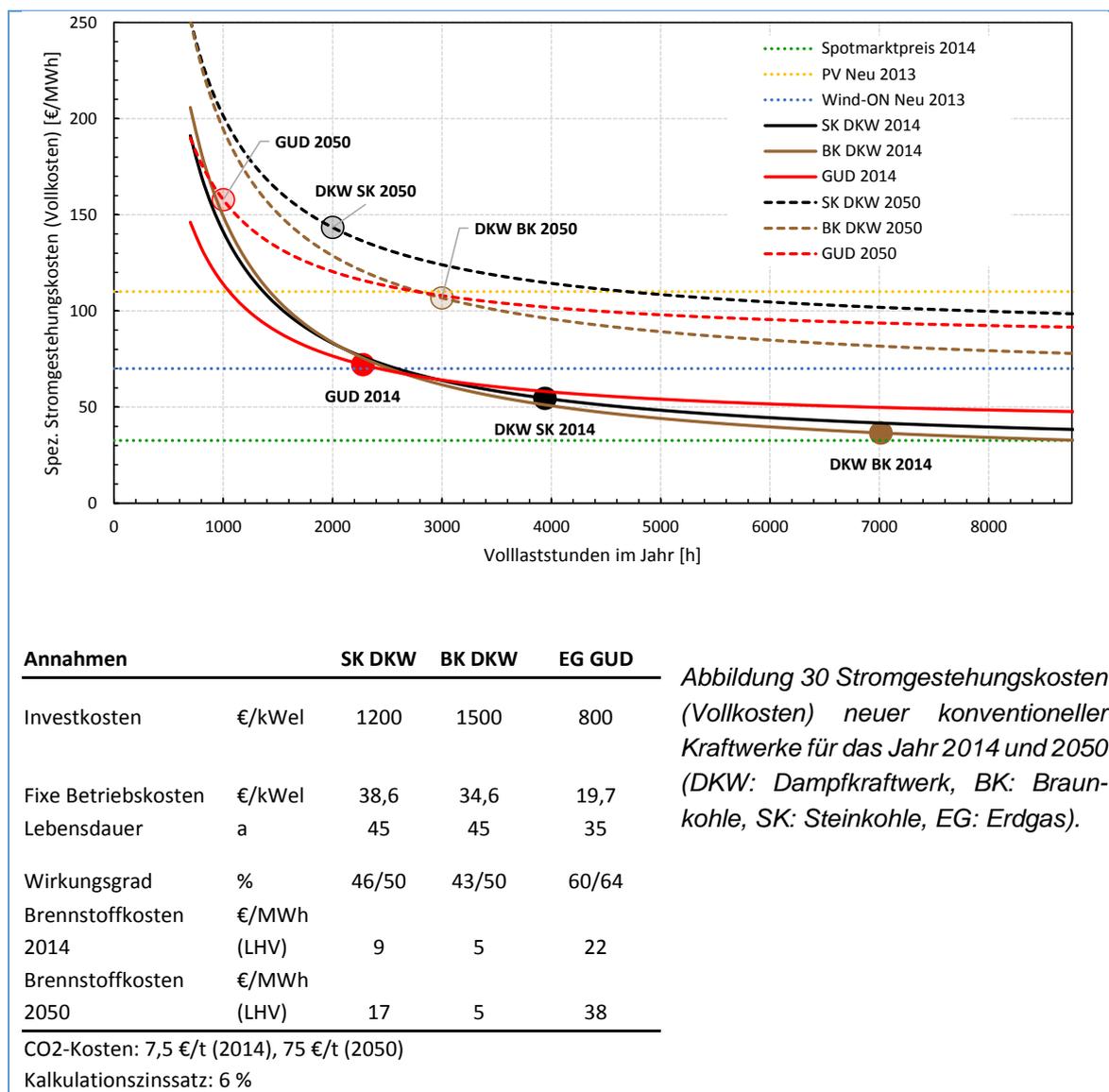


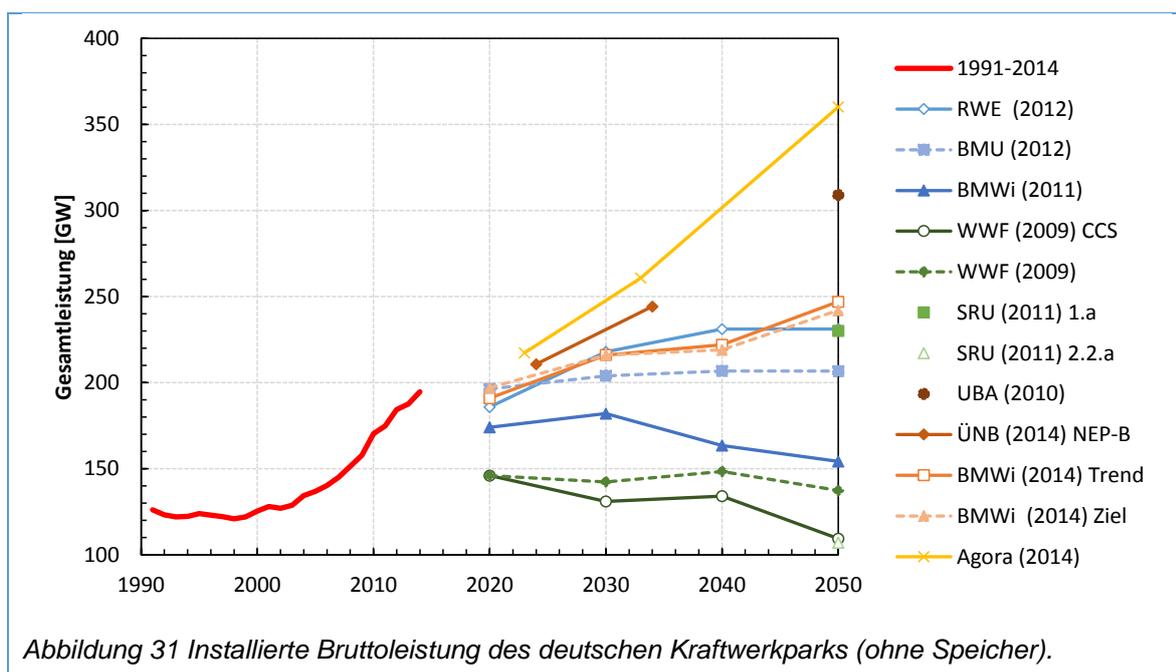
Abbildung 30 Stromgestehungskosten (Vollkosten) neuer konventioneller Kraftwerke für das Jahr 2014 und 2050 (DKW: Dampfkraftwerk, BK: Braunkohle, SK: Steinkohle, EG: Erdgas).

Entwicklung der Vollkosten der Stromerzeugung von neuen konventionellen Kraftwerken für das Jahr 2014 und 2050 beispielhaft aufgezeigt. Zudem ist der durchschnittliche Strompreis am Spotmarkt (Phelix Base, Day-Ahead) im Jahr 2014 dargestellt. Dieser lag im Jahr 2014 bei 32,6 €/MWh. Im Vergleich dazu liegen für das Jahr 2014 lediglich die Vollkosten eines neuen Braunkohlekraftwerks (7000 VLS) mit 36 €/MWh in der Nähe des durchschnittlichen Strompreises. Steinkohlekraftwerke (4000 VLS) und Erdgaskraftwerke (2300 VLS) weisen mit 55 €/MWh und 72 €/MWh deutlich höhere Stromgestehungskosten auf. Für das Jahr 2050 werden die Stromgestehungskosten der konventionellen Kraftwerke weiter steigen aufgrund der höheren Brennstoff- und CO₂-Kosten. Zudem wirkt die Reduzierung der Auslastung der konventionellen Kraftwerke zusätzlich preistreibend. Als Folge dessen liegen die Stromgestehungskosten in dieser Beispielrechnung mit 107 €/MWh für ein neu errichtetes Braunkohle-Dampfkraftwerk, 143 €/MWh für ein Steinkohle-Dampfkraftwerk und 158 €/MWh für ein Erdgas-GUD deutlich über den heutigen Vollkosten von neuen Wind-Onshore-Anlagen von ca. 70

