

CLIMATE CHANGE

27/2014

Vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromver- sorgung Deutschlands im Jahr 2050 auf Basis in Europa großtechnisch leicht erschließbarer Potentiale – Analyse und Bewertung anhand von Studien

CLIMATE CHANGE 27/2014

Gutachten des Umweltbundesamtes

Projektnummer 24072

UBA-FB 001982

**Vollständig auf erneuerbaren Energien
basierende Stromversorgung Deutschlands
im Jahr 2050 auf Basis in Europa
größentechnisch leicht erschließbarer
Potentiale – Analyse und Bewertung
anhand von Studien**

von

Sascha Samadi

Stefan Lechtenböhrer

Magdolna Prantner

Arjuna Nebel

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
Postfach 100 480
42004 Wuppertal

Abschlussdatum:

Juli 2013

Redaktion:

Fachgebiet I 2.2 Energiestrategien und -szenarien
Mark Nowakowski

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/vollstaendig-auf-erneuerbaren-energien-basierende>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, August 2014

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit unter der Projektnummer 24072 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Allgemein wird bis Mitte des Jahrhunderts eine (nahezu) vollständige Umstellung des deutschen Stromsystems auf eine CO₂-freie Erzeugung als notwendig erachtet, um das langfristige Treibhausgasemissions-Minderungsziel der Bundesregierung (Reduktion aller Treibhausgasemissionen um mindestens 80 % bis 2050 gegenüber 1990) erreichen zu können. Vor dem Hintergrund des bis Ende 2022 umzusetzenden Kernenergieausstiegs sowie einer Vielzahl weiterhin offener Fragen bezüglich des technischen Entwicklungsstands, der ökonomischen Wettbewerbsfähigkeit und der gesellschaftlichen Akzeptanz von Technologien zur CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) ist es aus heutiger Sicht wahrscheinlich, dass eine solche Stromerzeugung vollständig oder zumindest nahezu vollständig auf erneuerbaren Energien beruhen wird.

Gleichzeitig gibt es unterschiedliche Auffassungen über die bevorzugte Struktur der zukünftigen Stromversorgung in Deutschland: Welche erneuerbaren Energiequellen sollten mit welchen Technologien an welchen Orten in welchem Umfang genutzt werden? Eine von mehreren Visionen sieht vor, dass der Strombedarf Deutschlands bis 2050 zu einem erheblichen Anteil durch Nettostromimporte gedeckt werden wird. Der importierte Strom wird in dieser Vision in erster Linie an den besten verfügbaren Standorten in großtechnischen und verbrauchsfernen Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugt. Nordafrika mit seinen sehr guten Wind- und Solarverhältnissen wird häufig als Herkunftsregion des zukünftig importierten Stroms betrachtet (Stichwort „Desertec“).

In der vorliegenden Studie steht die **Forschungsfrage** im Mittelpunkt, **ob ein vollständig auf erneuerbaren Energien beruhendes Stromsystem mit hohen Importanteilen von rund 10 bis 20 % nach heutigem Stand des Wissens als technisch-ökologisch realisierbar angesehen werden kann.**

Als Grundlage für die Untersuchung wird in erster Linie auf eine Reihe von Szenariostudien zurückgegriffen, die ein weitgehend treibhausgasemissionsfreies, zu 90 bis 100 % auf regenerativer Erzeugung basierendes und von hohen Stromimportanteilen gekennzeichnetes Stromsystem mit dem Zeithorizont 2050 modellieren und beschreiben. Dabei werden analog zu Szenarien für Deutschland auch vorliegende Szenarien für Europa in den Blick genommen, die für den europäischen Kontinent wesentliche Nettostromimporte aus Nordafrika vorsehen.

Nach einer Auswahl der sinnvollerweise näher zu betrachtenden deutschen und europäischen Energieszenarien werden deren zentralen Annahmen und Ergebnisse zunächst diskutiert und miteinander verglichen. Anschließend wird anhand der jeweils relevanten Kriterien untersucht, ob die Szenarien technisch-ökologisch realisierbar erscheinen und ob sie Versorgungssicherheit gewährleisten können.

Die Analyse der untersuchten Szenarien kann keine Eigenschaften der beschriebenen Versorgungssysteme identifizieren, deren technische Realisierbarkeit prinzipiell in Zweifel zu ziehen ist. Gleichwohl lassen sich nicht alle potenziell relevanten Aspekte aus heutiger Sicht schon vollständig analysieren. Zu den noch nicht umfänglich beantworteten Fragen gehören:

- Inwieweit lassen sich neuartige physikalische oder chemische Großspeicher technisch realisieren? Diese könnten einigen der untersuchten Szenarien zufolge in einem auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromsystem benötigt werden.

- Wie können erneuerbare Energien in Zukunft weitgehend alleine die gesamte Bandbreite der für eine sichere Stromversorgung benötigten Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen?

Abschließend werden zusätzlich die Vor- und Nachteile eines hohen Nettostromimports in einem weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystem diskutiert:

- Als möglicherweise wichtigster **Vorteil einer solchen Importstrategie** kann die Tatsache angesehen werden, dass hierdurch **deutlich weniger Stromspeicherkapazitäten benötigt** werden als bei einer weitgehend autarken regenerativen Stromversorgung. Dies ist besonders relevant, da der Ausbau entsprechender Kapazitäten – insbesondere innerhalb Deutschlands – derzeit noch mit offenen technischen und ökonomischen Fragen verbunden ist.
- Ein bedeutender **Nachteil** einer Importstrategie ist hingegen die höhere **technologische, finanzielle und politisch-administrative Komplexität** im Zusammenhang mit der Errichtung großer Erzeugungsanlagen im Ausland und grenzüberschreitender Infrastrukturen.

Auf Grundlage der identifizierten Wissenslücken in der vorhandenen Literatur leitet die vorliegende Studie zudem verschiedene **Forschungsempfehlungen** ab:

- Unter anderem sollten bei der Erarbeitung von zukünftigen langfristigen Energieszenarien verstärkt Stromsystemmodelle mit mindestens stündlicher Auflösung verwendet werden.
- Außerdem sollte der Einfluss extremer Wetterlagen auf die regenerative Stromerzeugung bei der Erstellung bzw. Prüfung der Szenarien systematisch berücksichtigt und der Aspekt der Sicherstellung zentraler Systemdienstleistungen detailliert adressiert werden.
- Wünschenswert wären des Weiteren Untersuchungen, die den Bedarf an inländischen bzw. innereuropäischen Speicherkapazitäten in einem zukünftigen, weitgehend auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromsystem detailliert und abhängig von verschiedenen Systemausprägungen (z. B. Unterschieden in der Höhe der Transferkapazitäten zwischen europäischen Ländern) untersuchen.

Abstract

It is widely believed that the German electricity system needs to be transformed drastically until the middle of the century in order for Germany to reach its long-term greenhouse gas reduction target (a reduction of greenhouse gas emissions by at least 80% of 1990 levels by 2050). Against the background of Germany's nuclear phase-out decision and the multitude of open questions regarding the technological progress, economic competitiveness, and social acceptance of CCS technology, future electricity generation in Germany will presumably be based (nearly) entirely on renewable energy sources.

At the same time there is an ongoing debate about the structure of the future renewables-based electricity generation. One of the long-term visions envisages that by 2050, a significant share of electricity demand will be covered by energy imports. According to this view, imported renewable electricity will be produced mainly at the best available locations in large-scale power plants far away from consumers. In this context North Africa is regarded as one of the most promising locations for building renewable power plants dedicated to generating electricity for the German or European market.

This study focuses on the following **research question: Can an electricity system based entirely or largely on renewable energy sources and relying to a significant extent on net electricity imports (with a net import share of 10 – 20%) be regarded as feasible from both a technical and an environmental point of view?**

The analysis reverts to existing scenario studies, which examine a future electricity system based entirely or almost entirely on renewable energy sources with high shares of net electricity imports by 2050. In addition to scenarios for Germany, scenarios with a similar philosophy for the European Union are also analysed.

After selecting suitable energy scenarios for Germany and Europe, their central assumptions and results are described and compared. In a second step, the technological and environmental feasibility as well as the security of supply of the scenarios are scrutinised.

The analysis of the examined scenarios does not identify any characteristics of the described supply systems that are principally infeasible. However, from today's perspective it is not possible to fully analyse all the potentially relevant aspects. Specifically, the analysed energy scenarios cannot fully answer the following questions:

- Is the development and use of novel physical or chemical electricity storage solutions feasible? According to some of the analysed scenarios, such new types of storage technologies will be required in a future electricity system based on renewable energy sources.
- Can technologies using renewable energy sources exclusively provide all necessary ancillary services for a secure supply of electricity?

In a final step, the advantages and disadvantages of renewables-based electricity systems with large shares of net imports in relation to renewables-based electricity systems with no net imports are discussed.

- The most important **advantage of a strategy relying on net imports** may be that **considerably less electricity storage capacity is needed** compared to a largely self-sufficient electricity supply. This advantage is particularly relevant because the technological and economical feasibility of building considerable amounts of new storage capacity in Germany is in question.

- One of the most important **disadvantages** of a strategy relying to a great extent on net electricity imports is the **higher technical, financial and political-administrative complexity** of developing cross-border infrastructure as well as power plants abroad.

Based on the identified knowledge gaps of the existing literature, the study derives the following **recommendations for future research**:

- Energy scenarios should preferably be developed using electricity system models with at least an hourly resolution.
- The effects of extreme weather conditions should systematically be included in the development and verification of renewable electricity system scenarios, as should be discussions about the challenges related to the provision of ancillary services in future renewables-based electricity systems.
- Research should focus thoroughly on the extent of storage capacity requirements in Germany and Europe in future renewables-based electricity systems. It should be evaluated how storage capacity requirements change as key system characteristics (e.g. scope of transmission infrastructure within Europe) are varied.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	11
Tabellenverzeichnis.....	13
Abkürzungsverzeichnis.....	14
1 Einleitung.....	15
2 Ergebnisse der Recherche und Auswahl relevanter vorliegender Energieszenarien.....	17
3 Auswertung und vergleichende Gegenüberstellung der ausgewählten Szenarien.....	29
3.1 Übersicht über die ausgewählten Szenarien und Gegenüberstellung des methodischen Vorgehens bei der Entwicklung der Szenarien	30
3.2 Gegenüberstellung der zentralen Annahmen in den Szenarien	40
3.2.1 Annahmen zu Bevölkerungsstand und BIP-Entwicklung.....	40
3.2.2 Annahmen zu den Preisen fossiler Energieträger und von CO ₂ -Zertifikaten.....	41
3.2.3 Annahmen/Aussagen zum angestrebten Grad der Sicherheit der Stromversorgung	43
3.2.4 Annahmen zur Stromnachfrage.....	44
3.2.5 Annahmen über die „neuen“ Stromverbraucher Elektromobilität und Wärmepumpen	47
3.2.6 Annahmen über die nutzbaren Potenziale erneuerbarer Energien.....	50
3.2.7 Annahmen zum Stromspeicherpotenzial im Jahr 2050.....	53
3.2.8 Annahmen zum Potenzial und zum Einsatz von Demand Side Management.....	53
3.2.9 Annahmen zu Stromgestehungskosten von EE-Anlagen.....	55
3.3 Gegenüberstellung der wesentlichen Ergebnisse der Szenarien	59
3.3.1 Ausgestaltung bzw. Ausbau des Stromnetzes.....	59
3.3.2 Vergleich der Stromerzeugung und der Stromerzeugungskapazität in den analysierten Szenarien.....	70
3.3.3 Vergleich der Stromspeicherkapazität in den analysierten Szenarien	77
4 Technische Realisierbarkeit und Gewährleistung der Versorgungssicherheit.....	79
4.1 Kriterien für die Gewährleistung der technischen Realisierbarkeit und Prüfung deren Erfüllung in den untersuchten Szenarien	79
4.1.1 Verfügbarkeit der zum Einsatz kommenden Technologien	79
4.1.1.1 Erzeugungstechnologien	79
4.1.1.2 Stromspeicher	80
4.1.1.3 Netze	81
4.1.2 Angemessene Zeiträume zum Ausbau der Technologien.....	82
4.1.2.1 Erzeugungstechnologien	82
4.1.2.2 Speicher	84

4.1.2.3	Netze	85
4.2	Berücksichtigung natürlicher Potenzialgrenzen	86
4.3	Kriterien für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und ihre Nachweisbarkeit in den untersuchten Szenarien	90
4.4	Erkenntnisse über die Vor- und Nachteile eines bedeutenden Nettostromimports in einem auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystem	95
4.4.1	Bewertung des Kriteriums „Robustes Versorgungssystem gegenüber Störungen“	96
4.4.2	Bewertung des Kriteriums „Geringe Gefahr von Verzögerungen in der Umsetzung“	96
4.4.3	Bewertung des Kriteriums „Potenzialgrenzen werden nicht überschritten“	97
4.4.4	Bewertung des Kriteriums „Ausbau der Transfer- und Übertragungskapazitäten kann niedrig gehalten werden“	98
4.4.5	Bewertung des Kriteriums „Aus- und Umbau der Verteilnetze kann niedrig gehalten werden“	100
4.4.6	Bewertung des Kriteriums „Ausbau der Speicherkapazitäten kann niedrig gehalten werden“	100
5	Fazit und weiterer Forschungsbedarf	104
6	Quellenverzeichnis	110
7	Anhang	113
7.1	Anhang A: Deutschland-Szenarien	113
7.2	Anhang B: Europa-Szenarien	119

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anteile erneuerbarer Energien an der Deckung des Strombedarfs in Europa im Jahr 2050 nach verschiedenen Szenarien	21
Abbildung 2: Anteile erneuerbarer Energien an der Deckung des Strombedarfs in Europa im Jahr 2050 nach verschiedenen Szenarien	22
Abbildung 3: Anteile erneuerbarer Energien an der Deckung des Strombedarfs in Europa im Jahr 2050 nach verschiedenen Szenarien	23
Abbildung 4: Anteile des Nettostromimports am gesamten deutschen Stromverbrauch im Jahr 2050 nach verschiedenen Szenarien.....	24
Abbildung 5: Annahmen zur Höhe des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2050 in den analysierten Deutschland-Szenarien	45
Abbildung 6: Annahmen zur Höhe des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2050 in den analysierten Europa-Szenarien.....	47
Abbildung 7: Strombedarf für Elektromobilität und Wärmepumpen im Jahr 2050 nach verschiedenen Deutschland-Szenarien	49
Abbildung 8: Strombedarf für Elektromobilität und Wärmepumpen im Jahr 2050 nach verschiedenen Europa-Szenarien	50
Abbildung 9: Verfügbare Stromerzeugungspotenziale für verschiedene erneuerbare Energien in Deutschland in Abhängigkeit von ihren Grenzkosten im Jahr 2050 nach SRU (2011)	52
Abbildung 10: Angenommene spezifische Stromgestehungskosten in den betrachteten Deutschland-Szenarien im Jahr 2050	56
Abbildung 11: Angenommene spezifische Stromgestehungskosten in den betrachteten Europa-Szenarien im Jahr 2050	58
Abbildung 12: Änderungsrate der spezifischen Investitionskosten von Erneuerbare-Energien-Technologien zwischen 2009/2010 und 2050 in zwei Europa-Szenarien (in %)	59
Abbildung 13: Strom-Transferkapazität zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern heute und im Jahr 2050 nach verschiedenen Szenarien	63
Abbildung 14: Transferkapazitäten (in GW) zwischen neun europäischen Regionen (bestehend aus EU 27, Norwegen und Schweiz) und der MENA-Region in der Gegenwart sowie im Jahr 2050 nach verschiedenen Szenarien aus ECF (2010)	68
Abbildung 15: Transferkapazitäten (in GW) zwischen europäischen Ländern (EU 27, Norwegen, Schweiz und Türkei) und der MENA-Region im Winter 2010/2011, nach ENTSO-E-Planung bis 2022 und nach Szenarien „Connected“ und „Reference“ im Jahr 2050	69
Abbildung 16: Stromerzeugungskapazität nach Energieträgern bzw. Technologien im Jahr 2050 in den analysierten Deutschland-Szenarien (ohne Speicher, inkl. Kapazität für Nettoimportstrom).....	71

Abbildung 17: Stromerzeugung nach Energieträgern bzw. Technologien im Jahr 2050 in den analysierten Deutschland-Szenarien (ohne Strom aus Speichern, inkl. Nettostromimport)	71
Abbildung 18: Anteile der Stromerzeugung nach Energieträgern bzw. Technologien im Jahr 2050 in verschiedenen Deutschland-Szenarien, unterteilt nach eher zentraler (rötliche Farbe) und eher dezentraler (bläuliche Farbe) Erzeugung.....	73
Abbildung 19: Stromerzeugung nach Energieträgern bzw. Technologien im Jahr 2050 in den analysierten Europa-Szenarien (ohne Strom aus Speichern, inkl. Nettostromimport)	74
Abbildung 20: Stromerzeugungskapazität nach Energieträgern bzw. Technologien im Jahr 2050 in den analysierten Europa-Szenarien (ohne Speicher, inkl. Kapazität für Nettostromimport).....	76
Abbildung 21: Stromerzeugungskapazität nach Energieträgern bzw. Technologien im Jahr 2050 in den analysierten Deutschland-Szenarien (ohne Speicher, inkl. Kapazität für Nettoimportstrom).....	77
Abbildung 22: Notwendiger durchschnittlicher jährlicher Kapazitätsneubau verschiedener Technologien in Europa-Szenarien mit besonders starkem Ausbau und historische Neubaulzahlen zum Vergleich.....	82
Abbildung 23: Kapazitätszubau zentraler Stromspeicher bis zum Jahr 2050 nach verschiedenen Deutschland- und Europa-Szenarien (in GW)	85
Abbildung 24: Ausnutzungsgrad des Potenzials erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Deutschland in den verschiedenen Deutschland-Energieszenarien im Jahr 2050 (in % des in BMU 2012a angegebenen Potenzials)	87
Abbildung 25: Ausnutzungsgrad des Potenzials erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Europa bzw. der MENA-Region in den verschiedenen Europa-Energieszenarien im Jahr 2050 (in % der in EEA 2009, DLR 2009 und EREC 2012 angegebenen Potenziale)	88
Abbildung 26: Änderungen der inländischen bzw. innereuropäischen Stromerzeugung im Jahr 2050 im Fall eines bedeutenden Nettostromimports gegenüber einer Situation ohne Nettoimporte nach Szenarien der Studien SRU (2011) und Dii (2012) (in %).....	98
Abbildung 27: Änderungen des Bedarfs an Transferkapazitäten im Jahr 2050 im Fall eines bedeutenden Nettostromimports gegenüber einer Situation ohne Nettoimporte nach Szenarien der Studien ECF (2010) und Dii (2012) (in %).....	100
Abbildung 28: Änderungen des Bedarfs an Speicherkapazitäten im Jahr 2050 in Deutschland im Fall eines bedeutenden Nettostromimports bzw. eines Stromaustauschs gegenüber einer Situation ohne Stromaustausch nach Szenarien der Studie SRU (2011) (in %)	102

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick über die recherchierten Szenariostudien und Szenarien mit quantitativer Betrachtung des deutschen Stromsystems bis 2050	17
Tabelle 2: Überblick über die recherchierten Szenariostudien und Szenarien mit quantitativer Betrachtung des europäischen Stromsystems bis 2050	19
Tabelle 3: Übersicht über die für die Modellierung des Stromsystems jeweils verwendeten Modelle in den auf Grundlage der ersten drei Kriterien ausgewählten Szenarien	26
Tabelle 4: Übersicht über die analysierten Deutschland-Szenarien und die dazugehörigen Studien	30
Tabelle 5: Methodisches Vorgehen in den Deutschland-Szenarien in Bezug auf die Fortschreibung des Stromsystems.....	32
Tabelle 6: Übersicht über die analysierten Europa-Szenarien und die zugehörigen Studien	36
Tabelle 7: Methodisches Vorgehen in den Europa-Szenarien in Bezug auf die Fortschreibung des Stromsystems.....	38
Tabelle 8: Annahmen zum Bevölkerungsstand in Deutschland im Jahr 2050 und zur Entwicklung des deutschen Bruttoinlandsprodukts in den analysierten Szenarien	40
Tabelle 9: Annahmen zum Bevölkerungsstand im Jahr 2050 in Europa und zur Entwicklung des europäischen Bruttoinlandsprodukts in den analysierten Szenarien	41
Tabelle 10: Angenommene Grenzübergangpreise und CO ₂ -Zertifikatepreise in den analysierten Deutschland-Szenarien im Jahr 2050.....	42
Tabelle 11: Angenommene Grenzübergangpreise und CO ₂ -Zertifikatepreise in den analysierten Europa-Szenarien im Jahr.....	43
Tabelle 12: Aussagen zur Ausgestaltung bzw. zum Ausbau des Stromnetzes in den Deutschland-Szenarien	59
Tabelle 13: Aussagen zur Ausgestaltung bzw. zum Ausbau des Stromnetzes in den Europa-Szenarien.....	64
Tabelle 14: Berücksichtigung von Kriterien innerhalb der verschiedenen Szenarien bzw. Szenariostudien, die eine Bewertung der Versorgungssicherheit der dargestellten Stromversorgungssysteme ermöglichen	93
Tabelle 15: Zusammenfassung der Bewertung der Vor- und Nachteile eines zukünftigen, auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems, das zu einem bedeutenden Anteil auf Nettostromimporte setzt, gegenüber einem entsprechenden System, das ohne Nettostromimporte auskommt.....	103

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und Speicherung)
CO₂	Kohlendioxid
CSP	Concentrated Solar Power (solarthermischer Strom)
DSM	Demand Side Management (Nachfrigesteuerung)
ECF	European Climate Foundation
EE	Erneuerbare Energien
el	elektrisch
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Europäische Stromnetzbetreiber)
EREC	European Renewable Energy Council (Europäischer Dachverband für erneuerbare Energien)
EU	Europäische Union
GJ	Gigajoule
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur)
kWh	Kilowattstunden
MENA	Middle East and North Africa (Nahe Osten und Nordafrika)
MWh	Megawattstunden
NTC	Net transfer capacity (maximale Übertragungskapazität an Grenzkuppelstellen)
PKW	Personenkraftwagen
PV	Fotovoltaik
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
THG	Treibhausgase
TWh	Terawattstunden
UBA	Umweltbundesamt

1 Einleitung

Für das Erreichen der langfristigen Treibhausgas (THG)-Emissionsreduktionsziele der Bundesregierung (mindestens 80 % weniger bis 2050 gegenüber 1990) wird allgemein eine (nahezu) vollständig CO₂-freie Stromerzeugung bis Mitte des Jahrhunderts für notwendig erachtet. Vor dem Hintergrund des bis Ende 2022 umzusetzenden Atomenergieausstiegs sowie einer Vielzahl weiterhin offener Fragen bezüglich der technischen Ausgereiftheit, ökonomischen Wettbewerbsfähigkeit und gesellschaftlichen Akzeptanz von Technologien zur CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) ist es aus heutiger Sicht wahrscheinlich, dass eine solche Stromerzeugung vollständig oder zumindest nahezu vollständig auf erneuerbaren Energien beruhen wird.

Während sich diese allgemeine Auffassung in den vergangenen Jahren in weiten Teilen der deutschen Energieforschung und zunehmend auch in Politik und Gesellschaft durchzusetzen scheint, gibt es gleichzeitig unterschiedliche Auffassungen darüber, welche erneuerbaren Energiequellen Mitte des Jahrhunderts mit welchen Technologien an welchen Orten in welchem Umfang genutzt werden können oder sollten, um den deutschen Strombedarf zu decken. Das Umweltbundesamt (UBA) hat in einer Studie aus dem Jahr 2010 (UBA 2010) drei archetypische Szenarien einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2050 skizziert:

- In dem Szenario „**Lokal-Autark**“ versorgen sich unterschiedliche Siedlungsstrukturen im ländlichen und urbanen Raum autark mit Strom ausschließlich aus vor Ort vorhandenen Potenzialen erneuerbarer Stromquellen, d. h. ohne Vernetzung untereinander und ohne Zugriff auf ein übergeordnetes Übertragungsnetz. Ein Strom-austausch mit dem Ausland findet in diesem Szenario nicht statt.
- In dem Szenario „**Regionenverbund**“ wird lediglich ein geringfügiger Stromaus-tausch mit dem Ausland angenommen. Zwischen den verschiedenen Regionen Deutschlands – mit ihren jeweils divergierenden Potenzialen für die Nutzung er-neuerbarer Energien – findet allerdings ein Austausch des erneuerbar erzeugten Stroms statt.
- In dem Szenario „**International-Großtechnik**“ wird unterstellt, dass der Strombe-darf Deutschlands zu einem erheblichen Anteil durch Nettostromimporte aus Nachbarstaaten gedeckt wird und dass der Strom in erster Linie in großtechni-schen und verbrauchsfernen Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugt wird, nämlich dort, wo die Potenziale am größten sind.

Modellrechnungen zu Fragen der technisch-ökologischen Realisierbarkeit der beiden Szenarien „Lokal-Autark“ und „Regionenverbund“ wurden vom UBA bereits durchgeführt und veröffentlicht (UBA 2013a bzw. UBA 2010). Für Einschätzungen zur technisch-ökologischen Realisierbarkeit¹ des Szenarios „International-Großtechnik“ hat das UBA das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie beauftragt, bereits vorliegende Szenariostudien zu untersuchen und zu bewerten, die bis dato eine zukünftige Stromver-sorgung Deutschlands mit dem Zeithorizont 2050 beschrieben haben, welche zu einem

¹ Ein dargestelltes zukünftiges Stromversorgungssystem wird in der vorliegenden Studie als technisch reali-sierbar angesehen, sofern die eingesetzten Technologien gegenwärtig verfügbar sind oder mit hoher Wahr-scheinlichkeit absehbar verfügbar sein werden und diese Technologien im Zusammenspiel voraussichtlich eine sichere Stromversorgung gewährleisten können. Ein entsprechendes System wird darüber hinaus als ökologisch realisierbar eingestuft, sofern bei dem vorgesehenen Ausbau und der Nutzung der Technologien natürliche Grenzen in Bezug auf die tatsächlich verfügbaren Flächen und die energetischen und stofflichen Ressourcen nicht über ihre jeweiligen Potenzialgrenzen hinaus genutzt werden. Vgl. zur Definition des technisch-ökologischen Potenzials auch UBA (2010).

bedeutenden Anteil auf dem Import von im Ausland leicht (großtechnisch) erschließbaren Potenzialen erneuerbarer Energien beruht. Die zentrale Forschungsfrage bezieht sich dabei auf die Bewertung der technisch-ökologischen Machbarkeit einer in diesen Szenarien beschriebenen zukünftigen Stromversorgung.

Die inhaltliche Bearbeitung des Forschungsprojektes erfolgt in drei Schritten:

- Arbeitsschritt 1: Recherche und Auswahl relevanter vorliegender Energieszenarien (Kapitel 2)
- Arbeitsschritt 2: Auswertung und vergleichende Gegenüberstellung der ausgewählten Szenarien (Kapitel 3)
- Arbeitsschritt 3: Bewertung der Erkenntnisse aus Arbeitsschritt 2 in Hinblick auf die zentrale Frage der technisch-ökologischen Machbarkeit (Kapitel 4 und Kapitel 5)

2 Ergebnisse der Recherche und Auswahl relevanter vorliegender Energieszenarien

In diesem Kapitel erfolgt zunächst eine Gegenüberstellung aktueller Energieszenarien für Deutschland und Europa. Anschließend werden aus der daraus hervorgegangenen Liste diejenigen Szenarien ausgewählt, die für die weitere Bearbeitung (Arbeitsschritte 2 und 3) schwerpunktmäßig betrachtet und analysiert werden. Diese Auswahl an Szenarien erfolgt anhand von Kriterien (s. unten) und wurde mit dem Auftraggeber abgestimmt.

Aufgenommen in die Übersicht bestehender Szenarien werden alle Szenarien, die quantitative Aussagen zum Stromsystem Deutschlands bzw. Europas bis mindestens 2050 liefern und deren Studien 2009 oder später erschienen sind. Die Auswahl dieser Studien erfolgte

- auf Basis vorheriger Arbeiten der Autorinnen und Autoren des Wuppertal Instituts (z. B. VDW 2011, SEFEP 2012),
- unter Rückgriff auf weitere veröffentlichte Szenario-Metastudien (z. B. Prognos 2011, Europäische Kommission 2011, Germanwatch 2010) sowie
- mit Unterstützung einer Internet-Recherche.

Die folgenden zwei Tabellen zeigen die recherchierten Szenariostudien und ihre jeweiligen Szenarien², unterschieden nach Betrachtungsgegenstand: Das Energie- bzw. Stromsystem Deutschlands in Tabelle 1 und das Energie- bzw. Stromsystem Europas in Tabelle 2. In beiden Fällen wurden jeweils acht Szenariostudien mit zusammen 33 Szenarien (Deutschland) bzw. 24 Szenarien (Europa) identifiziert.

Tabelle 1: Überblick über die recherchierten Szenariostudien und Szenarien mit quantitativer Betrachtung des deutschen Stromsystems bis 2050

Name der Studie	Auftraggeber/ Herausgeber	Erscheinungs- termin	Szenarien
100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland	Fraunhofer ISE	November 2012	REMax Medium SanierungMax
Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der	BMU	März 2012	2011 A 2011 B 2011 C

² In der Regel sind alle Szenarien einer jeweiligen Studie in der Übersicht aufgeführt. Aus der Studie „Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050“ (WWF 2009) werden allerdings die beiden Szenario-Varianten „Modell Deutschland ohne CCS“ und „Modell Deutschland mit CCS“ nicht in die Übersicht aufgenommen, da sie in Bezug auf das Stromsystem nicht von jeweils einem der beiden ausgewählten Szenarien der Studie abweichen. Zudem werden im Folgenden auch die 16 Varianten der beiden Hauptszenarien der Studie 2050 „Desert Power - Perspectives on a Sustainable Power System for EUMENA“ (Dii 2012) nicht separat betrachtet, da die Studie die Entwicklung des europäischen Stromsystems in diesen Varianten nur in geringer Detailtiefe beschreibt.

Entwicklung in Europa und global			2011 A' THG95
Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung	SRU	Januar 2011	1.a 1.b 2.1.a 2.1.b 2.2.a 2.2.b 3.a 3.b
Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung	BMWi	August 2010	Referenz I A II A III A IV A I B II B III B IV B
Energiekonzept 2050 – Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien	FVEE	Juni 2010	100%-EE
Energiezukunft 2050 – Teil II - Szenarien	EnBW u. a.	Oktober 2009	Szenario 1 Szenario 2 Szenario 3
Klimaschutz: Plan B 2050 – Energiekonzept für Deutsch-	Greenpeace	Oktober 2009	Plan B

land			
Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050	WWF	Oktober 2009	Referenz ohne CCS Innovation ohne CCS Innovation mit CCS

Anmerkung: Weiteren Informationen zu den genannten Szenariostudien und deren Szenarien finden sich im Anhang.

Tabelle 2: Überblick über die recherchierten Szenariostudien und Szenarien mit quantitativer Betrachtung des europäischen Stromsystems bis 2050

Name der Studie	Auftraggeber/ Herausgeber	Erscheinungs- termin	Szenarien
energy [r]evolution – A Sustainable EU 27 Energy Outlook	Greenpeace/ EREC	Oktober 2012	Reference energy [r]evolution
2050 Desert Power – Perspectives on a Sustainable Power System for EUMENA	Dii	Juni 2012	Reference Connected
Energy Roadmap 2050	Europäische Kommission	Dezember 2011	Reference CPI Diversified Supply Energy Efficiency High RES Low Nuclear Delayed CCS
Roadmap 2050 – a closer look – Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions	EWI	Oktober 2011	A B
Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050)	BMU	September 2011	A B
Roadmap 2050 – A Practical Guide	ECF	April 2010	Baseline

to a Prosperous, Low-Carbon Europe			40% RES 60% RES 80% RES 100% RES
Europe's Share of the Climate Challenge – Domestic Actions and International Obligations to Protect the Planet	SEI	November 2009	Baseline Mitigation
Power Choices – Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050	Eurelectric	Herbst 2009	Baseline 2009 Power Choices

Anmerkung: Weiteren Informationen zu den genannten Szenariostudien und deren Szenarien finden sich im Anhang.

Neben der Recherche der insgesamt 57 Energieszenarien wurden diese auch in Hinblick auf verschiedene Kriterien in einer tabellarischen Übersicht gegenübergestellt (s. Anhang). Zunächst wurden dazu die wesentlichen Informationen der verschiedenen Studien aufgeführt, wie sie in Teilen auch in den oben stehenden Tabellen wiedergegeben sind. Zudem wurden für die jeweiligen Szenarien auch wesentliche Ausprägungen des Stromsystems im Jahr 2050 aufgeführt und zentrale Fragen der Stromsystemmodellierung adressiert. Im Einzelnen werden in der tabellarischen Übersicht (s. Anhang) für jedes der Szenarien – soweit verfügbar – die folgenden Informationen aufgeführt:

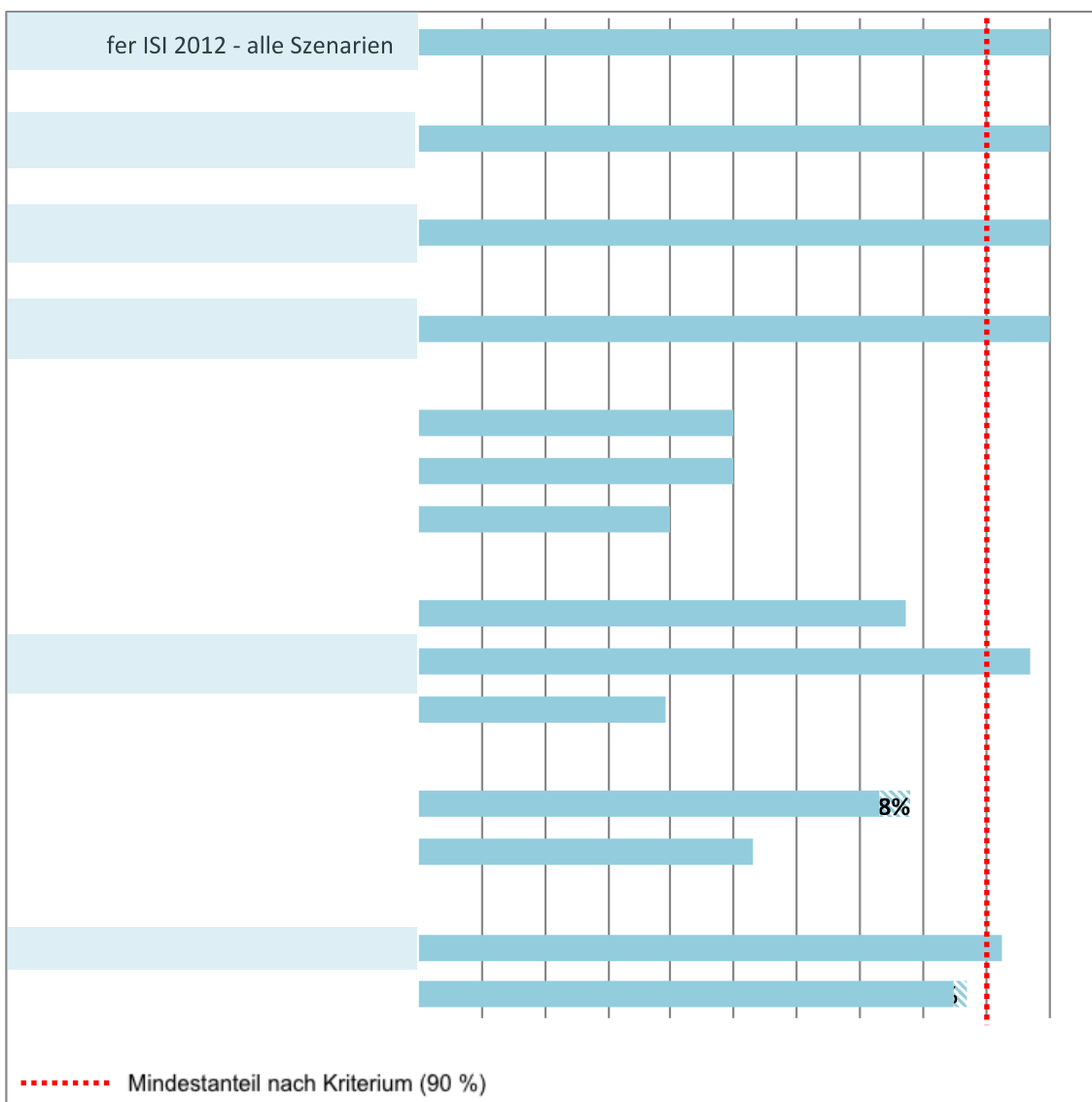
- Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung in Deutschland bzw. Europa im Jahr 2050
- Anteil des Nettostromimports am Bruttostromverbrauch in Deutschland bzw. Europa im Jahr 2050
- Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien an dem nach Deutschland bzw. Europa netto importierten Strom im Jahr 2050
- Findet im Jahr 2050 Stromerzeugung in Krenkraftwerken oder in mit CCS-Technologie ausgerüsteten fossil befeuerten Kraftwerken statt?
- In welcher zeitlichen Auflösung werden Stromnachfrage und Stromangebot modelliert?
- Findet eine Prüfung der Versorgungssicherheit des beschriebenen Stromsystems durch die Nutzung von historischen Wetterdaten statt?

Die Gegenüberstellung der Szenarien nach diesen Kriterien erfolgt auf Grundlage der zentralen Forschungsfrage, also der Frage nach der technisch-ökologischen Realisierbarkeit von Erneuerbare-Energien-basierten Stromsystemen mit hohen Anteilen an Stromerzeugung aus zentralen und zum Teil im Ausland befindlichen Großanlagen. Die Leistungsbeschreibung des Forschungsprojekts setzt für die Auswahl der im Detail zu untersuchenden Szenarien die folgenden vier Kriterien für das Jahr 2050 an:

1. Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung in Deutschland bzw. Europa von mindestens 90%
2. Anteil des Nettostromimports am gesamten Stromverbrauch in Deutschland bzw. in Europa von mindestens rund 10%
3. Keine Nutzung von Kernenergie und CCS
4. Zumindest für Deutschland hohe zeitliche (stundenscharfe) und räumliche Auflösung der Stromsystemmodellierung auf Basis historischer Wetterdaten

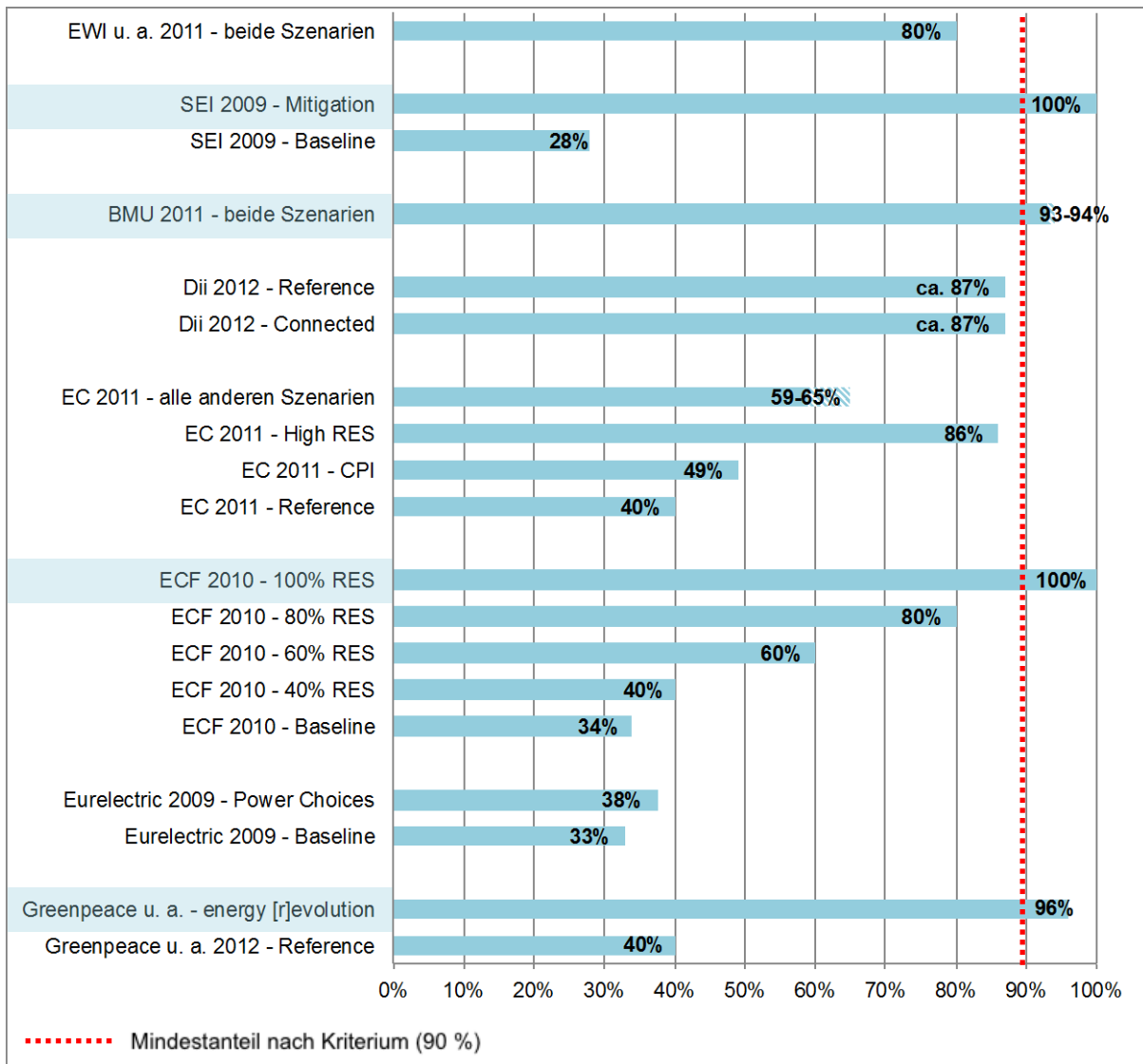
Im Folgenden werden die in Tabelle 1 und Tabelle 2 aufgeführten Szenarien in Hinblick auf die Erfüllung dieser Kriterien untersucht. Die folgenden zwei Abbildungen zeigen zunächst den Anteil der erneuerbaren Energien an der Deckung des Strombedarfs in Deutschland (Abbildung 1) bzw. in Europa (Abbildung 2) im Jahr 2050. Dabei sind, wie in den weiteren Abbildungen auch, diejenigen Szenarien blau unterlegt, die dem jeweils untersuchten Kriterium entsprechen.

Abbildung 1: Anteile erneuerbarer Energien an der Deckung des Strombedarfs in Europa im Jahr 2050 nach verschiedenen Szenarien



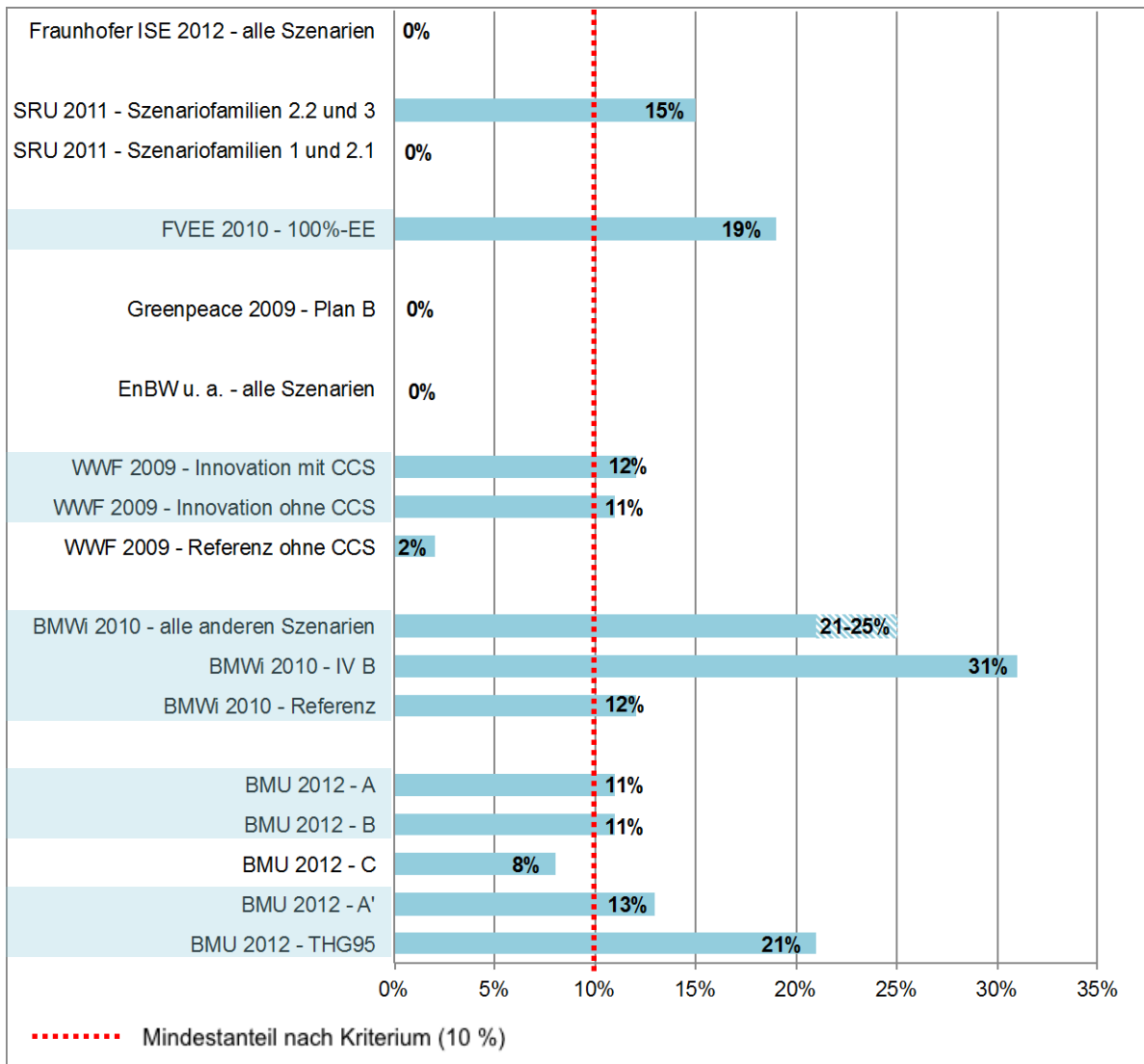
Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien

Abbildung 2: Anteile erneuerbarer Energien an der Deckung des Strombedarfs in Europa im Jahr 2050 nach verschiedenen Szenarien



Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien

Abbildung 3: Anteile erneuerbarer Energien an der Deckung des Strombedarfs in Europa im Jahr 2050 nach verschiedenen Szenarien



Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien

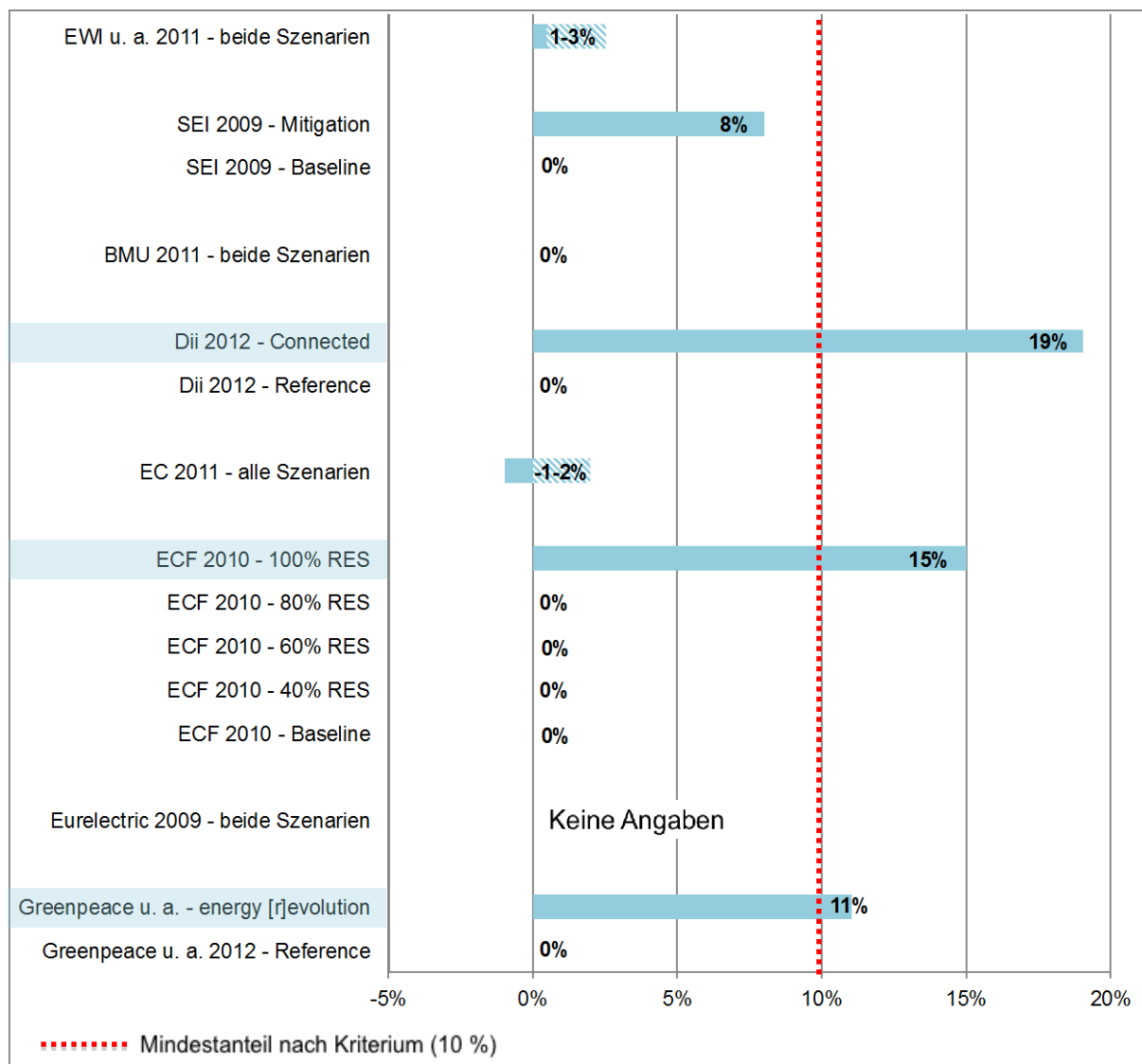
In den Deutschland-Szenarien werden im Jahr 2050 Erneuerbare-Energien-Anteile an der Stromversorgung von mindestens knapp 40 % und von bis zu 100 % erreicht, wobei der Anteil bei expliziten Klimaschutzszenarien – mit Ausnahme einer untersuchten Studie – bei mindestens 73 % liegt. Die Ausnahme stellt die Studie im Auftrag von EnBW u. a. (2009) dar. In dieser wird zum einen auf fossil befeuerte Kraftwerke mit CCS-Technik sowie – im Gegensatz zu allen anderen untersuchten Szenarien – auf neue Kernkraftwerke gesetzt und zum anderen in den beiden Klimaschutzszenarien der Studie eine Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2050 (gegenüber 1990) um lediglich maximal 70 % erreicht. Sechs der acht analysierten Szenariostudien weisen jeweils mindestens ein Szenario auf, in dem im Jahr 2050 92 % oder mehr der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien stammen.

In den Europa-Szenarien erreichen die Anteile erneuerbarer Energien an der Deckung des Strombedarfs im Jahr 2050 mindestens 28 % und bis zu 100 %. Bei den expliziten Klimaschutzszenarien werden Anteile von mindestens 38 % erreicht. Diese gegenüber den Deutschland-Szenarien niedrigeren Mindestanteile erneuerbarer Energien erklären sich in

erster Linie durch die in einzelnen Szenarien zum Teil erhebliche Nutzung von Kernkraftwerken sowie CCS-Kraftwerken und außerdem durch die in einigen Szenarien weniger ambitionierten Reduktionsziele. Vier der acht betrachteten Studien mit Europa-Szenarien weisen jeweils mindestens ein Klimaschutzenszenario auf, in dem der Anteil erneuerbarer Energien bis 2050 94 % oder mehr beträgt.

Die folgenden Abbildungen zeigen den Anteil des Nettostromimports am gesamten deutschen (Abbildung 3) bzw. europäischen³ (Abbildung 4) Stromverbrauch.

Abbildung 4: Anteile des Nettostromimports am gesamten deutschen Stromverbrauch im Jahr 2050 nach verschiedenen Szenarien



Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien

³ Die betrachteten Szenariostudien unterscheiden sich dabei z. T. in ihrer räumlichen Abgrenzung Europas. In den meisten Studien werden die EU 27 (Greenpeace/EREC 2012, EC 2011, Eurelectric 2009, SEI 2009) oder die EU 27 plus Norwegen und Schweiz (BMU 2011, ECF 2010) betrachtet. Die Studie von EWI (2011) umfasst 25 EU-Länder (EU 27 ohne Malta und Zypern) plus Norwegen und Schweiz. Die Studie im Auftrag der Dii (2012) betrachtet neben der MENA-Region die EU 27 plus Norwegen, Schweiz und Türkei, wobei zur besseren Vergleichbarkeit dieser Studie mit den anderen Studien die separat aufgeführte Türkei aus den Angaben für Europa herausgerechnet wird.

In den Deutschland-Szenarien werden im Jahr 2050 zwischen 0 und 31 % des Strombedarfs (netto) importiert. Während einige Szenarien explizit auf eine ausgeglichene Import-Export-Bilanz (oder in einzelnen Fällen sogar auf eine rein autarke Stromversorgung) Deutschlands setzen, findet sich in fünf der acht betrachteten Szenariostudien jeweils mindestens ein Szenario, das im Jahr 2050 einen Nettostromimport von 11 % oder mehr vorsieht.

Es finden sich im Gegensatz dazu weniger Europa-Szenarien, in denen im Jahr 2050 ein nennenswerter Nettoimport von Strom von außerhalb Europas stattfindet. In nur drei Szenarien werden 10 % oder mehr des Strombedarfs (netto) importiert, in einem weiteren Szenario beträgt der Anteil 8 %, während er in allen anderen Szenarien zwischen -1 und 3 % liegt⁴.

Folglich kommen basierend auf den Kriterien „Stromanteil erneuerbarer Energien“ und „Nettostromimportanteil“ die folgenden, beide Kriterien zugleich erfüllenden Szenarien für eine weitere Analyse in Frage:

Deutschland-Szenarien:

- Szenarien der Szenariofamilien „2.2“ und „3“ (SRU 2011),
- Szenario „100%-EE“ (FVEE 2010),
- Szenario „Innovation ohne CCS“ (WWF 2009),
- Szenario „THG95“ (BMU 2012);

Europa-Szenarien:

- Szenario „energy [r]evolution“ (Greenpeace/EREC 2012),
- Szenario „100% RES“ (ECF 2010),
- Szenario „Connected“ (Dii 2012)⁵.

Alle diese Szenarien erfüllen zudem das Kriterium, dass im Jahr 2050 weder Kernenergie- noch CCS-basierte Stromerzeugung in Deutschland bzw. Europa erfolgt. Die folgende Tabelle 3 verdeutlicht schließlich, dass einige dieser Szenarien auch das vierte und letzte Kriterium erfüllen, die Verwendung eines stündlich auflösenden Modells des Stromsystems⁶.

⁴ Der Nettostromimportanteil von -1 %, der in einigen der sieben Szenarien der „Energy Roadmap“-Studie der Europäischen Kommission für 2050 angegeben ist, bedeutet, dass die Staaten der EU 27 in geringem Maße Nettoexporteure von Strom sind. Dabei ist zu beachten, dass der Stromaustausch nicht zwingend mit der MENA-Region bzw. einem außereuropäischen Kontinent stattfinden muss, sondern dass bei einer Darstellung der Ergebnisse nach den EU-27-Ländern auch ein Stromaustausch mit Ländern wie der Schweiz und Norwegen als Export bzw. Import aufgeführt wird.

⁵ Dieses Szenario verfehlt mit einem Anteil erneuerbarer Energien an der Deckung des europäischen Stromverbrauchs von ca. 87 % zwar knapp das entsprechende Kriterium, es wird hier aber dennoch aufgeführt, da es zum einen dieses Kriterium nur sehr knapp verfehlt (um 3 Prozentpunkte) und es zum anderen einen Anteil erneuerbarer Energien an der Deckung des europäisch-nordafrikanischen Strombedarfs von 91 % erreicht. (Das Szenario beschreibt schwerpunktmäßig ein stark verbundenes europäisch-nordafrikanisches Stromsystem.)

⁶ In Bezug auf die räumliche Auflösung der Systemmodellierung finden sich i. d. R. keine konkreten Aussagen in den Szenariostudien. Es wird hier angenommen, dass die verwendeten Modelle üblicherweise innerhalb Deutschlands bzw. mindestens innerhalb der einzelnen Länder Europas vereinfachend von einem perfekt ausgebauten inländischen Stromnetz ausgehen („Kupferplatte“).

Tabelle 3: Übersicht über die für die Modellierung des Stromsystems jeweils verwendeten Modelle in den auf Grundlage der ersten drei Kriterien ausgewählten Szenarien

Szenario	Studie	Verwendetes Modell	Modellierung in stündlicher Auflösung?
DEUTSCHLAND-SZENARIEN			
Szenariofamilien 2.2 und 3	SRU 2011	REMix (DLR)	ja (aber keine Angaben über die Nutzung von Wetterjahren)
100%-EE	FVEE 2010	Keine Angaben	k. A. (vermutlich nein)
Innovation ohne CCS	WWF 2009	Prognos-Kraftwerksparkmodell (Prognos AG)	ja (aber offenbar kein konkretes Wetterjahr gerechnet)
THG95	BMU 2012	REMix (DLR) und „Virtuelles Stromversorgungssystem“ (IWES)	nein (allerdings Szenarien 2011 A und C anhand von 4 Wetterjahren modelliert)
EUROPA-SZENARIEN			
energy [r]evolution	Greenpeace/ EREC 2012	MESAP/PlaNet (Seven2one)	k. A. (vermutlich nein)
100% RES	ECF 2010	Stromsystemmodell (Imperial College London)	ja (Modellierung verschiedener Extremwetterphasen)
Connected	Dii 2012	PowerACE (Fraunhofer ISI)	ja (Modellierung anhand von einem Wetterjahr)

Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien

Infolge der dargestellten Prüfung der Kriterien ergeben sich zunächst die in der folgenden Textbox dargestellten fünf Deutschland-Szenarien (aus zwei verschiedenen Studien) und zwei Europa-Szenarien (aus zwei verschiedenen Studien) als relevant für die Auswahl der im weiteren Projektverlauf im Detail zu untersuchenden Szenarien.

Auf den vier formulierten Kriterien basierende (vorläufige) Auswahl der im Weiteren zu untersuchenden Szenarien

- Deutschland-Szenarien:
 - Innovation ohne CCS (WWF 2009)
 - 2.2.a (SRU 2011)
 - 2.2.b (SRU 2011)
 - 3.a (SRU 2011)
 - 3.b (SRU 2011)
- Europa-Szenarien:
 - 100% RES (ECF 2010)
 - Connected (Dii 2012)

Zum Zwecke der Fokussierung in den weiteren Arbeitsschritten werden von den vier prinzipiell in Frage kommenden Szenarien der Studie des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU 2011) primär die Szenarien „2.2.a“ und „3.a“ analysiert, die sich durch eine niedrigere Stromnachfrage von den Szenarien „2.2.b“ und „3.b“ unterscheiden. Im weiteren Arbeitsverlauf wird jedoch auch ein Blick auf die Unterschiede in der Stromversorgung zwischen den Szenarien „2.2.a“ und „3.a“ auf der einen Seite sowie „2.2.b“ und „3.b“ auf der anderen Seite geworfen, um Rückschlüsse auf die in der SRU-Studie modellierten Änderungen in der Stromerzeugung und -verteilung infolge einer unterschiedlich hohen Stromnachfrage zu gewinnen.

Obwohl das Szenario „THG95“ der Studie für das Bundesumweltministerium (BMU 2012) nicht das Kriterium einer stündlich aufgelösten Modellierung erfüllt, wird es in die Auswahl der näher zu untersuchenden Szenarien aufgenommen. Dies liegt zum einen an der hohen Bedeutung der Studie und zum anderen an der Tatsache, dass die Plausibilität von zwei ähnlichen Szenarien der Studie (Szenarien „2011 A“ und „2011 C“) anhand einer stündlich aufgelösten Stromsystemmodellierung verifiziert wird. Zusätzlich wird auch ein genauerer Blick auf das Hauptszenario der BMU-Studie von 2012 (Szenario „2011 A“) geworfen. Zwar erreicht dieses Szenario bis 2050 mit einem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung des Landes von 85 % nicht ganz das erste der vier Kriterien, allerdings ist dieses Szenario in der Studie des BMU (2012) deutlich detaillierter dokumentiert als das Szenario „THG95“ und wird daher in Ergänzung des letztgenannten Szenarios ebenfalls näher betrachtet.

In Bezug auf die Analyse der Europa-Szenarien wurde zwischen Auftraggeber und Auftragnehmer entschieden, neben den beiden in der Textbox genannten Szenarien auch das Szenario „energy [r]evolution“ der Studie von Greenpeace und dem European Renewable Energy Council (Greenpeace/EREC 2012) in die Analysen des weiteren Verlaufs des Projekts einzubeziehen, obwohl es nicht auf einer zeitlich hoch aufgelösten Modellierung (bzw. „dynamischen Simulation“) des Stromsystems beruht (Pregger 2013). Die folgenden Überlegungen haben dazu geführt, das Szenario trotzdem näher zu untersuchen:

- Das Szenario erfüllt alle anderen für die Auswahl der Szenarien formulierten Kriterien.
- Das Szenario ist detailliert dokumentiert.
- Das Szenario stammt aus einer der aktuellsten vorliegenden Szenariostudien.

Aus diesen Überlegungen ergeben sich schließlich die in der folgenden Textbox dargestellten fünf Deutschland- und drei Europa-Szenarien, die im folgenden Kapitel 3 vor dem Hintergrund der zentralen Forschungsfrage des Projekts im Detail untersucht werden.

Auf den vier formulierten Kriterien sowie weiteren Überlegungen basierende endgültige Auswahl der im Weiteren im Detail zu untersuchenden Szenarien

- **Deutschland-Szenarien:**
 - THG95 (BMU 2012)
 - 2011 A (BMU 2012)
 - Innovation ohne CCS (WWF 2009)
 - 2.2.a (SRU 2011)
 - 3.a (SRU 2011)
- **Europa-Szenarien:**
 - 100% RES (ECF 2010)
 - Connected (Dii 2012)
 - energy [r]evolution (Greenpeace/EREC 2012)

3 Auswertung und vergleichende Gegenüberstellung der ausgewählten Szenarien

In diesem Kapitel werden die für die Forschungsfrage relevanten Informationen aus den Szenarien bzw. Szenariostudien entnommen und gegenübergestellt. Dies findet für die Deutschland-Szenarien und für die Europa-Szenarien jeweils gesondert statt. Die Gegenüberstellung der als relevant erachteten Informationen wird dabei in drei Bereiche unterteilt:

- Methodische Herangehensweise
- Zentrale Annahmen
- Wesentliche Ergebnisse

Ziel der Analysen und Gegenüberstellungen ist es, eine geeignete Grundlage für die in Kapitel 4 erfolgende szenariengestützte Bewertung der zentralen Forschungsfrage des Projektes zu erhalten, d. h. der Frage nach der technisch-ökologischen Machbarkeit einer Stromversorgung Deutschlands, die zu einem bedeutenden Anteil auf dem Import von Strom aus im Ausland leicht (großtechnisch) erschließbaren erneuerbaren Energiequellen beruht.

In Bezug auf die **methodische Herangehensweise** stehen die folgenden Aspekte im Mittelpunkt:

- Explizit geäußertes Ziel/Anliegen der Ersteller des Szenarios
- Vorgaben, die das Szenario erreichen soll (z. B. bestimmte CO₂- oder THG-Minderungen bis zu einem bestimmten Zeitpunkt)
- Art des verwendeten Energiemodells bzw. der verwendeten Modelle
- Zentrale Einflussgrößen bzw. Treiber des Modells/der Modelle

In Bezug auf die **zentralen Annahmen** stehen die folgenden Aspekte im Mittelpunkt:

- Entwicklung der Stromnachfrage in den verschiedenen Sektoren Deutschlands bzw. Europas mit einer gesonderten Betrachtung der Stromnachfrage durch „neue“ Stromanwendungen (v. a. durch Elektromobilität und Wärmepumpen)
- Annahmen zu dem in Deutschland und in Europa (nachhaltig) nutzbaren Potenzial erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung
- Annahmen zu der Verfügbarkeit und zu den Kosten von Speichertechnologien und Lastmanagement

In Bezug auf die **wesentlichen Ergebnisse** stehen die folgenden Aspekte im Mittelpunkt:

- Stromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern/Technologien
- Stromerzeugung nach Energieträgern/Technologien
- Unterteilung des Nettostromimports nach Herkunft und Energieträger/Technologie
- Infrastruktur des Stromsystems
 - Stromnetz inklusive Kuppelstellen zwischen Deutschland und Ausland
 - Speicherkapazität und -nutzung
 - Verbindungen zum Mobilitäts- und Wärmeversorgungssystem

3.1 Übersicht über die ausgewählten Szenarien und Gegenüberstellung des methodischen Vorgehens bei der Entwicklung der Szenarien

DEUTSCHLAND-SZENARIEN

Die folgende Tabelle 4 verdeutlicht, dass es eine wesentliche Zielsetzung in allen drei betrachteten Deutschland-Szenariostudien ist, Wege aufzuzeigen, wie die bestehenden deutschen Klimaschutzziele bis Mitte des Jahrhunderts erfüllt werden können. (Die Studie für das BMU (2012) beschreibt dabei als einzige der betrachteten Studien eine Entwicklung bis zum Jahr 2060.) Während zwei der Studien (BMU 2012 und WWF 2009) das gesamte Energiesystem betrachten, beschränken sich die Szenarien des Sondergutachtens des SRU (2011) auf eine detaillierte Analyse des Stromsystems. Die CO₂-Emissionen der deutschen Stromerzeugung werden bis zum Jahr 2050 in allen betrachteten Szenarien gegenüber 1990 um etwa 94 bis 100 % vermindert, und die erneuerbaren Energien erreichen einen Anteil am Bruttostromverbrauch von 85 bis 100 %. Je nach Szenario werden im Jahr 2050 zwischen 11 und 21 % des deutschen Bruttostromverbrauchs (netto) aus dem Ausland importiert.

Tabelle 4: Übersicht über die analysierten Deutschland-Szenarien und die dazugehörigen Studien

Studie	Szenario	Explizite Ziele/Anliegen der Studie bzw. des Szenarios	Reduktion der CO ₂ -Emissionen der deutschen Stromerzeugung im Szenario bis 2050 vs. 1990 ⁷	Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 (inkl. Importstrom)	Anteil des Nettostromimports am Stromverbrauch in Deutschland im Jahr 2050
BMU (2012)	2011 A	<ul style="list-style-type: none"> Abbildung konsistenter Energieszenarien des langfristigen Ausbaus erneuerbarer Energien Erfüllung der quantifizierten energiepolitischen Ziele der Bundesregierung (u. a. THG-Reduktion um mindestens 80 % bis 2050 vs. 1990 und Minderung des Stromverbrauchs um 25 % bis 2050 vs. 2008) 	ca. 94 %	85 %	11 %
	THG95	<ul style="list-style-type: none"> Reduktion der THG-Emissionen um 95 % bis 2060 vs. 1990 Dadurch notwendiger 	ca. 97 %	92 %	21 %

⁷ Vorkettenemissionen (z. B. die Emissionen, die durch den Anbau und die Verarbeitung der Biomasse entstehen oder aber durch den Bau einer Erzeugungsanlage) werden bei der Ausweisung der Emissionen in den Studien vernachlässigt.

		Ersatz fossiler Brennstoffe macht Ziel der Minderung des Stromverbrauchs unerreichbar			
WWF (2009)	Innovation ohne CCS	<ul style="list-style-type: none"> • Reduktion der THG-Emissionen um 95 % bis 2050 vs. 1990 (wird in diesem Szenario nicht erreicht) 	ca. 96%	97 %	11 %
SRU (2011)	Alle Szenarien	<ul style="list-style-type: none"> • Aufzeigen, dass eine Stromversorgung bis 2050 möglich ist, die THG-Emissionen weitgehend vermeidet • Darstellung verschiedener Ausgestaltungen des Stromsystems mit jeweils 100 % Vollversorgung aus erneuerbaren Energien 	100 %	100 %	15 %

Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien

Das methodische Vorgehen bei der Erstellung der Szenarien unterscheidet sich in den drei betrachteten Studien (s. auch ausführlich Tabelle 5):

Für die Höhe der Stromnachfrage im Jahr 2050 wird in der Studie des SRU (2011) aus der vorliegenden Literatur eine Bandbreite abgeleitet und eine hohe sowie eine niedrige Stromnachfrage für die Szenarien der eigenen Arbeit zugrunde gelegt. In der Studie für das BMU (2012) wird die Stromnachfrage auf Grundlage des bestehenden Ziels der Bundesregierung zur Reduktion der Stromnachfrage sowie der Potenziale zur Erhöhung des Endenergieanteils von Strom abgeschätzt. In der Studie für den WWF (2009) wird hingegen die Stromnachfrage detailliert unter Rückgriff auf verschiedene Bottom-up-Modelle der Nachfragesektoren abgeleitet, wobei grundsätzlich relativ optimistische Annahmen in Hinblick auf die zukünftig realisierbaren Effizienzpotenziale getroffen werden.

Ebenfalls unterscheiden sich die Herangehensweisen bei der Bestimmung der Entwicklung des Strommixes. In den Szenarien der Studie für das BMU (2012) beruht der Ausbau der erneuerbaren Energien auf Einschätzungen der Autorinnen und Autoren über plausible Ausbaupfade der einzelnen Technologien sowie auf aktuellen politischen Zielsetzungen, wobei die unterschiedliche Ausbaudynamik der vergangenen Jahre berücksichtigt und teilweise fortgeschrieben wird. Die Studie für den WWF (2009) übernimmt im Wesentlichen den in einer älteren Szenariostudie für das BMU (2008) beschriebenen Ausbaupfad der erneuerbaren Energien, während in den Szenarien der Studie des SRU (2011) die Stromerzeugung für das Jahr 2050 auf Basis eines kostenminimierenden Optimierungsmodells bestimmt wird – unter Berücksichtigung von Restriktionen in Bezug auf das Potenzial erneuerbarer Energien und den Stromaustausch mit dem Ausland.

Keine der betrachteten Studien untersucht modellgestützt die Auswirkungen der Veränderungen der Stromnachfrage und der Stromerzeugung auf die Verteilnetze und die innerdeutschen Transportnetze. Bezüglich der notwendigen Transportkapazitäten zwischen Deutschland und dem Ausland verwenden sowohl die Studie für das BMU (2012)

als auch die Studie des SRU (2011) das Energiesystemmodell REMix des DLR. Die erstgenannte Studie berücksichtigt dabei angenommene Restriktionen beim Leitungsausbau über Abschlüsse bzw. Grenzen des zukünftigen Leitungsaubaus, während dies bei der Studie des SRU nicht geschieht. Dies ist vermutlich ein wesentlicher Grund, warum die notwendigen grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten in den Szenarien der beiden Studien voneinander abweichen (s. unten). Dabei ist zu betonen, dass die Studie für das BMU lediglich die beiden Szenarien „2011 A“ und „2011 C“ in Hinblick auf ihre Kompatibilität mit dem angenommenen grenzüberschreitenden Transportnetz überprüft, nicht jedoch das Szenario „THG95“, das einen höheren Ausbau der erneuerbaren Energien sowie einen besonders intensiven Stromaustausch mit dem Ausland vorsieht. In der Studie für den WWF (2009) finden sich keine Aussagen zu notwendigen Transportkapazitäten, offenbar wurde hier in dieser Hinsicht keine Modellierung vorgenommen.

Die folgende Tabelle 5 beschreibt ausführlich das methodische Vorgehen der drei Studien in Bezug auf die Fortschreibung des Stromsystems bis 2050.

Tabelle 5: Methodisches Vorgehen in den Deutschland-Szenarien in Bezug auf die Fortschreibung des Stromsystems

Studie	
BMU (2012)	<p><u>Stromnachfrage</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Über die Entwicklung der Stromnachfrage werden je nach Szenario unterschiedliche Annahmen getroffen. In Szenario „2011 A“ wird angenommen, dass das Ziel der Bundesregierung, die Nachfrage bis 2050 um 25 % unter das Niveau von 2008 zu senken, in Bezug auf den Strom-Endenergiebedarf erreicht wird. Dieser sinkt von 524 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2008 auf 393 TWh im Jahr 2050. Im Szenario „THG95“ wird eine höhere Nachfrage unterstellt (576 TWh im Jahr 2050), da hier fossile Energieträger im Wärme- und Verkehrssektor in starkem Maße durch Strom ersetzt werden. <p><u>Stromerzeugung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Der Ausbau der erneuerbaren Energien in den Szenarien beruht auf den Einschätzungen der Autorinnen und Autoren über plausible Ausbaupfade der verschiedenen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien. Die bisherige Ausbaudynamik der erneuerbaren Energien wird dabei berücksichtigt und teilweise fortgeschrieben. Die Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten und ihrer Auslastung orientiert sich an den technischen Erfordernissen sowie den klimapolitischen Zielen. <p><u>Stromnetz und Lastdeckung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Die Studie verwendet das optimierende Stromsystemmodell REMix, um einen möglichen Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes zu simulieren und anhand dessen zwei Szenarien der Studie („2011 A“ und „2011 C“) auf ihre Versorgungssicherheit hin zu überprüfen. Die Simulation einer kostenminimierten Stromversorgung, ausgehend von einem vorgegebenen Szenario der Entwicklung des Kraftwerksparks, wird im ersten Schritt zur Ableitung eines plausiblen Netzausbauszenarios eingesetzt. Der Stromtransport wird in REMix zum einen über ein vereinfachtes Wechselstrom-Höchstspannungsnetz und zum anderen über (Punkt-zu-Punkt-) Hochspannungsgleichstrom-Verbindungen (HGÜ-Verbindungen) abgebildet. Ein zusätzlicher Leitungsausbau (über die bestehenden und geplanten Leitungen hinaus) für den großräumigen Transport wird nur über HGÜ-Leitungen dargestellt.

Dabei werden mögliche Leitungen und deren Länge als Abstand zwischen den Netzknoten im Modell vorgegeben. Da die vereinfachte Analyse des REMix-Modells weder netztechnische noch gesellschaftliche Aspekte berücksichtigen kann, wurden weitere Annahmen getroffen, die im Sinne eines konservativen Ansatzes zu einem plausibleren Ausbauszenario führen. So wurde für 2030 davon ausgegangen, dass der kostenoptimale Netzausbau aufgrund von politischen und energie-wirtschaftlichen Hemmnissen (Rahmenbedingungen) und gesellschaftlichen Bar-rieren (Akzeptanz) nur zur Hälfte realisiert werden kann. Bis 2050 wird ein weiterer Netzausbau nur unter Annahme von 5-fach höheren spezifischen Investitionen entsprechend Erdkabeln ermittelt.

- Der in den Szenarien „2011 A“ und „2011 C“ (also nicht im Szenario „THG95“) dargestellte Stromsektor wurde mittels der beiden Modelle „REMIX“ (DLR) und „Virtuelles Stromversorgungssystem“ (IWES) durch Simulationen in zeitlicher und z. T. auch räumlicher Auflösung zur Validierung der Lastdeckung samt Aus-gleichsmaßnahmen detailliert untersucht. Diese Untersuchung zeigt für die beiden Szenarien „2011 A“ und „2011 C“, dass die Last in allen simulierten Zeitschritten gedeckt werden kann und auch hohe Erzeugungsspitzen durch die erneuerbaren Energien (EE) in einem europäischen Verbund genutzt werden können.

Stromimport

- Je nach Szenario werden unterschiedlich hohe Mengen an Nettostromimport an-genommen. Dies ergibt sich aus der angenommenen wachsenden Bedeutung er-neuerbarer Energien auch außerhalb Deutschlands, der sich verstärkenden Ver-netzung mit dem Ausland und der Tatsache, dass die Erzeugung von Strom aus er-neuerbaren Energien im Ausland aufgrund von besseren klimatischen Bedingun-gen vielfach günstiger sei als in Deutschland.

SRU
(2011)

Stromnachfrage

- Basierend auf einer Metaanalyse vorliegender Energieszenarien für Deutschland wird eine plausible Spanne der Stromnachfrage von rund 500 bis 700 TWh pro Jahr (TWh/a) für 2050 abgeleitet. Entsprechend werden die verschiedenen Szenarien, die sich in Bezug auf das Ausmaß des Stromaustauschs zwischen Deutschland und dem Rest Europas bzw. Nordafrika unterscheiden, jeweils für eine niedrige (509 TWh) und eine hohe Stromnachfrage (700 TWh) im Jahr 2050 modelliert.

Stromerzeugung

- Die Studie verwendet das Optimierungsmodell REMix für die Bestimmung von Szenarien für die deutsche Stromversorgung, die zu 100 % auf erneuerbaren Energien beruhen. Das Modell berechnet dabei auf Grundlage von Annahmen zu Potenzialen, Technologien und Kosten sowie von Restriktionen (z. B. in Bezug auf den Stromaustausch mit dem Ausland) kostenminimale Erzeugungsmixe für Deutschland und Europa auf Stundenbasis.
- Die Potenzialanalyse beruht auf einer detaillierten Datenbasis in Form eines geo-grafischen Informationssystems, das die Stromerzeugungspotenziale erneuerbar-er Energieträger in Deutschland, Europa und Nordafrika in einer hohen Auflösung (Rasterzellen von 10 km x 10 km) erfasst. Für fluktuierende Energiequellen wie Wind- und Solarenergie liegen die Potenzialdaten im Modell in stündlicher Auflö-sung vor.
- Auf der Grundlage von Annahmen zu den Kosten der verschiedenen Technologien wird mithilfe des Modells berechnet, welche Anteile diese Technologien am Erzeu-gungsmix haben würden und welche Übertragungs- und Speicherkapazitäten in-stalliert werden müssten. Die Stromgestehungskosten für die verschiedenen

Technologien werden aus der installierbaren Leistung und dem Stromerzeugungspotenzial in Verbindung mit spezifischen Investitionskosten, fixen und variablen Betriebskosten und der Lebensdauer der Referenzkraftwerke berechnet. Um die zukünftige Entwicklung der Kosten abzuschätzen, werden heutige Kosten mithilfe von Lernkurven in die Zukunft projiziert.