€/MWh [20]. Für die erneuerbaren Energien, insbesondere für die Photovoltaik, wird zudem auch zukünftig von fallenden Investitionskosten durch Lerneffekte und steigende Produktionsvolumina ausgegangen. **Zusammenfassend zeigt sich, dass es im Rahmen des heutigen Marktdesigns keine Anreize zur Investition in neue konventionelle Kraftwerke gibt. Zudem werden die Vollkosten der konventionellen Kraftwerke in Zukunft über den Vollkosten der erneuerbaren Energien liegen.**

5.6 Entwicklung der Gesamtleistung

Die installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke geht wie in Kapitel 5.4 gezeigt in vielen Studien nur moderat zurück. Aus diesem Grund sowie des geringen Jahresnutzungsgrads von Windenergie- und PV-Anlagen nimmt die installierte Gesamtleistung in Deutschland seit 2000 stark zu (Abbildung 31). Die installierte Bruttoleistung in Deutschland betrug zwischen 1990 und 2000 ungefähr 125 GW. Mit der Zunahme der installierten Leistung



der erneuerbaren Energien nach 2000 stieg die Gesamtleistung in Deutschland bis 2014 auf 195 GW an. Im weiteren Verlauf gehen viele Studie bis 2050 nur noch von einem moderaten Anstieg der Kraftwerksleistung auf 206 bis 240 GW aus (BMU2012, SRU2011 1.a., RWE2012, BMWi2014). Im Gegensatz dazu ergibt sich in der BMWi(2011)-Studie, dem SRU(2011) 2.a-Szenario und der WWF(2009)-Studie ein deutlich reduzierter Kraftwerkspark mit 107 bis 154 GW.

Auf der anderen Seite gehen die Agora(2014)-Studie und die UBA(2010)-Studie von einem fortlaufenden Anstieg der Gesamtleistung auf 360 GW (90 % EE-Anteil) und 309 GW (100 % EE-Anteil) bis 2050 aus. Als Folge ergibt sich eine sehr große Bandbreite der installierten Gesamtleistung für 2050 zwischen 100 und 360 GW.

6 Speicherbedarf

Ein Bedarf an Speichern kann aus folgenden Gründen resultieren, um eine Reduktion der Kosten und eine Reduktion der Treibhausgasemissionen des (auf erneuerbaren Energien basierenden) Gesamtsystems zu erreichen:

- Bereitstellung von Systemdienstleistungen (z.B. Regelleistung) und Beitrag zur gesicherten Leistung
- Aufnahme von Stromüberschüssen und Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch
- Entlastung des Stromnetzes und Vermeidung von Netzausbau (z.B. durch Heimspeicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs, Großspeicher im Norden Deutschlands zur Vergleichmäßigung der Windenergieeinspeisung)
- Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke und KWK-Anlagen durch Wärmespeicher (Reduktion des thermischen Must-Run)
- Substitution von (fossiler) Primärenergie in anderen Sektoren, z.B: E-Mobilität, Erzeugung von Kraftstoffen und Chemikalien mittels Elektrolyse, Power-to-Heat

Der Fokus dieser Metaanalyse liegt auf den Untersuchungen zum Bedarf an Stromspeichern zur Aufnahme und Systemintegration von Überschüssen. Diese resultieren aus der Erzeugung erneuerbarer Energien und inflexibler konventioneller Kraftwerke (v.a. Industrie und KWK), die sich nicht an der Nachfrage orientieren. Auf die anderen genannten Speicheranwendungen soll im Folgenden nur kurz eingegangen werden:

- Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Beitrag zur gesicherten

Leistung: Untersuchungen im Rahmen der dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“ [36] ergaben, dass für das Jahr 2033 der Bedarf an Primärregelleistung in vielen Stunden nicht durch konventionelle Kraftwerke und bestehende Pumpspeicher gedeckt werden kann. Als wirtschaftlich günstigste Variante stellte sich die Bereitstellung von Primärregelleistung durch Großbatterien heraus. Speicher können zudem weitere Systemdienstleistungen (Spannungshaltung, Schwarzstart) übernehmen und tragen zur gesicherten Leistung mit 80 bis 90 % ihrer Nennleistung bei (siehe auch Kapitel 7).

- Entlastung des Stromnetzes und Vermeidung von Netzausbau: Nach Agora(2014) ist der Einsatz von Batteriespeichern in der Mittelspannungsebene zur Netzentlastung im Vergleich zum konventionellen Netzausbau nicht wirtschaftlich. In der Niederspannungsebene können Speicher jedoch im Einzelfall eine kosteneffiziente Variante darstellen. Allerdings kann der marktorientierte Betrieb von Speichern die Netzbelastung sogar verschärfen (zu diesem Ergebnis kam auch die dena Netzstudie II [37]). Ein netzdienlicher Betrieb von Hausspeichern zur Eigenverbrauchsoptimierung von PV kann jedoch durch eine ausreichende Dimensionierung (um die Einspeisespitze der PV-Erzeugung zur Mittagszeit aufnehmen zu können) erreicht werden. Die Untersuchungen der BMWi(2014) Roadmap Speicher für das Hochspannungsnetz zeigen, dass der Zubau von PtG-Anlagen im Norden Deutschlands (zur Aufnahme der Stromerzeugung aus

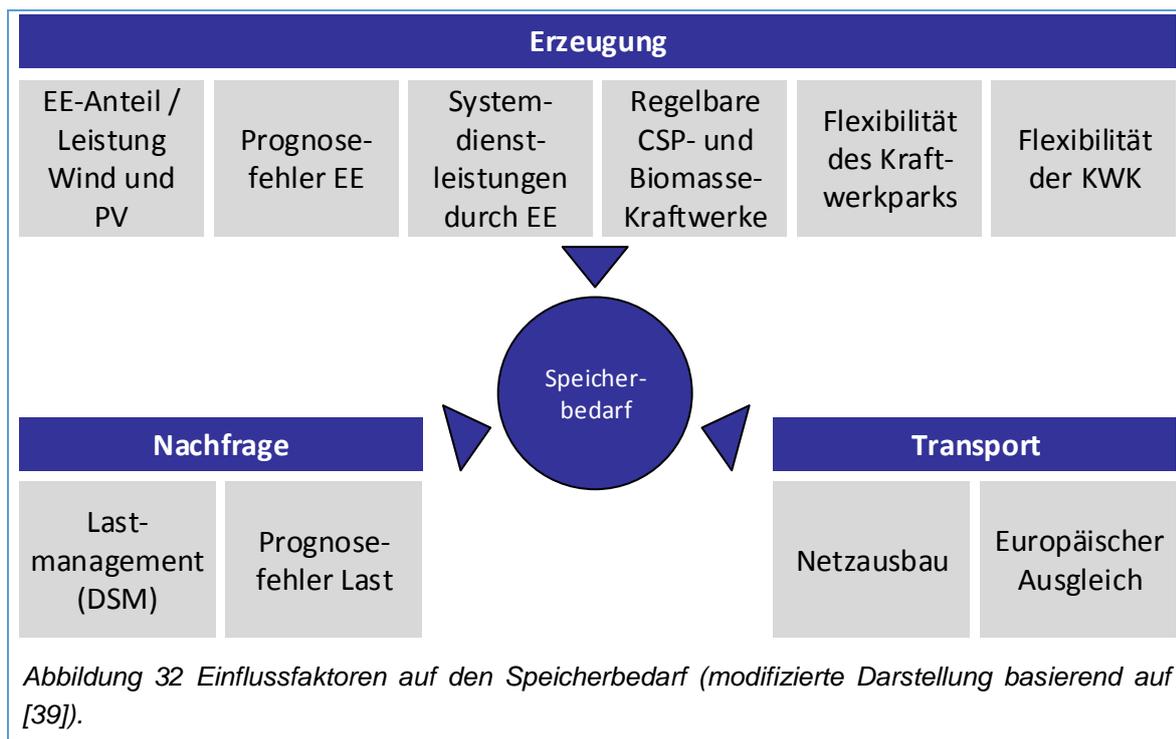
Wind-Offshore-Anlagen) und GUD-Kraftwerken im Süden Deutschlands netzentlastend wirkt und zu Einsparungen im Netzbetrieb führt. Die Einsparungen durch vermiedenen Redispatch und vermiedene Abregelung von erneuerbaren Energien liegen jedoch in den betrachteten Szenarien mit einem EE-Anteil von 45-50 % und 69 % deutlich unter den zusätzlichen Kosten.