Stromnetz und Lastdeckung

- Das REMix-Modell bestimmt ebenfalls den notwendigen Stromtransport zwischen den Ländern bzw. den im Modell unterschiedenen Regionen und nimmt für diesen Stromtransport grundsätzlich HGÜ-Leitungen an. Bei den innerregionalen Transport- und Verteilnetzen kann durch die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energien ein Ausbaubedarf entstehen oder auch die Belastung des Netzes verringert werden. Diese lokalen Auswirkungen der Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wurden nicht genauer analysiert.
- Das Modell arbeitet mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde und kann daher die Stromerzeugung im Jahresverlauf stundengenau auf die Nachfrage abstimmen. Die schwankende Stromnachfrage muss durch die eingesetzten Technologien zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden können. Dies wird entweder durch zeitgleiche Produktion regenerativer Elektrizität oder durch den Einsatz zuvor gespeicherten Stroms sichergestellt. Für die Berechnung des optimalen Erzeugungsmixes wird der Lastgang eines historischen Jahres zugrunde gelegt und auf das angenommene Verbrauchsniveau des Zieljahres skaliert. Es wird damit unterstellt, dass der Verlauf der Nachfrage des Jahres 2050 dem bisherigen jährlichen Verlauf der Elektrizitätsnachfrage in Deutschland ähnelt.

Stromimport

- Das Modell umfasst Europa und Nordafrika. Bei der Definition der Szenarien kann der Austausch von Strom über bestimmte Ländergrenzen hinweg zugelassen und die Höhe des maximalen Austausches festgelegt werden. Auf diese Weise können unterschiedlich große Ländergruppen, aber auch einzelne Länder zum Gegenstand der Analyse gemacht werden. Die notwendigen Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern werden berechnet und in die resultierenden Gesamtkosten einbezogen, nicht jedoch die zusätzlichen Kosten der Übertragung durch einen Netzausbau innerhalb eines Landes.

WWF
(2009)

Stromnachfrage

- Die Entwicklung des Strom- wie auch des sonstigen Endenergieverbrauchs wird unter Rückgriff auf Bottom-up-Modelle der vier Nachfragesektoren „Private Haushalte“, „Dienstleistungen“, „Industrie“ und „Verkehr“ jeweils detailliert bestimmt. Dabei fließen in die Modelle Annahmen über die Entwicklung technischer und sozioökonomischer Parameter ein, die den Energieverbrauch beeinflussen wie technischer Fortschritt, Demografie, Wirtschaftswachstum und Wirtschaftsstruktur. Die Auswirkungen energiepolitischer Maßnahmen können innerhalb dieser Modelle untersucht werden. Bis 2050 werden weitgehende technische Fortschritte und die Etablierung hocheffizienter Geräte und Anlagen im Bestand unterstellt, was in der Summe zu einer deutlichen Senkung der Stromnachfrage führt.

Stromerzeugung

- Der Ausbau erneuerbarer Energien wird im Wesentlichen übernommen aus einer Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums (BMU 2008). Lediglich die Verstromung der Biomasse wird im Vergleich zu dieser Studie reduziert (um knapp ein Viertel im Jahr 2050), da die Studie im Auftrag des WWF eine stärkere Verwendung der Biomasse im Güter- und Luftverkehr vorsieht, um auch dort weitgehende THG-

Emissionsreduktionen erzielen zu können. Aufgrund der gegenüber der BMU-Studie als geringer angenommenen Stromnachfrage kann auch der Import von Strom in diesem Szenario niedriger ausfallen. Im Szenario „2011 A“ (BMU 2012) beträgt der Nettostromimport im Jahr 2050 61 TWh, im Szenario „Innovation ohne CCS“ (WWF 2009) hingegen 48 TWh.

Stromnetz und Lastdeckung

- In der Studie finden sich keine Aussagen zur Entwicklung des Stromnetzes.
- Die konventionellen (fossilen) Kraftwerke werden mit dem europäischen Kraftwerksparkmodell von Prognos modelliert. Die Lastkurve wird in der Modellierung entsprechend der Entwicklung der Gesamtnachfrage angepasst und auf Stundenbasis mit der gesicherten Erzeugungskapazität abgeglichen. Die Erzeugung der verschiedenen erneuerbaren Energien wird dabei als exogener Input berücksichtigt. Eingang ins Modell finden auch die zukünftig forcierten Maßnahmen zum zeitlichen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage wie der Ausbau von Speicherkapazitäten und Lastmanagement. Modelltechnisch wird dies über eine entsprechende Erhöhung der verfügbaren Leistung der Kraftwerke umgesetzt.

Stromimport

- Der Stromimport ergibt sich als Residualgröße aus der Nachfrage, der Entwicklung der erneuerbaren Energien und der Entwicklung der für die Regelenergie notwendigen Gas- und Speicherkraftwerke. Die Studie unterstellt, dass es sich bei den Importen um Strom aus erneuerbaren Quellen handelt.

Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien; z. T. werden wörtliche Zitate aus den Studien wiedergegeben, die aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht einzeln als solche gekennzeichnet sind.

EUROPA-SZENARIEN

Auch die analysierten Europa-Szenarien legen einen Schwerpunkt auf das Aufzeigen möglicher Entwicklungspfade des Energie- bzw. Stromsystems, die mit ambitionierten Klimaschutzzielen kompatibel sind (s. Tabelle 6). So verringern sich in den drei betrachteten Szenarien die Emissionen der europäischen Stromerzeugung zwischen 1990 und 2050 um mindestens 95 % (Szenario „Connected“) und um bis zu 100 % (Szenario „100% RES“). Die Studie im Auftrag von Greenpeace und EREC (2012) weist neben der Herausforderung des Klimawandels auch grundsätzlich auf ökologische Grenzen hin, die eine Abkehr sowohl von fossilen als auch von atomaren Energieträgern nötig machen würde. Die Studie für die European Climate Foundation (ECF 2010) ist hingegen technologieoffener und möchte unterschiedliche Entwicklungspfade für das Stromsystem aufzeigen, die allesamt bis 2050 zu deutlichen CO₂-Reduktionen führen würden. Ein Schwerpunkt der Studie liegt auf der Modellierung des europäischen Stromsystems unter Berücksichtigung der Transferkapazitäten zwischen den verschiedenen Regionen Europas (s. unten). Durch Einbeziehen der Netzmodellierung soll die technische Machbarkeit der verschiedenen Szenarien der Studie aufgezeigt werden. Ein wesentliches Anliegen der Studie im Auftrag der Dii (2012) ist es hingegen aufzuzeigen, dass Europa seine CO₂-Emissionen im Stromsystem effektiver und günstiger reduzieren kann, wenn die Europäische Union (EU), Nordafrika und der Nahe Osten ein gemeinsames Stromsystem betreiben und Europa rund 20 % seines Strombedarfs aus Nordafrika bzw. dem Nahen Osten importiert⁸.

⁸ Mittlerweile hat die Dii eine weitere Studie veröffentlicht (Dii 2013), in der sie die konkreten Rahmenbedingungen beschreibt, die ihrer Auffassung nach kurz- bis mittelfristig durch die Energiepolitik geschaffen werden müssten, um die Vision eines im Wesentlichen auf erneuerbaren Energien basierenden und zwischen Europa und der MENA-Region vernetzten Stromsystems durch die Anreizung privater Investitionen auf den Weg zu bringen.

Während in der Studie für Greenpeace/EREC (2012) das gesamte Energiesystem mit den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr betrachtet wird, steht in der Studie für die Dii (2012) ausschließlich das Stromsystem Europas (in Verbindung mit Nordafrika und dem Nahen Osten) im Vordergrund. Auch die Studie für die ECF (2010) konzentriert sich im Wesentlichen auf die Fortentwicklung des Stromsystems.

Die Anteile der erneuerbaren Energien am europäischen Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 liegen in den Szenarien zwischen ca. 87 % (Szenario „Connected“) und 100 % (Szenario „100% RES“), während der Anteil des Nettostromimports nach Europa im Szenario „energy [r]evolution“ mit 11 % am niedrigsten ist und im Szenario „Connected“ mit etwa 19 % am höchsten.

Tabelle 6: Übersicht über die analysierten Europa-Szenarien und die zugehörigen Studien

Studie	Szenario	Explizite Ziele/Anliegen der Studie bzw. des Szenarios	Reduktion der CO ₂ -Emissionen der europäischen Stromerzeugung im Szenario bis 2050 vs. 1990 ⁹	Anteil erneuerbarer Energien am europäischen Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 (inkl. Importstrom)	Anteil des Nettostromimports am Stromverbrauch in Europa im Jahr 2050
Greenpeace/EREC (2012)	energy [r]evolution	<ul style="list-style-type: none"> • Schaffung eines auf erneuerbaren Energien beruhenden Energiesystems unter Einhaltung ökologischer Grenzen • Ausstieg aus der Nutzung nicht-nachhaltiger Energie • Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Verbrauch fossiler Energieträger 	98 %	96 %	11 %
ECF (2010)	100% RES	<ul style="list-style-type: none"> • Studie möchte unabhängige und objektive Analyse unterschiedlicher Pfade einer CO₂-armen europäischen Stromerzeugung liefern. • Szenarien sollen kompatibel sein mit EU-Zielen in Bezug auf Energiesicherheit, Umwelt und Ökono- 	100 %	100 %	15 %

⁹ Vorkettenemissionen (z. B. die Emissionen, die durch den Anbau und die Verarbeitung der Biomasse entstehen oder aber durch den Bau einer Erzeugungsanlage) werden bei der Ausweisung der Emissionen in den Studien vernachlässigt.

		<p>mie und sollen dafür (kurzfristig) notwendigen Änderungsbedarf aufzeigen.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zuverlässigkeit der Stromversorgung soll auf zu heute vergleichbarem Niveau bleiben. • Technische Machbarkeit einer 100 % auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung wird im Szenario 100 % RES untersucht. 			
Dii (2012)	Connected	<ul style="list-style-type: none"> • Aufzeigen, dass Europa seine CO₂-Emissionen im Stromsystem effektiver und günstiger reduzieren kann, wenn die Region EU/Nordafrika/Naher Osten ein gemeinsames Stromsystem entwickelt und Europa rund 20 % des Strombedarfs importiert. • Es soll ein Beitrag geleistet werden für die Infrastrukturplanung, z. B. für den Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan der ENTSO-E. 	95 %	ca. 87 %	19 %

Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien.

Wie bei den Deutschland-Szenarien ist auch bei den Europa-Szenarien das methodische Vorgehen der analysierten Studien unterschiedlich (s. ausführlich Tabelle 7):

Die Entwicklung der Stromnachfrage wird in den beiden Studien für die ECF (2010) und die Dii (2012) jeweils unter Verweis auf bestehende Literatur übernommen, während sie in der Studie für Greenpeace und EREC (2012) detailliert abgeleitet wird und dabei auch die im Rahmen der Studie erstellen Energieeffizienzpotenziale für die verschiedenen Sektoren berücksichtigt werden.

Der Stromerzeugungsmix wird in der Studie für Greenpeace und EREC (2012) unter Verwendung eines Simulationsmodells fortgeschrieben. Die Einschätzungen der Autorinnen und Autoren sind dabei von hoher Bedeutung, und diese orientieren sich wiederum an den Zielen der Studie sowie an als plausibel eingeschätzten Ausbauraten von Technologien zur Nutzung der erneuerbaren Energien. Bei der Studie für die ECF (2010) werden für die verschiedenen alternativen Szenarien hingegen ex ante unterschiedliche Vorgaben für die Anteile einzelner Technologiegruppen (Erneuerbare, Kernenergie, CCS) gemacht, womit eine Spanne der denkbaren CO₂-armen Ausgestaltungen des Stromsystems abgedeckt werden soll. In der Studie werden diese generischen Szenarien dann auf ihre jeweilige technische Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit hin untersucht. In der Studie für die Dii (2012) wird hingegen ein Optimierungsmodell verwendet, um unter vorgegeben Bedin-

gungen (insbesondere Reduktion der CO₂-Emissionen der europäischen Stromerzeugung um 95 % bis 2050 gegenüber 1990, keine Nutzung von CCS-Technologien und Ausstieg aus der Kernenergienutzung) eine kostenminimale Stromversorgung für Europa zu realisieren.

Tabelle 7: Methodisches Vorgehen in den Europa-Szenarien in Bezug auf die Fortschreibung des Stromsystems

Studie	
Greenpeace/ EREC (2012)	<p><u>Geografische Abgrenzung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Betrachtet wird das gesamte Energiesystem der EU 27. <p><u>Stromnachfrage</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Auf Basis einer Studie der Universität Utrecht werden für die verschiedenen Sektoren Effizienzpotenziale identifiziert, die im Zeitverlauf realisiert werden können. Neben diesen Potenzialen, die anhand der besten derzeit verfügbaren Technologien abgeleitet werden, wird der Strombedarf (wie der gesamte Energiebedarf) v. a. in Abhängigkeit der Bevölkerungs- und Bruttoinlandsprodukt (BIP)-Entwicklung fortgeschrieben. <p><u>Stromerzeugung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Wie in den vorangegangenen „energy [r]evolution“-Studien wird die Energieangebotsseite unter Verwendung des Simulationsmodells MESAP/PlaNet erstellt. Dabei wird angenommen, dass alle zu angemessenen Kosten verfügbaren Potenziale erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung (sowie auch für die Wärme- und Kraftstofferzeugung) nach und nach genutzt werden. Entsprechend dem Lernratenkonzept wird unterstellt, dass sich die Kosten für die Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien im Zeitverlauf in Abhängigkeit von ihrem jeweiligen Ausbau und von ihrer jeweiligen Kostensenkungsdynamik verringern. Bei den Annahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien wurden aktuelle Projektionen der Erneuerbare-Energien-Industrie berücksichtigt. Die Möglichkeit des Imports von Strom aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2050 aus Nordafrika (vor allem aus solarthermischen Kraftwerken) in Höhe von ca. 500 TWh pro Jahr wird vorgesehen. <p><u>Stromnetz und Lastdeckung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Die angenommene schnelle Einführung elektrischer Autos in Kombination mit der Implementierung von „smart grids“ sowie einem zügigen Ausbau des transeuropäischen Stromnetzes ermöglicht es dabei nach Angaben der Autorinnen und Autoren, einen hohen Anteil der fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik in das Stromsystem zu integrieren.
ECF (2010)	<p><u>Geografische Abgrenzung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Betrachtet wird das Stromsystem der EU 27+2 (d. h. plus Norwegen und Schweiz). <p><u>Stromnachfrage</u></p> <ul style="list-style-type: none"> In Bezug auf die Stromnachfrage werden bestehende Referenzfortschreibungen (hauptsächlich von der Internationalen Energieagentur IEA) als Grundlage verwendet. Gegenüber dieser Referenzentwicklung wird für die alternativen Szenarien angenommen, dass die Geschwindigkeit bei der Verbesserung der Energieeffizienz steigt, was tendenziell die Stromnachfrage reduziert, während diese aber gleichzeitig insgesamt infolge einer stärkeren Nutzung von Strom im Verkehrssektor und bei der Wärmeversorgung ansteigt.

- Explizit nicht angenommen werden weitgehende Verhaltensänderungen, die die Lebensqualität beeinflussen würden, wie eine bedeutende Reduktion des Individualverkehrs.

Stromerzeugung

- Vier verschiedene Pfade für die Stromversorgung Europas werden durch vier verschiedene Alternativszenarien abgebildet. Dabei werden im Rahmen des „Backcasting“-Verfahrens die Anteile der unterschiedlichen Stromerzeugungsoptionen exogen bestimmt. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung beträgt im Jahr 2050 je nach Szenario 40, 60, 80 oder 100 %. Die restliche Stromversorgung wird jeweils zur Hälfte durch Kernenergie und durch fossile Kraftwerke mit CCS-Technologie bereitgestellt. Das Szenario mit 100 % erneuerbaren Energien, das in diesem Rahmen von besonderem Interesse ist, wird in der Studie deutlich weniger detailliert beschrieben als die anderen drei Alternativszenarien.
- Eine Besonderheit des 100 %-EE-Szenarios ist die Annahme, dass hier 15 % des europäischen Strombedarfs durch Nettostromimporte aus Nordafrika gedeckt werden (in den anderen Szenarien dieser Studie findet kein Stromimport statt). Zudem wird nur in diesem Szenario der Einsatz fortgeschrittener Geothermie-Technologie angenommen. Diese soll im Jahr 2050 5 % des Strombedarfs decken.

Stromnetz und Lastdeckung

- Ein Kraftwerkseinsatzmodell mit stündlicher Auflösung bestimmt den Übertragungsnetzbedarf sowie den Bedarf an Reservekraftwerkskapazität. Dabei werden vorhandene Speicher und die angenommene Flexibilität auf der Nachfrageseite durch das Modell berücksichtigt.

Dii
(2012)

Geografische Abgrenzung

- Betrachtet wird das Stromsystem einer Region, die Europa, Nordafrika und den Nahen Osten umfasst (insgesamt 38 Länder: EU 27, Norwegen, Schweiz, Türkei, Syrien, Jordanien, Saudi Arabien, Ägypten, Libyen, Tunesien, Algerien und Marokko).

Stromnachfrage

- Die Entwicklungen der Stromnachfrage in Europa sowie in den Regionen Nordafrika und Naher Osten sind verschiedenen Literaturquellen entnommen. So basiert die Stromnachfrage der EU 27+2 (d. h. plus Norwegen und Schweiz) in den Hauptszenarien auf den Annahmen aus der Studie der ECF (2010). Als Sensitivität werden die Szenarien der Studie zusätzlich mit einer niedrigeren Stromnachfrage berechnet.

Stromerzeugung

- Für die Berechnung der Stromerzeugung wird das Optimierungsmodell PowerACE von Fraunhofer ISI verwendet. Das Modell berücksichtigt die Kosten der Stromerzeugung und der transnationalen Hochspannungsleitungen (die rein nationalen Hochspannungs- und Verteilnetze werden in dem Modell hingegen nicht abgebildet) und minimiert diese Kosten (inkl. der Kosten für den Stromaustausch zwischen Europa und Nordafrika) unter Berücksichtigung vorgegebener Restriktionen. Dabei werden Einsatzreihenfolge und Bau von konventionellen Kraftwerken, Speichern, transnationalen Hochspannungsleitungen und Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien optimiert. PowerACE verwendet dabei detaillierte Informationen zu den Potenzialen erneuerbarer Energien und den Kosten ihrer Nutzung. Das Modell stellt sicher, dass in jedem Land zu jeder Stunde des Jahres die Stromnachfrage gedeckt werden kann (stündliche Auflösung des Modells). Eine wesent-

liche Restriktion im Modell ist die Begrenzung der CO₂-Emissionen.

Stromnetz und Lastdeckung

- Jedes Land wird als ein einzelner Knotenpunkt des Stromnetzes betrachtet, und es werden dem Modell Annahmen zur Entwicklung der Stromnachfrage und des Lastverlaufs sowie Angaben zu den landesspezifischen Potenzialen und Erzeugungsmustern erneuerbarer Energien vorgegeben.
- Außerhalb des Analyserahmens des verwendeten Modells und damit auch der Studie liegt das Verteilnetz inklusive der dort installierten kleinen Erzeugungsanlagen und der dezentralen Stromspeicher.
- Da die zeitliche Auflösung nicht unterhalb von einer Stunde liegt, können keine Aussagen zur Entwicklung des Bedarfs und der Deckung von Regelenergie oder sonstigen Dienstleistungen der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung getroffen werden.

Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien; z. T. werden wörtliche Zitate aus den Studien wiedergegeben, die aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht einzeln als solche gekennzeichnet sind.

3.2 Gegenüberstellung der zentralen Annahmen in den Szenarien

3.2.1 Annahmen zu Bevölkerungsstand und BIP-Entwicklung

DEUTSCHLAND-SZENARIEN

Tabelle 8: Annahmen zum Bevölkerungsstand in Deutschland im Jahr 2050 und zur Entwicklung des deutschen Bruttoinlandsprodukts in den analysierten Szenarien

	Bevölkerungsstand in Deutschland im Jahr 2050 (in Mio. Einwohner)	Durchschnittlicher jährlicher Anstieg des realen BIP im Betrachtungszeitraum bis 2050 (in %)
Szenarien der Studie für BMU (2012)	73,8	1,24 %
Innovation ohne CCS (WWF 2009)	72,2	1,12 %
Szenarien des SRU (2011)	k. A.	k. A.

Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien.

Die Annahmen zum Bevölkerungsstand und zur Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts, die zumindest in WWF (2009) einen Einfluss auf die Höhe der Stromnachfrage haben, unterscheiden sich in den Szenarien der Studie für das BMU (2012) und für WWF (2009) nicht wesentlich voneinander (s. Tabelle 8). In den BMU-Szenarien wird für das Jahr 2050 von einer etwas größeren Bevölkerung (73,8 Millionen) ausgegangen als in dem WWF-Szenario (72,2 Millionen). Zudem wächst die Wirtschaftsleistung in den BMU-Szenarien mit durchschnittlich 1,24 % pro Jahr im Betrachtungszeitraum bis 2050 etwas stärker als dies in der Studie für WWF (2009) angenommen wurde (1,12 %). In der Studie des SRU (2011) werden keine expliziten Annahmen zur Bevölkerungs- oder BIP-Entwicklung getroffen. Entsprechende Annahmen als Input für die Berechnung bzw. Abschätzung der zukünftigen Stromnachfrage sind in der SRU-Studie auch nicht nötig, da hier die Höhe

der Stromnachfrage (als eine Spanne) auf Grundlage der bestehenden Szenarioliteratur abgeleitet wird (s. unten).

EUROPA-SZENARIEN

Tabelle 9: Annahmen zum Bevölkerungsstand im Jahr 2050 in Europa und zur Entwicklung des europäischen Bruttoinlandsprodukts in den analysierten Szenarien

	Bevölkerungsstand in der EU 27 im Jahr 2050 (in Mio. Einwohner)	Durchschnittlicher jährlicher realer BIP-Anstieg in der EU 27 im Betrachtungszeitraum bis 2050 (in %)
energy [r]evolution (GP/EREC 2012)	512	1,6 %
100% RES (ECF 2010)	ca. 500	1,8 %
Connected Scenario (Dii 2012)	k. A.	k. A.

Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien.

Der Bevölkerungsstand in der EU 27 wird im Jahr 2050 nach den Annahmen in den Studien für Greenpeace/EREC (2012) und für ECF (2010) ungefähr auf dem gegenwärtigen Niveau liegen (501 Millionen im Jahr 2012, s. Tabelle 9). In den Szenarien wird bis zum Jahr 2050 ein durchschnittlicher jährlicher Anstieg des europäischen BIP von 1,6 % („energy [r]evolution“) bzw. 1,8 % („100% RES“) angenommen. In der Studie für die Dii werden zumindest explizit keine Annahmen über die Entwicklung des BIP sowie der Bevölkerung der EU 27 getätigt.

3.2.2 Annahmen zu den Preisen fossiler Energieträger und von CO₂-Zertifikaten

DEUTSCHLAND-SZENARIEN

Die Annahmen zu der Preisentwicklung der fossilen Energieträger und der CO₂-Zertifikate können je nach methodischer Vorgehensweise einen wichtigen Einfluss auf die Entwicklung des Stromerzeugungsmixes in einem Szenario haben. In den hier analysierten Szenarien wird allerdings der Ausbau der erneuerbaren Energien unabhängig von den Annahmen über die Höhe der Energieträger- und CO₂-Zertifikatepreise festgesetzt. Auch die unterstellte weitere Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks orientiert sich in den Szenarien von zwei der betrachteten Studien (BMU 2012, SRU 2011) offenbar ausschließlich an technischen und ökologischen Kriterien. Lediglich für die Erarbeitung der Szenarien der Studie für den WWF (2009) wird ein ökonomisch optimierendes Investitions- und Einsatzmodell für den Bereich der konventionellen Kraftwerke genutzt, so dass hier die Annahmen zu den Energieträger- und CO₂-Preisen einen entscheidenden Einfluss auf den (konventionellen) Kraftwerkspark haben.

In der Studie für das BMU (2012) werden – analog zu den Vorgängerstudien – drei Preisentwicklungspfade abgebildet, um die Szenarien der Studie in Hinblick auf ihre Energiesystemkosten zu bewerten (s. Tabelle 10): Pfad A entspricht etwa dem oberen Rand der als plausibel erachteten Preisspanne. Pfad B wird als ein Pfad mit mäßigem Preisanstieg

dargestellt. Preispfad C stammt aus der Zeit eines sehr niedrigen Energiepreinsniveaus und wird in der BMU-Studie eher nachrichtlich aufgeführt.

Tabelle 10: Angenommene Grenzübergangpreise und CO₂-Zertifikatepreise in den analysierten Deutschland-Szenarien im Jahr 2050

Szenario/Preispfad	Angenommener Grenzübergangspreis (in €/GJ)				Angenommener Zertifikatepreis im EU-Emissionshandel (in €/Tonne CO ₂)	
	Erdöl		Erdgas		2030	2050
	2030	2050	2030	2050		
Preispfad A 2011* (BMU 2012)	17,2	24	10,5	14,9	45	75
Preispfad B 2011* (BMU 2012)	14,5	18	8,3	10,6	34	57
Preispfad C 2011* (BMU 2012)	12,7	14,9	6,6	8,1	26	45
Innovation o. CCS** (WWF 2009)	16,9	29,5	10,8	18,3	30	50
SRU-Szenarien***	k. A.	k. A.	13,8	18,5	50	70

* Preisbasis 2009; ** Preisbasis 2007; *** Preisbasis 2005

Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien.

Die Preisentwicklung für Erdöl und Erdgas verläuft in der Studie „Modell Deutschland“ (WWF 2009) bis 2040 sehr ähnlich dem Preispfad A der BMU-Studie (2012), danach wird jedoch von einer weiteren Beschleunigung des Preisanstiegs ausgegangen.

Für die Berechnungen der Unterschiede in den Stromgestehungskosten zwischen dem Einsatz erneuerbarer und fossiler Energieträger verwendet die Studie des SRU (2011) für fossile Brennstoffe und Emissionsrechte die Preisentwicklungen des Hochpreispfades A aus einer früheren Fassung (BMU 2008) der Szenariostudie für das BMU. Der zukünftige Anstieg des Erdgaspreises wurde hier noch stärker eingeschätzt als in dem Hochpreispfad (Preispfad A) der aktuellen Szenariostudie für das BMU (2012)¹⁰.

EUROPA-SZENARIEN

Die Annahmen zur Entwicklung der fossilen Energieträgerpreise sowie der CO₂-Zertifikatepreise haben bei den beiden Szenarien „energy [r]evolution“ und „100% RES“ keinen oder zumindest keinen direkten Einfluss auf den Energiemix, da diese beiden Szenarien weder über eine Marktmodellierung noch eine ökonomische Optimierung erstellt werden. Bei dem Szenario der Dii-Studie haben die Preisannahmen prinzipiell einen Einfluss auf den Energiemix, da hier ein kostenminimales System modelliert wird. Aufgrund

¹⁰ Da in dieser Studie nur das Stromsystem analysiert wird und Erdölprodukte in Deutschland in der Stromerzeugung keine Relevanz haben, werden in der Studie die Erdölpreise nicht wiedergegeben.

der Vorgabe in dieser Studie, dass die Emissionen bis 2050 um mindestens 95 % gegenüber 1990 sinken müssen und zudem keine CCS-Technologien und keine Kernenergie genutzt werden dürfen, ist allerdings kein wesentlicher Effekt der angenommenen fossilen Preise und der Zertifikatepreise zu erwarten. Dies liegt daran, dass diese Vorgaben dazu führen, dass auch relativ teure erneuerbare Energien-Potenziale genutzt werden. Folglich müsste der Preis für fossile Energieträger und/oder der CO₂-Preis sehr hoch sein, damit die unter dem Gesichtspunkt der CO₂-Emissionen erlaubte Menge an Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern durch Strom aus weiteren erneuerbaren Energieträgern (möglicherweise in Kombination mit Stromspeichern) ersetzt wird.

Die Annahmen über die zukünftigen fossilen Energieträgerpreise sind im Szenario „energy [r]evolution“ am höchsten (s. Tabelle 11). Der Erdgaspreis liegt hier beispielsweise im Jahr 2050 bei (real) mindestens 20 Euro pro Gigajoule (GJ), während er in den anderen Szenarien bei knapp 11 („100% RES“) bzw. bei knapp 7 Euro/GJ („Connected“) liegt. Die angenommenen CO₂-Zertifikatepreise im Jahr 2050 liegen hingegen im Szenario „energy [r]evolution“ mit 57 Euro/Tonne niedriger als im Szenario „100% RES“ mit 85 Euro/Tonne. Für das Szenario „Connected“ werden keine Annahmen zu den CO₂-Zertifikatepreisen gegeben.

Tabelle 11: Angenommene Grenzübergangspreise und CO₂-Zertifikatepreise in den analysierten Europa-Szenarien im Jahr

Szenario	Angenommener Grenzübergangspreis (in €/GJ)				Angenommener Zertifikatspreis im EU-Emissionshandel (in €/Tonne CO ₂)	
	Erdöl		Erdgas		2030	2050
	2030	2050	2030	2050		
energy [r]evolution (GP/EREC 2012)*	21	21	k. A.	20 - 25	30	57
100% RES (ECF 2010)**	14,7	14,7	10,8	10,8	85	85
Connected Scenario (Dii 2012)*	12,2	12,2	6,9	6,7	k. A.	k. A.

* Preisbasis 2010; ** Preisbasis 2008

Bemerkungen: Umrechnung der in US Dollar angegebenen Preise unter der Annahme eines Kurses von 1 Euro = 1,3 USD.

Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien.

3.2.3 Annahmen/Aussagen zum angestrebten Grad der Sicherheit der Stromversorgung DEUTSCHLAND-SZENARIEN

Die Autoren der Studie im Auftrag des BMU räumen ein, dass im Rahmen ihrer Szenarien die Versorgungssicherheit nicht umfassend bewertet werden kann, da keine zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Untersuchung der Auswirkungen der durch fluktuierende erneuerbare Energien dominierten Stromerzeugung auf die Übertragungsnetze vorgenom-

men wurde. Die Studie betont jedoch zugleich die Notwendigkeit, während des laufenden Transformationsprozesses den heute üblichen Standard hinsichtlich der Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf der Basis überwiegend fluktuierender Energiequellen erfordere einen starken Ausbau von Infrastrukturmaßnahmen wie Netztransferkapazität, Energiespeichern sowie Last- und Erzeugungsmanagement.

In der Studie für den WWF (2009) wird betont, dass bei der Erstellung der Szenarien ein hoher Wert auf Versorgungssicherheit gelegt wurde, ohne allerdings im Detail zu erläutern, inwiefern die Versorgungssicherheit der dargestellten Szenarien methodisch überprüft wurde.

In den SRU-Szenarien wurde die Bedingung gesetzt, dass jedes Szenario die schwankende Stromnachfrage durch die eingesetzten Technologien zu jedem Zeitpunkt decken können muss. Dies gewährleiste „vollständige Versorgungssicherheit“ (SRU 2011, S. 81) und wird entweder durch zeitgleiche Produktion regenerativer Elektrizität oder durch den Einsatz zuvor gespeicherten Stroms sichergestellt.

EUROPA-SZENARIEN

Die Studie für Greenpeace und EREC (2012) betont die Vorteile, die eine drastische Reduktion der Nutzung fossiler Ressourcen auf die Sicherheit bzw. Zuverlässigkeit der primärenergetischen Versorgung haben würde, geht jedoch nicht explizit auf mögliche Herausforderungen in dem Szenario „energy [r]evolution“ in Bezug auf die Versorgungssicherheit der Stromversorgung ein.

Die Studie der ECF (2010) betont mehrfach die hohe Bedeutung einer zuverlässigen Stromversorgung. Mit Hilfe des stündlich auflösenden Stromsystemmodells soll sichergestellt werden, dass die beschriebenen Szenarien mindestens das gegenwärtige Niveau der Stromversorgungssicherheit gewährleisten können. Dies sei mit einer Kombination von Reservekraftwerken (laufen im Szenario „100% RES“ mit Biogas) und dem Ausbau des Stromnetzes möglich. In der Studie wird darauf hingewiesen, dass die Berechnungen zu dem Szenario „100% RES“ zeigen, dass Kernenergie und fossile Energieträger in Zukunft nicht zwingend erforderlich sein werden, um eine sichere Stromversorgung gewährleisten zu können: „[The 100% RES scenario] was found to be capable of delivering the same level of reliability; the cost of electricity for this scenario contains higher levels of uncertainty and warrants additional study, but it does not appear to be dramatically more expensive than the main decarbonization pathways studied.“ (ECF 2010, S. 20)

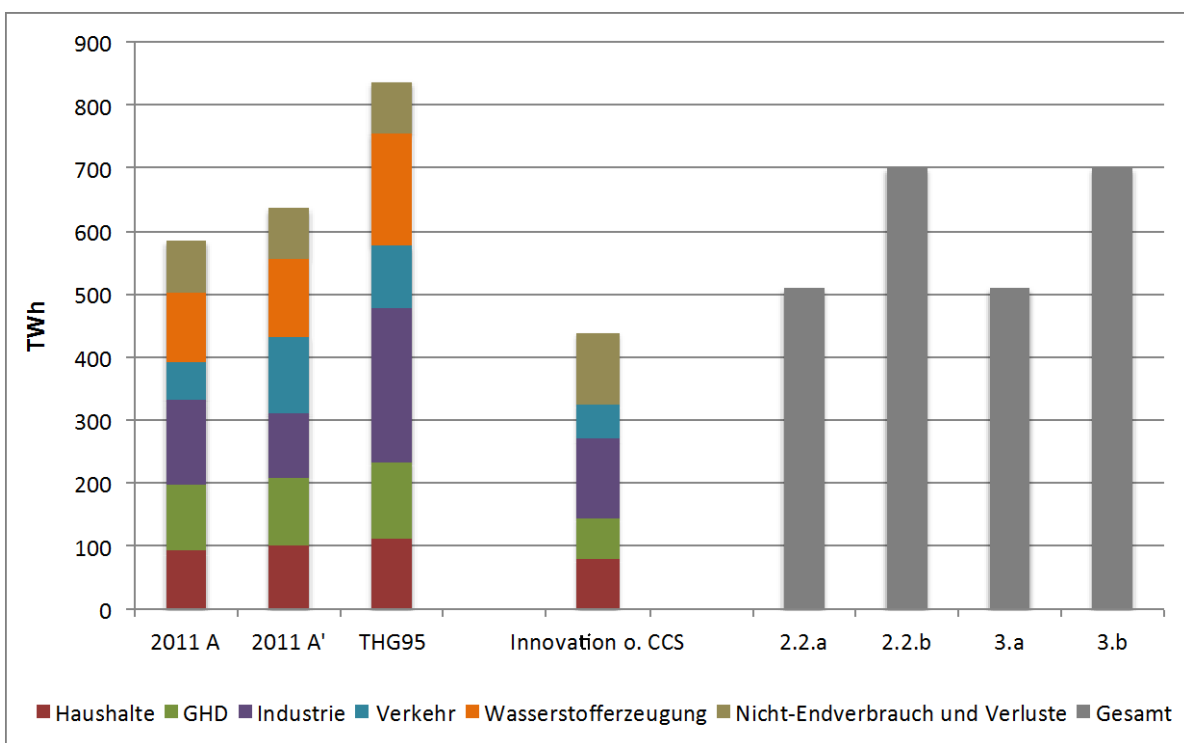
In der Studie für die Dii (2012) wird nicht detailliert auf die Sicherheit der Stromversorgung eingegangen, es wird jedoch angeführt, dass die dargestellten Szenarien Versorgungssicherheit gewährleisten würden. Zudem wird angemerkt, dass die Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien besser gewährleistet sei, wenn Stromsysteme möglichst großflächig miteinander verbunden seien (wie im Szenario „Connected“): „In a power system based on 90% renewables, avoiding blackouts means ensuring that there are sufficient Solar and Wind resources to meet demand 24 hours a day 365 days a year. Given natural variations over time and space, such a requirement is more easily met in larger systems. As our analysis makes clear, system integration makes a sustainable power system not just more affordable but also more reliable.“ (Dii 2012, S. 94)

3.2.4 Annahmen zur Stromnachfrage

DEUTSCHLAND-SZENARIEN

Die Annahmen zum Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 unterscheiden sich zum Teil deutlich von Szenario zu Szenario (s. Abbildung 5). So liegt der Verbrauch im Szenario „THG95“ bei 837 TWh, während er in den anderen hier gezeigten Szenarien der Studie im Auftrag des BMU (2012) mit 584 (Szenario „2011 A“) bzw. 638 (Szenario „2011 A‘“) TWh um 24 bis 30 % niedriger liegt¹¹. Der SRU (2011) unterscheidet für seine Szenarien auf Grundlage einer Literaturanalyse zwischen zwei Nachfrageniveaus mit 509 bzw. 700 TWh, ohne dabei eine Annahme über die genaue Aufteilung dieser Nachfrage auf Sektoren bzw. Anwendungsfelder zu treffen. Besonders niedrig ist die Stromnachfrage im Szenario „Innovation ohne CCS“ der Studie im Auftrag des WWF (2011). Sie liegt mit 438 TWh 14 % niedriger als die Nachfrage in denjenigen SRU-Szenarien mit niedriger Nachfrage und sogar um 48 % niedriger als im Szenario „THG95“.

Abbildung 5: Annahmen zur Höhe des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2050 in den analysierten Deutschland-Szenarien



Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien

Die Unterschiede in der Stromnachfrage können im Wesentlichen auf zwei Gründe zurückgeführt werden:

- Unterschiedliche Annahmen zum Wachstum der Nachfrage nach Strom (bzw. aus Strom erzeugtem Wasserstoff) in „neuen“ Anwendungsfeldern bzw. Sektoren, in denen andere, überwiegend fossile Energieträger verdrängt werden;

¹¹ Der Strom-Endenergieverbrauch geht in Szenario „2011 A“ gemäß der Zielsetzung des Energiekonzepts auf 393 TWh bis zum Jahr 2050 zurück (25 % unter dem Niveau von 2008). Im Szenario „2011 A‘“ wurde angenommen, dass das 25%-Stromminderungsziel nur auf die „konventionellen“ heutigen Stromverbraucher bezogen ist. Folglich liegt dort der gesamte Endenergiebedarf an Strom (einschließlich neuer Anwendungen wie Wärmepumpen und Elektromobilität) im Jahr 2050 15 % über dem Wert von Szenario „2011 A“ und lediglich 15 % unter dem Bedarf des Jahres 2008. Insbesondere aufgrund der Elektrifizierung weiter Teile der Wärmebereitstellung im Szenario „THG95“ steigt der gesamte Endenergiebedarf an Strom in diesem Szenario zwischen 2008 und 2050 um 13 % (von 524 TWh auf 591 TWh).

- Unterschiedliche Annahmen zur Entwicklung der Effizienz von Stromanwendungen.