- Substitution von (fossiler) Primärenergie in anderen Sektoren: Im Rahmen der Agora(2014)-Studie wurde das Potential von sektorübergreifenden Stromspeichern untersucht. Unter der Voraussetzung ehrgeiziger Klimaziele wird langfristig bis 2050 das Potential von 40-130 GW an Elektrolyseleistung zur Erzeugung von Kraftstoffen und Chemikalien und damit zur Dekarbonisierung des Mobilitäts- und Chemie-sektors gesehen. Unter der Annahme stark fallender Investitionskosten wären PtX-Speicher bei Strombezugspreisen von 2,5-7 ct/kWh für das Jahr 2030 und 7-9 ct/kWh für das Jahr 2050 konkurrenzfähig zu fossilen Kraftstoffen. Für Batteriespeichern werden die CO₂-Vorgaben für Fahrzeugflotten und steigende Strombezugskosten für Haushalte als maßgebliche Markttreiber gesehen. Das Potential für die Elektromobilität liegt nach Ansicht der Autoren bei ca. 15 bis 80 GW bis 2033 und 20 bis 120 GW bis 2050. Für Hausspeicher wird mittelfristig, insbesondere nachdem dem Auslaufen der Förderung durch das EEG für eine größere Zahl an älteren PV-Anlagen, ein größerer Markt für Batteriespeicher gesehen (2033: ca. 5-15 GW, 2050: ca. 15-40 GW).

Mit dem Bedarf an Stromspeichern im Zuge der Energiewende zum Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage haben sich

viele Studien beschäftigt. Eine Metaanalyse von Studien vor 2014 gibt die Studie Energiespeicher des Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IWES [38]. Hinsichtlich des erwarteten Speicherzubaues wurden hierbei 7 Studien verglichen allerdings ohne auf die Randbedingungen genauer einzugehen. Der Speicherbedarf variiert sehr stark in den Bezugsjahren (ca. 8-14 GW für 2020, 9-51 GW für 2050). Grundsätzlich wird in der Metastudie bemängelt, dass sich die meisten Studien nur mit großtechnischen Speichern beschäftigen und sich hinsichtlich der Technologien auf Power-to-Gas, Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Batteriespeicher beschränken. Dies ist in den im Rahmen dieser Metaanalyse untersuchten Studien ebenfalls der Fall. Der Bedarf von Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien und Aufnahme von Überschüssen ist von einer Vielzahl an Randbedingungen abhängig. Ein Überblick der Einflussfaktoren auf den Speicherbedarf ist in Abbildung 32 dargestellt. Neben dem Ausbau der fluktuierenden Erzeugung durch Wind- und PV-Anlagen sind insbesondere die Annahmen zur Flexibilisierung der Nachfrage (Lastmanagement bzw. Demand-Side Management, DSM) und der Flexibilisierung der konventionellen Erzeugung sowie der mögliche Ausgleich durch das europäische Verbundnetz maßgeblich für die Überschussstrommenge verantwortlich.

In Tabelle 4 ist dargestellt, in welchen Studien ein zukünftiger Speicherbedarf zusätzlich zu den heutigen Pumpspeichern (PSW) in Deutschland gesehen wird. In den Studien wird von einer aktuellen Pumpspeicherleistung zwischen 6,4 und 9 GW ausgegangen, abhängig davon ob in die deutsche Regelzone eingebundene ausländische PSW berücksichtigt werden (z.B. PSW Vianden in Luxemburg oder PSW Illwerke in Österreich). In den



meisten Studien wird zudem davon ausgegangen, dass die Speicherleistung leicht zunimmt auf 9 bis 12 GW bis 2050. Zusätzlicher Speicherbedarf zu den Pumpspeichern wird für das Bezugsjahr 2020 in keiner der betrachteten Studien gesehen, bei einem Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch zwischen 30 und 47 %. Für die Stützjahre 2030 und 2040 mit einem EE-Anteil von 41 bis 76 % ergibt sich lediglich in den WWF(2009)-Szenarien ein Bedarf an zusätzlichen Speichern. In der BMU-Leitstudie 2011 (BMU2012) wird ab 2030 Wasserstoff vorwiegend zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors mittels Elektrolyse hergestellt. Allerdings wird angemerkt, dass die Überschüsse nicht ausreichend sind (bzw. durch andere Flexibilitätsoptionen genutzt werden), um die Energiemenge von insgesamt 110 TWh bis 2050 bereitzustellen. Zur Herstellung des Wasserstoffs sind daher zusätzliche, hierfür reservierte, EE-Leistungen notwendig.

Die auf die Untersuchung des zukünftigen Speicherbedarfs ausgerichteten Studien Agora(2014) und Roadmap Speicher

(BMWi Roadmap 2014) ergeben für das Stützjahr 2030 bzw. 2033, mit einem Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 67 % und 60 % keinen gesamtwirtschaftlich sinnvollen Speicherzubau. Lediglich unter der Annahme einer verzögerten Flexibilisierung des Energiesystems, stark sinkender Investitionskosten der Speicher und hoher Opportunitätskosten für nicht integrierbare regenerative Einspeisung von 62 €/MWh ergibt sich nach Agora(2014) für das Jahr 2033 (60 % EE-Anteil) ein gesamtwirtschaftlich sinnvoller Speicherzubau. Durch einen Zubau von 3 GW an Langzeitspeichern kommt es unter den genannten Annahmen zu einer geringfügigen Reduktion der Gesamtkosten. Auf der anderen Seite sieht die Studie Roadmap Speicher selbst bei einem Anteil der erneuerbaren Energien von 67 % (Ziel Energiekonzept: 65 % bis 2040) keinen zusätzlichen Speicherbedarf. Voraussetzungen hierfür sind jedoch eine zunehmende Flexibilisierung des Energiesystems. Unterstellt wird in beiden Studien sowohl eine Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks, insbesondere

Tabelle 4 Bedarf an zusätzlicher Speicherleistung in den betrachteten Studien.

Speicherzubau ja/x oder nein/o	2020	2030	2040	2050
EE-Anteil	30-47%	41-67 %	50-76 %	64-100 %
WWF (2009) CCS	o	x	x	x
BMWi (2014) Trend	o	o	o	o
BMWi (2011)	o	o	o	o
BMWi (2014) Ziel	o	o	o	o
VDE (2012) E	o			x
WWF (2009)	o	x	x	x
BMU (2012)	o	x1	x1	x1
BMWi Roadmap (2014) A	o	o		o
BMWi Roadmap (2014) B				x2
BMWi Roadmap (2014) C				x
Agora (2014)	o	o		x
SRU (2011) 2.2.a				x
SRU (2011) 1.a				x
UBA (2010)				x