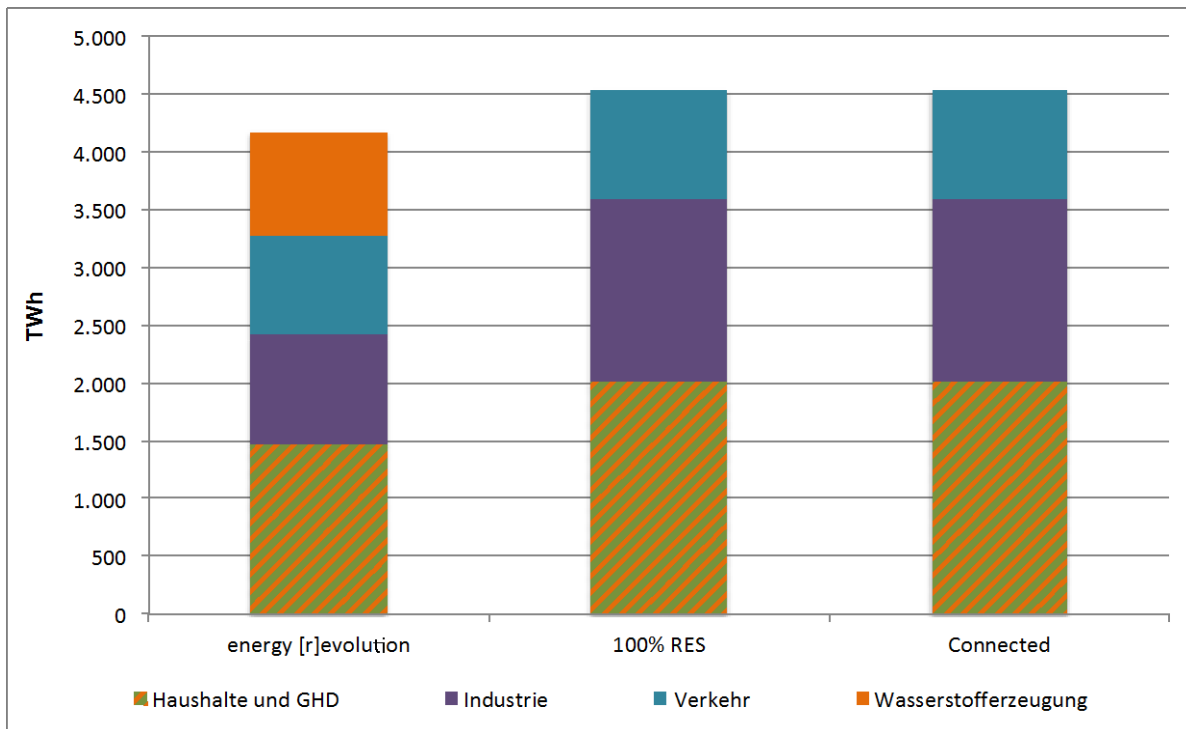
In Szenario „THG95“ werden z. B. in starkem Umfang fossile Energieträger durch Strom und aus Strom erzeugten Wasserstoff verdrängt, insbesondere in der Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme (z. B. durch Wärmepumpen) und im Verkehrssektor (durch mit Strom oder Wasserstoff angetriebene Fahrzeuge). Eine solche Elektrifizierung findet in gewissem Maße auch im Szenario „2011 A“ statt, wird im Szenario „THG95“ allerdings deutlich forciert. Dadurch liegt der Endenergieverbrauch nach Strom im Szenario „THG95“ im Jahr 2050 um rund 180 TWh bzw. um 47 % höher als im Szenario „2011 A“. Die Nachfrage nach Wasserstoff im Verkehrsbereich und für die Prozesswärme, die im Szenario „THG95“ besonders hoch ist, erfordert (für den Prozess der Elektrolyse) zusätzliche Mengen an Strom.

Im Szenario „Innovation ohne CCS“ ist der Stromverbrauch hingegen besonders niedrig. Hier werden in allen Sektoren sehr deutliche Effizienzverbesserungen unterstellt. Hinzu kommt ein angenommenes moderates Wirtschaftswachstum. Die Strategie der Elektrifizierung ist weniger ausgeprägt als in den Szenarien der Studie für das BMU (2012), insbesondere im Szenario „THG95“. Zudem nimmt das Szenario „Innovation ohne CCS“ keine Nutzung bedeutender Mengen an Elektrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff an.

EUROPA-SZENARIEN

Die Stromnachfrage in Europa (EU 27+2) im Jahr 2050 wird im Szenario „Connected“ übernommen aus der Studie für die ECF (2010). Dort wiederum wird die Entwicklung der Stromnachfrage fortgeschrieben, indem zunächst die Nachfrage Europas aus dem Referenzszenario des World Energy Outlook 2009 der IEA (2009) bis 2050 extrapoliert und als Ausgangsbasis herangezogen wird. Die so ermittelte Nachfrageentwicklung wird modifiziert, indem zum einen bessere Effizienzfortschritte, zum anderen aber auch eine höhere Stromnachfrage durch die Substitution fossiler Energieträger im Verkehrsbereich und in der Wärmeversorgung angenommen werden. Für das Jahr 2050 wird folglich für Europa von einem Strombedarf in Höhe von 4.900 TWh ausgegangen, wobei dieser Wert der Nettostromnachfrage plus Verteilungsverluste in Höhe von 7,5 % entspricht. Die Nettostromnachfrage im Jahr 2050 entspricht somit in den beiden Szenarien „Connected“ und „energy [r]evolution“ jeweils gut 4.500 TWh und verteilt sich auf die einzelnen Sektoren wie in Abbildung 6 dargestellt.

Abbildung 6: Annahmen zur Höhe des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2050 in den analysierten Europa-Szenarien



Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien

Die Nettostromnachfrage im Jahr 2050 ist im Szenario „energy [r]evolution“ mit knapp 4.200 TWh etwas niedriger. Allerdings wird in diesem Szenario – im Gegensatz zu den anderen beiden hier betrachteten Szenarien – nur die EU 27 betrachtet, das heißt die Stromnachfrage von Norwegen und der Schweiz (gegenwärtig zusammen rund 200 TWh) sind in den Angaben des Szenarios „energy [r]evolution“ nicht enthalten. Die Stromnachfrage in diesem Szenario wird bestimmt, indem sie in Abhängigkeit von Bevölkerungs- und BIP-Entwicklung sowie unter Berücksichtigung neuer Stromanwendungen fortgeschrieben wird und indem zusätzlich angenommen wird, dass die im Rahmen der Studie ermittelten Effizienzpotenziale in den einzelnen Sektoren im Laufe der Zeit realisiert werden.

Insbesondere in den Sektoren „Industrie“ und „Haushalte und GHD“ wird im Szenario „energy [r]evolution“ für das Jahr 2050 eine deutlich niedrigere Endenergienachfrage nach Strom angenommen als in den anderen beiden Szenarien. Jedoch werden 2050 im Szenario „energy [r]evolution“ zusätzlich rund 900 TWh an Strom für die Erzeugung von Wasserstoff genutzt. Der daraus erzeugte Wasserstoff wird zum Teil in den Endenergiesektoren genutzt (und ersetzt somit in gewissem Maße auch Stromnachfrage) und zum Teil auch rückverstromt.

3.2.5 Annahmen über die „neuen“ Stromverbraucher Elektromobilität und Wärmepumpen

DEUTSCHLAND-SZENARIEN

In der Studie im Auftrag des BMU (2012) wird grundsätzlich von einer sehr dynamischen Entwicklung der Elektromobilität im Sektor der Personenkraftwagen (PKW) ausgegangen. Im Szenario „2011 A“ erreichen die Elektrofahrzeuge einen Anteil von 50 % an der Verkehrsleistung im Jahr 2050. Im Szenario „THG95“ (wie auch im Szenario „2011 C“) wird

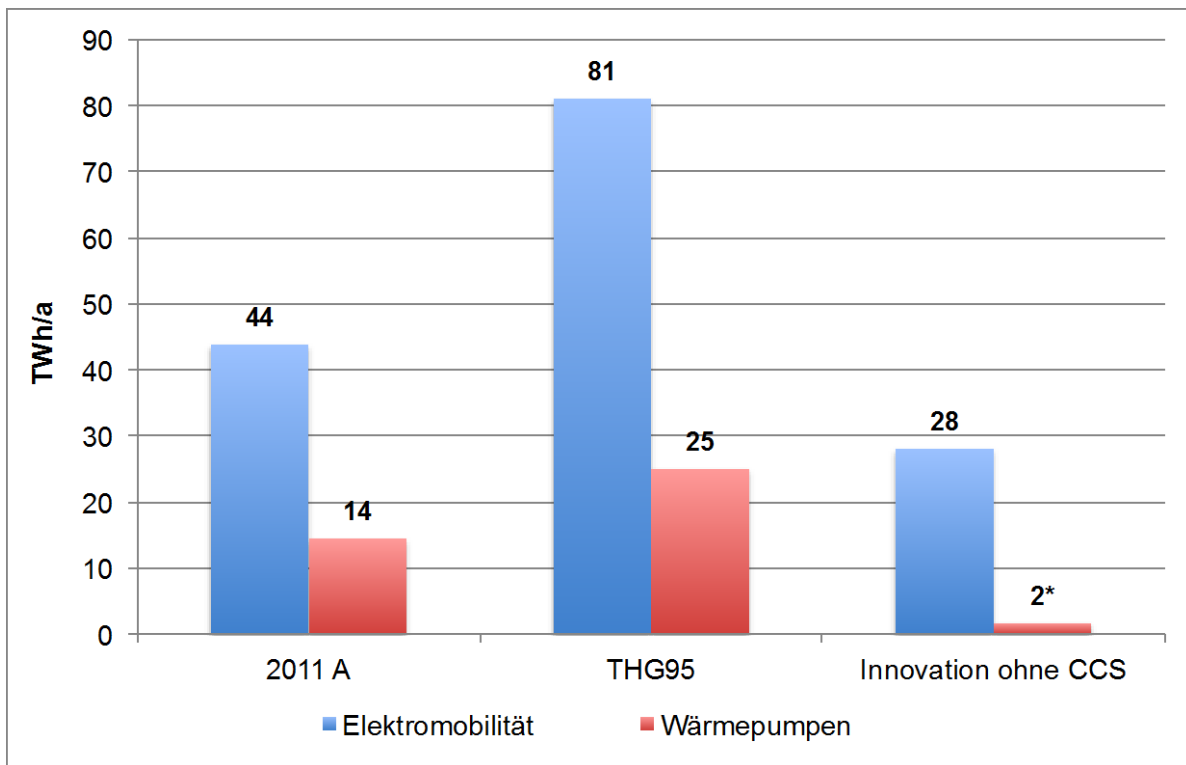
bis Mitte des Jahrhunderts sogar die vollständige Umstellung der PKW-Flotte auf elektrisch angetriebene Fahrzeuge (inkl. Plug-In-Hybride) unterstellt.

In der Studie für den WWF (2009) wird die Bedeutung nennenswerter Anteile von Elektromobilität für ein weitgehend CO₂-freies Energiesystem betont. Eine strategische Ausrichtung auf die Elektromobilität wird zunächst durch die Einführung von Zwischenstufen des vollelektrischen Autos wie Hybride und Plug-in-Hybride umgesetzt. In den alternativen Szenarien der Studie (wie im Szenario „Innovation ohne CCS“) wird allerdings im Verkehrssektor auch in bedeutendem Umfang auf Biokraftstoffe gesetzt, was einen wesentlichen Grund für den niedrigeren Strombedarf im Verkehrssektor (gegenüber Szenario „2011 A“ und insbesondere Szenario „THG95“) darstellt.

In den Szenarien des SRU (2011) wird nicht detailliert auf den Verkehrssektor bzw. den Themenbereich Elektromobilität eingegangen (ebenso wenig auf den Wärmesektor). Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass bei einer vollständigen Umstellung des Individualverkehrs auf Elektromobilität in Zukunft „mit einer zusätzlichen Stromnachfrage von bis zu 100 TWh/a zu rechnen“ sei (SRU 2011, S. 83).

In den Szenarien der Studie für das BMU (2012) wird der Stromverbrauch der Wärmepumpen separat ausgewiesen und liegt im Jahr 2050 bei 14 TWh (Szenario „2011 A“) bzw. bei 25 TWh (Szenario „THG95“) (s. Abbildung 7). In dem Szenario der Studie für den WWF (2009) wird der Strombedarf der Wärmepumpen hingegen nur für die Bereitstellung von Raumwärme im Haushaltssektor angegeben und beträgt dort im Jahr 2050 2 TWh. Da Wärmepumpen auch in anderen Sektoren sowie in den Haushalten auch für die Brauchwassererwärmung zum Einsatz kommen, dürfte der tatsächliche Stromverbrauch für Wärmepumpen in dem Szenario „Innovation ohne CCS“ höher liegen als in Abbildung 8 dargestellt, vermutlich jedoch niedriger als im Szenario „2011 A“.

Abbildung 7: Strombedarf für Elektromobilität und Wärmepumpen im Jahr 2050 nach verschiedenen Deutschland-Szenarien



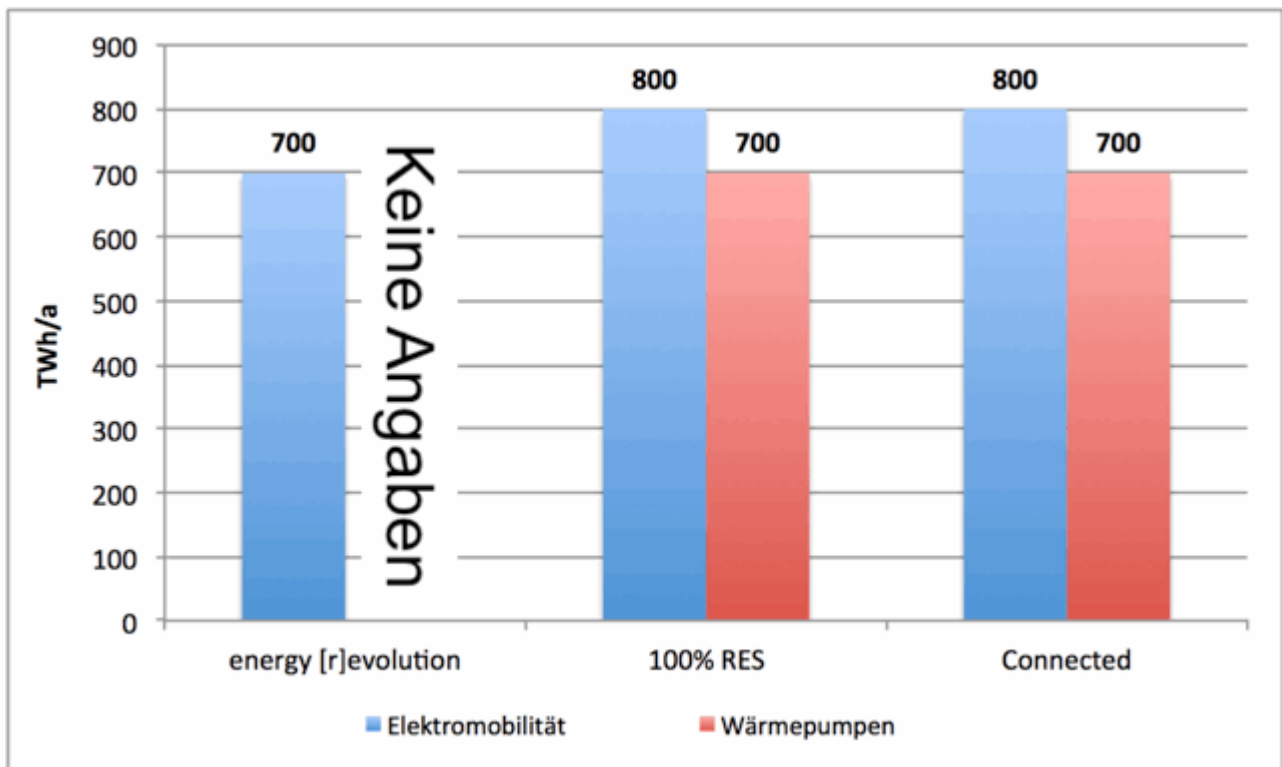
*Umfasst lediglich den Strombedarf von Wärmepumpen für die Raumwärmebereitstellung in Haushalten und stellt insofern nur einen Teil des gesamten Strombedarfs für Wärmepumpen dar.

Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien

EUROPA-SZENARIEN

Da für das Szenario „Connected“ die Höhe und Struktur der Stromnachfrage der Szenarien aus der Studie für die ECF (2010) übernommen werden, ist auch der Strombedarf für die „neuen“ Stromverbraucher Elektromobilität und Wärmepumpen in den beiden Szenarien „Connected“ und „100% RES“ identisch (s. Abbildung 8). Die Szenarien unterstellen, dass es zu einem starken Wachstum des Anteils von Elektroautos auf dem PKW-Neumarkt kommen wird, wobei zunächst Hybride und Plug-in-Hybride im Segment der Elektroautos dominieren werden. Nach 2020 und insbesondere ab 2030 werden dann reine Elektroautos mehr und mehr an Bedeutung gewinnen, und im Jahr 2050 erfolgt demnach über die Hälfte des Straßenverkehrs mit elektrischem Antrieb. Der Ausbau der Wärmepumpen wird in den Szenarien annahmegemäß unterstützt durch weitgehende Verbesserungen bei der Gebäudeeffizienz und Steigerungen in der Effizienz der verwendeten Wärmepumpen. Bis 2050 können somit annahmegemäß 90 % des Wärmebedarfs von Gebäuden durch Wärmepumpen gedeckt werden. Zudem werden Wärmepumpen in bestimmten Anwendungsbereichen auch im Industriesektor verstärkt für die Wärmebereitstellung genutzt.

Abbildung 8: Strombedarf für Elektromobilität und Wärmepumpen im Jahr 2050 nach verschiedenen Europa-Szenarien



Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien sowie Pregger (2013).

In der Studie im Auftrag von Greenpeace/EREC (2012) finden sich keine genauen Angaben zum Strombedarf der Elektromobilität. Eine Anfrage bei einem der Autoren der Studie (Thomas Pregger, DLR) hat ergeben, dass im Jahr 2050 der Strombedarf für Vollelektrofahrzeuge (605 TWh) und für Plug-in-Hybride (ca. 95 TWh) insgesamt bei rund 700 TWh liegt – und damit in einer ähnlichen Größenordnung wie in den anderen beiden Szenarien (Pregger 2013). Auch in diesem Szenario wächst in einer Übergangszeit – insbesondere zwischen 2020 und 2030 – zunächst die Bedeutung von Hybridautos und Plug-in-Hybridautos sehr schnell an, bevor insbesondere nach 2030 die reinen Elektroautos immer größere Marktanteile gewinnen. Im Jahr 2050 sind rund 70 % der verkauften PKWs reine Elektroautos, während die restlichen ca. 30 % Brennstoffzellen-Autos darstellen. Im Szenario „energy [r]evolution“ werden 2050 zusätzlich 30 bis 40 % des Energiebedarfs des Güterstraßenverkehrs durch Strom gedeckt. Dabei wird angenommen, dass Hybridtechnologie zum Einsatz kommt und LKW auf bestimmten Strecken während der Fahrt Strom aus Oberleitungen beziehen. Die Nutzung von Wärmepumpen steigt in dem Szenario zwischen 2009 und 2050 um das 44-fache von 11 Gigawatt (GW) auf 484 GW, allerdings werden in der Studie keine Angaben zum Gesamtstrombedarf dieser Wärmepumpen gemacht.

3.2.6 Annahmen über die nutzbaren Potenziale erneuerbarer Energien

DEUTSCHLAND-SZENARIEN

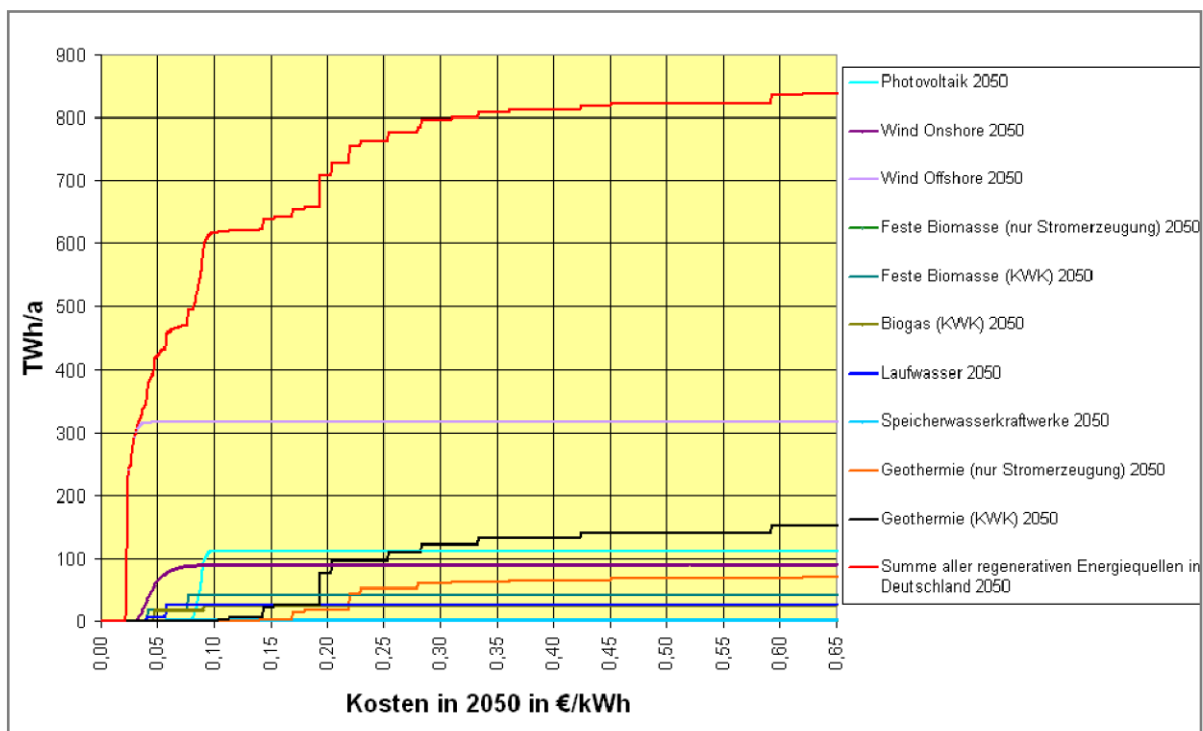
Abgesehen von der energetischen Biomassenutzung werden in der Studie für das BMU (2012) keine quantitativen Aussagen über die Potenziale erneuerbarer Energien in Deutschland getroffen. In Bezug auf die Biomasse geht die Studie davon aus, dass bis 2030 die heimischen Potenziale (maximal ca. 1.550 PJ/a an Primärenergieinhalt) ausge-

schöpft sein werden. Ab diesem Zeitpunkt bleibt der Endenergiebeitrag von Biomasse konstant bei rund 1.140 PJ/a. Für die Stromerzeugung aus Biomasse sind davon 60 TWh/a vorgesehen. In der Studie wird angemerkt, dass bis zum Jahr 2050 die technisch-strukturellen Potenziale der Windenergie, der Erdwärme und insbesondere der Solarenergie im Hauptszenario (Szenario „2011 A“) „bei weitem noch nicht ausgeschöpft“ werden (BMU 2012, S. 107). In Bezug auf das Szenario „THG95“, in dem ein deutlich stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien stattfindet, findet sich jedoch keine explizite Aussage zu dem Grad der Ausnutzung der vorhandenen Potenziale.

In der Studie für den WWF (2009) finden sich – erneut abgesehen von der Biomasse – ebenfalls keine Einschätzungen zu dem inländischen Potenzial verschiedener Quellen erneuerbarer Energien. Für die nachhaltige energetische Biomassennutzung wird jedoch mit 1.200 PJ/a (Primärenergie) eine striktere Grenze gesetzt als in der Studie für das BMU (2012). In dem Szenario „Innovation ohne CCS“ werden daraus im Jahr 2050 gut 40 TWh Strom erzeugt.

In der SRU-Studie werden hingegen für die relevanten Optionen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien quantitative und kostenabhängige Potenziale für Deutschland im Jahr 2050 angegeben. Diese Potenziale werden unter Rückgriff auf das REMix-Modell ermittelt, wobei technische und ökologische Restriktionen berücksichtigt und ein durchschnittliches Windjahr sowie durchschnittliche Sonnenverhältnisse unterstellt werden. Die folgende Abbildung 9, die der Studie des SRU (2011, S. 98) entnommen wurde, zeigt die ermittelten Potenziale der verschiedenen erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2050 im Verhältnis zu ihren Kosten. Relativ kostengünstige Potenziale liegen im Bereich der On- und Offshore-Windenergienutzung (zusammen ca. 407 TWh/a) und der Nutzung der Wasserkraft (ca. 28 TWh/a). Die Nutzung der Fotovoltaik (PV) hat zwar ein größeres Potenzial (ca. 110 TWh/a), ist aber mit höheren Grenzkosten verbunden. Mit besonders hohen Grenzkosten ist die Nutzung der Potenziale der Tiefengeothermie (220 TWh/a) verbunden. Die Nutzung der Biomasse im Stromsystem wird auf 71 TWh/a begrenzt. Insgesamt stehen nach SRU (2012) in Deutschland etwas über 600 TWh erneuerbarer Stromerzeugung zu Kosten von unter 10 €-Cent pro Kilowattstunde (kWh), etwas über 700 TWh zu Kosten von unter 20 €-Cent/kWh und knapp 800 TWh zu Kosten von unter 30 €-Cent/kWh zur Verfügung.

Abbildung 9: Verfügbare Stromerzeugungspotenziale für verschiedene erneuerbare Energien in Deutschland in Abhängigkeit von ihren Grenzkosten im Jahr 2050 nach SRU (2011)



Quelle: SRU (2011), S. 98.

EUROPA-SZENARIEN

In der Studie für Greenpeace/EREC (2012) wird ausführlich auf Schätzungen aus der Literatur zum globalen technischen Potenzial der verschiedenen erneuerbaren Energieträger eingegangen. Es wird betont, dass das gesamte technische Potenzial der erneuerbaren Energien in den verschiedenen Regionen der Welt um ein Vielfaches höher liegt als die gegenwärtige und zukünftig erwartete Energienachfrage. Explizite Potenzialgrenzen für Europa, die in der Erstellung der Szenarien der Studie möglicherweise angesetzt wurden, werden nicht genannt.

Ähnlich wie die Studie des SRU verwendet auch Fraunhofer ISI ein ökonomisches Optimierungsmodell, das kostenabhängige Erzeugungspotenziale für verschiedene erneuerbare Energieträger verwendet. Dabei wird unterschieden nach den Potenzialen in Europa und den Potenzialen in der Region Naher Osten und Nordafrika (MENA). In Europa wird für die Onshore-Windenergie ein realisierbares Erzeugungspotenzial von rund 3.000 TWh/a gesehen, zu Kosten (im Jahr 2050) von unter 85 € pro Megawattstunde (MWh). Etwa die Hälfte dieses Potenzials kann zu Kosten von unter 50 €/MWh erschlossen werden. Die Offshore-Windenergie könnte den Annahmen zufolge bis zu 3.500 TWh/a liefern, zu Kosten von unter 100 €/MWh. Gut 2.000 TWh/a könnten zu Kosten zwischen 50 und maximal 70 €/MWh erzeugt werden. Große Fotovoltaik-Anlagen könnten in Europa bis zu 1.500 TWh/a liefern, zu Kosten, die den Annahmen zufolge im Jahr 2050 überwiegend zwischen 50 und 100 €/MWh liegen würden. Das Potenzial solarthermischer Stromerzeugung in Europa wird mit unter 250 TWh/a als relativ begrenzt eingeschätzt. Die Stromerzeugung aus Biomasse wird auf knapp 290 TWh/a begrenzt. Dieser Wert wurde von den Autorinnen und Autoren aus nicht näher erläuterten Überlegungen zum Biomassepotenzial für die Stromerzeugung (unter Berücksichtigung des Biomassebedarfs in anderen Sektoren) abgeleitet. Das Potenzial für weitere Wasserkraftwerke wird insbesondere in

Europa im Vergleich zur bestehenden Kapazität als gering eingeschätzt. Aussagen zum angenommenen Potenzial für Tiefengeothermie finden sich in der Studie nicht.

3.2.7 Annahmen zum Stromspeicherpotenzial im Jahr 2050

DEUTSCHLAND-SZENARIEN

Die Studie im Auftrag des BMU (2012) erwartet bis 2030 eine Erhöhung der Leistung großtechnischer Speicher in der deutschen Regelzone (Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicher) von heute rund 9 GW auf etwa 12,5 GW. Bis zum Jahr 2050 wird dann aufgrund von Unsicherheiten über zukünftige technische und ökonomische Potenziale kein weiterer Ausbau großtechnischer Speicher unterstellt. Batteriespeicher werden in den Szenarien der Studie nicht berücksichtigt. Für die großtechnische Speicherung chemischer Energieträger (Wasserstoff oder Methan) werden keine Potenzialgrenzen genannt.

Die Studie für den WWF (2009) nimmt an, dass die Potenziale für Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland mittlerweile „nahezu erschöpft“ seien.¹² Als Beispiel für weitere Technologien zur Stromspeicherung werden Druckluftspeicher erwähnt, zu diesen werden jedoch keine Aussagen bezüglich der Potenzialgrenzen getroffen.

Analog zu den anderen diskutierten Studien schätzt der SRU (2012) das Ausbaupotenzial von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland aufgrund von topografischen Gegebenheiten und den infolgedessen notwendigen erheblichen Eingriffen in die Natur als „eher gering“ ein.¹³ Die gesamte Speicherkapazität von Druckluftspeichern, die aufgrund der dort vorkommenden Salzstöcke vor allem in Norddeutschland gebaut werden könnten, schätzt der SRU auf „bis zu 3,5 TWh“ (SRU 2011, S. 221). Als dritte Speicheroption wird die Wasserstoffspeicherung berücksichtigt, mit der „große Speicherkapazitäten erschlossen werden“ könnten (SRU 2011, S. 222) (eine Potenzialgrenze wird nicht quantifiziert).

EUROPA-SZENARIEN

Die Studie im Auftrag von Greenpeace/EREC (2012) und die Studie des ECF (2010) treffen keine Aussagen zu dem Potenzial unterschiedlicher Arten von Stromspeichern. Die Studie für die Dii (2012) führt ein Ausbaupotenzial von Pumpspeicherkraftwerken innerhalb Europas von rund 25 GW auf, das die derzeit in Europa installierten gut 30 GW Pumpspeicherkapazität bis zum Jahr 2030 ergänzen könnte. Weitere Speichertechnologien wie Druckluftspeicher, Batteriespeicher oder Wasserstoffspeicher werden in der Studie explizit nicht berücksichtigt bzw. (im Fall der Batteriespeicher) kommen aufgrund hoher Kosten nicht zum Einsatz. Entsprechend werden zu diesen Technologien auch keine Potenzialannahmen getätigt.

3.2.8 Annahmen zum Potenzial und zum Einsatz von Demand Side Management

DEUTSCHLAND-SZENARIEN

In den Szenarien der Studie für das BMU (2012) wird ein verstärkter Einsatz von Nachfragesteuerung (Demand Side Management, DSM) unterstellt, um die Last besser an das fluktuierende Angebot erneuerbarer Energien durch die Entwicklung intelligenter Verbrau-

¹² Dazu wird angemerkt, dass eine Erhöhung der Leistung jedoch noch durch die Nachrüstung alter Anlagen erreicht werden könne. „Neue Standorte ließen sich eventuell durch den Bau von unterirdischen Anlagen (z.B. ehemaliger Tagebau) oder die Nutzung von Salzwasserstandorten erschließen, wobei hier noch eine Reihe offener Fragen bestehen.“ (WWF 2009, S. 475)

¹³ Das SRU-Gutachten betont jedoch, dass Norwegen und Schweden günstig zu erschließende Potenziale für Pumpspeicherkraftwerke besitzen. Alleine Norwegen habe Speicherkraftwerke mit einer Speicherkapazität von bis zu 84 TWh in Betrieb, die zu erheblichen Teilen durch den Bau von Steigleitungen und den Einbau zusätzlicher Pumpen in Pumpspeicherkraftwerke umgewandelt werden könnten. Auch Schweden verfüge über Speicherwasserkraftwerke mit Speicherkapazitäten von fast 34 TWh.

chengeräte und Stromnetze anzupassen. Dabei werden Synergien bei der Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme- und dem Verkehrssektor genutzt. Im Haushaltssektor wird im Jahr 2050 eine mittlere jährliche Verschiebeleistung von rund 1.300 MW_{el} gesehen (ohne Wärmepumpen). Dieses Potenzial setzt sich vor allem aus der Warmwasserbereitung sowie aus der Nutzung intelligenter Waschmaschinen, Trockner und Spülmaschinen zusammen. Die installierte Leistung von Wärmepumpen (7,3 GW im Jahr 2050 im Szenario „2011 A“) steht zusätzlich für DSM-Maßnahmen zur Verfügung. Hinzu kommt das Lastverlagerungspotenzial von Klimaanlageanlagen im GHD-Bereich, das (im Szenario „2011 A“) für das Jahr 2050 auf 10 TWh_{el}/a beziffert wird. In Bezug auf die Elektromobilität wird unterstellt, dass bis zum Jahr 2050 60 % der Elektrofahrzeuge am Lastmanagement teilnehmen, allerdings wird dabei lediglich der Zeitpunkt des Aufladens variiert, es wird u. a. aufgrund zusätzlich anfallender Kosten keine Rückspeisung des in den Batterien gespeicherten Stroms in das Stromnetz („vehicle to grid“) unterstellt.

Die Studie für den WWF (2009) betont, dass die Steuerung der Stromnachfrage eine von drei Möglichkeiten darstellt, um Strombedarf und Stromerzeugung auszugleichen – die weiteren Möglichkeiten sind demzufolge die Steuerung der Stromerzeugung sowie die Zwischenspeicherung von elektrischer Energie. Bei der Modellierung werden DSM-Maßnahmen indirekt und vereinfacht berücksichtigt: „Eingang ins Modell finden auch die zukünftig forcierten Maßnahmen zum zeitlichen Ausgleich von Stromangebot und Stromnachfrage, wie [...] das Lastmanagement. Modelltechnisch wird dies über eine entsprechende Erhöhung der verfügbaren Leistung des Kraftwerksparks umgesetzt.“ (WWF 2009, S. 18) Genaue Angaben zu den unterstellten DSM-Potenzialen finden sich in der Studie allerdings nicht.

Die Studie des SRU (2011) schätzt das Potenzial von DSM-Maßnahmen zum Ausgleich großer Energiemengen gering ein und berücksichtigt entsprechende Maßnahmen nicht. Sie unterstellt, dass der Verlauf der Nachfrage des Jahres 2050 dem bisherigen jährlichen Verlauf der Elektrizitätsnachfrage in Deutschland ähnelt.¹⁴

EUROPA-SZENARIEN

In der Studie für Greenpeace/EREC (2012) finden sich keine detaillierten Aussagen zu dem Potenzial und dem angenommenen Einsatz von DSM-Maßnahmen. Es wird lediglich erwähnt, dass DSM neben dem Ausbau intelligenter Netze und dem Zubau von Speicherkapazitäten dafür sorgen wird, dass die hohen Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien in das zukünftige Stromsystem integriert werden können. Quantitative Festlegungen bezüglich des Einsatzes von DSM-Maßnahmen waren bei der Erstellung der Szenarien offenbar nicht nötig, da ohnehin keine zeitlich hoch aufgelöste Modellierung des Stromsystems durchgeführt wurde.

In der Studie für die Dii (2012) wird betont, dass eine zeitliche Verschiebung von Stromnachfrage eine Option für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage darstellt, es wird jedoch explizit darauf hingewiesen, dass eine solche Nachfrageverschiebung im Rahmen der Modellierung nicht berücksichtigt wurde.

In den Szenarien der Studie der ECF (2010) spielen Anpassungen der Stromnachfrage zum Zwecke des zeitlichen Ausgleichs der Nachfrage mit der Stromerzeugung eine wich-

¹⁴ Der SRU fügt diesbezüglich hinzu: „Mit hoher Wahrscheinlichkeit stellt diese Vorgehensweise aber größere Anforderungen an die zu installierende Leistung und die Veränderungsgeschwindigkeiten der Erzeugung, als dies im Jahr 2050 der Fall sein wird. Viele Technologien zur Steigerung der Systemeffizienz, die in den nächsten Jahrzehnten auch aus Gründen des Klimaschutzes eingeführt werden dürften, wie zum Beispiel sogenannte steuerbare Lasten (dispatchable loads) oder intelligente Verbrauchsgeschäfte (smart devices), führen zu einer Vergleichmäßigung der Netzlast und einer Senkung der Bedarfsspitzen.“ (SRU 2011, S. 91)

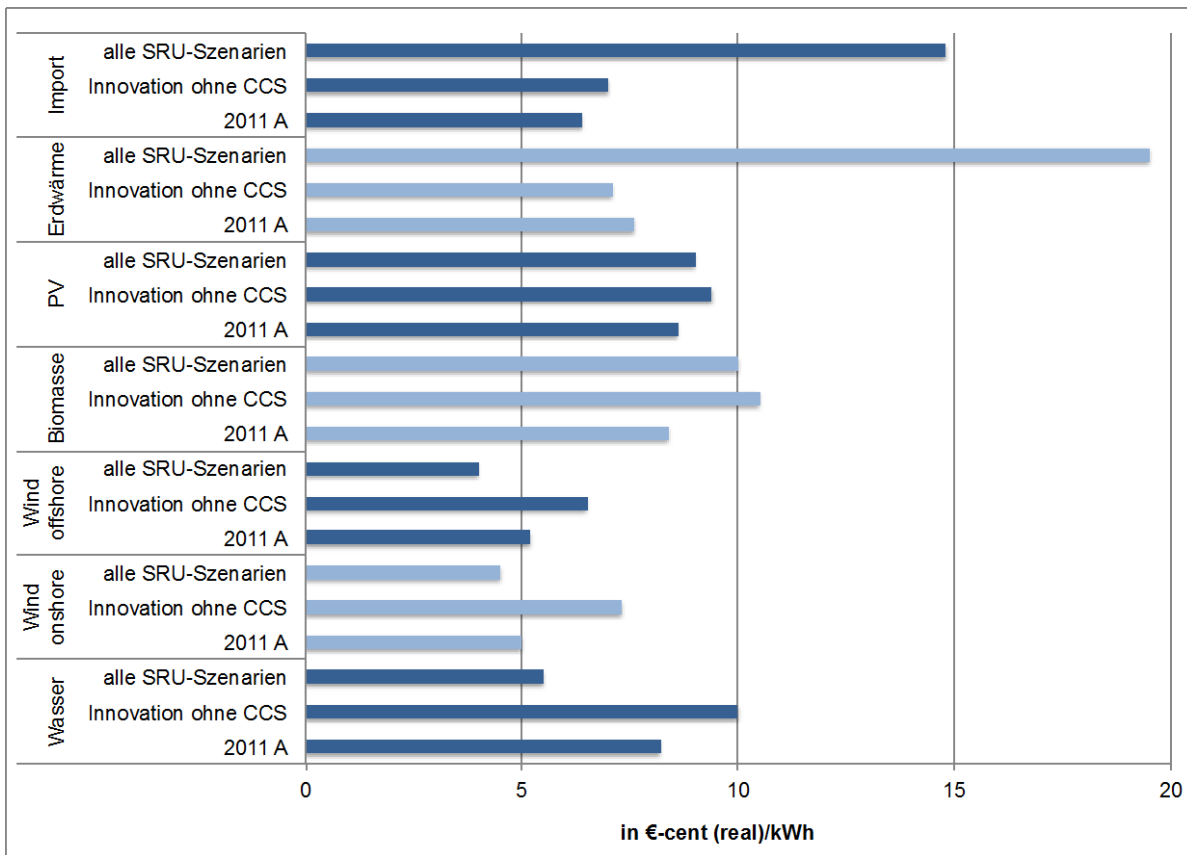
tige Rolle. Aufgrund der Unsicherheiten in Bezug auf das erschließbare Potenzial von nachfrageseitigen Anpassungen werden die verschiedenen Szenarien der Studie sowohl mit als auch ohne solche Anpassungen berechnet. Wenn Anpassungen angenommen werden, so können bis zu 20 % der Stromnachfrage innerhalb eines Tages in bestimmtem Maße zeitlich verschoben werden. Dieses Verlagerungspotenzial wird in erster Linie damit begründet, dass zum einen im Zuge der angenommenen Elektrifizierung der Wärmezeugung auch dezentrale Wärmespeicher errichtet werden, die in Bezug auf die Stromnachfrage zu Flexibilität führen, und dass zum anderen der Ladezyklus der Batterien von Elektroautos gesteuert werden könne. Es wird in der Studie aufgezeigt, dass eine solche Möglichkeit der Anpassung der Stromnachfrage die gegenüber heute zusätzlich benötigten Übertragungsnetzkapazitäten sowie Reservekraftwerkskapazitäten reduzieren könnte, und zwar im Szenario „100% RES“ um jeweils rund 35 %. Zudem ließe sich so die Menge der abgeregelten erneuerbaren Stromerzeugung von 5 % auf 2 % reduzieren.