1 Aufnahme von Überschüssen durch Wasserstoffelektrolyse für den Mobilitätssektor

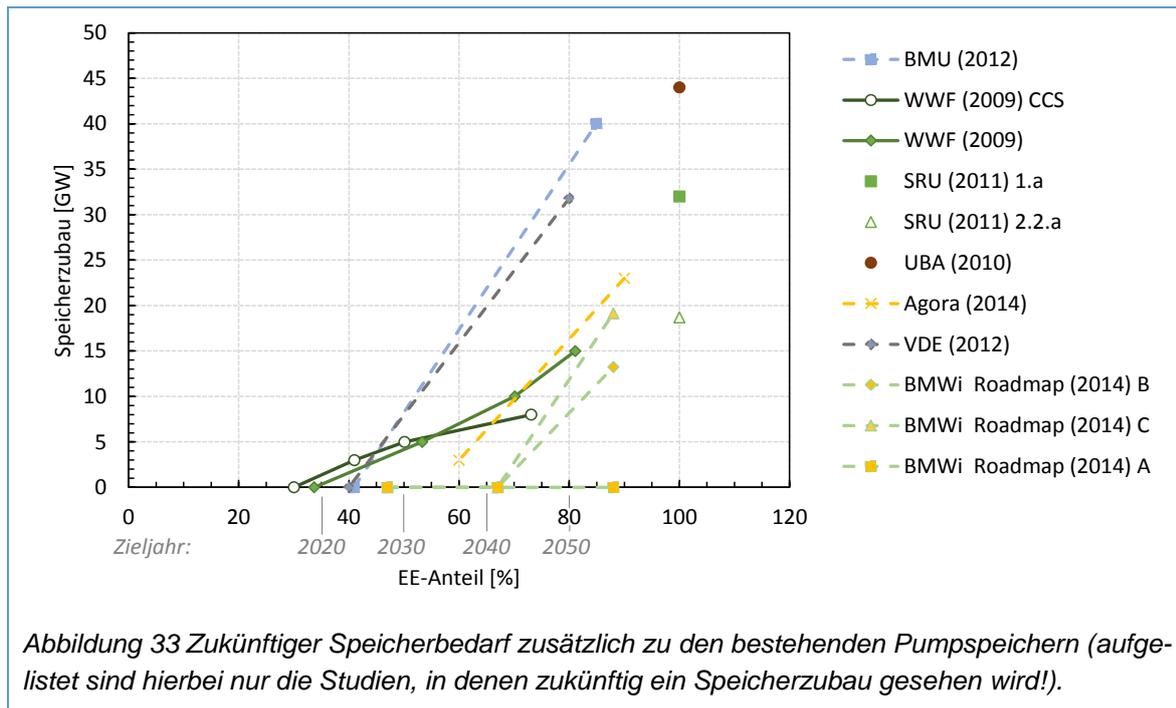
2 Abhängig von den Annahmen zu DSM

der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, als auch der Nachfrage.

Ein Überblick des Bedarfs zusätzlicher Speicherleistung in den Studien mit Speicherzubau in Abhängigkeit des EE-Anteils ist in Abbildung 34 gegeben. Hierbei wird deutlich, dass, mit Ausnahme der WWF(2009)-Studie, keine Studie einen Speicherbedarf bis zu einem EE-Anteil von 60 % (obere Grenze des EEG 2014-Korridors für 2035) sieht. Ab einem EE-Anteil von 60 % kann ein Speicherzubau gesamtwirtschaftlich unter günstigen Umständen (sinkende Investitionskosten, inflexibles Energiesystem) sinnvoll sein (Agora 2014). Einen wirklichen Speicherbedarf sehen die meisten Studien jedoch erst für Szenarien mit einem EE-Anteil von über 80 %. Allerdings muss angemerkt werden, dass der Bereich zwischen 60 % und 80 % in den vorgestellten Speicherstudien nur in einem Szenario der Roadmap-Speicher untersucht wurde.

Hier wären weitere Analysen wünschenswert. Der Speicherbedarf in den Szenarien mit einem EE-Anteil zwischen 80 und 90 % variiert stark, zwischen 0 GW im Szenario A der BMWi(2014) Roadmap Speicher (DSM und Europäisches Verbundnetz mit 80 GW an Solarthermischen Kraftwerken in Spanien und Nordafrika) und bis zu 32 GW in der VDE(2012)-Studie Energiespeicher für die Energiewende (Deutschland national ohne Netzanbindung). Für die Szenarien mit einem Anteil der erneuerbaren Energien von 100 % bewegt sich der Speicherbedarf zwischen 18,7 GW (SRU2011, Szenario 2.2 a mit Nutzung der skandinavischen Pumpspeicher) und 44 GW (UBA2010, Deutschland national ohne Netzanbindung).

Eine detaillierte Gegenüberstellung der relevanten Randbedingungen in Bezug auf den Flexibilitäts- oder Ausgleichsbedarf sowie den Annahmen zu alternativen Flexibilitätsoptionen wird in Tabelle 5 für das Stützjahr 2050 gegeben. Zudem



werden die berücksichtigten Speicheroptionen in den Studien aufgezeigt. Grundsätzlich ergibt sich ein stark unterschiedlicher Flexibilitätsbedarf des Energiesystems zwischen den Studien. Dieser ist bedingt durch die Bandbreite der installierten Wind- und PV-Leistung von 74 GW im WWF(2009)-CCS-Szenario und 279 GW in der Agora(2014)-Studie mit einem Anteil von 36 bis 94 % am Bruttostromverbrauch. Der Ausgleichsbedarf der fluktuierenden Einspeisung von Wind- und PV-Anlagen kann neben Speichern insbesondere durch eine Flexibilisierung der Nachfrage (DSM) sowie Importe und Exporte gedeckt werden. DSM wird in den meisten Studien in großem Umfang eingesetzt. Die maximal verschobene Leistung beträgt hierbei bis zu 50 GW. Dies entspricht über der Hälfte der heutigen Jahreshöchstlast. Diese extrem hohen DSM-Potentiale resultieren insbesondere aus einer starken Zunahme der Elektromobilität und einer Nutzung der Ladeleistung zum Lastmanagement. In der UBA(2010)-Studie wird zum Beispiel für das Bezugsjahr 2050 durch die berücksichtigten neuen (gesteuerten) Verbraucher - Wärmepumpen und E-Kfz (15 Mio. Plug-in-Hybride

und 10 Mio. E-Kfz) - die Höchstlast um lediglich 8 GW erhöht, die minimale Residuallast jedoch um 41,5 GW von -105 GW auf -64 GW reduziert.

Neben dem Lastmanagement spielt der Ausgleich durch das europäische Energiesystem eine entscheidende Rolle für den Speicherbedarf. Mit Ausnahme der VDE(2012)-Studie, dem Szenario 1.a der SRU(2011)-Studie und der UBA(2010)-Studie berücksichtigen alle Studien die Einbindung Deutschlands in das europäische Verbundnetz. Zusätzlich wird in vielen Studien ein starker Ausbau von Solarthermischen Kraftwerken mit Wärmespeicher in Südeuropa und Nordafrika angenommen. Diese bieten die Möglichkeit eines flexibel regelbaren Betriebs und tragen gleichzeitig zu den zum Teil sehr hohen Importen von EE-Strom nach Deutschland bei (siehe Kapitel 4.4). Die installierte Leistung beträgt dabei in einzelnen Studien bis zu 80 GW.

Insgesamt weisen das Szenario SRU(2011) 1.a, die UBA(2010)-Studie, die Agora(2014)-Studie und die VDE(2012)-Studie den höchsten Residualbedarf an Flexibilitätsoptionen auf.