3.2.9 Annahmen zu Stromgestehungskosten von EE-Anlagen

DEUTSCHLAND-SZENARIEN

Die angenommenen Stromgestehungskosten von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien werden in Abbildung 10 dargestellt. Bei dem Vergleich der Angaben aus den verschiedenen Szenarien ist zu beachten, dass ihnen teilweise unterschiedliche Annahmen zugrunde liegen, z. B. in Bezug auf die genauen technologischen Ausprägungen der Anlagen, deren jeweilige Lebensdauern und die den Berechnungen zugrunde liegenden Kapitalzinssätze. Zudem ist zu betonen, dass in den beiden Szenariostudien im Auftrag des BMU (2012) und des WWF (2009) die angenommenen Gestehungskosten keinen unmittelbaren Einfluss auf den Ausbau der erneuerbaren Energien haben, da hier kein rein ökonomisch gesteuerter Ausbau modelliert wird. Anders ist dies bei den Szenarien der Studie des SRU (2011), in der das verwendete REMix-Modell – unter gegebenen Restriktionen – ein vollständig auf erneuerbaren Energien basierendes Stromsystem auf der Grundlage minimaler Kosten erstellt. Hier sind die Annahmen über die Kosten der einzelnen Technologien von zentraler Bedeutung für den sich ergebenden Stromerzeugungsmix.

Abbildung 10: Angenommene spezifische Stromgestehungskosten in den betrachteten Deutschland-Szenarien im Jahr 2050



Bemerkungen: Szenario „2011 A“ mit Preisbasis 2009, Szenario „Innovation ohne CCS“ mit Preisbasis 2007, Angaben in SRU (2011) ohne Nennung einer Preisbasis

Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien.

In der Studie im Auftrag des BMU (2012) werden die Stromgestehungskosten nur für das Szenario „2011 A“ angegeben. Ob und wie die Kostenannahmen für das Szenario „THG95“ abweichen, geht aus der Studie nicht hervor. In dem Szenario „Innovation ohne CCS“ basieren die angenommenen Stromgestehungskosten auf einer Studie im Auftrag des BMU (2008). Jedoch sind die zukünftigen Kostensenkungen etwas weniger optimistisch angenommen, deshalb liegen die Stromgestehungskosten auch mit Ausnahme der Geothermie höher als im Szenario „2011 A“. Auch in der Studie des SRU (2011) wurden die Annahmen über die spezifischen Stromgestehungskosten an die bereits genannte ältere Studie für das BMU (2008) angelehnt.

Besonders deutlich abweichende Einschätzungen bezüglich der spezifischen Stromgestehungskosten gibt es zum einen bei der Stromerzeugung aus Erdwärme. Deren Kosten sinken annahmegemäß in den SRU-Szenarien bis 2050 gegenüber heute kaum und betragen knapp 20 €-Cent/kWh, während sie in den anderen beiden Studien auf 7,1 bzw. 7,6 €-Cent/kWh sinken – bei allerdings deutlich begrenztem Potenzial. Die SRU-Studie betont jedoch explizit, dass neuere Einschätzungen nahe legen, „dass die Kosten der Geothermienutzung deutlich stärker sinken könnten als in den für den SRU durchgeführten Berechnungen vom DLR angenommen.“ (SRU 2011, S. 90)

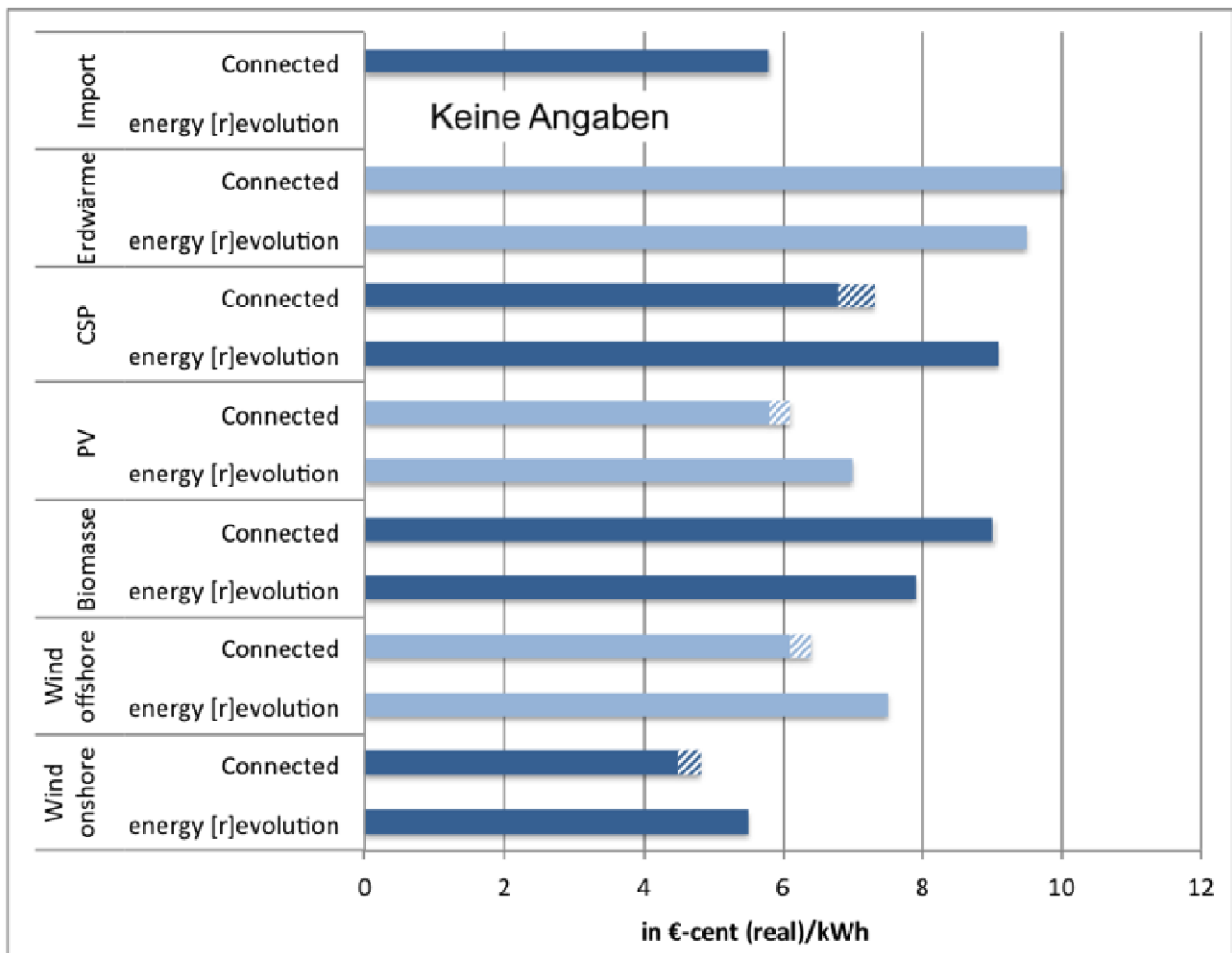
Zum anderen weichen die angenommenen Kosten des Stromimports in den verschiedenen Studien bzw. Szenarien deutlich voneinander ab. Während sie im Szenario „2011 A“ (BMU 2012) mit 6,4 €-Cent/kWh und im Szenario „Innovation ohne CCS“ (WWF 2009) mit 7 €-Cent/kWh angegeben werden, werden in den Szenarien des SRU (2011) mit 14,8 €-Cent/kWh mehr als doppelt so hohe Kosten veranschlagt. Das Gutachten des SRU (2011, S. 120) erklärt diese im Vergleich zu den Stromgestehungskosten heimischer erneuerbarer Energien relativ hohen Kosten mit notwendigen „Aufwendungen für Zwischenspeicherungen“. Der SRU geht also offenbar davon aus, dass der nach Deutschland importierte Strom nicht jederzeit bedarfsgerecht erzeugt werden kann und sich die Kosten der Zwischenspeicherung, also des zeitlichen Ausgleichs zwischen Erzeugung und Nachfrage, in den Preisen für den Importstrom widerspiegeln werden. Diese Annahme erscheint grundsätzlich plausibel vor dem Hintergrund, dass der SRU für das Jahr 2050 auch europaweit ein auf (überwiegend fluktuierenden) erneuerbaren Energien basierendes Stromsystem unterstellt.

EUROPA-SZENARIEN

Die angenommenen Stromgestehungskosten im Jahr 2050 in den Szenarien „Connected“ (Dii 2012) und „energy [r]evolution“ werden in Abbildung 11 gegenübergestellt. (In der Studie für die ECF (2010) finden sich keine Angaben zu den Stromgestehungskosten.¹⁵) Die Unterschiede zwischen beiden Szenarien bezüglich der Erzeugungskosten der verschiedenen Technologien im Jahr 2050 sind mit Abweichungen von zumeist 5 bis 15 % relativ gering. Nur in Bezug auf die Offshore-Windenergie (17 % Abweichung) und vor allem auf solarthermische Anlagen (23 % Abweichung) sind die Unterschiede größer. In beiden Fällen werden in der Studie von Greenpeace/EREC (2012) höhere Stromgestehungskosten – d. h. gegenüber heute eine geringere spezifische Kostensenkung – für diese eher zentralen Erzeugungstechnologien erwartet als in der Studie für die Dii (2012). Aber auch die Gestehungskosten bei der Fotovoltaik und der Onshore-Windenergie werden für das Jahr 2050 in der Studie von Greenpeace/EREC etwas höher eingeschätzt. Insgesamt zeigt sich, dass sich die niedrigsten Gestehungskosten in beiden Szenarien im Jahr 2050 durch die vergleichsweise dezentral genutzten Technologien Onshore-Windenergie und Fotovoltaik realisieren lassen (wobei Systemintegrationskosten in den reinen Gestehungskosten nicht enthalten sind). Die reinen Stromgestehungskosten von Offshore-Windenergie-Anlagen und solarthermischen Kraftwerken sind den Annahmen zufolge demgegenüber (auch) im Jahr 2050 noch höher.

¹⁵ Allerdings werden Angaben zur Entwicklung der Investitionskosten von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien gemacht. Siehe Ausführungen weiter unten.

Abbildung 11: Angenommene spezifische Stromgestehungskosten in den betrachteten Europa-Szenarien im Jahr 2050



Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien.

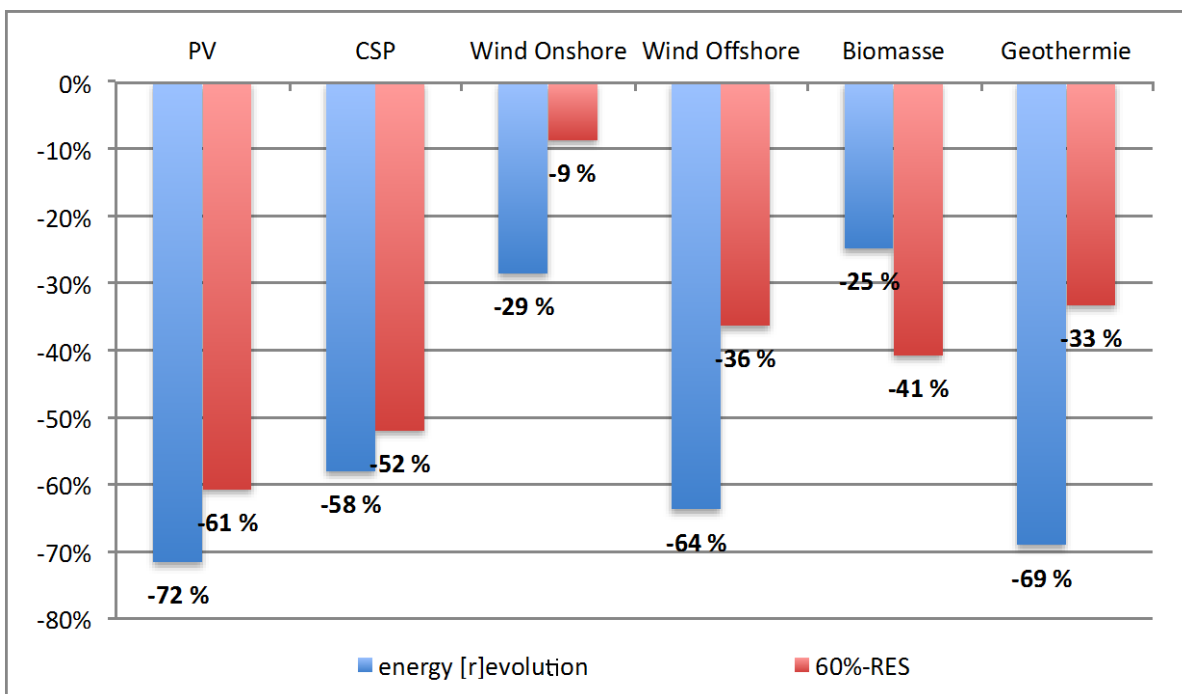
Im Vergleich zu den Annahmen in den Deutschland-Szenarien wird die Stromerzeugung aus Fotovoltaik-Anlagen im Jahr 2050 in den Europa-Szenarien als günstiger und diejenige aus Offshore-Windenergie als teuer eingeschätzt. Während dies für die Fotovoltaik aufgrund der im Durchschnitt in vielen anderen europäischen Ländern (in denen diese Anlagen annahmegemäß überwiegend installiert werden dürften) stärkeren Sonneneinstrahlung plausibel erscheint, überrascht das Kostenverhältnis in Bezug auf die Offshore-Windenergie. Denn diese dürfte aufgrund der spezifischen Verhältnisse (überwiegend weite Distanzen von der Küste und große Tiefen) der in Deutschland in Frage kommenden Offshore-Gebiete auch in Zukunft teurer sein als im Durchschnitt in anderen europäischen Ländern.

Da die Studie für die ECF (2010) keine Angaben zu den Stromgestehungskosten verschiedener Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien macht, werden in der folgenden Abbildung 12 die angenommenen bzw. anhand von angenommenen Lernraten abgeleiteten Änderungen der spezifischen Investitionskosten dieser Technologien im Szenario „energy [r]evolution“ (Greenpeace/EREC 2012) und dem Szenario „60% RES“ der Studie für die ECF (2010) gegenübergestellt. Leider finden sich in der letztgenannten Studie keine entsprechenden Angaben für das Szenario „100% RES“ oder auch das Szenario „80% RES“. Es ist jedoch davon auszugehen, dass in diesen beiden Szenarien gegenüber dem hier abgebildeten Szenario „60% RES“ die Investitionskosten für die meisten Technologien nied-

riger liegen würden, da die Studie – wie auch die Studie für Greenpeace/EREC (2012) – die Investitionskosten basierend auf technologiespezifischen Lernraten sowie dem jeweils angenommenen Ausbau bestimmt (und der Ausbau dieser Technologien in den Szenarien „80% RES“ und „100% RES“ höher ist als in dem Szenario „60% RES“).

So kann vermutet werden, dass die Investitionskosten der Technologien zur direkten Nutzung der Solarenergie (solarthermische Kraftwerke (concentrated solar power, CSP) und Fotovoltaik) im „100% RES“-Szenario nicht mehr oder kaum mehr niedriger sind als im Szenario „energy [r]evolution“. Die Kostensenkungspotenziale der Windenergie-technologien (Onshore und Offshore) wurden im Rahmen der ECF-Studie hingegen offenbar grundsätzlich vergleichsweise pessimistisch eingeschätzt, die großen Differenzen im Kostenrückgang erklären sich hier vermutlich nicht allein durch die Unterschiede im Ausbauniveau in den beiden Szenarien.

Abbildung 12: Änderungsrate der spezifischen Investitionskosten von Erneuerbare-Energien-Technologien zwischen 2009/2010 und 2050 in zwei Europa-Szenarien (in %)



Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien.

3.3 Gegenüberstellung der wesentlichen Ergebnisse der Szenarien

3.3.1 Ausgestaltung bzw. Ausbau des Stromnetzes

DEUTSCHLAND-SZENARIEN

Tabelle 12: Aussagen zur Ausgestaltung bzw. zum Ausbau des Stromnetzes in den Deutschland-Szenarien

Studie	
BMU (2012)	<p><u>Inländische Übertragungs- und Verteilnetze</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Keine Modellierung der inländischen Übertragungs- und Verteilnetze, daher lediglich allgemeine Aussagen:

- Der Netzausbau muss beschleunigt werden, auch auf der Verteilungsebene.
- Durch die zunehmende dezentrale fluktuierende Einspeisung kommt es in Abhängigkeit vom dezentralen Lastprofil zunehmend zu Spannungsüberhöhungen im Verteilnetz. Um diese ausgleichen zu können, ist eine dynamische Regelung der Blindleistung dezentraler Erzeuger notwendig.
- Um die zunehmend großräumige Übertragung von fluktuierendem EE-Strom – wie Windstrom aus Norddeutschland zu den Lastzentren in West- und Süddeutschland – zu ermöglichen, besteht im bestehenden Wechselstromnetz ein Bedarf zur Blindleistungskompensation. Eine sehr attraktive Option kann dabei der Erhalt der Generatoren von konventionellen Großkraftwerken sein, auch wenn die Kraftwerke selbst außer Betrieb gehen und rückgebaut werden. Des Weiteren ist auch der Bau zusätzlicher Betriebsmittel (z. B. Phasenschieber) auf der Übertragungsebene erforderlich. Weitere Potenziale bieten großtechnische Speicher wie Pumpspeicherkraftwerke oder mit EE-Gas befeuerte Gas- und Dampf- und Gaskraftwerke sowie große Windparks, welche direkt in das Hochspannungsnetz einspeisen.

Transferkapazitäten zwischen den Ländern

- Erhöhung der Netztransferkapazität des Stromnetzes ist nötig für einen verbesserten weiträumigen Ausgleich von erneuerbarem Energieangebot und Bedarf.
- Auch bei einem hohen fluktuierenden Erzeugungsanteil ist ein großes Potenzial zum Lastausgleich durch den Stromtransport über das Übertragungsnetz in Europa vorhanden.
- Die Netztransferkapazität zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern erhöht sich bis 2030 um 13,8 GW (HGÜ-Leitungen) und um weitere 17,6 GW (HGÜ-Erdkabel) bis 2050. Die derzeitige Transferkapazität der Wechselstrom-Leitungen beträgt im Vergleich ca. 11,7 GW (erwartet für das Jahr 2013).
- Insgesamt werden für die Optimierung der Stromversorgung im Jahr 2030 in Europa 54,3 GW Netztransferkapazität zwischen den Regionen über HGÜ-Leitungen zugebaut. Davon werden 11 GW für den weiträumigen Transport von Strom aus solarthermischen Kraftwerken von Nordwestafrika nach Europa benötigt. Bis zum Jahr 2050 kommen als Ergebnis der Modellierungen mit REMix in Europa zusätzliche HGÜ-Übertragungskapazitäten in Form von Untergrundkabeln von 188 GW dazu.

SRU
(2011)

Inländische Übertragungs- und Verteilnetze

- Eine Schlüsselrolle beim Übergang zu einer vollständig erneuerbaren Stromversorgung spielt neben dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten insbesondere der Ausbau der Energieinfrastruktur in Form von Übertragungsnetzen und Speichern. Dieser wird mit hoher Wahrscheinlichkeit den zentralen Engpass für den schnellen Ausbau der Nutzung der erneuerbaren Energiequellen für die Stromversorgung in Deutschland und Europa darstellen.
- Die Haupterzeugungsleistung liegt in den Szenarien fernab von den großen Verbrauchszentren im Westen und Süden Deutschlands. Ein rascher Ausbau von erheblichen neuen Übertragungskapazitäten zwischen der deutschen Nordseeküste und den Zentren des Elektrizitätsverbrauchs im Westen, der Mitte und dem Süden Deutschlands ist dringend geboten. Um diese möglichen Beiträge der Windenergie zur deutschen Elektrizitätsversorgung nutzen zu können, ist ein forciertes nationaler Netzausbau erforderlich.
- Die Verteilnetze müssen im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren Energien ebenfalls erweitert werden. Insbesondere in Gebieten mit wachsenden Anteilen an Solar- und Windenergie, in denen es schon öfter zu Rückflüssen vom Verteil-

Übertragungsnetz gekommen ist, besteht großer Anpassungsbedarf. Diese Fragestellung wird in dem SRU-Gutachten nicht weiter vertieft.

Transferkapazitäten zwischen den Ländern

- Eine ökonomisch effiziente, regenerative Stromversorgung für Deutschland kann aus Sicht des SRU nur erreicht werden, wenn der Elektrizitätsaustausch mit anderen Ländern vorangetrieben wird. Dabei sollte die Zusammenarbeit mit Norwegen und anderen skandinavischen Ländern Priorität genießen, da zusätzliche Transferkapazitäten zwischen Deutschland und diesen Ländern relativ leicht und zügig realisiert werden können und insbesondere bereits die bestehende Kapazität an Wasserkraftwerken in Norwegen zum Ausgleich der schwankenden Stromerzeugung in Deutschland genutzt werden könnte. Zusätzliches Speicherpotenzial wäre durch den Ausbau norwegischer Speicherwasserkraftwerke zu Pumpspeichern zudem relativ schnell und günstig zu erschließen.
- Die benötigten Leitungskapazitäten zwischen Deutschland und Dänemark liegen bis zum Jahr 2050 bei 47 GW („2.2.a“), 62 GW („2.2.b“), 53 GW („3.a“) bzw. 78 GW („3.b“) und die zwischen Dänemark und Norwegen bei 50 GW („2.2.a“), 69 GW („2.2.b“), 116 GW („3.a“) bzw. 145 GW („3.b“).¹⁶
- Die verfügbare (1,5 GW) und zum Zeitpunkt der Erstellung der SRU-Studie geplante (2,8 GW) Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Norwegen (über Dänemark) beträgt zusammen lediglich etwas mehr als 4 GW. Ein anspruchsvoller Ausbau der regenerativen Elektrizitätserzeugung in Deutschland, wie er auch von der Bundesregierung beabsichtigt ist, erfordert selbst bei einer geringeren Ausbaugeschwindigkeit als vom SRU in den vorgelegten Szenarien angenommen neben der Anbindung der Windenergieerzeugungskapazitäten an die deutschen Verbrauchszentren einen möglichst schnellen Ausbau der Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den skandinavischen Wasserkraftkapazitäten sowie den möglichst schnellen Umbau der skandinavischen Speicherwasserkraftwerke zu Pumpspeicherkraftwerken.
- Bei der Interpretation der quantitativen Modellergebnisse zu den benötigten Übertragungsleistungen für das Jahr 2050 ist zu beachten, dass es sich hierbei nicht um einen Ausbauplan, sondern lediglich um eine von vielen möglichen Zukunftsentwicklungen handelt. Unabhängig von einer genauen Prognose über 40 Jahre lässt sich jedoch ein deutlicher Bedarf an großen Übertragungsleistungen zur Anbindung der norwegischen Pumpspeicherkapazitäten ableiten. Dieser Bedarf besteht sowohl bei einem kleinen Länderverbund mit Deutschland, Dänemark und Norwegen (Szenarien „2.2.a“ und „2.2.b“) als auch bei einer umfassenden europäischen Kooperation (Szenarien „3.a“ und „3.b“).
- Aus dem massiven Übertragungsbedarf, der bereits in wenigen Jahren zu erwarten ist, kann gefolgert werden, dass der Ausbau der grenzüberschreitenden Elektrizitätsübertragung z. B. nach Norwegen nicht nur ökologisch sinnvoll, sondern auch wirtschaftlich tragbar ist. Die hohe Expansionsgeschwindigkeit beim Zubau der Windenergie in Deutschland wird dazu führen, dass jede neu gebaute Übertragungsleitung innerhalb kurzer Zeit voll ausgelastet ist.
- Für den Fall einer großflächigen Kooperation in der Region Europa und Nordafrika werden die benötigten Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland, Däne-

¹⁶ Bei diesen Angaben ist zu beachten, dass der SRU annimmt, dass ein großer Teil der genannten Leitungskapazität als Direktverbindungen zwischen Deutschland und Norwegen errichtet werden. Diese Leitungen würden die ausschließliche Wirtschaftszone Dänemarks in der Nordsee queren und nur ein kleiner Teil der Leitungen werde demnach über das dänische Festland verlaufen. In den quantitativen Angaben der SRU-Studie werden jedoch nur die Leitungskapazitäten zwischen angrenzenden Ländern ausgewiesen.

mark und Norwegen aller Voraussicht nach besser ausgelastet werden und damit kostengünstiger zu betreiben sein.

- Da die großräumige europäisch-afrikanische Vernetzung aufgrund des erforderlichen großräumigen Leitungsnetzausbaus eines erheblich größeren Zeitaufwands bedarf, empfehle es sich für Deutschland möglichst bald in Bezug auf eine enge Kooperation mit Dänemark, Norwegen und evtl. auch Schweden aktiv zu werden.

WWF
(2009)

Inländische Übertragungs- und Verteilnetze und Transferkapazitäten zwischen den Ländern

- Keine Modellierung der inländischen Übertragungs- und Verteilnetze sowie der Transferkapazitäten zwischen Deutschland und dem Ausland, daher lediglich allgemeine, qualitative Aussagen:
 - Die Schaffung leistungsfähiger intelligenter Verteilnetze ist unabdingbar, insbesondere für eine breite Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs, der ein stark dezentralisiertes Lastmanagement benötigt.
 - Die Entwicklung von Infrastrukturen für die Umgestaltung des Energie- und Verkehrssystems muss mit langem Vorlauf und damit mit erheblichen Unsicherheiten geplant und vorangetrieben werden. Hier entsteht ein besonderes (neues) Feld staatlicher Verantwortung und Zuständigkeit.
 - Hier kommt es vor allem darauf an, zu verhindern, dass z.B. durch kapitalintensive oder sehr langlebige Infrastrukturen Lock in-Tatbestände entstehen, die in der längerfristigen Perspektive zu kontraproduktiven Effekten führen.
 - An vielen Stellen sind die im Rahmen einer 95 %-Emissionsminderungsstrategie erforderlichen Maßnahmen abhängig von Infrastrukturen, die umstrukturiert, erweitert oder neu geschaffen werden müssen.
 - Lange Vorlaufzeiten, umfangreiche Investments und signifikante Unsicherheiten im Bereich der Infrastrukturen erfordern robuste technologische Visionen, ein umfangreiches Vordenken der Entwicklungen auf der Angebots- und Nachfrage-seite und geeignete Ansätze bei der Regulierung von Infrastrukturen. Die Erhöhung der analytischen Kapazitäten und schließlich der Mut zu Pfadentscheidungen sind wichtige und trotz aller Risiken in einigen Bereichen unverzichtbare Elemente ambitionierter Umsetzungsstrategien für ehrgeizige Emissionsminderungen im vergleichsweise kurzen Zeitraum von vier Dekaden.

Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien; z. T. werden wörtliche Zitate aus den Studien wiedergegeben, die aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht einzeln als solche gekennzeichnet sind.

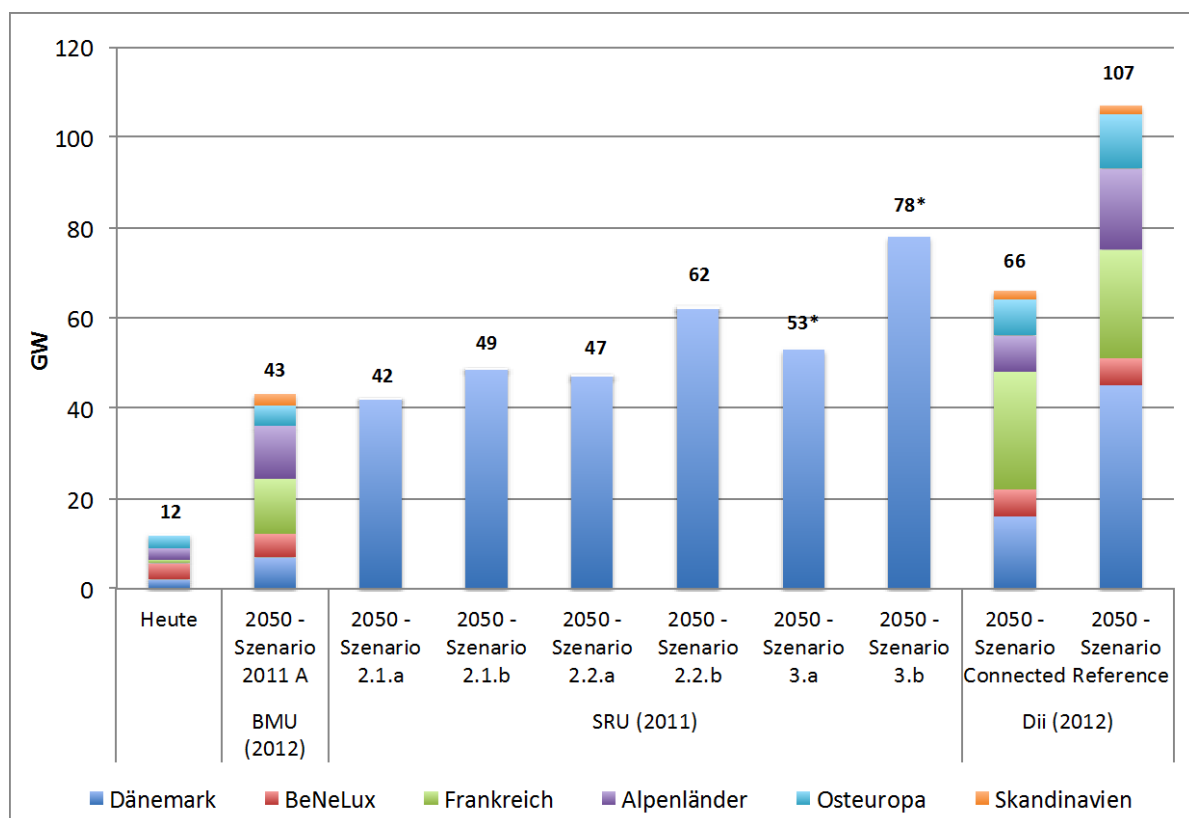
Alle drei betrachteten Studien betonen die herausragende Bedeutung des weiteren Ausbaus des innerdeutschen sowie des grenzüberschreitenden Stromnetzes. Die Entwicklungen im Stromsystem, wie sie in den Szenarien der Studien beschrieben werden, seien nur durch einen deutlichen Stromnetzausbau denkbar bzw. würden dadurch deutlich günstiger.

Während die Studie für den WWF (2009) keine quantitativen Angaben zum notwendigen Ausbau der Stromnetze liefert, werden in den anderen beiden untersuchten Deutschland-Szenariostudien Angaben für die angenommene bzw. notwendige grenzüberschreitende Kapazität gemacht. Wie oben bereits erwähnt, prüft die Studie für das BMU (2012) lediglich die Szenarien „2011 A“ und „2011 C“ anhand eines bestimmten Netzausbaus, nicht jedoch das in Bezug auf die vorliegende Untersuchung besonders interessante Szenario „THG95“. Es ist möglich, dass aufgrund des deutlich höheren Nettostromimports in diesem Szenario auch die Transferkapazität zwischen Deutschland und dem Ausland höher

sein müsste als in den untersuchten Szenarien „2011 A“ und „2011 C“. In der Studie des SRU (2011) wird wiederum auch für die Szenariofamilie 3, in der ein Stromaustausch mit der gesamten Region Europa/Nordafrika vorgesehen ist, lediglich die Transferkapazität zwischen Deutschland und Dänemark (sowie zwischen Dänemark und Norwegen) angegeben, nicht jedoch die benötigte Kapazität zwischen Deutschland und seinen anderen Nachbarländern. Insofern müssen die für diese Szenarien angegebenen Transferkapazitäten als Untergrenze angesehen werden.

Die folgende Abbildung 13 fasst die im Jahr 2050 von den verschiedenen Szenarien der betrachteten Studien als notwendig erachtete Transferkapazität zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern zusammen und stellt sie der gegenwärtig (nach BMU 2012) installierten Transferkapazität gegenüber. Das Szenario „Innovation ohne CCS“ der Studie für den WWF (2009) ist nicht aufgeführt, da zu diesem Szenario keine quantitativen Angaben über den benötigten Netzausbau vorliegen. Da zu der Frage der Transferkapazität Deutschlands auch für die beiden Hauptszenarien von einer der drei näher betrachteten Europa-Energieszenariostudien quantitative Aussagen vorliegen, sind diese ebenfalls aufgeführt.

Abbildung 13: Strom-Transferkapazität zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern heute und im Jahr 2050 nach verschiedenen Szenarien



*Bei diesen beiden Szenarien „3.a“ und „3.b“ ist zu beachten, dass die Studie (SRU 2011) lediglich die Transferkapazität zwischen Deutschland und Dänemark angibt, nicht die entsprechenden Kapazitäten zwischen Deutschland und den anderen Nachbarländern. Aufgrund des in diesen beiden Szenarien (im Gegensatz zu den Szenarien „2.2.a“ und „2.2.b“) angenommenen Stromaustauschs mit und Nettostromimports aus der gesamten Region Europa/Nordafrika ist davon auszugehen, dass hier weitere Transferkapazität auch zwischen Deutschland und anderen Nachbarländern vorgesehen ist und die hier wiedergegebenen Angaben entsprechend unvollständig sind.

Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien. Angaben für „Heute“ entstammen BMU (2012).

Die Transferkapazität zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern steigt in allen Szenarien gegenüber heute deutlich an, von gegenwärtig rund 12 GW auf mindestens 42 GW und bis zu 107 GW. In den Szenarien der SRU-Studie steigt der Kapazitätsbedarf zum einen mit steigender Stromnachfrage (Szenarien „a“ gegenüber Szenarien „b“), zum anderen ist der Bedarf höher, sofern nicht nur ein Stromaustausch und Nettostromimport mit Dänemark/Norwegen, sondern mit der gesamten Europa-Nordafrika-Region angestrebt wird (Szenariofamilie „3“ gegenüber Szenariofamilie „2.2“). In den Szenarien der Szenariofamilie „2.1“ findet zwar kein Nettostromimport statt, die beiden Szenarien „2.1.a“ und „2.1.b“ sind jedoch dennoch aufgeführt um zu verdeutlichen, dass auch ein angestrebter Stromaustausch (ohne Nettostromimport) mit Dänemark/Norwegen (in Höhe von bis zu 15 % des Strombedarfs) eine deutliche Ausweitung der Transferkapazität erforderlich machen würde.

Der Bedarf an Transferkapazität ist in Szenario „2011 A“ (BMU 2012) mit rund 43 GW relativ gering. Dies könnte zum einen an der moderaten Stromnachfrage in diesem Szenario liegen (deutlich niedriger als in den SRU-Szenarien mit hoher Stromnachfrage), zum anderen an der Tatsache, dass in diesem Szenario im Jahr 2050 rund 12 % der Stromerzeugung noch aus flexiblen Gaskraftwerken stammen und damit der Bedarf nach Stromaustausch als eine Option zur Angleichung von Stromerzeugung und -nachfrage niedriger ist als in den 100 %-Erneuerbare-Energien-Szenarien des SRU.

Aufschlussreich ist zudem der Vergleich der Transferkapazität Deutschlands mit dem Ausland in den beiden Hauptszenarien der Europa-Szenariostudie für Dii (2012): Im Szenario „Connected“, in dem ein gut ausgebautes Stromnetz die gesamte Region Europa/Nordafrika/Naher Osten miteinander verbindet, liegt die Transferkapazität mit 66 GW in dem Bereich der SRU- und BMU-Szenarien. In dem Szenario „Reference“ hingegen, in dem bis 2050 ein ähnlicher Anteil erneuerbarer Energien in der europäischen Stromversorgung (rund 90 %) realisiert wird, in dem jedoch keine Verbindungen mit den Stromsystemen der MENA-Region angenommen werden, steigt der Transferkapazitätsbedarf sehr stark auf über 100 GW an. Dies wird in der Studie (Dii 2012) damit begründet, dass durch den Wegfall der Ausgleichspotenziale, die sich durch die Verbindung zur MENA-Region ergeben würden, größerer Ausgleichsbedarf innerhalb von Europa aufträte, um die hohen Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien (bei begrenztem Speicherbedarf) integrieren zu können. Neben einer starken West-Ost-Verbindung von Spanien über Frankreich, Italien und Griechenland bis in die Türkei entsteht durch den Wegfall der MENA-Verbindung auch der Bedarf nach einer starken Nord-Süd-Verbindung von Norwegen über Dänemark nach Deutschland.

EUROPA-SZENARIEN

Tabelle 13: Aussagen zur Ausgestaltung bzw. zum Ausbau des Stromnetzes in den Europa-Szenarien

Studie	
GP/ EREC (2012)	<p data-bbox="317 1731 1374 1798"><u>Inländische Übertragungs- und Verteilnetze und Transferkapazitäten zwischen den Ländern</u></p> <ul data-bbox="317 1809 1398 2051" style="list-style-type: none"> <li data-bbox="317 1809 1398 1989">• Im Rahmen der Studie wurde offenbar keine detaillierte Modellierung des europäischen Stromnetzes durchgeführt. Es finden sich keine quantitativen Aussagen in Bezug auf den Umfang der notwendigen Anpassungen bzw. Erweiterungen des europäischen Netzes sowie des Ausbaus der Verbindungen zwischen Europa und Nordafrika zum Zwecke des Stromaustauschs. <li data-bbox="317 2000 1398 2051">• Es wird jedoch in der Studie betont, dass Investitionen in kleine und intelligente Netze („micro grids“ und „smart grids“) sowie in großräumige Übertragungskapazität erforderlich sind.