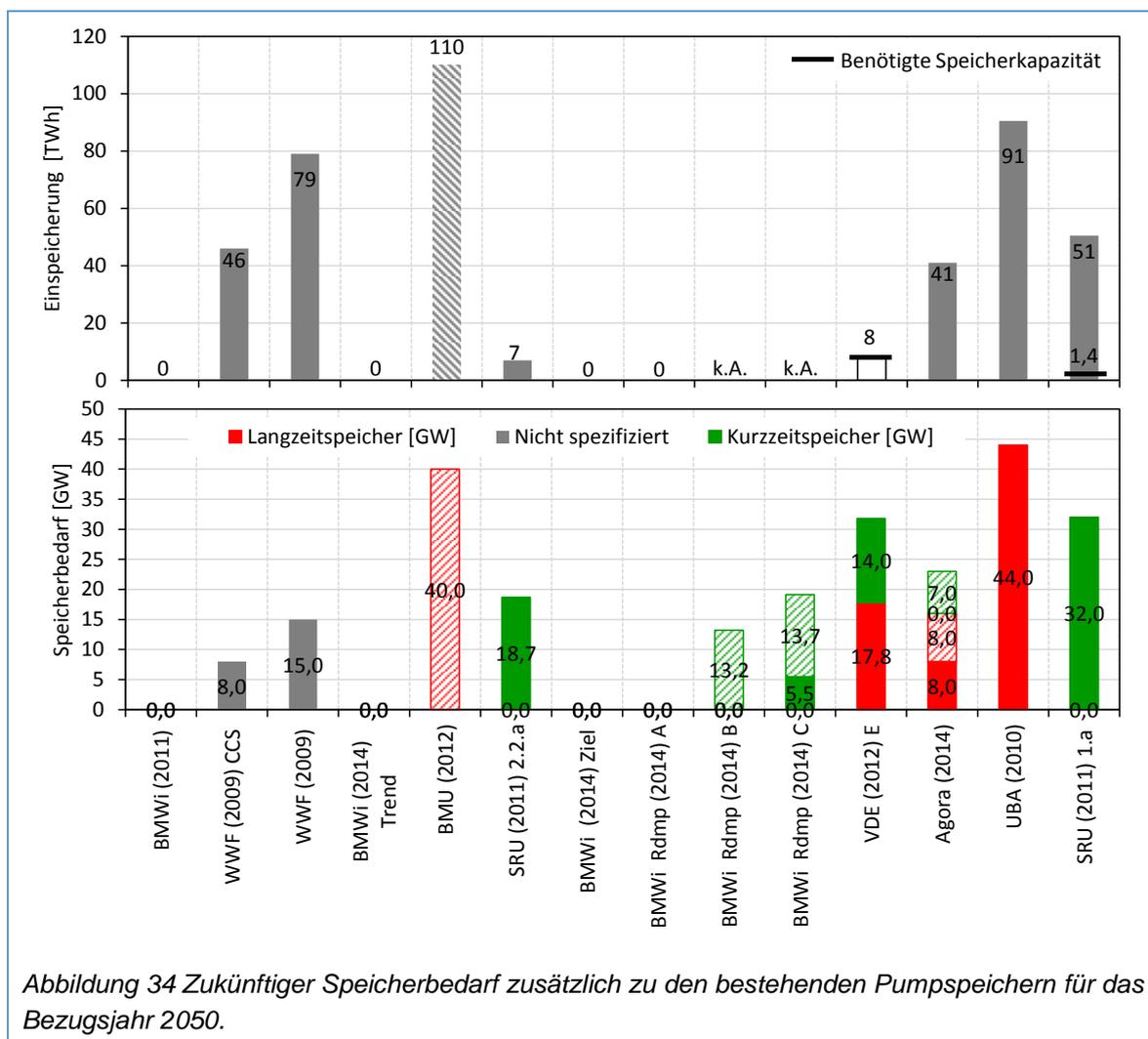
Tabelle 5 Überblick des Flexibilitätsbedarfs und alternativer Flexibilitätsoptionen in den betrachteten Szenarien sowie der berücksichtigten Speicheroptionen (x=ja, o=nein).

	BMWi (2011)	WWF (2009) CCS	WWF (2009)	BMWi (2014) Trend	BMU (2012)	SRU (2011) 2.2.a	BMWi (2014) Ziel	BMWi Rdmp (2014) A	BMWi Rdmp (2014) B	BMWi Rdmp (2014) C	VDE (2012) E	Agora (2014)	UBA (2010)	SRU (2011) 1.a
Flexibilitätsbedarf Hoch / Niedrig	--	--	--	-	-	-	o	o	o	+	o	++	++	++
Wind+PV [GW]	99,9	73,5	100,1	160	150,01	97,8	166	164,2	164,2	198,8	144,3	279	225	192,2
Wind+PV Anteil an BSV [%]	44	36	49	51	55	73	61	61	61	61	58	82	81	94
EE-Anteil D [%]	76,3	73,1	81,1	64	84,9	100	79	88	88	88	80	90	100	100
Alternative Flexibilitätsoptionen Hoch / Niedrig	-	o	o	-	-	o	-	-	o/-	o/-	+	-	o	+
Import/Export	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	o	x	o	o
DSM [GW]	3,2	o	o	(18 TWh)	~20-50	o	(26 TWh)	~27	~0-27	~0-29	50	14,3	41,5	o
Netzausbau	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Regelbare CSP EUNA [GW]	50-75	ja	ja	o	79,6	o	k.A.	79,6	25,1	0	o	0	o	o
Biomasse / KWK flexibel	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	x	x / k.A.	k.A.	x	x	x	z.T. / o	x / z.T.	x	x / k.A.
Residualbedarf Flexibilität Hoch / Niedrig	---	--	--	--	--	-	-	-	o/-	+/o	+	+	++	+++
Berücksichtigte Speicheroptionen														
H2 (Langzeit)					x	x		x	x	x	x	x	x	x
Druckluft (Kurzzeit)					o	x		o	o	o	x	x	o	x
Batterie (Kurzzeit)					o	o		x	x	x	o	x	o	o

Eine Übersicht des zusätzlichen Speicherbedarfs in den betrachteten Szenarien für das Bezugsjahr 2050 ist in Abbildung 34 dargestellt. Hierbei wird zwischen Kurzzeitspeichern (<24 h) und Langzeitspeichern (>24 h) unterschieden. Ein Vergleich des ermittelten Speicherbedarfs mit dem in Tabelle 5 dargestellten Flexibilitätsbedarf und den berücksichtigten Flexibilitätsoptionen zeigt die Abhängigkeit der Ergebnisse von den Randbedingungen. Der höchste Speicherbedarf ergibt sich in den Worst-Case-Betrachtungen der rein nationalen Versorgung UBA(2010), VDE(2012) und SRU(2011) 1.a. Zudem ergibt sich ein hoher Speicherbedarf in der Agora(2014)-Studie aufgrund der sehr hohen installierten Leistung von Wind und PV sowie einem EE-

Anteil von 90 %. Während in der BMWi(2014) Roadmap Speicher und der SRU(2011)-Studie nur Kurzzeitspeicher (Batterien und Druckluftspeicher) zum Einsatz kommen und kein Bedarf an der Langzeitspeichertechnologie Power-to-Gas gesehen wird, kommt die Agora(2014)-Studie und die VDE(2012)-Studie zum dem Schluss, dass sowohl Langzeitspeicher als auch Kurzzeitspeicher zur Integration der erneuerbaren Energien gesamtwirtschaftlich sinnvoll sind (UBA2010 berücksichtigt nur Langzeitspeicher).

Der Einfluss des Lastmanagements auf den Speicherbedarf wird in der Studie BMWi(2014) Roadmap Speicher im Rah-



men des Szenarios B und C näher untersucht. Im Szenario B findet ein reduzierter Ausbau Solarthermischer Kraftwerke in Südeuropa und Nordafrika statt. Die installierte Leistung der Solarthermischen Kraftwerke beträgt in diesem Szenario aber dennoch 25,1 GW. Ein Zubau von 13,4 GW an Speicherkapazitäten wäre notwendig, wenn zusätzlich kein Lastmanagement berücksichtigt wird. Im Szenario C wird die angenommene Flexibilität der europäischen Erzeugung noch stärker reduziert. Es werden keine Solarthermischen Kraftwerke sowie eine reduzierte Leistung der Biogasanlagen, die mit einer hohen Flexibilität abgebildet waren, berücksichtigt. Als Folge dessen ergibt sich im Szenario C ein Speicherbedarf von 5,5 GW. Wird zudem noch das Flexibilitätspotential des Lastmanagements vernachlässigt, so erhöht sich der Speicherbedarf auf über 19 GW.

Interessant ist zudem die Auslastung der Speicher. In der UBA(2010)-Studie erreicht die Elektrolyse eine maximale Auslastung von 3300 VLS. In der Agora(2014)-Studie liegt die Auslastung der Kurzzeitspeicher bei unter 2000 VLS für das Bezugsjahr 2050 und die Auslastung der Langzeitspeicher bei maximal 2500 VLS. Die VDE(2012)-Studie gibt durchschnittliche Auslastungen von unter 800 VLS für die Kurzzeitspeicher und 1550 VLS für Langzeitspeicher an. Diese

grundsätzlich geringe Auslastung erschwert die Wirtschaftlichkeit der investitionsintensiven Speicher.

Zusammenfassend zeigt sich, dass unter Berücksichtigung des Europäischen Ausgleichs ein Speicherbedarf erst nach 2035 oder sogar 2040 mit einem EE-Anteil von über 60 % gesehen wird. Unter der Annahme einer stark zunehmenden Flexibilisierung des Energiesystems (Lastmanagement und flexible konventionelle Kraftwerke) sehen viele Studien selbst für Szenarien nach 2050 mit einem EE-Anteil von über 80 % keinen zusätzlichen Speicherbedarf zu bestehenden Pumpspeichern. Der zukünftige Treiber für Speicher ist daher zumindest mittelfristig nicht die Aufnahme von Stromüberschüssen. Hohes Potential für Speicher wird jedoch zum einen im sektorübergreifenden Einsatz gesehen, insbesondere um die europäischen Vorgaben zu den CO₂-Emissionen im Mobilitätssektor zu erreichen. Zum anderen stellen die steigenden Strombezugskosten ein Markttreiber für die Optimierung des Eigenverbrauchs mittels Hausspeicher dar. Zudem stellen Speicher (v.a. Wärme) einen wichtigen Baustein zur Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke und der Nachfrage dar.