	<p>zitäten („super grid“) notwendig sein werden, um große Mengen an Strom nicht zuletzt von Offshore-Windenergieanlagen und solarthermischen Kraftwerken effizient zu den Verbraucherinnen und Verbrauchern zu transportieren.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Die Stromnetzinfrastruktur benötige neue Technologien sowie neue Managementstrukturen, um auch in Zukunft die Balance zwischen Stromnachfrage und zunehmend schwankender Stromerzeugung gewährleisten zu können. • Smart-Grid-Technologien und bessere Wettervorhersagen sollen dabei helfen, Stromnachfrage und Stromerzeugung miteinander in Einklang zu bringen und dabei den Netzausbaubedarf zu reduzieren.
<p>ECF (2010)</p>	<p><u>Inländische Übertragungs- und Verteilnetze</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Im Rahmen der Studie werden explizit nicht die Auswirkungen der Szenarien auf die Beschaffenheit und die Kosten der Verteilnetze untersucht. Hierfür seien sowohl die Unsicherheiten in Bezug auf die zukünftigen Entwicklungen im Verteilnetz als auch die Modellierungskomplexität zu groß. • Allerdings wird betont, dass sich auch die Verteilnetze im Zuge der Dekarbonisierung des Stromsystems wandeln müssten, unter anderem um größere Menge an dezentraler Stromerzeugung und neue, flexible Lasten (wie Elektroautos) integrieren zu können. „Intelligente“ Technologien würden eine zunehmend wichtige Rolle spielen, um die Herausforderungen im Verteilnetz effizient und mit möglichst geringem Netzausbau lösen zu können. <p><u>Transferkapazitäten zwischen den Ländern</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Grundsätzlich wird der Ausbau der Übertragungskapazitäten als eine wichtige und kostengünstige Option betrachtet, um die günstigsten Potenziale der erneuerbaren Energien möglichst umfassend nutzen zu können. Der Ausbau dieser Kapazitäten über Ländergrenzen hinweg müsse einen umfassenden Stromaustausch zwischen verschiedenen Regionen in Europa ermöglichen und dazu beitragen, dass die Abregelung von erneuerbar erzeugtem Strom minimiert werden könne. • In der Studie für die ECF werden die Übertragungsnetzkapazitäten zwischen den verschiedenen europäischen Ländern soweit ausgebaut, wie dies für eine kostenminimale Nutzung der erneuerbaren Energien-Ressourcen in Europa notwendig ist. Dabei wägt das verwendete Modell ab zwischen dem Bau zusätzlicher Übertragungskapazität und dem Bau und Betrieb zusätzlicher konventioneller (Reserve-) Kraftwerke. Der Ausbau des Übertragungsnetzes kann dabei auch durch die Annahme von Maßnahmen der Nachfragesteuerung (s. oben) reduziert werden. • Die alternativen Szenarien der ECF-Studie sehen einen sehr starken Zubau der länderübergreifenden Transportkapazität im Umfang von mehreren Tausend Kilometern vor. • Rund 125 GW an neuen Speicherkapazitäten (dies entspricht etwa der dreifachen Menge der derzeitigen Kapazität) wären verteilt über Europa nötig, wenn der Stromnetzausbau nicht kostenminimal, sondern deutlich weniger stark als im „80% RES“-Szenario vorgesehen realisiert werden würde. • Im Falle des kostenminimierenden Netzausbaus würden für diesen Ausbau rund 10 % der Investitionen für die Erzeugungsanlagen anfallen. • Die bis zum Jahr 2050 gegenüber eine Referenzentwicklung zusätzlich notwendige länderübergreifende Übertragungskapazität im „100% RES“-Szenario liegt bei 330 GW (ohne Nachfragesteuerung) bzw. bei 215 GW (mit Nachfragesteuerung). Im Falle einer Referenzentwicklung wären lediglich 2 GW an zusätzlicher Übertragungskapazität notwendig. • Gegenüber dem Szenario „80% RES“, in dem kein Stromimport stattfindet, fällt im

Szenario „100% RES“ bis zum Jahr 2050 ein zusätzlicher Investitionsbedarf für den Stromnetzausbau in Höhe von 225 Mrd. Euro an, der sich wie folgt verteilt:

- Übertragungskapazitäten von Nordafrika zu den Küsten Europas: 90 Mrd. €
 - Übertragungskapazitäten von den Küsten Europas zu den Nachfrageschwerpunkten in Südeuropa: 50 Mrd. €
 - Zusätzlich nötige länderübergreifende Übertragungskapazitäten in Europa: 85 Mrd. €
- Aufgrund dieses zusätzlichen Netzausbaus und der Tatsache, dass der zusätzliche erneuerbare Strom im „100% RES“-Szenario annahmegemäß aus ähnlich gut steuerbaren Kraftwerken (solarthermische Kraftwerken mit Speichern sowie Geothermieanlagen) kommt wie der Strom, der ersetzt wird (Kernenergie und CCS-Anlagen), verringert sich jedoch der Investitionsbedarf für Reservekraftwerke bzw. Speicher um 20 Mrd. €.

Allgemeine Aussagen zur Netzinfrastruktur

- Ähnlich wie in der Studie von Greenpeace/EREC (2012, s. oben) wird betont, dass in Zukunft ein anderes Vorgehen in Bezug auf die Planung und den Betrieb des Stromnetzes nötig sei.
- In Bezug auf diesen Ausbau müssten Wege gefunden werden, die Einwände und Sorgen der Bevölkerung gegen den Netzausbau angemessen zu adressieren.

Dii
(2012)

Inländische Übertragungs- und Verteilnetze

- Die Studie vermag explizit keine Aussagen über die nationalen Übertragungs- und Verteilnetze treffen.

Transferkapazitäten zwischen den Ländern

- In der Studie wird die hohe Bedeutung eines Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsnetzes für die Realisierung eines zukünftigen Stromsystems betont, das auf die kostengünstige Erschließung von Potenzialen zur Nutzung erneuerbarer Energien setzt. Ohne ein solches Netz sei es unmöglich, Strom von den besten Sonnen-, Wind- bzw. Wasserstandorten aus Süd- und Nordeuropa zu den Regionen mit hoher Stromnachfrage in Mitteleuropa zu bringen.
- Sofern hohe Anteile erneuerbarer Energien angestrebt würden, sei ein bedeutender Ausbau des Stromnetzes unabhängig davon nötig, ob Strom von außerhalb Europas importiert werde oder nicht.
- Die Studie nimmt an, dass im Jahr 2050 die Hälfte der über Land verlegten Übertragungskapazität aus Hochspannungs-Gleichstrom-Erdkabeln bestehen wird, um die Akzeptanz des Leitungsausbaus in der Bevölkerung zu erhöhen.
- Im Szenario „Connected“ betragen die Übertragungskosten im Jahr 2050 etwa 5,7 €/MWh, während sie im Referenzszenario (das keinen Stromimport nach Europa vorsieht und in dem die durchschnittliche Übertragungsdistanz des Stroms niedriger ist) bei 4,4 €/MWh liegen.
- Die Übertragungskapazität im Szenario „Connected“ innerhalb Europas muss auf 341 GW_{NTC} bzw. 327,000 GW_{NTC}*km erhöht werden.¹⁷ Zusätzliche 222 GW_{NTC} bzw. 60,000 GW_{NTC}*km entfallen auf Seekabel zwischen Europa und Nordafrika bzw. dem Nahen Osten.
- Die über Land verlegte Übertragungskapazität in Europa ist nahezu identisch im Szenario „Connected“ (327,000 GW_{NTC}*km) und im Referenzszenario (321,000 GW_{NTC}*km).

¹⁷ Das Kürzel „NTC“ steht für „Net Transfer Capacity“ und bezieht sich auf die maximale Übertragungskapazität an Grenzkuppelstellen.

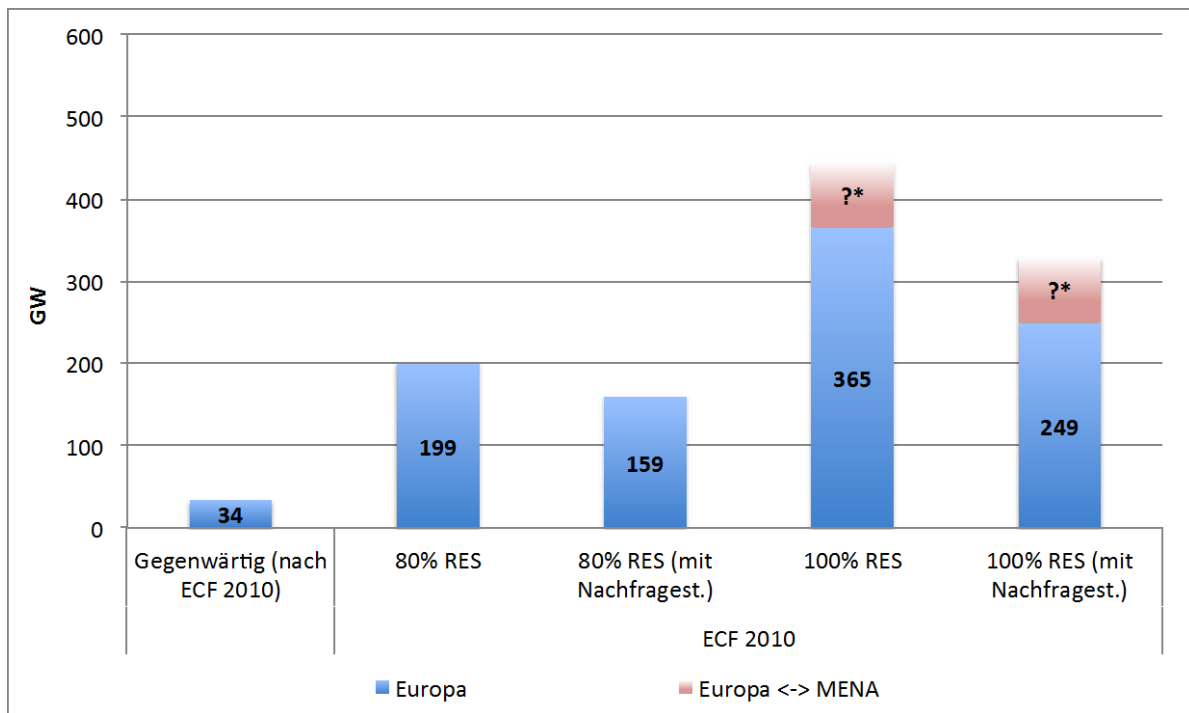
Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien; z. T. werden wörtliche Zitate aus den Studien wiedergegeben, die aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht einzeln als solche gekennzeichnet sind.

Alle drei betrachteten Europa-Szenariostudien betonen die hohe Bedeutung des Ausbaus des Übertragungsnetzes in Europa für eine erfolgreiche und kostengünstige Transformation des Stromsystems hin zu sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Eine quantitative Modellierung des europäischen Stromnetzes erfolgt dabei nur in zwei der drei Studien (in ECF 2010 und in Dii 2012). Beide Studien liefern Angaben zu dem notwendigen Ausbau der Nettotransferkapazität zwischen einzelnen Ländern bzw. Regionen Europas bis zum Jahr 2050. Dabei werden die einzelnen Länder bzw. Regionen in beiden Studien bzw. deren verwendeten Modellen vereinfacht jeweils als ein Knotenpunkt betrachtet, d. h. die Übertragung des Stroms wird nur bis zu diesen Knotenpunkten in der Mitte der Länder/Regionen bzw. in der Nähe ihrer Verbrauchsschwerpunkte modelliert. Die Übertragung und Verteilung des Stroms innerhalb der Länder bzw. Regionen wird nicht modelliert. Bei der Interpretation der im Folgenden wiedergegebenen Angaben zu den notwendigen Transferkapazitäten ist insofern zu berücksichtigen, dass keine Rückschlüsse auf die Implikationen der Szenarien für die inländischen Übertragungs- und Verteilnetze möglich sind.

Die Angaben in den beiden Studien zu der notwendigen Transferkapazität im Jahr 2050 werden im Folgenden getrennt voneinander in zwei Abbildungen wiedergegeben. Dies liegt an der eingeschränkten Vergleichbarkeit der entsprechenden Angaben in den beiden Studien. Die Studie für die ECF (2010) betrachtet neun verschiedene Regionen in Europa (Nordeuropa, Polen & Baltische Staaten, Mitteleuropa, Südosteuropa, Deutschland & Benelux, Großbritannien & Irland, Frankreich, Italien & Malta sowie Iberische Halbinsel), während die Studie für die Dii (2012) für 30 Länder in Europa (EU 27 plus Schweiz, Norwegen und Türkei) jeweils einen eigenen Knotenpunkt modelliert. Daraus folgt, dass die Angaben in den beiden Studien zu den benötigten Transferkapazitäten zwischen den Knotenpunkten nicht uneingeschränkt miteinander vergleichbar sind, denn je kleinteiliger die Abgrenzung von Regionen bzw. Ländern ist, die getrennt betrachtet werden, desto größer ist (*ceteris paribus*) der Bedarf der insgesamt benötigten Transferkapazität.

Diese Kapazität beträgt laut Studie für die ECF (2010) in der dort gewählten Abgrenzung der Regionen gegenwärtig (bzw. zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie) rund 34 GW (s. Abbildung 14). Um das Szenario „100% RES“ realisieren zu können, müsste diese Kapazität innerhalb Europas bis 2050 um mindestens die siebenfache Menge erhöht werden, auf rund 250 GW. Eine Begrenzung des Ausbaus auf diesen Umfang würde voraussetzen, dass ein Teil der Stromnachfrage zeitlich flexibilisiert und somit auf das fluktuierende Stromangebot angepasst werden könnte. Gelingt dies nicht, erhöht sich der Stromaus-tauschbedarf zwischen den europäischen Ländern, und die Transferkapazität müsste sich auf über 360 GW erhöhen. Hinzu käme im Szenario „100% RES“ in beiden Fällen (mit und ohne Flexibilisierung der Stromnachfrage) die notwendige Transferkapazität zwischen Nordafrika und Europa, die aufgrund des angenommenen europäischen Stromimports in diesem Szenario zusätzlich nötig wäre, in der Studie jedoch nicht genau quantifiziert wird.

Abbildung 14: Transferkapazitäten (in GW) zwischen neun europäischen Regionen (bestehend aus EU 27, Norwegen und Schweiz) und der MENA-Region in der Gegenwart sowie im Jahr 2050 nach verschiedenen Szenarien aus ECF (2010)



Anmerkungen: Über die Höhe der im Szenario „100% RES“ notwendigen Transferkapazität zwischen Europa und Nordafrika werden in der Studie im Auftrag der ECF (2010) keine Aussagen getroffen. Der rot markierte Bereich, der in diesem Szenario im Gegensatz zum Szenario „80% RES“ (das ohne Stromimport aus Nordafrika auskommt) hinzukommt, kann daher in der Abbildung nicht präzise dargestellt werden. Zudem ist anzumerken, dass die (geringe) heute bereits bestehende Transferkapazität zwischen Europa und Nordafrika in dieser Abbildung nicht dargestellt ist.

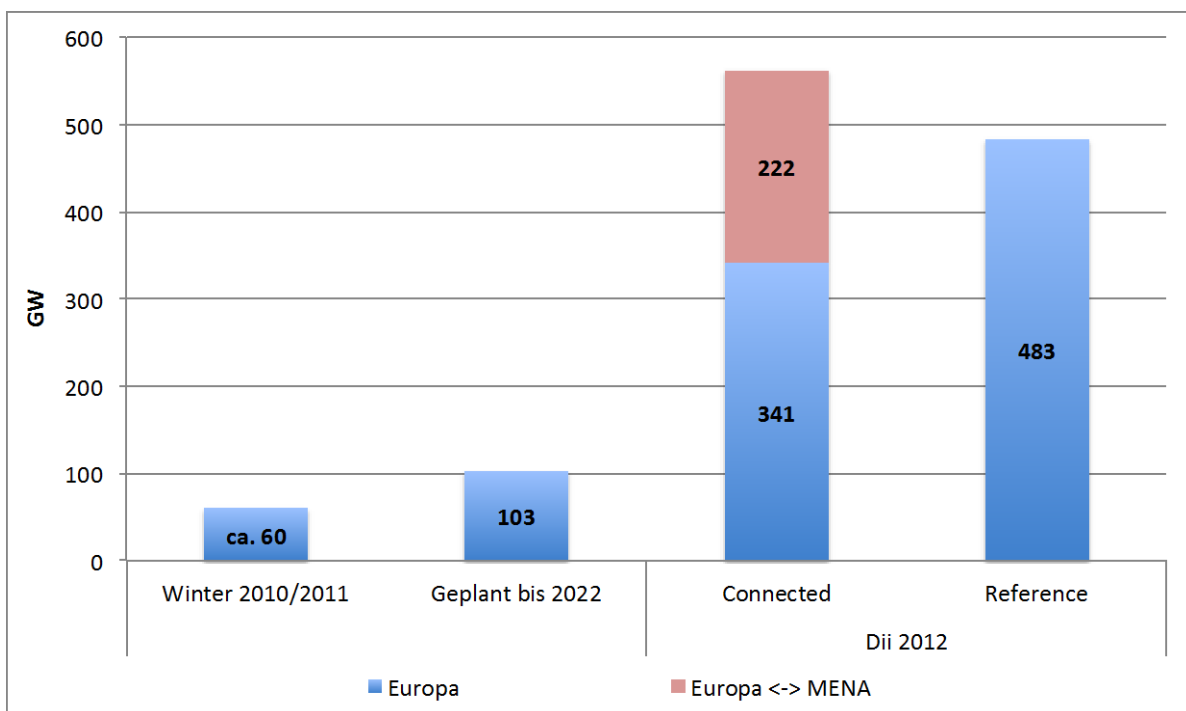
Quellen: Angaben aus ECF (2010).

Der Ausbaubedarf der innereuropäischen Transferkapazität verdoppelt sich etwa im Szenario „100% RES“ gegenüber dem Szenario „80% RES“. Dies wird in der Studie damit begründet, dass im Szenario „100% RES“ in bedeutendem Umfang zusätzliche Transferkapazität benötigt wird, um den importierten Strom, der im Süden Europas Eingang in das europäische Stromsystem findet, zu den Stromnachfragegebieten Europas weiterzuleiten. Allerdings diskutiert die Studie für die ECF (2010) kein Referenzszenario, das eine vollständige Stromerzeugung aus ausschließlich europäischen erneuerbaren Energien vorsieht. Entsprechend ist es nicht möglich, aus der Studie einen zusätzlichen Bedarf an Transferkapazität infolge des Imports von Strom aus erneuerbaren Energien (gegenüber einer rein europäischen Versorgung ausschließlich aus erneuerbaren Energien) abzuleiten. So ist zu erwarten, dass der höhere Bedarf an Transferkapazität im Szenario „100% RES“ gegenüber dem Szenario „80% RES“ auch auf den im erstgenannten Szenario höheren Anteil erneuerbarer Energien zurückzuführen ist. Schließlich steigt der Bedarf an Transferkapazität der Studie zufolge vom Szenario „40% RES“ über das Szenario „60% RES“ bis zum Szenario „80% RES“ kontinuierlich an.

Einen Vergleich der benötigten Transferkapazität in Europa je nachdem, ob der Strombedarf ausschließlich durch heimische Erzeugung oder aber auch durch importierten Strom gedeckt wird, ermöglicht hingegen die Studie für die Dii (2012). Dort wird in dem Szenario

rio „Connected“, in dem knapp 20 % des Strombedarfs durch erneuerbare Energien aus der MENA-Region gedeckt werden, eine innereuropäische Transferkapazität von rund 340 GW benötigt (s. Abbildung 15). Hinzu kommen rund 220 GW an Kapazität für den Austausch zwischen Europa und der MENA-Region. Dieser letztgenannte Kapazitätsbedarf fällt bei einer rein europäischen Stromversorgung (Szenario „Reference“) zwar nicht an, dafür ist in diesem Szenario der Bedarf an innereuropäischer Transferkapazität deutlich höher und beträgt gut 480 GW.

Abbildung 15: Transferkapazitäten (in GW) zwischen europäischen Ländern (EU 27, Norwegen, Schweiz und Türkei) und der MENA-Region im Winter 2010/2011, nach ENTSO-E-Planung bis 2022 und nach Szenarien „Connected“ und „Reference“ im Jahr 2050



Anmerkung: Die geringe heute bereits bestehende Transferkapazität zwischen Europa und Nordafrika ist in dieser Abbildung nicht dargestellt.

Quellen: Angaben aus Dii (2012); „Geplant bis 2022“ ebenfalls nach Dii (2012); „Winter 2010/2011“ basierend auf ENTSO-E (2011).

So ist die benötigte Transferkapazität vom Süden Europas bis in die Mitte Europas im Referenzszenario aufgrund des nicht benötigten Stromimports aus der MENA-Region zwar deutlich kleiner, dafür steigt der sonstige innereuropäische Kapazitätsbedarf an, da ohne den Importstrom mehr Strom innerhalb Europas ausgetauscht werden muss, um Unterschiede in den naturräumlichen Potenzialen sowie zeitliche Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Nachfrage ausgleichen zu können. Insbesondere werden im Referenzszenario gegenüber dem Szenario „Connected“ die Kapazitäten auf einer Ost-West-Achse zwischen Frankreich und Italien (+25 GW), Italien und Griechenland (+18 GW) sowie Griechenland und der Türkei (+22 GW) deutlich ausgebaut. Zudem steigt der Kapazitätsbedarf auf einer Nord-Süd-Achse zwischen Deutschland und Dänemark (+28 GW) und Dänemark und Norwegen (+19 GW) gegenüber dem Szenario „Connected“ deutlich an. Gegenüber der derzeitigen Transferkapazität zwischen den betrachteten europäischen Ländern von etwa 60 GW ist selbst im Szenario „Connected“ bis 2050 nahezu eine Versechsfachung

auf etwa 340 GW notwendig. Bis zum Jahr 2022 ist der Studie zufolge nach Plänen der europäischen Stromnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E) eine Erhöhung der Kapazität auf etwas über 100 GW geplant.

Bei der Interpretation der Unterschiede im Transferkapazitätsbedarf zwischen den beiden Szenarien „Connected“ und „Reference“ ist zu beachten, dass bei der Erstellung beider Szenarien aufgrund der Eigenschaften des verwendeten Modells explizit nur größere Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien („utility scale“) berücksichtigt wurden. Das heißt, die sehr dezentrale Nutzung erneuerbarer Energien, beispielsweise durch relativ kleine Fotovoltaik-Dachanlagen oder einzelne Windkraftanlagen bzw. kleine Windparks, wird in den Szenarien nicht erfasst. Hinzu kommt, dass mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken kein zukünftiger Ausbau von Stromspeichern, insbesondere auch nicht von dezentralen Speichern, vorgesehen ist. Diese beiden Aspekte könnten dazu führen, dass der Transferkapazitätsbedarf überschätzt wird, insbesondere in dem Szenario „Reference“, das stärker als das Szenario „Connected“ prinzipiell auch auf dezentrale Versorgungslösungen setzen könnte¹⁸.

Der für das Szenario „Connected“ angegebene Bedarf an Transferkapazität in Europa von rund 340 GW ist ähnlich groß wie im Szenario „100% RES“ (ohne Nachfragesteuerung) der Studie für die ECF (2010). Vermutlich gleichen sich dabei zwei Effekte in etwa aus: Die kleinteiligere räumliche Analyse (30 Länder anstatt neun Regionen) führt auf der einen Seite in der Studie für die Dii (2012) tendenziell zu einem höheren Bedarf an Transferkapazität, während die dort auch 2050 noch vorgesehene Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken (mit einem Anteil von rund 10 % an der gesamten Stromerzeugung) aufgrund der mit diesen Kraftwerken möglichen räumlichen Ergänzung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien den Bedarf nach zusätzlichen Leitungen tendenziell reduziert.

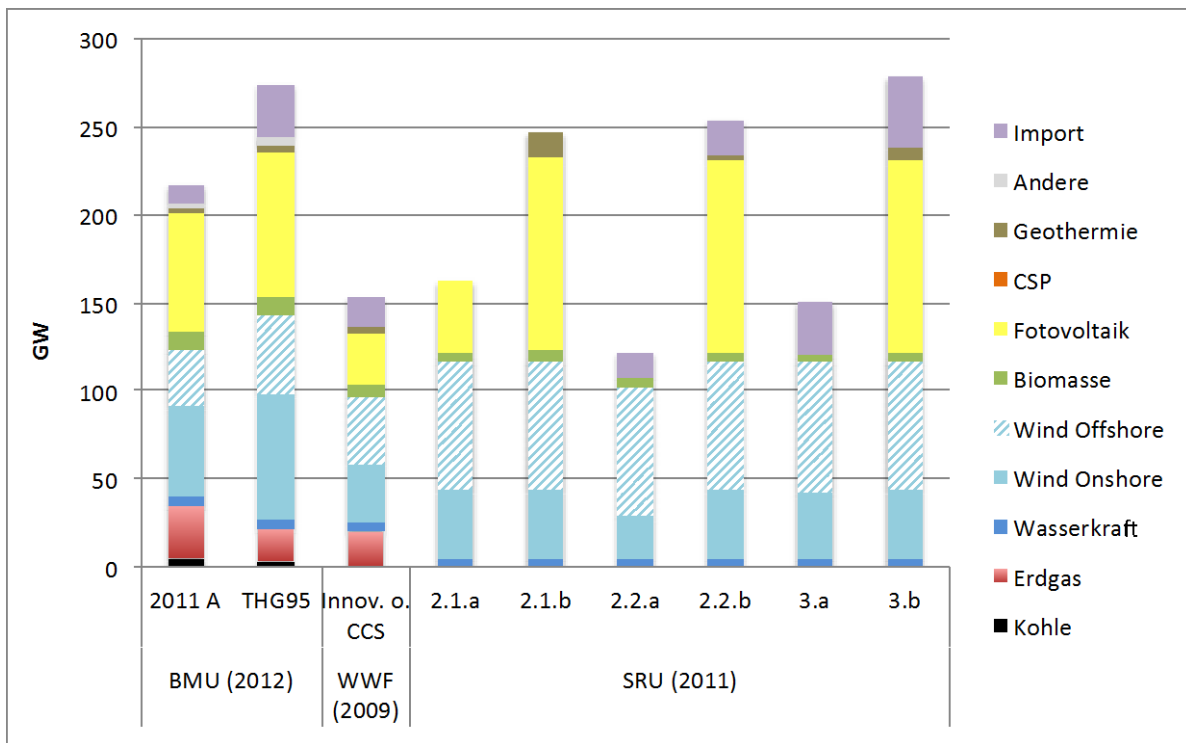
3.3.2 Vergleich der Stromerzeugung und der Stromerzeugungskapazität in den analysierten Szenarien

DEUTSCHLAND-SZENARIEN

Die Unterschiede in den Annahmen zum gesamten Strombedarf im Jahr 2050 spiegeln sich in der Höhe der notwendigen Stromerzeugungskapazität (Abbildung 16) sowie in der Stromerzeugung (Abbildung 17) in Deutschland wider. So wird mit knapp 300 GW die höchste Erzeugungskapazität in den Szenarien mit hohem Strombedarf („THG95“, „2.2.b“, „3.b“) benötigt. Alle Szenarien des SRU (2011) setzen dabei in hohem Maße auf Offshore-Windenergie mit jeweils 73 GW installierter Kapazität und einer Erzeugung von 317 TWh im Jahr 2050. Die inländische Windenergienutzung ist in den Szenarien der BMU- und WWF-Studien niedriger. Zudem ist dort der Anteil der Offshore-Windenergie an der gesamten Stromerzeugung aus Windenergie kleiner, in den Szenarien der Studie für das BMU (2012) im Gegensatz zu den anderen Szenarien auch knapp unter 50 %. Deutliche Unterschiede gibt es bei der Nutzung der Fotovoltaik: In den Szenarien der Studie für das BMU (2012) sowie v. a. in denjenigen Szenarien der SRU-Studie (2011) mit hohem Strombedarf findet ein weiterer deutlicher Ausbau der Fotovoltaik statt, mit einer installierten Kapazität von rund 70 bis 80 GW im Jahr 2050 (Szenarien „2011 A“ und „THG95“) bzw. von 110 GW (Szenarien „2.2.b“ und „3.b“).

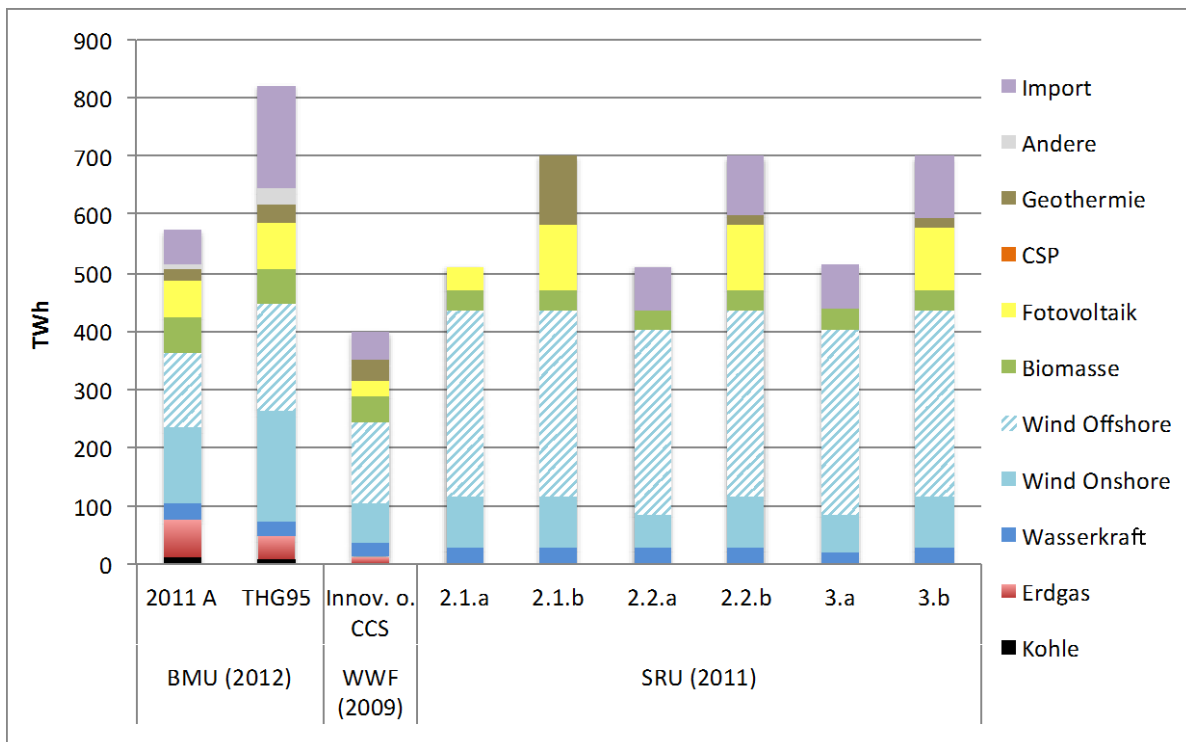
¹⁸ Allerdings wäre in diesen Fällen wohl mit einem gesteigerten Ausbaubedarf auf der Verteilnetzebene zu rechnen.

Abbildung 16: Stromerzeugungskapazität nach Energieträgern bzw. Technologien im Jahr 2050 in den analysierten Deutschland-Szenarien (ohne Speicher, inkl. Kapazität für Nettoimportstrom)



Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien.

Abbildung 17: Stromerzeugung nach Energieträgern bzw. Technologien im Jahr 2050 in den analysierten Deutschland-Szenarien (ohne Strom aus Speichern, inkl. Nettostromimport)

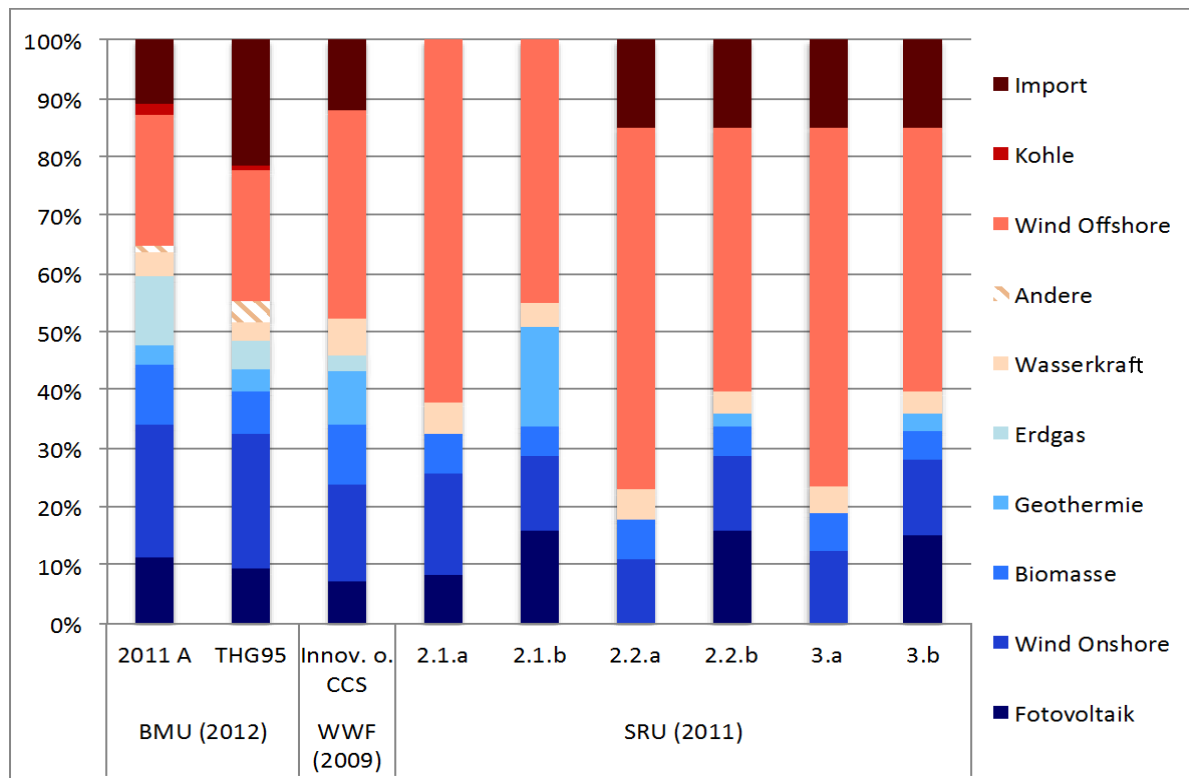


Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien.

Im Gegensatz zu den SRU-Szenarien werden in den Szenarien der anderen beiden Studien auch 2050 noch in sehr begrenztem Maße fossil befeuerte Kraftwerke eingesetzt, insbesondere Erdgaskraftwerke. Diese werden in der Studie für den WWF (2009) ausschließlich als Spitzenlastkraftwerke genutzt, haben dort also eine sehr niedrige Auslastung.

Abbildung 18 zeigt die Stromerzeugungsanteile im Jahr 2050 in den untersuchten Szenarien. Dabei werden hier zur Analyse der Änderungen im Stromerzeugungsmix durch den Nettoimport von Strom auch zwei Szenarien des SRU-Gutachtens aufgeführt, in denen kein Nettostromimport stattfindet. Die verschiedenen Technologien zur Stromerzeugung werden dabei unterteilt in eher zentrale Technologien (rötliche Farbe) und eher dezentrale Technologien (bläuliche Farbe). Kohlekraftwerke und (üblicherweise als große Parks errichtete) Wind-Offshore-Kraftwerke werden dabei als besonders zentrale Technologien angesehen, während Fotovoltaik- und Onshore-Wind-Anlagen – in ihren typischen Auslegungen – als vergleichsweise dezentrale Technologien gelten können. Dazwischen liegen unter anderem typische Wasserkraft-, Erdgas-, Geothermie- und Biomasse-Anlagen. Die Nutzung von Erdgas im Jahr 2050 erfolgt zumindest in den Szenarien der Studien für BMU (2012) im Gegensatz zu heute überwiegend in relativ kleinen Anlagen (inkl. Wärmeauskopplung), weshalb die Stromerzeugung aus Erdgas eher der dezentralen Erzeugung zugeordnet wird. Die typischen Anlagengrößen gehen aus den Szenarien allerdings überwiegend nicht hervor, weshalb die Einordnung in Abbildung 18 nur als grob bzw. „holzschnittartig“ angesehen werden sollte. Der Stromimport, der je nach Szenario überwiegend aus großen Wasserkraftwerken, großen nordafrikanischen Solarkraftwerken oder konzentrierten Windkraftanlagen (Onshore wie Offshore) erfolgt, wird hier als zentrale Quelle eingeordnet, zumal dieser Strom über wenige Grenzkuppelstellen in das deutsche System eingespeist wird.

Abbildung 18: Anteile der Stromerzeugung nach Energieträgern bzw. Technologien im Jahr 2050 in verschiedenen Deutschland-Szenarien, unterteilt nach eher zentraler (rötliche Farbe) und eher dezentraler (bläuliche Farbe) Erzeugung



Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien.

Es fällt auf, dass die Stromerzeugung im Jahr 2050 in den dargestellten Szenarien der Studie für den SRU (mit Ausnahme des Szenarios „2.1.b“) von zentralen Technologien dominiert wird. Dies liegt in erster Linie an dem sehr hohen Anteil der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen. Höhere Anteile dezentraler Technologien kommen im Szenario „Innovation ohne CCS“ und insbesondere in den Szenarien „2011 A“ und „THG95“ vor. In dem Szenario „2011 A“ kommt mit rund 60 % der größte Teil der Stromerzeugung aus Technologien, die (hier) als eher dezentral eingeordnet werden. Interessanterweise wird die Erzeugungsstruktur bei steigender Stromnachfrage in den Szenarien des SRU (2011) dezentraler, während sie in der Studie für das BMU (2012) bei steigender Stromnachfrage („THG95“ statt „2011 A“) eher zentraler wird. Dies liegt einerseits an der starken Nutzung der bei niedriger Stromnachfrage als zu teuer angesehenen Fotovoltaik in den SRU-Szenarien mit hoher Stromnachfrage und andererseits an dem deutlich erhöhten Nettostromimport im Szenario „THG95“, der einen hohen Anteil der zusätzlichen Stromnachfrage (gegenüber Szenario „2011 A“) befriedigt.