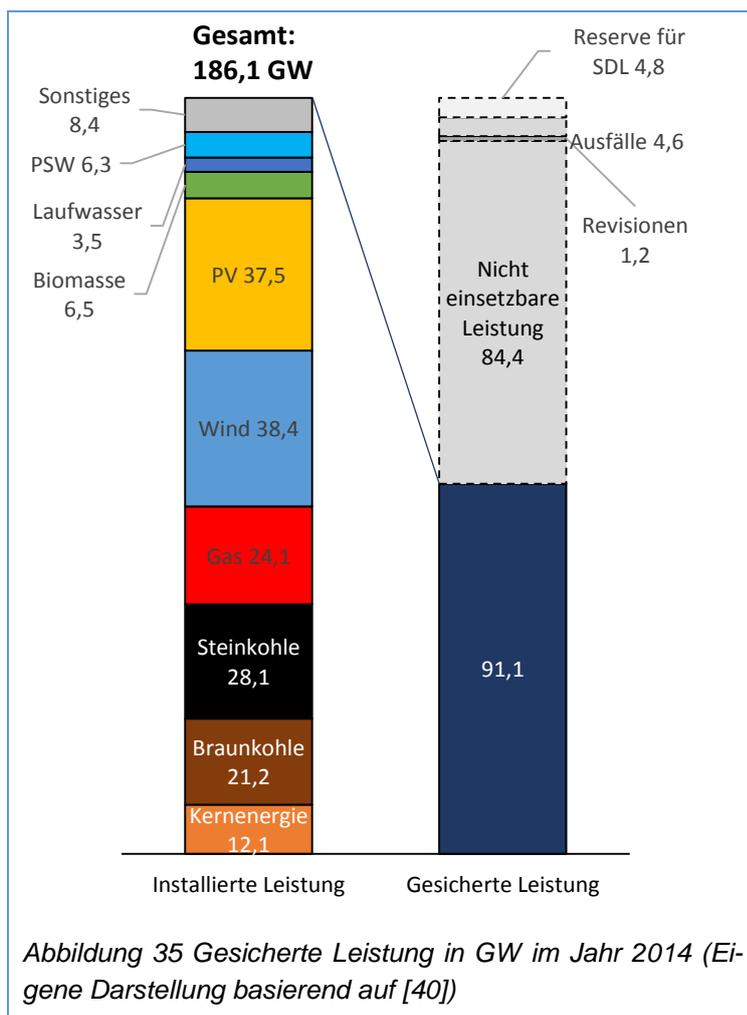
7 Gesicherte Leistung

Mit der Methodik der gesicherten Leistung kann die Versorgungssicherheit abgeschätzt werden. Die gesicherte Leistung entspricht, im Gegensatz zu der installierten Leistung, der Leistung die tatsächlich mit einer hohen Sicherheit in das Netz eingespeist werden kann. Zur Sicherstellung der Versorgung muss die gesicherte Leistung höher als die Jahreshöchstlast zuzüglich der für Regelleistung vorzuhaltenden Leistung sein. Die gesicherte Leistung ergibt sich aus der installierten Leistung abzüglich dem Anteil der nichtverfügbaren Anlagen. Dieser Anteil setzt sich zusammen aus in Revision be-

findlichen Anlagen, ausgefallenen Anlagen, für Systemdienstleistungen reservierten Anlagen und der nicht einsetzbaren Leistung durch fehlende Primärenergieträger oder durch das Wetter (z.B. bei Wind und PV). Basierend hierauf wird von den Übertragungsnetzbetreibern die gesicherte Leistung als Indikator für die Versorgungssicherheit berechnet und im Rahmen der Leistungsbilanz veröffentlicht (Abbildung 35) [40]. Im Jahr 2014 betrug die inländische gesicherte Leistung 91,1 GW, ausgehend von einer installierten Nettoleistung von 186,1 GW. Insbesondere Wind und PV können aufgrund der wetterabhängigen Erzeugung nur

sehr geringfügig zur gesicherten Leistung beitragen. Der Beitrag der einzelnen Erzeugungstechnologien zur gesicherten Leistung wird als Leistungskredit bezeichnet. Dieser ist abhängig von den zuvor erwähnten Faktoren jedes Kraftwerks und wird mittels einer Wahrscheinlichkeitsrechnung ermittelt.

Eine Gegenüberstellung von verfügbaren Annahmen zum Leistungskredit in den betrachteten Studien ist in Tabelle 6 gegeben. Allerdings wird in vielen Studien auf die gesicherte Leistung nicht explizit eingegangen. Unklar ist, wie sich die Berechnungsmethodik der gesicherten Leistung in der Zukunft entwickelt. Zum einen müssen gesteuerte Lasten und ausländische Kapazitäten durch einen zunehmenden Import nach Deutschland berücksichtigt werden. Zum anderen



könnte statt der bisher angewandten stochastischen Methode, die chronologische Methode zur Berechnung der gesicherten Leistung angewandt werden [7]. Diese berücksichtigt zeitliche Zusammenhänge zwischen der Einspeisung der erneuerbaren Energien und der Last, wodurch insbesondere Wind und PV einen höheren Beitrag zur gesicherten Leistung erreichen würden.

Basierend auf den in Tabelle 6 zusammengefassten Leistungskrediten der einzelnen Technologien wird die **hohe Bedeutung konventioneller Kraftwerke (Leistungskredit > 94 %) und Speicher (Leistungskredit von 80 bis 90 %) für die Versorgungssicherheit** deutlich. Auffallend sind die großen Unterschiede der Jahreshöchstlast, die für das Bezugsjahr 2050 zwischen 54 und 81,5 GW variiert. Dies entspricht einem Unterschied im Bedarf an gesicherter Leistung von 27,5 GW.

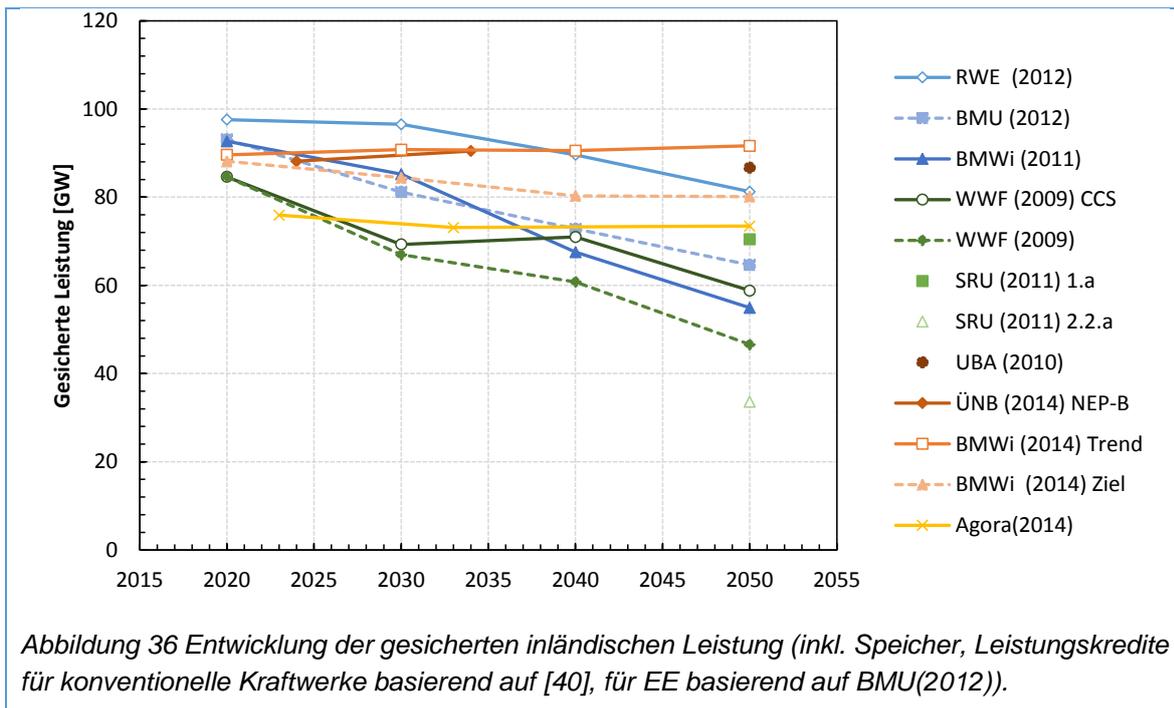
Eine Abschätzung der gesicherten Leistung in den betrachteten Szenarien ist in Abbildung 36 dargestellt. Die Leistungskredite wurden basierend auf den in Tabelle 6 zusammengefassten Angaben