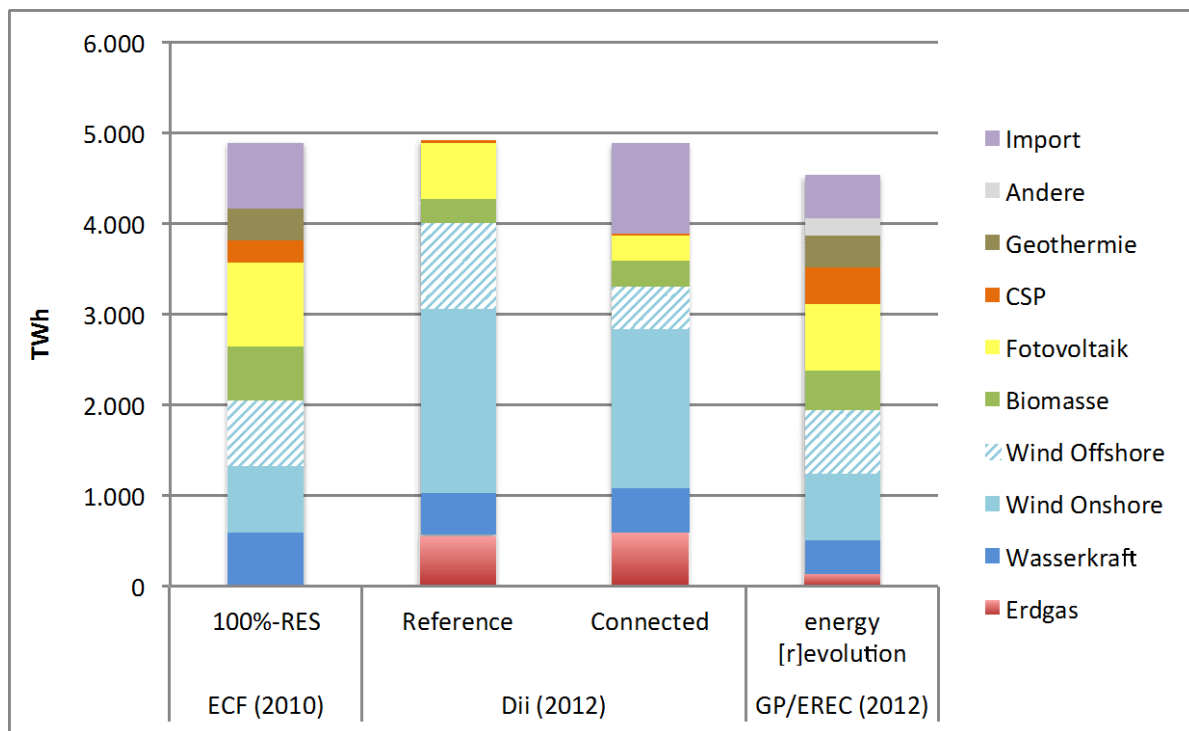
Zusätzlicher Importstrom reduziert in der SRU-Studie (2011) die Anteile der eher dezentralen Stromerzeugung, da insbesondere die Stromerzeugung aus Fotovoltaik (in den Szenarien mit niedriger Stromnachfrage) bzw. die hier ebenfalls als eher dezentral eingeordnete geothermische Stromerzeugung (in den Szenarien mit hoher Stromnachfrage) verdrängt wird. Für die geothermische Stromerzeugung nimmt die SRU-Studie (2011) die höchsten Stromerzeugungskosten aller erneuerbarer Energien im Jahr 2050 an (s. Abbildung 10), weshalb diese zuerst ersetzt wird. Zwar sind die Erzeugungskosten bei der Biomasseverstromung noch etwas höher als bei der Fotovoltaik, allerdings wird erstere zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung benötigt, weshalb nach der

Geothermie die Fotovoltaik-Nutzung aus ökonomischen Gründen in den Szenarien der SRU-Studie reduziert wird. Auch in der Studie für das BMU (2012) verringert sich der Anteil der eher dezentralen Stromerzeugung im Szenario „THG95“ mit seinem höheren Stromimport, allerdings ist dies in diesem Fall zum Teil auf die Vorgabe eines höheren Anteils erneuerbarer Energien (gegenüber Szenario „2011 A“) zurückzuführen, die zu einer geringeren Nutzung des hier als eher dezentral eingeordneten Erdgases führt.

EUROPA-SZENARIEN

Spiegelbildlich zur Höhe der Stromnachfrage (s. oben) ist die Höhe der Bruttostromerzeugung im Jahr 2050 in den betrachteten Europa-Szenarien sehr ähnlich (s. Abbildung 19). Die Erzeugung im Szenario „energy [r]evolution“ ist zwar mit knapp 4.550 TWh/a etwas niedriger als in den anderen drei Szenarien (jeweils 4.900 TWh/a), jedoch ist zu beachten, dass die Studie von Greenpeace/EREC auch nur die EU 27-Länder betrachtet und nicht – wie die beiden Studien, aus denen die anderen drei Szenarien stammen – zusätzlich noch Norwegen und die Schweiz berücksichtigt.¹⁹

Abbildung 19: Stromerzeugung nach Energieträgern bzw. Technologien im Jahr 2050 in den analysierten Europa-Szenarien (ohne Strom aus Speichern, inkl. Nettostromimport)



Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien.

In Bezug auf den Stromerzeugungsmix fällt auf, dass zwei Szenarien eine hohe Ähnlichkeit aufweisen: Sowohl im Szenario „energy [r]evolution“ als auch im Szenario „100% RES“ werden rund 1.400 bis 1.500 TWh aus Windenergie erzeugt (mit jeweils 50 % aus Onshore- und 50 % aus Offshore-Anlagen) und jeweils 1.100 bis 1.200 TWh aus Sonnenenergie (allerdings mit einer höheren Bedeutung von solarthermischen Kraftwerken in der Studie für Greenpeace/EREC gegenüber der ECF-Studie). Auch Biomasse und Geothermie werden in beiden Szenarien in ähnlichem Umfang zur Stromerzeugung genutzt. Lediglich der Stromimport ist wesentlich höher im „100% RES“-Szenario, während das Szenario

¹⁹ Diese beiden Länder haben derzeit einen Strombedarf von zusammen rund 200 TWh/a.

„energy [r]evolution“ auf einen gewissen Beitrag von Strom aus Meeresenergie (sowohl Wellen- als auch Gezeitenenergie) sowie aus Erdgaskraftwerken setzt.

Deutlich anders sieht die Stromerzeugung in Europa in den Szenarien der Studie für die Dii (2012) aus. Im Szenario „Connected“ wird gegenüber den Szenarien aus den beiden anderen Studien im Jahr 2050 mehr als die doppelte Menge an Strom aus Onshore-Windenergie erzeugt. Obwohl die Offshore-Windenergie eine untergeordnete Rolle spielt, wird somit im Szenario „Connected“ 30 bis 40 % mehr Strom aus Windenergie (Onshore plus Offshore) erzeugt als in den Szenarien „100% RES“ und „energy [r]evolution“. Vergleichsweise wenig Strom wird in dem Szenario „Connected“ hingegen durch Fotovoltaik- und Biomasse-Anlagen erzeugt. Der Nettostromimport ist mit etwa 1.000 TWh/a (rund 20 % des europäischen Strombedarfs) höher als in den Szenarien der beiden anderen Studien. Zudem werden in diesem Szenario mit rund 600 TWh im Jahr 2050 in Europa noch ca. 12 % des Strombedarfs über fossile Energieträger in der Form von Erdgas gedeckt.

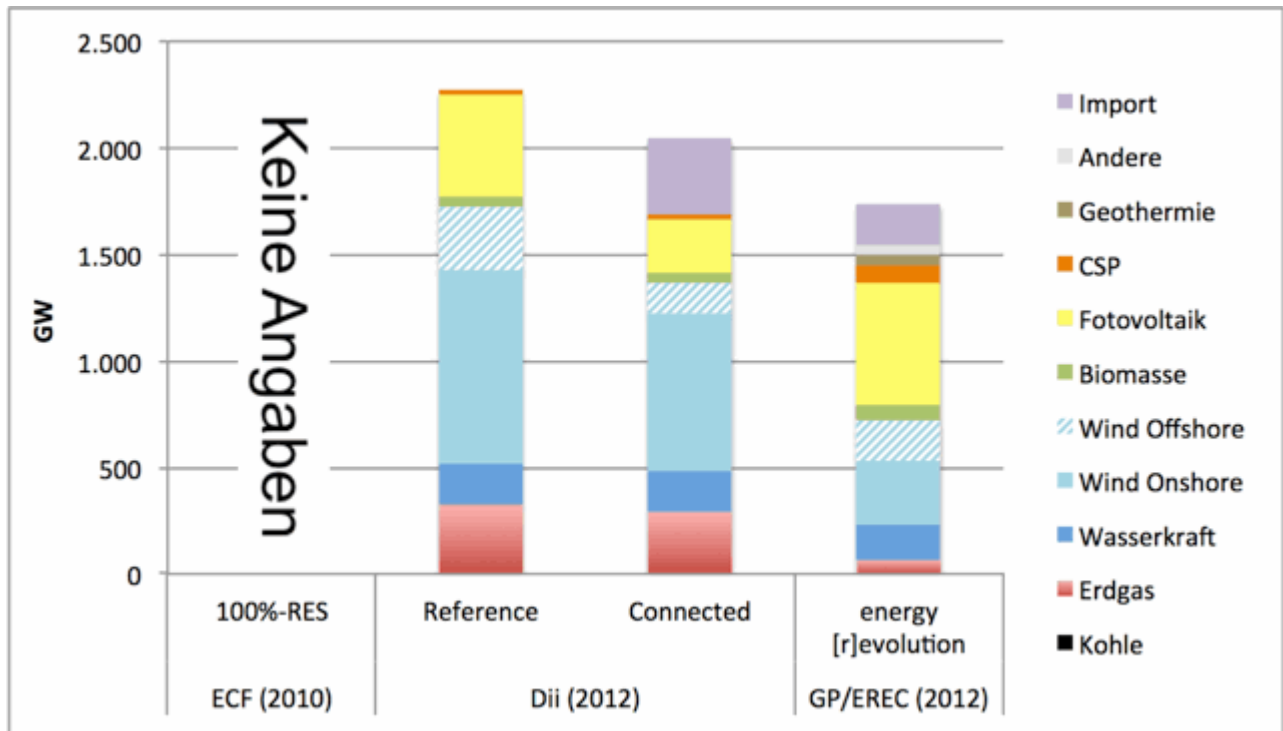
In Abbildung 19 wird als Vergleich für eine mögliche Entwicklung des europäischen Stromsystems ohne Nettostromimporte auch das Szenario „Reference“ der Studie für die Dii (2012) abgebildet. Es zeigt sich, dass in diesem Szenario der gegenüber dem Szenario „Connected“ fehlende Importstrom vor allem durch zusätzliche Stromerzeugung aus (in Europa installierten) Offshore-Windenergie- sowie Fotovoltaik-Anlagen kompensiert wird. Diese beiden Stromerzeugungsoptionen haben den Annahmen der Studie zufolge (s. oben) ein hohes Potenzial, allerdings gegenüber den anderen Stromerzeugungsoptionen (inkl. Onshore-Windenergie) auch höhere Gestehungskosten. Folglich werden beide Optionen in dem im Rahmen der Studie verwendeten Optimierungsmodell erst dann in stärkerem Maße zugebaut, wenn die günstigeren Optionen aufgrund von Potenzialrestriktionen nicht weiter ausgebaut werden können (z. B. Onshore-Windenergie) bzw. grundsätzlich nicht zur Verfügung stehen (z. B. Importstrom im Szenario „Reference“).

Der in der Studie für die Dii (2012) von den anderen beiden Studien (GP/EREC 2012, ECF 2010) abweichende Ansatz einer ökonomischen Optimierung des Anlagenausbaus dürfte auch ein wesentlicher Grund für die Abweichungen im Anlagenmix des Jahres 2050 zwischen den beiden Szenarien „energy [r]evolution“ und „100% RES“ auf der einen Seite und den Szenarien „Connected“ und „Reference“ auf der anderen Seite sein. In den letztgenannten Szenarien werden neben rein ökonomischen Überlegungen möglicherweise auch politische Ausbauziele (vor allem für die Fotovoltaik und die Offshore-Windenergie) und gesellschaftliche Präferenzen (z. B. mögliche Widerstände gegen starken Ausbau der Onshore-Windenergie) widerspiegelt. Hinzu kommt, dass die beiden Szenarien der Studie für die Dii (2012) mit einem Anteil von etwas über 10 % auch im Jahr 2050 noch eine Stromerzeugung in relevanter Höhe aus fossilen Energien annehmen. Dieser Anteil ist in den anderen hier betrachteten Studien deutlich kleiner („energy [r]evolution“) bzw. gleich Null („100% RES“), weshalb in diesen Szenarien die grund- bzw. spitzenlastfähigen Energieträger Geothermie und Biomasse als Ergänzung der fluktuierenden Erzeugung aus Fotovoltaik- und Windenergie möglicherweise eine größere Rolle spielen.

Die folgende Abbildung 20 zeigt die in den betrachteten Europa-Szenarien im Jahr 2050 für den europäischen Strombedarf benötigten Kraftwerkskapazitäten. Diese Kapazitäten spiegeln im Wesentlichen die bereits zuvor diskutierte Stromerzeugung wider, da in den verschiedenen Szenarien ähnliche Volllaststunden der einzelnen Technologien angenommen werden. In der Studie für die ECF (2010) finden sich keine konkreten Aussagen zu der Höhe der Kraftwerkskapazitäten. Die bei gleichem Strombedarf höhere benötigte Kapazität im Szenario „Reference“ gegenüber dem Szenario „Connected“ begründet sich in erster Linie in den geringen Volllaststunden von Fotovoltaik-Anlagen, die im Szenario

„Reference“ gegenüber dem Szenario „Connected“ den Nettostromimport ersetzen. Und dieser stammt vor allem aus solarthermischen Kraftwerken und Windenergieanlagen, die jeweils höhere Volllaststunden realisieren als Fotovoltaik-Anlagen.

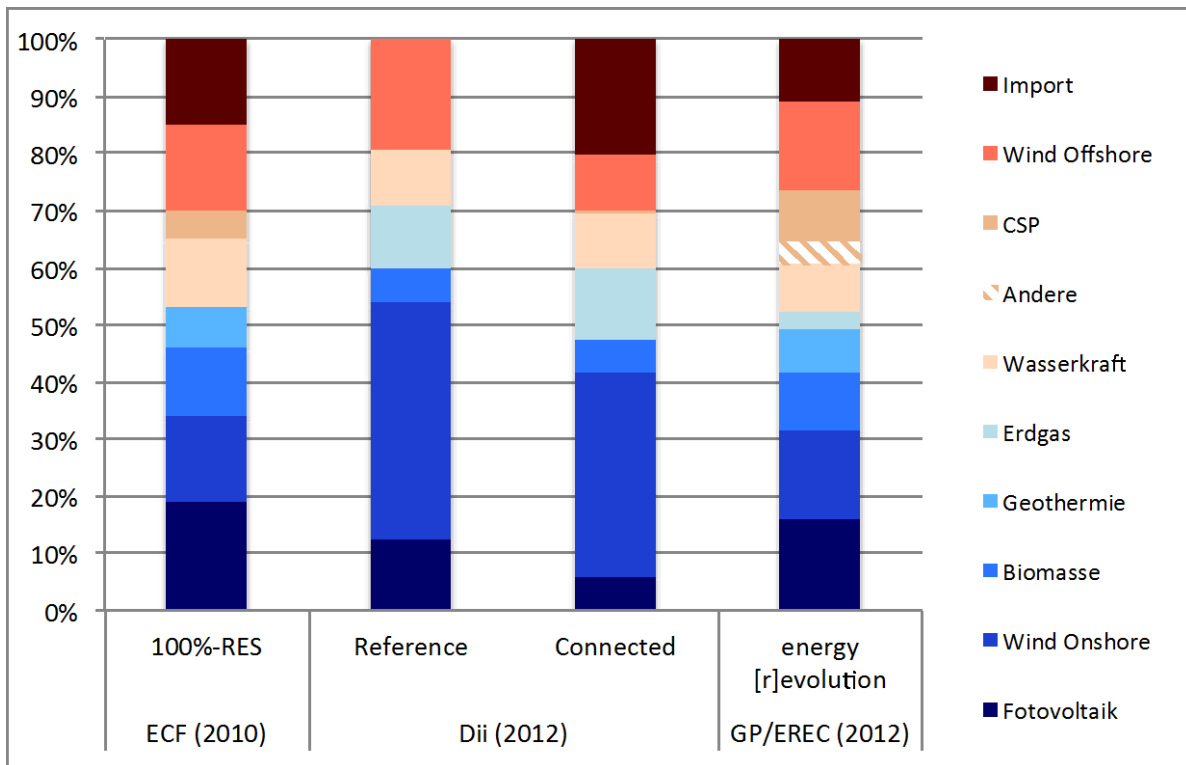
Abbildung 20: Stromerzeugungskapazität nach Energieträgern bzw. Technologien im Jahr 2050 in den analysierten Europa-Szenarien (ohne Speicher, inkl. Kapazität für Nettostromimport)



Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien.

In der folgenden Abbildung 21 werden analog zu Abbildung 18 die Anteile der Stromerzeugung für Europa aufgeteilt nach ihrem eher zentralen (rötliche Farbtöne) bzw. eher dezentralen Charakter (bläuliche Farbtöne). Es zeigt sich, dass im Jahr 2050 in den Szenarien mit bedeutendem Nettostromimport 40 % („Connected“) bis 50 % („energy [r]evolution“) des Strombedarfs durch üblicherweise als Großanlagen betriebene Technologien (Offshore-Wind, solarthermische Kraftwerke, Meeresenergie und Wasserkraft) gedeckt bzw. importiert werden. In dem Szenario „Reference“, in dem kein Strom von außerhalb Europas importiert wird, liegt der Anteil, der hier als „eher zentral“ eingestuft wird, lediglich bei 30 % da hier der fehlende Stromimport nicht nur durch mehr Offshore-Windenergie, sondern auch durch zusätzliche Fotovoltaik- und Onshore-Windenergieerzeugung kompensiert wird.

Abbildung 21: Stromerzeugungskapazität nach Energieträgern bzw. Technologien im Jahr 2050 in den analysierten Deutschland-Szenarien (ohne Speicher, inkl. Kapazität für Nettoimportstrom)



Quellen: Basierend auf Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien.

3.3.3 Vergleich der Stromspeicherkapazität in den analysierten Szenarien

DEUTSCHLAND-SZENARIEN

In allen betrachteten Szenarien werden die Speicherkapazitäten von Strom bis zum Jahr 2050 gegenüber heute deutlich ausgeweitet. In den SRU-Szenarien wird angenommen, dass bis Mitte des Jahrhunderts je nach Szenario rund 14 bis 30 GW an Druckluftspeicherkapazität in Deutschland installiert sind, während die für die Speicherung fluktuierender Stromerzeugung insgesamt zur Verfügung stehende Kapazität 21 bis 38 GW beträgt. Neben den – nach Auffassung der Studie kaum mehr weiter ausbaubaren – Pumpspeicherkraftwerken wird angenommen, dass als Speichertechnologie ausschließlich auf Druckluftspeicher gesetzt wird. Von der in Deutschland installierten Pumpspeicherkraftwerkskapazität in Höhe von derzeit rund 7 GW wird nur 1 GW als verfügbar für die Speicherung fluktuierender Stromerzeugung angesehen, da der Rest voraussichtlich weiterhin für Netzdienstleistungen (wie Minutenreserve und Frequenzhaltung) genutzt werden wird. Die Erzeugung von Wasserstoff als Zwischenspeicher wird als zu teuer eingeschätzt. Die Unterschiede in der benötigten Speicherkapazität zwischen den einzelnen SRU-Szenarien ergeben sich im Rahmen der kostenminimierenden Modellierung auf Grundlage der angenommenen Speicherpotenziale und -kosten in ganz Europa, während die genauen Gründe für die Unterschiede zwischen den Szenarien der Studie nicht genau nachvollzogen werden können.

Im Szenario „Innovation ohne CCS“ (WWF 2009) steigt der Bedarf an Speicherkapazität bis 2050 auf rund 20 GW an. Hier wird keine konkrete Speichertechnologie genannt, die zum Einsatz kommen soll, Druckluftspeicher werden jedoch als Beispiel für eine mögliche

Speichertechnologie angeführt. Auch in dieser Studie wird betont, dass die zusätzlichen Potenziale der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland stark begrenzt sind.

Die Studie im Auftrag des BMU (2012, S. 200) betont, dass der langfristige technisch/ökonomische Speicherbedarf „derzeit nicht benannt werden“ könne bzw. „Untersuchungsgegenstand aktueller Forschungsprojekte“ sei.

EUROPA-SZENARIEN

In den Szenarien der Studien für die ECF (2010) und für die Dii (2012) kommen als explizit genannte Speichertechnologie lediglich Pumpspeicherkraftwerke zum Einsatz. Im Zusammenhang mit solarthermischen Kraftwerken werden in beiden Studien zusätzlich jedoch in einem gewissen, nicht näher quantifizierten Umfang auch solarthermische Speicher verwendet. Die europäische Pumpspeicherkapazität in den Szenarien der Studie für die Dii (2012) ist dabei im Jahr 2050 höher als im Szenario „100% RES“, da in dem letztgenannten Szenario gegenüber der derzeit installierten Kapazität kein zusätzlicher Ausbau angenommen wird, obwohl eingeräumt wird, dass es noch Potenziale für einen solchen Ausbau gibt. In der Studie für die Dii wird hingegen ein solcher Ausbau in Europa (EU 27+2) auf knapp 60 GW unterstellt. Das größte Ausbaupotenzial wird dabei in der Region „Zentraleuropa“ (u. a. mit der Schweiz und Österreich) und auf der Iberischen Halbinsel gesehen; aber auch in Frankreich, der Region „Südosteuropa“ und in Großbritannien/Irland werden in dem Szenario relevante Pumpspeicherpotenziale erschlossen.

Andere Speicherkonzepte wie Batterien oder Wasserstoffherzeugung werden in den Studien für die ECF (2010) und die Dii (2012) als zu teuer und/oder als gegenwärtig noch zu unsicher bezüglich ihrer zukünftigen technologischen und wirtschaftlichen Entwicklung eingeschätzt. In der Studie für die Dii (2012) wird betont, dass Batterien in Zukunft auf Verteilnetzebene eine wichtige Rolle bei der Sicherstellung der Netzstabilität spielen könnten, dass dieser Aspekt mit dem verwendeten Modell jedoch nicht untersucht werden konnte. Die Studie für die ECF (2010) weist darauf hin, dass Batterien, die in Elektroautos verbaut sind, in Zukunft über das „vehicle to grid“-Konzept einen Teil des Ausgleichs zwischen Nachfrage und fluktuierender Erzeugung sicherstellen und auf diese Weise auch den in den Szenarien der Studie berechneten Bedarf an zusätzlichen Transferrkapazitäten reduzieren könnten. Aufgrund der Unsicherheiten bezüglich der Potenziale bzw. der zukünftigen technologischen und ökonomischen Entwicklung der Batterien sowie der dafür notwendigen Infrastruktur wird in den Szenarien auf dieses Potenzial jedoch nicht gesetzt.

In der Studie für Greenpeace/EREC (2012) finden sich keine quantitativen Aussagen bezüglich der insgesamt in dem Szenario „energy [r]evolution“ im Jahr 2050 betriebenen Speicherkapazitäten. Es wird jedoch erwähnt, dass in dem Szenario die Erzeugung von Wasserstoff unter anderem zum Zwecke der Speicherung von Strom erfolgt und dass die Kraftwerkskapazität für die Rückverstromung von Wasserstoff im Jahr 2050 in Europa 5 GW betragen wird. Die in dem Szenario unterstellte Zwischenspeicherung von Wasserstoff sei jedoch nur als eine Option für die zukünftige chemische Speicherung von erneuerbar erzeugtem Strom zu verstehen. Aus heutiger Sicht sei nicht absehbar, ob zukünftig beispielsweise eher eine Zwischenspeicherung über Methan erfolgen würde. Zudem wird in der Studie betont, dass die aufgrund des hohen Anteils fluktuierender Stromerzeugung notwendigen zusätzlichen Speicherkapazitäten bei einem starken Bedeutungsgewinn der Elektromobilität teilweise auch durch die Batterien der Elektroautos bereitgestellt werden könnten.

4 Technische Realisierbarkeit und Gewährleistung der Versorgungssicherheit

An Energieszenarien wird nicht der Anspruch gestellt, dass sie die zukünftige Entwicklung des Energiesystems korrekt vorhersagen, jedoch sollten sie eine technisch realisierbare Entwicklung beschreiben, die unter bestimmten, plausiblen Annahmen eintreffen könnte. In dem folgenden Abschnitt 4.1 wird zunächst diskutiert, welche Kriterien in Hinblick auf die Bewertung der technischen Realisierbarkeit einer zukünftigen Stromversorgung primär erfüllt sein müssen, und inwiefern die untersuchten Szenarien diese Kriterien erfüllen. Anschließend werden in Abschnitt 4.2 Kriterien aufgestellt, die für eine Sicherstellung der Versorgungssicherheit einer zukünftigen Stromversorgung von hoher Bedeutung sind, und es wird geprüft, inwiefern die betrachteten Szenarien Aufschlüsse darüber geben, ob sie ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit gewährleisten könnten. Der darauf folgende Abschnitt 4.3 diskutiert die aus den betrachteten Szenariostudien ableitbaren Vor- und Nachteile eines bedeutenden Nettostromimports in einem auf erneuerbaren Energien basierendem Stromsystem (gegenüber einem entsprechenden Stromsystem, das ohne Nettostromimporte auskommt), bevor abschließend mit Abschnitt 4.4 ein Fazit über die technische Realisierbarkeit und Gewährleistung von Versorgungssicherheit zukünftiger Erneuerbare-Energien-basierter Stromsysteme mit hohen Nettostromimportanteilen gezogen wird. Dabei wird auch auf relevante Forschungsfragen für zukünftige Szenariostudien eingegangen.

4.1 Kriterien für die Gewährleistung der technischen Realisierbarkeit und Prüfung deren Erfüllung in den untersuchten Szenarien

Eine in Szenarien beschriebene Entwicklung des Stromversorgungssystems kann dann als plausibel und technisch realisierbar angesehen werden, wenn die folgenden drei Kriterien erfüllt werden:

- Die in den Szenarien zum Einsatz kommenden Technologien sind gegenwärtig verfügbar oder werden mit hoher Wahrscheinlichkeit zukünftig verfügbar sein.
- Für den beschriebenen Ausbau der Technologien werden angemessene Zeiträume vorgesehen.
- Natürliche Potenzialgrenzen bezüglich stofflicher und energetischer Ressourcen werden berücksichtigt.

4.1.1 Verfügbarkeit der zum Einsatz kommenden Technologien

4.1.1.1 Erzeugungstechnologien

In allen betrachteten Szenarien wird auf Erzeugungstechnologien zurückgegriffen, die bereits gegenwärtig im Wesentlichen zur Verfügung stehen.²⁰ In Bezug auf diese Technologien werden lediglich moderate evolutionäre technologische Fortschritte bis zum Jahr 2050 angenommen, die zu Kostensenkungen und Effizienzverbesserungen führen. Insbesondere in Bezug auf den Import von Strom nach Deutschland bzw. Europa wird in den Szenarien – soweit sie zur Herkunft des Importstroms explizite Aussagen treffen – auf bereits heute kommerziell verwendete Technologien gesetzt, insbesondere solarthermi-

²⁰ In einigen der Szenarien wird in begrenztem Ausmaß auf Gezeiten- und Wellenkraftwerke sowie auf Erdwärmekraftwerke basierend auf Hot-Dry-Rock-Verfahren gesetzt. Diese Technologien befinden sich derzeit noch in einer relativ frühen Entwicklungsphase, und es existieren bisher jeweils nur einzelne Demonstrationsprojekte. Dennoch kann es als sehr wahrscheinlich angesehen werden, dass diese Technologien zukünftig in relevanten Anlagengrößen zum Einsatz kommen könnten.

sche Kraftwerke (Parabolrinnen-Kraftwerke sowie mittelfristig möglicherweise verstärkt andere Konzepte mit stärkerem Kostensenkungspotenzial, wie Solarturm-Kraftwerke), Windkraftwerke (Onshore- und Offshore) sowie Fotovoltaik-Anlagen.

Im Szenario „100% RES“ (ECF 2010) wird angenommen, dass der gesamte europäische Importstrom, der im Jahr 2050 15 % der europäischen Stromnachfrage deckt, aus solarthermischen Kraftwerken kommen wird. Beim Szenario „2011 A“ (BMU 2012) stammen im Jahr 2050 knapp über zwei Drittel des deutschen Stromimports aus solarthermischen Kraftwerken im Ausland, der Rest wird über Windenergieanlagen und „andere“ Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien bereitgestellt. Auch der Importstrom im Deutschland-Szenario „Innovation ohne CCS“ (WWF 2009, S. 239) stammt „vor allem aus solarthermischen Kraftwerken“. Für das Szenario „THG95“ gilt, dass für den Stromimport „insbesondere Windkraftanlagen an der europäischen Atlantikküste, sowie solarthermische Kraftwerke, aber auch größere Photovoltaikanlagen in den sonnenreichen Regionen Europas und Nordafrikas in Frage“ kommen (BMU 2012, S. 157). Genaue Angaben zu der angenommenen Aufteilung des Importstroms auf die einzelnen Technologien finden sich jedoch nicht. Auch die beiden Szenarien „energy [r]evolution“ (GP/EREC 2012) und „Connected“ (Dii 2012) machen keine Aussagen zu der genauen Herkunft des europäischen Stromimports.

4.1.1.2 Stromspeicher

Bei den Annahmen zur Nutzung von Stromspeichertechnologien wird in den Szenarien hingegen zum Teil durchaus auf Technologien verwiesen, die derzeit noch nicht technisch ausgereift sind und kommerziell zur Verfügung stehen. Hierzu zählen insbesondere die adiabaten Druckluftspeicher, die in hohem Maße in den Szenarien des SRU (2011) zum Einsatz kommen. Rund 20 bis 30 GW dieser Speichertechnologie sollen je nach Szenario bis 2050 in Deutschland zugebaut werden, während sich derzeit lediglich ein Demonstrationsprojekt (ADELE) mit einer geplanten Kapazität von 90 MW in Planung befindet und der einzige in Deutschland (Huntorf) derzeit bestehende Druckluftspeicher (nicht-adiabat, d. h. mit deutlich geringerem Wirkungsgrad) eine Kapazität von 321 MW hat. Da die adiabate Technologie noch nicht in großem Maßstab eingesetzt wurde, bestehen auch noch Unsicherheiten in Bezug auf ihre technische Umsetzbarkeit sowie ihre Wirtschaftlichkeit. Die Studie des SRU (2011) nennt als mögliche alternative Speichertechnologie die Wasserstoff-Elektrolyse und -Speicherung. Allerdings ist auch diese Speichertechnologie noch nicht in großtechnischem Umfang umgesetzt worden, und es bestehen insbesondere in Bezug auf die Elektrolyse noch technische Herausforderungen.

Das Szenario „Innovation ohne CCS“ gibt für das Jahr 2050 einen Speicherbedarf in Deutschland von gut 20 GW an. Dabei wird nicht spezifiziert, welche Speichertechnologien zum Einsatz kommen können. Explizit werden jedoch Druckluftspeicher als mögliche Technologie genannt. In dem Szenario „energy [r]evolution“ (GP/EREC 2012) finden sich keine Aussagen zu dem benötigten Speicherbedarf und den eingesetzten Speichertechnologien. Die anderen beiden betrachteten Europa-Szenarien setzen hingegen weder auf Druckluftspeicher noch auf Wasserstoff-Speicherung. In dem Szenario „Connected“ (Dii 2012) werden lediglich Pumpspeicherkraftwerke angenommen. Diese könnten dem Szenario zufolge in Europa bis 2050 noch auf rund 57 GW ausgebaut werden, während die derzeitige Kapazität nach Angaben der Studie bei etwa 32 GW liegt²¹. Im Szenario „100% RES“ wird hingegen explizit kein weiterer Ausbau an Speichertechnologien vorausgesetzt. Lediglich diejenigen Pumpspeicher-Kraftwerksprojekte, die ohnehin geplant seien, werden berücksichtigt.

²¹ Eurostat nennt hingegen eine Kapazität innerhalb der EU von knapp 43 GW (JRC 2013).

Zusätzlich zu den bisher angesprochenen Speichertechnologien wird in den meisten der untersuchten Szenarien darauf hingewiesen, dass die jeweils vorgesehenen solarthermischen Kraftwerke (sowohl innerhalb als auch außerhalb Europas) mit Wärmespeichern ausgestattet sind, die eine Stromerzeugung auch bei Bewölkung sowie abends und nachts gewährleisten bzw. einen an der Last orientierten Betrieb der Kraftwerke ermöglichen. Diese Wärmespeicher sind bereits heute Stand der Technik und Bestandteil von vielen bestehenden solarthermischen Kraftwerken, die in den vergangenen Jahren neu errichtet wurden.

In Bezug auf die in den Szenarien jeweils vorgesehenen Speicherkapazitäten und die vor allem mit neuartigen Technologien wie adiabaten Druckluftspeichern und Wasserstoffspeichern verbundenen Unsicherheiten ist zu betonen, dass die genaue Menge der benötigten Speicherkapazitäten je nach Umfang anderer potenzieller Optionen zum Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage variieren kann. Zu diesen Optionen zählt insbesondere die Steuerung der Nachfrage (Demand Side Management), der Ausbau der Stromnetze zwischen Regionen bzw. Ländern – insbesondere bei einer systemoptimalen räumlichen Verteilung der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien – sowie der Betrieb von nur zu wenigen Zeiten im Jahr genutzten („Back-up“-) Kraftwerken. Letztere könnten – je nach Ambitionsniveau bei der CO₂-Reduktion sowie der Biomasse-Verfügbarkeit – entweder mit fossilen Energieträgern (insbesondere Erdgas) oder aber mit Biogas betrieben werden.

So werden in den beiden Europa-Szenarien, die explizit einen geringen zusätzlichen Speicherbedarf aufweisen („100% RES“, „Connected“), die meisten dieser Optionen in großem Umfang genutzt. Der Ausbau der Transferkapazitäten ist in beiden Szenarien weitgehend, und im Szenario „100% RES“ werden explizit große Mengen an Back-up-Kraftwerken vorgesehen, deren Bedarf – so zeigt die Studie – geringer ausfallen würde, wenn sich die Stromnachfrage in gewissem Maße flexibel steuern ließe. Im Szenario „Connected“ wird hingegen im Jahr 2050 noch eine etwa zehnpromtente Stromerzeugung aus Erdgas zugelassen, die wesentlich dazu beiträgt, die Residuallast zu decken. Aus diesen Zusammenhängen folgt, dass der zukünftige Ausbaubedarf der Stromspeicherkapazitäten, mit dem aus heutiger Sicht relativ hohe technische Unsicherheiten verbunden sind, zumindest zum Teil durch einen starken Ausbau des Übertragungsnetzes, eine erfolgreiche Flexibilisierung der Nachfrage sowie den Bau bzw. Betrieb von Back-up-Kraftwerken reduziert werden könnte.

4.1.1.3 Netze

Für den zukünftigen Netzausbau zwischen den europäischen Ländern sowie zwischen Europa und der MENA-Region setzen alle betrachteten Szenarien ausschließlich oder überwiegend auf HGÜ-Leitungen. Dies steht im Gegensatz zu den aktuellen Planungen der Übertragungsnetzbetreiber, welche zumindest für die nächsten zehn Jahre noch überwiegend auf Drehstromverbindungen setzen. Die Erfahrungen mit dem Bau von HGÜ-Leitungen sind derzeit insbesondere in Europa noch begrenzt, hier kommen HGÜ-Leitungen bisher nur in geringem Maße und überwiegend als Erd- und Seekabel zum Einsatz. Dennoch bestehen keine Zweifel an der technischen Umsetzbarkeit von HGÜ-Verbindungen, so sind heute bereits in anderen Teilen der Welt sehr lange Leitungen in Betrieb, beispielsweise eine über 1.000 km lange Leitung im Osten Nordamerikas (Québec-Neuengland). Ein zukünftig bei einem starken Ausbau von HGÜ-Leitungen wahrscheinlich sinnvoller HGÜ-Netzbetrieb (gegenüber reinen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen) ist derzeit noch mit bestimmten technischen Herausforderungen verbunden. So ist es beispielsweise für die Reaktion auf Kurzschlüsse notwendig, einzelne Leitungen abschalten zu können. Das Schalten einer HGÜ-Leitung ist aber zurzeit erst in der technischen Entwicklung. Auch die Betriebsführung ist für ein HGÜ-Netz eine Herausforderung, welche noch nicht

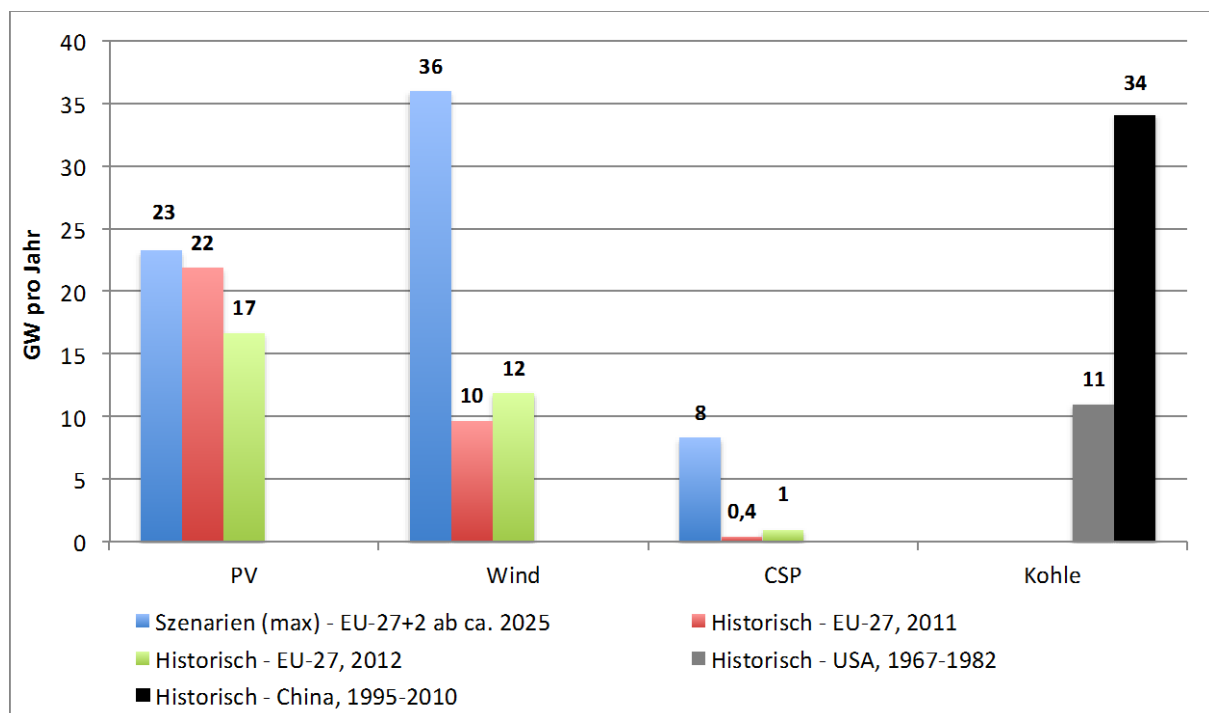
abschließend gelöst worden ist. Es ist allerdings absehbar, dass diese Herausforderungen in den nächsten Jahren bzw. Jahrzehnten gelöst werden können. So gibt es bereits erste Prototypen von Schaltanlagen, die auch HGÜ-Verbindungen in einem Netz ausschalten können. Alternativ zu einem HGÜ-Netz sind zukünftig auch weiterhin reine HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen innerhalb des konventionellen Wechselstrom-Netzes denkbar.

4.1.2 Angemessene Zeiträume zum Ausbau der Technologien

4.1.2.1 Erzeugungstechnologien

Die Umstellung auf eine auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung wird bis zum Jahr 2050 einen enormen Zubau verschiedener Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien erfordern. Nicht zuletzt der starke Ausbau der Fotovoltaik in Europa (v. a. in Deutschland) in den vergangenen drei Jahren bzw. der schnelle Ausbau der globalen PV-Fertigungskapazitäten innerhalb weniger Jahre verdeutlicht, dass zumindest in Bezug auf die modulare Fotovoltaik-Technologie auch bei einer starken zukünftigen Nutzung kein (anhaltender) Engpass in der Fertigung und der Installation der Anlagen zu erwarten ist. So wurden in Europa im Jahr 2012 rund 17 GW an Fotovoltaik-Anlagen installiert, 2011 waren es rund 22 GW (EPIA 2013). Die PV-Stromerzeugung in Europa in dem betrachteten Europa-Szenario mit besonders hoher PV-Stromerzeugung (Szenario „100% RES“, ECF 2010) von etwa 930 TWh im Jahr 2050 würde – bei angenommenen durchschnittlichen 1.600 Volllaststunden pro Jahr – eine installierte Kapazität von knapp 600 GW erfordern. Wird eine durchschnittliche Lebensdauer der Module von 25 Jahren unterstellt, so müssten zwischen 2025 und 2050 pro Jahr 23 bis 24 GW in Europa zugebaut werden – nahezu identisch mit der Kapazität, die bereits im Jahr 2011 zugebaut wurde (s. Abbildung 22).