gewählt. **Es wird deutlich, dass in vielen Szenarien die gesicherte Leistung des inländischen Kraftwerkparks deutlich zurückgeht und abhängig vom Rückgang der Jahreshöchstlast durch abschaltbare Lasten und ausländische Kapazitäten unterstützt werden muss.**

Tabelle 6 Leistungskredite und berücksichtigte Jahreshöchstlast

Studien	2014 [40]	BMU(2012)	UBA(2010)	WWF(2009)
Kernenergie [%]	94,5	93	-	85
Braunkohle [%]	93,5	92	-	
Steinkohle [%]	94	86	-	
Erdgas [%]	97,7	86	96	
Biomasse [%]	65	88	96	85
Wind [%]	1	4,5 / 6,2*	2,4	10
PV [%]	0	0,1 / 0,4*	0	1
Laufwasser [%]	-	46 / 49*	40	50
Geothermie [%]	-	90	90	85
Speicher [%]	80	90	90	-
Jahreshöchstlast [GW]	81,8	82,1/71,1/58 (2020/2030/2050)	81,5 (2050)	68/60/56/54 (2020-2050)

*Chronologische Methode



8 Zusammenfassung

In der vorliegenden Metastudie werden die Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien im aktuellen deutschen Energiesystem auf regelbare Kraftwerke und Speicher in verschiedenen Studien quantitativ untersucht und miteinander verglichen. Hierbei wurden **17 Szenarien basierend auf 12 namhaften Studien** ausgewählt. Da es sich bei Energiesystemstudien um bedingte Prognosen handelt, wird zudem auf die gewählten Randbedingungen eingegangen. Neben den Annahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien und der Entwicklung der Bruttostromnachfrage werden die Brennstoff- und CO₂-Kosten sowie der Regelenergiebedarf und der Stromaustausch mit dem Ausland gegenübergestellt. Zudem werden die Annahmen mit der historischen Entwicklung verglichen. Die betrachteten Studien entsprechen überwiegend den Zielen des Energiekonzepts der Bundesregierung. Dies beinhaltet eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 80 % gegenüber 1990 sowie einen EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von mindestens 80 % bis zum Jahr 2050.

Eine zentrale Annahme stellt die zukünftige Entwicklung des Bruttostromverbrauchs dar. Während sich einige Studien an den Zielen der Bundesregierung von einem Rückgang des BSV bis 2050 um 25 % gegenüber 2008 orientieren, gehen viele Studien von einer nahezu gleichbleibenden Nachfrage aufgrund neuer Verbraucher (z.B. Elektromobilität) aus. Beim Ausbau der erneuerbaren Energien wurde in älteren Studien vor 2014 die Ausbaudynamik von Wind-Onshore und PV unterschätzt. **Die Bandbreite der installierten Gesamtleistung der erneuerbaren Energien variiert daher in den**

betrachteten Studien deutlich (z.B. 90 bis 250 GW für einen EE-Anteil von 80 %). Ausschlaggebend hierfür ist neben den Annahmen zum Bruttostromverbrauch das Importsaldo. Hierbei kommen alle betrachteten Studien zu dem Ergebnis, dass Deutschland zukünftig von einem aktuell starken Exporteur von Strom zu einem starken Importeur (vorwiegend von EE-Strom) wird. Dies ist eine Folge des Rückgangs der Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Kraftwerk-parks im europäischen Vergleich sowie eines kostenoptimalen Ausbaus der erneuerbaren Energien in Europa.

Der starke Ausbau der erneuerbaren Energien, sowie das zum Teil **hohe Importsaldo von Strom** (bis zu 134 TWh im Jahr 2050) und der zum Teil **starke Rückgang des Bruttostromverbrauchs** führt zu einer veränderten Rolle der **konventionellen Kraftwerke im Energiesystem der Zukunft. Die Aufgabe der konventionellen Kraftwerke wandelt sich von der Stromerzeugung hin zur flexiblen Leistungsbereitstellung.** Zudem werden konventionelle Kraftwerke oft verstärkt als Reservekraftwerke vorgehalten, um in Ausnahmefällen ausreichend gesicherte Leistung bereitstellen zu können. In den meisten Szenarien wird von einem **hohen Bedarf an zusätzlicher konventioneller Kraftwerkskapazität (v.a Gaskraftwerke) nach 2020** ausgegangen. Bis 2050 wird in den Szenarien überwiegend von einem Zubau an konventionellen Kraftwerken von 20 bis 50 GW ausgegangen. **Die Auslastung des konventionellen Kraftwerk-parks in Deutschland geht in den Studien bis 2050 deutlich zurück auf durchschnittlich 2000-4000 VLS für Braunkohle, 350-2700 VLS für Steinkohle und 0-**

2000 VLS für Gaskraftwerke. Aufgrund des Rückgangs der Auslastung sowie der Annahme steigender Brennstoff- (Steinkohle: 2,5-9 €/GJ, Erdgas: 6,7-18 €/GJ im Jahr 2050) und CO₂-Zertifikatspreise (ca. 40-75 €/t CO₂ im Jahr 2050) werden die **Stromgestehungskosten der konventionellen Kraftwerke zukünftig über den Vollkosten von Wind- und PV-Anlagen** liegen. Für neu errichtete Braunkohlekraftwerke können für 2050 Vollkosten von über 100 €/MWh abgeschätzt werden, während für Erdgaskraftwerke die Stromgestehungskosten über 150 €/MWh erreichen könnten. **Trotzdem stellen die konventionellen Kraftwerke auch langfristig die zentrale Flexibilitätsoption zum Ausgleich von Nachfrage und Erzeugung dar** (mit Ausnahme der 100 %-EE-Szenarien).

Daneben können Speicher zur Aufnahme von Überschüssen sowie zur Bereitstellung von gesicherter Leistung oder von Systemdienstleistungen dienen. Mit wenigen Ausnahmen wird in den betrachteten Studien **kein zusätzlicher Speicherbedarf zu den bestehenden Pumpspeichern in Deutschland bis zu einem EE-Anteil von über 60 % (Ziel für 2035-2040) gesehen. Einen gesamtwirtschaftlich sinnvollen Speicherzubau in hohem Maße zeigt sich überwiegend erst ab einem EE-Anteil von über 80 % (nach 2050).** Allerdings muss angemerkt werden, dass zum einen im Bereich zwischen 60 % und 80 % nur wenige Studien vorliegen. **In allen Studien wird zudem von einer erheblichen Flexibilisierung des Energiesystems (DSM, stromgeführte KWK-Anlagen) und zum Teil von einem starken Ausbau von regelbaren Solarthermischen Kraftwerken mit Wärmespeicher in Südeuropa und Nordafrika ausgegangen.** Zentrale Studien zum Speicherbedarf stellen die Roadmap Speicher (2014) im Auftrag des