Abbildung 22: Notwendiger durchschnittlicher jährlicher Kapazitätsneubau verschiedener Technologien in Europa-Szenarien mit besonders starkem Ausbau und historische Neubaulzahlen zum Vergleich



Quellen: Basierend auf Angaben aus Dii (2012), ECF (2010), IEA (1999), IEA (2012), Shuster (2012), REN21 (2013), EWEA (2013), EPIA (2013).

Der Ausbau der Windenergie-Anlagen müsste in Zukunft hingegen den Ausbau der vergangenen Jahre deutlich übersteigen (s. Abbildung 22). So wurden im Jahr 2012 in Europa 12 GW an Windenergie-Kapazität neu zugebaut (rund 10 GW/a in den drei Jahren zuvor, EWEA 2013). Wird das Szenario „Connected“ mit seiner hohen Windenergieerzeugung in Europa von rund 2.100 TWh herangezogen (Summe aus Onshore- und Offshore-Erzeugung) und werden durchschnittlich 2.900 Volllaststunden sowie eine Lebensdauer von 20 Jahren unterstellt, so müssten zwischen 2030 und 2050 pro Jahr in Europa rund 36 GW an Windenergieanlagen neu installiert werden. Wird die niedrigere Windenergienutzung der beiden anderen Europa-Szenarien herangezogen, so läge der jährliche Ausbaubedarf bei 25 GW. Es wäre also gegenüber heute eine Verdopplung bis Verdreifachung der jährlichen Installationsmenge nötig. Hinzu kommt der Bedarf an zusätzlichen Windenergiekapazitäten außerhalb Europas für diejenigen Importstrategien, die (unter anderem) auf Windenergie setzen. Dies würde – sofern maximal 50 % des Importstroms aus Windenergieanlagen stammen – zu einem zusätzlichen jährlichen Ausbaubedarf von unter 10 GW führen. Da sich der höhere Installationsbedarf erst im Laufe mehrere Jahrzehnte ergibt und eine kontinuierliche Ausweitung der europäischen und/oder globalen Fertigungskapazitäten prinzipiell möglich ist, sollte auch der notwendige Ausbau der Windenergiekapazitäten kein technisches Hindernis bei der Realisierung der entsprechenden Szenarien darstellen. Der in Zukunft den Szenarien zufolge deutlich stärkere Fokus auf den Offshore-Ausbau würde allerdings den Planungsaufwand einzelner Projekte erhöhen und stellt außerdem tendenziell stärkere Ansprüche an den Netzausbau.

Eine gegenüber den vergangenen Jahren völlig neue Ausbaudynamik ist hingegen in Bezug auf solarthermische Kraftwerke nötig (s. Abbildung 22), auf die alle Szenarien auch in hohem Maße beim Stromimport setzen. Im Szenario „100% RES“ werden im Jahr 2050 20 % der europäischen Stromnachfrage (und damit knapp 1.000 TWh) durch solarthermische Kraftwerke gedeckt: 5 % aus entsprechenden Kraftwerken in Europa und 15 % aus Kraftwerken in der MENA-Region. Werden – infolge einer in den Szenarien angenommen steigenden Wärmespeicherkapazität der Kraftwerke – 4.000 Volllaststunden unterstellt, so müssten zur Deckung des europäischen Strombedarfs mindestens²² 250 GW an solarthermischer Kraftwerkskapazität installiert sein. Bei einer angenommenen Lebensdauer von 30 Jahren müssten zwischen 2020 und 2050 pro Jahr im Schnitt 8 bis 9 GW zugebaut werden. Im Jahr 2012 wurden weltweit 0,97 GW an solarthermischer Kraftwerkskapazität neu installiert, nahezu die gesamte Kapazität (0,95 GW) in Spanien (REN21 2013).

Die Industrie für solarthermische Kraftwerke müsste also gegenüber heute ihre materiellen, personellen und organisatorischen Kapazitäten deutlich erweitern. Da dieses starke Wachstum allerdings im Laufe mehrerer Jahrzehnte erfolgen könnte und die technologische Komplexität der entsprechenden Anlagen beispielsweise gegenüber Kernkraftwerken deutlich geringer ist, scheint auch der Ausbau der solarthermischen Kraftwerkskapazität – wie dieser in den verschiedenen Importstrom-Szenarien beschrieben wird – technisch möglich zu sein. Die folgenden historischen Vergleiche stützen diese Einschätzung: So wurden in den USA über 16 Jahre hinweg (1967 bis 1982) Kohlekraftwerkskapazitäten von mindestens 8 GW pro Jahr (im Schnitt rund 11 GW pro Jahr) zugebaut (Shuster 2012) und in China zwischen 1995 und 2010 im Schnitt sogar über 30 GW Kohlekraftwerkskapazität pro Jahr (IEA 1999, IEA 2012).

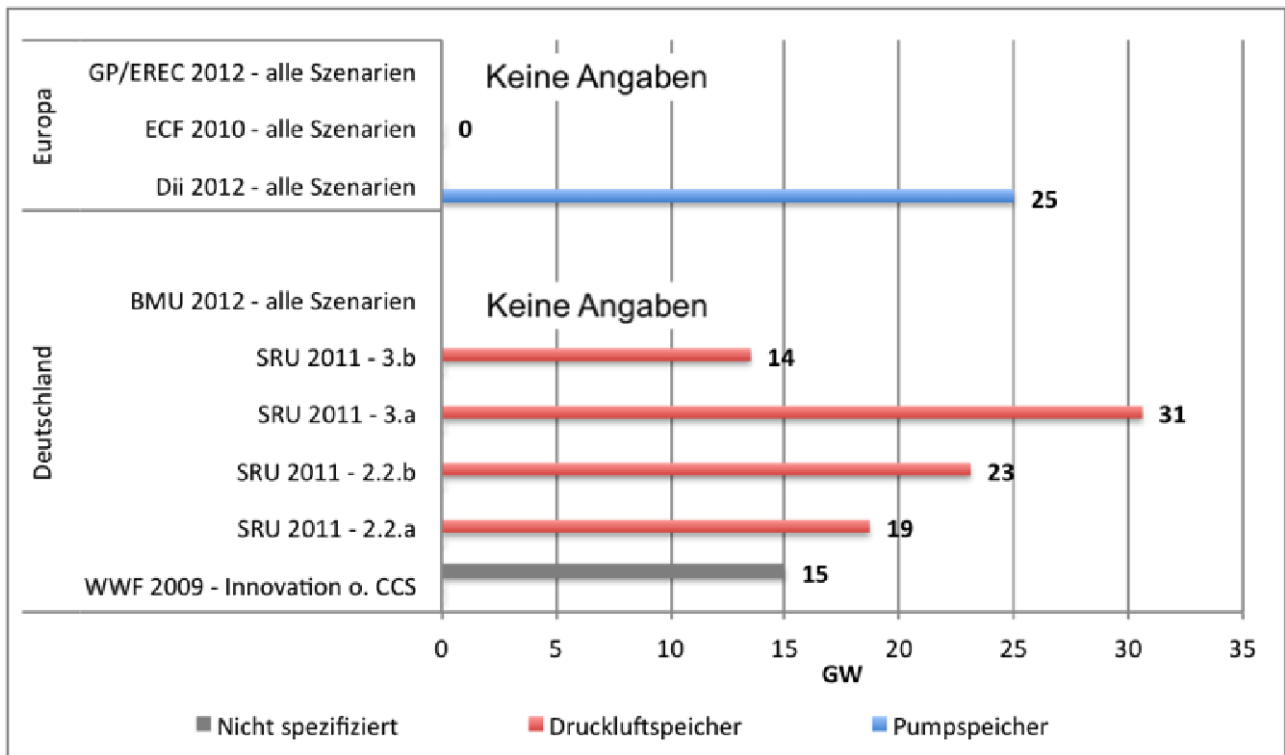
²² Der tatsächliche Kapazitätsbedarf könnte etwas höher liegen, da in dieser Rechnung keine Leitungsverluste berücksichtigt wurden.

4.1.2.2 Speicher

In einigen der betrachteten Szenarien werden bis 2050 auch neue Speicherkapazitäten in großem Umfang zugebaut (s. Abbildung 23). Der Neubau von Pumpspeicherkraftwerkskapazität in Europa von rund 25 GW, wie er in der Studie für Dii (2012) bis zum Jahr 2030 vorgesehen ist, orientiert sich dabei an den derzeit bereits in Bau und in Planung befindlichen Projekten, an den diskutierten Projekten nach Eurelectric-Angaben sowie an Angaben in den „Nationalen Aktionsplänen für Erneuerbare Energien“ (National Renewable Energy Action Plans) der verschiedenen europäischen Länder. Da es sich hierbei um eine bewährte Technologie mit relativ geringem Komplexitätsgrad handelt, erscheint ein entsprechender Ausbau in den nächsten Jahren bzw. Jahrzehnten technologisch möglich. In anderen Szenarien wird hingegen ein Zubau von (adiabaten) Druckluftspeichern und bzw. oder Wasserstoff-Speichern angenommen. Alleine in Deutschland sollen laut SRU-Szenarien bis zu 31 GW an Druckluftspeicherkapazität gebaut werden. Da diese beiden Technologien noch nicht in großtechnischem Maßstab erprobt sind (s. oben), gibt es derzeit auch keine entsprechenden Fertigungs- und Installationskapazitäten. Aufgrund der relativ hohen Komplexität dieser Technologien (neben Anlagen bedarf es großer – zumindest überwiegend unterirdischer – Speicherkapazitäten und im Falle der Wasserstoffspeicherung auch einer Infrastruktur für die Wasserstoffverteilung²³) dürfte ein Ausbau, wie er in einigen der Szenarien vorgesehen ist, nicht innerhalb weniger Jahre erfolgen können. Ein ausreichend langer Vorlauf für die Entwicklung, Planung und Umsetzung entsprechender Speichertechnologien und -infrastruktur wäre für die Realisierung solcher Szenarien folglich notwendig. Der Zeithorizont 2050 erscheint dazu allerdings ausreichend, sofern frühzeitig angemessene Schritte (wie eine ausreichende Finanzierung von Forschung und Entwicklung und von Demonstrationsprojekten) ergriffen werden.

²³ Dem Problem der fehlenden Wasserstoffinfrastruktur ließe sich zumindest teilweise begegnen, indem auf eine Umwandlung und Speicherung in Form von Methan gesetzt würde, wie etwa in UBA 2010 vorgeschlagen. In diesem Falle ließe sich das vorhandene Erdgasnetz wie auch die entsprechenden Speicher nutzen. Diesen Vorteilen einer „Methanisierung“ steht der Nachteil gegenüber, dass die Umwandlung von Wasserstoff in Methan einen weiteren Umwandlungsschritt darstellt, der mit Energieverlusten und Kosten verbunden ist und für den (möglichst klimaneutrales) CO₂ bereitgestellt werden muss.

Abbildung 23: Kapazitätzubau zentraler Stromspeicher bis zum Jahr 2050 nach verschiedenen Deutschland- und Europa-Szenarien (in GW)



Anmerkung: Die Angaben für die Deutschland-Szenarien beziehen sich mangels weitergehender Angaben in den jeweiligen Studien nur auf den Kapazitätzubau zentraler Stromspeicher innerhalb Deutschlands. In der Studie des SRU (2011) wird explizit darauf hingewiesen, dass in den (hier betrachteten) Szenarien mit Strom-austausch zusätzlich von einem Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke in Skandinavien ausgegangen wird.

Quellen: Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien.

4.1.2.3 Netze

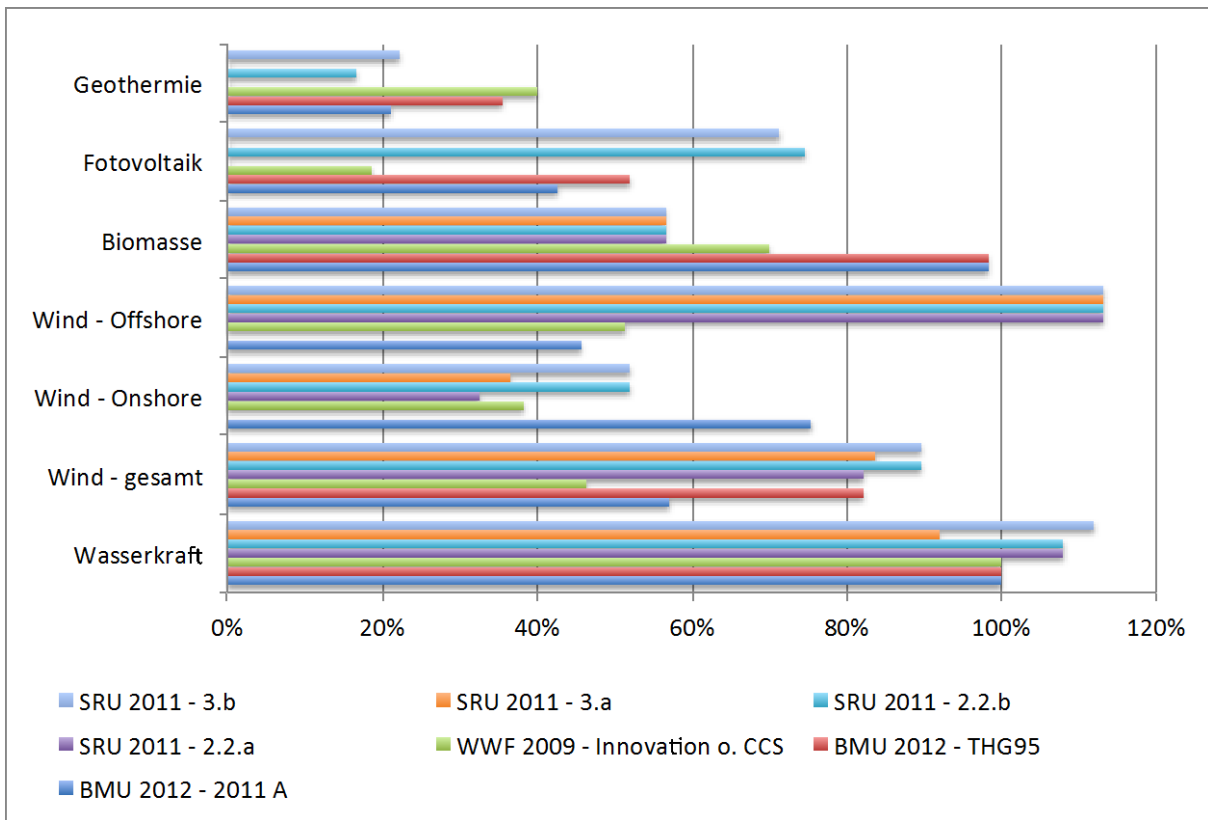
In allen untersuchten Szenarien, die hierzu Aussagen treffen, wird ein deutlicher Ausbau der Transferkapazitäten zwischen den europäischen Ländern sowie – mit Ausnahme des Szenarios „2.2.a“ des SRU (2011), das ausschließlich auf Stromimporte aus Dänemark und Norwegen setzt – zwischen Europa und Nordafrika angenommen. Dieser Ausbau würde den Ausbau der Transferkapazitäten während der vergangenen Jahre deutlich übertreffen. In einer rein technologischen Betrachtung erscheint aber auch ein solch deutlicher Ausbau der entsprechenden Netzkapazitäten innerhalb relativ kurzer Zeit möglich, selbst wenn in Zukunft verstärkt auf die bisher noch wenig genutzte HGÜ-Technologie gesetzt werden sollte. In der Vergangenheit waren es auch keine technologischen Gründe, die den Ausbau des grenzüberschreitenden Übertragungsnetzes gebremst haben, sondern vielmehr Schwierigkeiten bei der Finanzierung und/oder bei der Koordinierung der entsprechenden Projekte. Zudem haben politische Interessen (z. B. der Wunsch nach einer weitgehenden Abschottung des heimischen Marktes) in der Vergangenheit eine Rolle gespielt. Auch in Zukunft werden die Herausforderungen für den weiteren Netzausbau aller Voraussicht nach nicht in der technologischen Umsetzung liegen, sondern in den Bereichen der Finanzierung, der Politik, der Verwaltung sowie der öffentlichen Akzeptanz. Eine ähnliche Einschätzung betrifft den inländischen Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze, der verschiedenen Studien zufolge auch notwendig sein wird, der allerdings in den betrachteten Szenarien nicht quantifiziert wird.

Abbildung 14 und Abbildung 15 (s. Abschnitt 3.3) verdeutlichen den hohen Ausbaubedarf der Transferkapazitäten im Vergleich zu den bestehenden sowie auch zu den in Planung befindlichen Kapazitäten. Die derzeit bestehenden Transferkapazitäten in Europa müssten nach Dii (2012) und ECF (2010) ungefähr um einen Faktor 8 bis 10 erhöht werden.

4.2 Berücksichtigung natürlicher Potenzialgrenzen

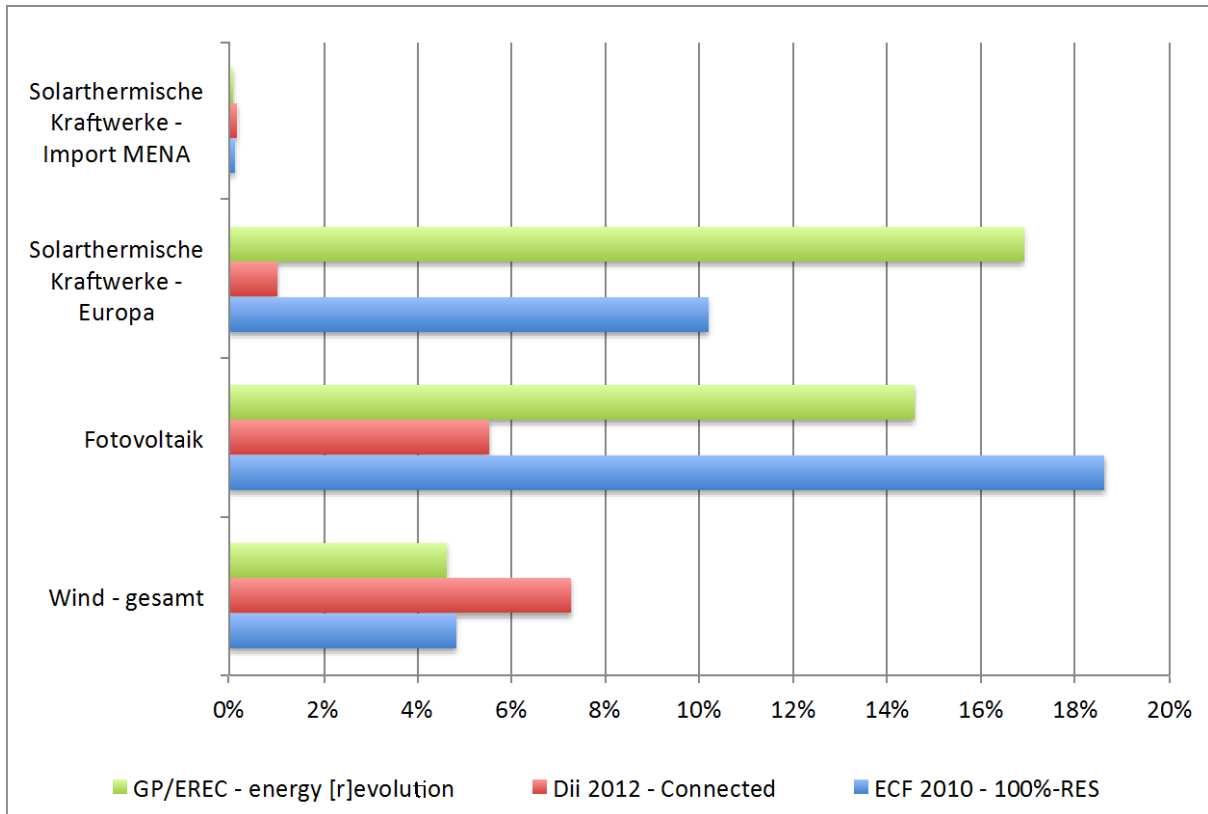
Das maximal nutzbare Potenzial verschiedener erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Deutschland bzw. in Europa und der MENA-Region wird in allen betrachteten Szenariostudien diskutiert, wenn auch in unterschiedlichem Umfang. Teilweise (SRU 2011, Dii 2012) modellieren die Studien das Potenzial der verschiedenen erneuerbaren Energien in Deutschland bzw. Europa-MENA in Abhängigkeit der jeweiligen Erzeugungskosten und auf Grundlage eines geografischen Informationssystems. Die in verschiedenen Studien über das technisch (nachhaltig) nutzbare Potenzial erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (siehe z. B. BMU 2012a, EEA 2009, DLR 2009, EREC 2012) angegebenen Erzeugungspotenziale werden in den betrachteten Szenarien in der Regel nicht voll ausgeschöpft. Dies gilt insbesondere für die europäische Perspektive (s. Abbildung 24 und Abbildung 25). Eine Ausnahme stellt diesbezüglich die Nutzung der Offshore-Windenergie in Deutschland in den betrachteten SRU-Szenarien dar. Dort liegt die inländische Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen im Jahr 2050 bei 317 TWh/a, während das BMU (2012a) eine Potenzialgrenze bei 280 TWh/a sieht. Allerdings werden in den SRU-Szenarien gleichzeitig die nutzbaren Potenziale der Onshore-Windenergie bei weitem nicht ausgeschöpft, insofern bestünde prinzipiell bei potenzielseitigen Restriktionen im Offshore-Bereich die Möglichkeit einer kompensierenden Nutzung von Onshore-Potenzialen. Insgesamt ist somit davon auszugehen, dass das nachhaltig nutzbare technische Potenzial der erneuerbaren Energien ausreichend ist, um die in den Szenarien beschriebene auf erneuerbaren Energien basierende Stromerzeugung realisieren zu können.

Abbildung 24: Ausnutzungsgrad des Potenzials erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Deutschland in den verschiedenen Deutschland-Energieszenarien im Jahr 2050 (in % des in BMU 2012a angegebenen Potenzials)



Quellen: Berechnungen auf Grundlage der Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien sowie der Potenzialangaben in BMU (2012a).

Abbildung 25: Ausnutzungsgrad des Potenzials erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Europa bzw. der MENA-Region in den verschiedenen Europa-Energieszenarien im Jahr 2050 (in % der in EEA 2009, DLR 2009 und EREC 2012 angegebenen Potenziale)



Quellen: Berechnungen auf Grundlage der Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien sowie der Potenzialangaben in EEA (2009), DLR (2009) und EREC (2012).

Der in der Studie der Dii (2012) vorgesehene Ausbau der Pumpspeicherkraftwerkskapazität in Europa erscheint vor dem Hintergrund einer aktuellen Studie des *Joint Research Centre* (2013) der Europäischen Kommission moderat. Demnach könnten die bestehenden Pumpspeicherkraftwerkskapazitäten innerhalb Europas um ein Vielfaches erhöht werden.

Das in Deutschland für Druckluft verfügbare Speichervolumen wird nach Angaben der Autoren des SRU-Gutachtens auf „maximal 3,5 TWh“ geschätzt, jedoch bedarf diese Annahme den Autoren zufolge „der weiteren Erhärtung durch zusätzliche Untersuchungen“ (SRU 2011, S. 108). Somit bestehen bezüglich der potenzielseitigen Realisierbarkeit der Speicheroption „Druckluft“ gewisse Unsicherheiten.

Da eine bedeutende Nutzung der Speicheroption „Wasserstoff“ ebenfalls Anforderungen an unterirdisches Speichervolumen stellt, bestehen hier analog Unsicherheiten bezüglich des zukünftigen Potenzials. Allerdings wird diese Unsicherheit dadurch gemindert, dass Wasserstoff in begrenztem Umfang direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden kann und durch die Nutzung dieses Netzes sowie der bestehenden Erdgasspeicher auf ein existierendes Speichervolumen zurückgreifen kann. Zudem gibt es prinzipiell die Möglichkeit, den Wasserstoff durch einen zusätzlichen Umwandlungsschritt in synthetisches Methan zu transformieren, was eine weitergehende (lediglich von den Netzkapazitäten begrenzte) Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz ermöglichen würde.

Die Ressourcenanforderungen an die jeweils beschriebenen Energiesysteme werden in den untersuchten Szenariostudien nicht im Detail thematisiert. Umfassende Studien zu dem möglichen zukünftigen Materialverbrauch eines auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromsystems liegen derzeit nicht vor. Nach Kleijn u. a. (2011) liegt allerdings der Bedarf an verschiedenen Metallen in einem solchen System höher als in einem auf konventionellen Energien beruhenden Stromsystem. Ob und inwiefern ein höherer Bedarf an bestimmten Ressourcen mittel- bis langfristig die Realisierbarkeit von Stromsystemen mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien beeinträchtigen könnte, kann mangels verlässlicher Daten und wissenschaftlicher Studien derzeit nicht beurteilt werden. Aufgrund langfristig möglicher Ressourcenengpässe und der mit der Förderung von Primärrohstoffen verbundenen negativen ökologischen und zum Teil auch sozialen Folgen, sollten aber in jedem Fall Schritte zur Minimierung des Rohstoffbedarfs ergriffen und die Wiederverwertung von Ressourcen untersucht und gefördert werden.

Zum Teil kommen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien seltene oder nur mit hohem Aufwand gewinnbare und damit zukünftig möglicherweise kritische Ressourcen zum Einsatz. So werden derzeit in bestimmten Arten von Fotovoltaikanlagen entsprechende Ressourcen verwendet. Diese könnten aber im Fall akuter Ressourcenknappheit bzw. -verteuerung ohne größere negative Effekte auf Wirkungsgrade und Wirtschaftlichkeit durch die Nutzung anderer Materialien bzw. Anlagentypen ersetzt werden (Moss u. a. 2011). Zudem werden in den Antrieben einiger Arten von Windenergieanlagen die „seltenen Erden“ Neodym und Dysprosium verwendet. Deren Verwendung erlaubt ein geringeres Gondelgewicht, was insbesondere für sehr große Anlagen von hoher Bedeutung ist. Aus heutiger Sicht lassen sich Neodym und Dysprosium nicht adäquat ersetzen, so dass es in Zukunft bei einer möglichen akuten Knappheit dieser Ressourcen zu Grenzen beim Ausbau großer Anlagen, insbesondere Offshore-Anlagen, kommen könnte. Allerdings ist es grundsätzlich möglich, in Windenergieanlagen auf Neodym und Dysprosium zu verzichten, indem auf Anlagen gesetzt wird, die ohne permanent erregte Elektromotoren auskommen. Diese Anlagen würden dann jedoch möglicherweise geringere Kapazitäten und/oder höhere Stromgestehungskosten aufweisen (Moss u. a. 2011). Ein laufendes Forschungsprojekt des Wuppertal Institut (2013) untersucht und bewertet im Detail den Bedarf an kritischen Ressourcen, der in den nächsten Jahrzehnten von dem Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland ausgehen könnte.

Bei dem Betrieb solarthermischer Kraftwerke könnte in Zukunft die Wassernutzung zu Kühlzwecken zu potenziell kritischen Problemen führen, da diese Kraftwerke typischerweise in sehr trockenen Regionen errichtet werden. Allerdings kann diese Problematik durch den Einsatz von Trockenkühlung (der jedoch zu Effizienzreduktionen führt) deutlich entschärft werden (Carter/Campbell 2009).

Auch in Speichertechnologien werden teilweise potenziell kritische Ressourcen verwendet. Dies gilt zumindest für unterschiedliche Arten von Batterien (Jacobson/Delucchi 2011) sowie für die für Wasserstoffherzeugung notwendigen Elektrolyseure. In den hier untersuchten Szenarien wird die Nutzung von Batterien als Speichertechnologie innerhalb der Verteilnetze nicht modelliert (ihre Verwendung z. T. aber auch explizit nicht ausgeschlossen). Für eine stärker zentralistisch geprägte Stromerzeugung mit hohen Anteilen von Importstrom dürften zentrale Speicher, z. B. in Form von Wasserstoffspeichern, eine höhere Relevanz haben. Aufgrund des frühen Entwicklungsstandes von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen sind der zukünftige Ressourcenbedarf und die Kritikalität dieses Bedarfs sowie das Potenzial möglicher Alternativen zu kritischen Ressourcen nur schwer abschätzbar.

4.3 Kriterien für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und ihre Nachweisbarkeit in den untersuchten Szenarien

Die im Rahmen dieser Arbeit analysierten Energieszenarien bieten jeweils ausreichende quantitative Aussagen, um im Wesentlichen beurteilen zu können, ob die ersten drei im vorangegangenen Abschnitt genannten Kriterien in den Szenarien jeweils als erfüllt angesehen werden können oder nicht. Eine entsprechende Bewertung erfolgt im nächsten Abschnitt. Kompliziert ist hingegen die Bewertung, ob ein beschriebenes zukünftiges Stromversorgungssystem ein ausreichend hohes Niveau an Versorgungssicherheit gewährleisten würde. Aufgrund der Komplexität des Stromsystems und aufgrund der in den Szenarien vorgesehenen Transformation hin zu einer völlig neuartigen Stromerzeugungsstruktur, die weitgehend oder vollständig auf erneuerbaren Energien basiert, ist eine Beurteilung der Versorgungssicherheit schwierig. Eine entsprechende Beurteilung setzt eine detaillierte Modellierung des gesamten Stromsystems voraus, inklusive der Interdependenzen zwischen Erzeugung, Speicherung und Nachfrage von Strom sowie den Transport- und Verteilnetzen. Eine solche Modellierung kann im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht durchgeführt werden, es kann jedoch geprüft werden, inwiefern das methodische Vorgehen innerhalb der jeweiligen Studien geeignet ist, um einschätzen zu können, ob ein ausreichendes Niveau an Versorgungssicherheit zu erwarten ist.

Um ein entsprechend hohes Niveau der beschriebenen zukünftigen Stromsysteme nachweisen zu können, müssten die Studien im Rahmen der Modellierung mindestens die folgenden sechs Kriterien berücksichtigen:

- Ausreichend hohe zeitliche Auflösung der Stromnachfrage und Stromerzeugung unter Berücksichtigung der typischen Verfügbarkeiten von Kraftwerksarten
- Modellierung von Systemdienstleistungen (wie Reservebereitstellung, Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau)
- Plausible Fortschreibung des Verhältnisses von Höchstlast zum Jahresverbrauch, auch unter Berücksichtigung zusätzlicher Lasten durch Elektromobilität und Wärmepumpen
- Verwendung eines Netzmodells mit ausreichender räumlicher Auflösung
- Berücksichtigung ungewöhnlicher, lang anhaltender Wetterlagen mit Auswirkungen auf die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien
- Prüfung der Robustheit des vorgesehenen Systems gegenüber technischen Schäden oder mutwilligen Beeinträchtigungen

Im Folgenden wird die Bedeutung dieser sechs Kriterien einzeln diskutiert, bevor dargelegt wird, inwiefern diese Kriterien jeweils in den analysierten Szenariostudien im Rahmen der Modellierung berücksichtigt wurden.

Ausreichend hohe zeitliche Auflösung der Stromnachfrage und Stromerzeugung unter Berücksichtigung der typischen Verfügbarkeiten von Kraftwerksarten

Ein zukünftiges Stromsystem gewährleistet nur dann Versorgungssicherheit, wenn die Stromerzeugung zu jeder Zeit der Stromnachfrage entspricht. So ist es für den Nachweis der Versorgungssicherheit eines bestimmten Systems unzureichend, lediglich eine ausreichende kumulierte Stromerzeugung innerhalb bestimmter Zeiträume (z. B. innerhalb von Jahren, Monaten oder auch Tagen) darzulegen. Haydt u. a. (2011) verdeutlichen, dass eine Modellierung des Stromsystems in stündlicher Auflösung gegenüber Modellierungen auf Tages- oder Jahresbasis zu deutlich abweichenden Ergebnissen bezüglich der nutzbaren

Stromerzeugungsmenge aus fluktuierenden erneuerbaren Energien führen kann. Dies liegt an der möglichen zeitlichen Ungleichmäßigkeit zwischen der Stromerzeugung aus wetterabhängigen erneuerbaren Energien und der Stromnachfrage. Die Differenzen zwischen den verschiedenen Modellierungsansätzen sind umso höher, je größer der Anteil der fluktuierenden erneuerbaren Energien im modellierten Stromsystem ist, denn mit steigenden Anteilen von Strom insbesondere aus Wind und Fotovoltaik steigt die Wahrscheinlichkeit, dass zu bestimmten Zeiten deren Stromerzeugung die Stromnachfrage übertrifft. Diese Diskrepanzen zwischen Stromerzeugung und Stromnachfrage können jedoch nur in einer zeitlich ausreichend hohen Auflösung erfasst werden, weswegen Haydt u. a. (2011) zur Beurteilung der Versorgungssicherheit in einem von fluktuierenden erneuerbaren Energien dominierten Stromsystem eine mindestens stündliche Auflösung empfehlen.

Modellierung von Systemdienstleistungen (wie Reservebereitstellung, Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau)

Dieses Kriterium steht in engem Zusammenhang mit dem zuvor genannten Kriterium der hohen zeitlichen Auflösung der Stromnachfrage und der Stromerzeugung. Ein zeitlich hoch auflösendes und technisch detailliertes Stromsystemmodell sollte idealerweise verwendet werden, um nachzuweisen, dass Systemdienstleistungen wie die Reservebereitstellung, Frequenzhaltung, über eine Blindleistungsregelbarkeit auch die Spannungshaltung sowie der Versorgungswiederaufbau innerhalb des beschriebenen zukünftigen Stromsystems gewährleistet werden könnten. Ein solcher Nachweis ist insbesondere vor dem Hintergrund wichtig, dass diese Systemdienstleistungen gegenwärtig überwiegend von konventionellen Erzeugungsanlagen sichergestellt werden und unterschiedliche Anforderungen von Erneuerbare-Energien-Anlagen bzw. von einem von diesen Anlagen dominierten Stromsystem erfüllt werden müssen, damit diese die verschiedenen Systemdienstleistungen (vollständig) übernehmen können (Porter u. a. 2005; Chuang/Schwaegerl 2009).

Differenzierte Annahmen zur Fortschreibung der Höchstlast, auch unter Berücksichtigung zusätzlicher Lasten durch Elektromobilität und Wärmepumpen

Die nach dem weiter oben genannten Kriterium notwendige hohe Auflösung nicht nur der Stromerzeugung sondern auch der Stromnachfrage erfordert unter anderem Aussagen zur Entwicklung der Höchstlast, die für die Sicherstellung der Deckung der Stromnachfrage eine entscheidende Größe darstellt, da die Höchstlast in der Regel²⁴ über die notwendige gesicherte Stromerzeugungskapazität entscheidet. Eine einfache Möglichkeit der Fortschreibung der Höchstlast besteht darin, eine Annahme über die Entwicklung des Stromverbrauchs (z. B. Jahresverbrauchs) zu treffen und das Verhältnis zwischen Höchstlast und Verbrauch gegenüber der Gegenwart konstant zu halten. Eine solche Konstanz stellt allerdings eine stark vereinfachende Annahme dar. Sollte die Höchstlast in Zukunft stärker steigen bzw. weniger stark zurückgehen als die Stromnachfrage, so würde dies aufgrund der erhöhten Anforderungen an die gesicherte Leistung die Versorgungssicherheit in einem Szenario in Frage stellen, das ein konstantes Verhältnis unterstellt. Nicht zuletzt aufgrund des insbesondere in Klimaschutzszenarien erwarteten starken Wachstums der Stromnachfrage durch neue Anwendungen wie Elektromobilität und Wärmepumpen (s. Veldman u. a. 2013), erscheint es angebracht, dass im Rahmen langfristiger

²⁴ Nur in dem Fall, in dem die Stromnachfrage in einem Stromsystem mit der (erneuerbaren) Stromerzeugung zeitlich korreliert, ist es denkbar, dass sich die installierte Kapazität nicht an der Höchstlast orientiert, sondern an der Stromnachfrage zu einem anderen Zeitpunkt. Dies ist beispielsweise bei einer durch Klimatisierungsbedarf verursachten Höchstlast der Fall, die z. T. durch die zeitlich korrelierende hohe Stromerzeugung aus Fotovoltaikanlagen gedeckt werden kann.

Energieszenarien detaillierte Überlegungen zur weiteren Entwicklung sowohl der Stromnachfrage als auch der Höchstlast angestellt werden.

Verwendung eines Netzmodells

Je nach Ausgestaltung der Stromerzeugungsstrukturen können sehr unterschiedliche Anforderungen an die Netzinfrastuktur auftreten. Die Implikationen einer bestimmten Stromerzeugungsstruktur für die Netzinfrastuktur können jedoch ohne ein Netzmodell nicht angemessen bewertet werden. Um ausreichend differenzierte Aussagen zu dem benötigten Ausbau bzw. zur Ausgestaltung der Übertragungs- und/oder Verteilnetze machen zu können, bedarf es daher eines Netzmodells. Wird innerhalb eines solchen Modells sowohl die Stromnachfrage als auch die Stromerzeugung räumlich differenziert, so erlaubt das Modell Rückschlüsse auf die benötigten Übertragungskapazitäten sowie gegebenenfalls (bei sehr hoher räumlicher Auflösung) auch auf die benötigten Verteilnetzkapazitäten.

Berücksichtigung unterschiedlicher Wetterlagen mit Auswirkungen auf die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien

In einem Stromsystem, in dem große Teile der Erzeugung durch Windenergie und Fotovoltaikanlagen erfolgen, kann das Wetter einen Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben. In der Literatur werden insbesondere lang anhaltende bewölkte Wetterlagen im Winter (mit einhergehender Windflaute) als potenziell problematisch für eine primär wind- und solarbasierte Stromerzeugung diskutiert (Oswald u. a. 2008, Leahy/Foley 2012). Um den Umfang des notwendigen Ausbaus und die örtliche Verteilung der entsprechenden Anlagen sowie den Bedarf an Netzübertragungs- und Speicherkapazitäten auch vor dem Hintergrund möglicher selten auftretender besonderer Wetterphasen richtig einschätzen zu können, sollte die Versorgungssicherheit des Systems nicht nur anhand typischer oder bestimmter historischer Wetterjahre (bzw. typischer Tage in verschiedenen Jahreszeiten) geprüft werden, sondern es sollten auch denkbare extreme Wetterlagen geprüft werden, die möglicherweise nur alle paar Jahre oder sogar nur alle paar Jahrzehnte auftreten (EWI 2012, S. 2).

Prüfung der Robustheit des vorgesehenen Systems, insbesondere des Importstrombezugs, gegenüber technischen Schäden oder mutwilligen Beeinträchtigungen

Die Prüfung der Versorgungssicherheit eines zukünftigen Stromsystems sollte sich nicht nur auf das fehlerlos funktionierende System beziehen, sondern es sollten auch mögliche Ausfälle bedacht werden, deren Eintreten die Systemstabilität nicht gefährden sollte. Besonders relevant sind diese Überlegungen für kritische Teile der Infrastruktur, deren Ausfall die Funktionsfähigkeit eines großen Teils oder gar des Gesamtsystems gefährden würde. Eine solche Infrastruktur spielt tendenziell eher in zentralistisch geprägten Systemen eine Rolle. Von verschiedenen Seiten werden bezüglich möglicher