BMWi und die Studie Stromspeicher in der Energiewende (2014) für den Thinktank Agora dar. Diese Studien ergeben **für das Jahr 2050 (EE-Anteil von 88 bzw. 90 %) einen gesamtwirtschaftlich sinnvollen Speicherzubau zwischen 0 und 23 GW abhängig von der Entwicklung der Investitionskosten der Speicher und der Flexibilisierung des Energiesystems.** Für Szenarien mit 100 % EE-Anteil beträgt der Speicherbedarf zwischen 0 GW (Nutzung skandinavischer Pumpspeicher, SRU2011) und 44 GW (Deutschland isoliert, UBA 2010). **Der vorrangige Nutzen von Kurzzeit- oder Langzeitspeichern ist umstritten.** Während die Roadmap Speicher einen Zubau von Kurzzeitspeichern (Batteriespeicher) sieht, ergibt die Agora-Studie ein vorwiegendes Bedarf an Langzeitspeichern. **Als zukünftigen Treiber für Stromspeicher wird zum einen der sektorübergreifende Einsatz zur Dekarbonisierung des Mobilitäts- und Chemiesektors gesehen und zum anderen die Optimierung des Eigenverbrauchs mittels Hausspeichern.** Daneben muss beachtet werden, dass eine Flexibilisierung des Energiesystems oft auf Speicheranwendungen (z.B. Wärmespeicher für KWK) basiert. Zudem zeigt eine Betrachtung der gesicherten Leistung die hohe Bedeutung konventioneller Kraftwerke (Leistungskredit > 94 %) und Speicher (Leistungskredit von 80 bis 90 %) für die Versorgungssicherheit.

Literaturangaben

Die verwendeten Kurztitel der untersuchten Studien werden in Kapitel 3 in den Tabellen 1 und 2 eingeführt und vorgestellt.

- [1] Statusbericht Flexibilitätsbedarf im Stromsektor. Eine Analyse der aktuellen marktwirtschaftlichen und technischen Herausforderungen an Speicher und Kraftwerke im Zuge der Energiewende, Schriftenreihe Energiesystem im Wandel - Teil I, Buttler, A., Hentschel, J., Kahlert, S., Angerer, M. u. Spliethoff, H., 2015
- [2] Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Berlin: Erich Schmidt 2011
- [3] Konstantin, P.: Praxisbuch Energiewirtschaft. [s.l.]: Springer Vieweg; Springer 2013
- [4] Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken, Kirchner, A., Schlesinger, M., Winmann, B., Hofer, P., Rits, V., Wunsch, M., Koeppe, M., Kemper, L., Zweers, U., Straßburg, S., Ley, A., Matthes, F., Busche, J., Graichen, V., Zimmer, W., Hermann, H., Penninger, G., Mohr, L. u. Ziesing, H.-J., 2009
- [5] Energieszenarien 2011. Für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Schlesinger, M., Lindenberger, D. u. Lutz, C., 2011
- [6] Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Klaus, T., Vollmer, C., Werner, K., Lehmann, H. u. Müschen, K., 2010
- [7] Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. BMU - FKZ 03MAP146, Nitsch, J., Pregger, T., Scholz, Y., Naegler, T., Sterner, M., Gerhardt, N., Oehsen, A. von, Pape, C., Saint-Drenan, Y.-M. u. Wenzel, B., 2012
- [8] Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, Adamek, F., Aundrup, T., Glaunsinger, W., Kleinmaier, M., Landinger, H., Leuthold, M., Lunz, B., Moser, A., Pape, C., Pluntke, H. u. Rotering, N., 2012
- [9] Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt., Agricola, A.-C., Höflich, B., Noster, R., Peinl, H., Philipp, R., Völker, J., Moser, A., Echternacht, D., Grote, F., Schäfer, A. u. Schuster, H., 2012
- [10] Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Schlesinger, M., Lindenberger, D. u. Lutz, C., 2014
- [11] Klimaschutzszenarien 2050. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Repenning, J., Matthes, F.,

- Blank, R., Emerle, L., Döring, U., Förster, H., Haller, M., Harthan, R., Hennerberg, K., Hermann, H., Jörß, W., Kasten, P., Ludig, S., Loreck, C., Scheffler, M. u. Schumacher, K., 2014
- [12] Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz, Fürstenwert, D., Waldmann, L., Sterner, M., Thema, M., Eckert, M., Moser, A., Schäfer, A., Drees, T., Rehtanz, C., Häger, U., Kays, J., Seack, A., Sauer, D. U., Leuthold, M. u. Stöcker, P., 2014
- [13] Roadmap Speicher. Speicherbedarf für erneuerbare Energien - Speicheralternativen - Speicheranreiz - Überwindung rechtlicher Hemmnisse, Endbericht, Pape, C., Gerhardt, N., Härtel, P., Schloz, A., Schwinn, R., Drees, T., Maaz, A., Sprey, J., Breuer, C. u. Moser, A., 2014
- [14] Netzentwicklungsplan Strom 2014. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2014
- [15] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Datenübersicht Monitoring der Energiewende, 2014. www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/datenubersicht-fortschrittsbericht,property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls, abgerufen am: 20.01.2015
- [16] Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) u. Bundesministerium für Umwelt/Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2011
- [17] Energiedaten: Gesamtausgabe, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015
- [18] Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2014, AG Energiebilanzen e.V., 2015
- [19] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014). EEG 2014. In: Bundesgesetzblatt Teil I
- [20] Stromgestehungskosten erneuerbare Energien, Kost, C., Mayer, J. N., Thomsen, J., Hartmann, N., Senkpiel, C., Philipps, S., Nold, S., Lude, S. u. Schlegl, T., 2013
- [21] Fraunhofer IWES: Windmonitor. <http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/>, abgerufen am: 25.11.2015
- [22] Entwicklung der Windenergie in Deutschland. Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen, Arbach, S., Gerlach, A.-K., Kühn, P. u. Pfaffel, S., 2013
- [23] Energinet.dk, Firmenwebpage. <http://www.energinet.dk/>
- [24] Danish Energy Agency: Register of wind turbines (Denmark). <http://www.ens.dk/>
- [25] Uwe Krengel: alpha ventus: Forschung und Industrie präsentieren gemeinsame Erfolge. 2011

- [26] AGEE Stat: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien. Stand August 2015, 2015. http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html
- [27] Homepage des Statistischen Bundesamtes. <https://www.destatis.de/>
- [28] Dossier Energiepolitik, Abdolvand, B., Bauchmüller, M., Bardt, H., Berkel, M., Brackel, B. von, Braml, J., Chrischilles, E., Geden, O., Goldthau, A., Kemfert, C., Lechtenböhmer, S., Lechus, L. u. Merten, F., 2015
- [29] International Energy Agency: World Energy Outlook 2015
- [30] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Dittlandskohlepreis. <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittlandskohlepreis/>, abgerufen am: 16.11.2015
- [31] Schiffer, H.: Energiemarkt Deutschland Jahrbuch 2015. Daten und Fakten zu konventionellen und erneuerbaren Energien. Köln: TÜV Media GmbH TÜV Rheinland Group 2014
- [32] Umwelt Bundesamt: Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte, 2004. http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/Archiv/Zuteilung_2005-2007/Emissionsfaktoren_C-Gehalte.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen am: 17.11.2015
- [33] Bundesnetzagentur: Kraftwerkliste - Stand 31.07.2015. <http://www.bundesnetzagentur.de/>, abgerufen am: 20.11.2015
- [34] Bundesnetzagentur: Veröffentlichung Zu- und Rückbau - Stand: 10.11.2015, abgerufen am: 20.11.2015
- [35] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Politische Vereinbarungen der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD von 1. Juli 2015, 2015. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-energiewende,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- [36] dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien., Agricola, A.-C., Seidl, H., Mischinger, S., Rehtanz, C., Greve M., Häger, U., Hilbrich, D., Kippelt, S., Kubis, A., Liebenau, V., Noll, T., Rüberg, S., Schlüter, T., Schwippe, J., Spieker, C. u. Teuwsen, J., . 2014
- [37] dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025., Kohler, S., Agricola, A.-C. u. Seidl, H. (., 2010
- [38] Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher,, Greve, A., Rohrig, K., Hochloff, P., Appen, J. von, Trost, T., Gerhardt, N., Puchta, M., Jentsch, M., Schreiber, M. u. Meyer, B., 2014
- [39] Sterner, M. u. Stadler, I.: Energiespeicher. Bedarf, technologien, integration. Berlin: Springer Vieweg 2014

[40] Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. Stand 30.09.2014, 50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW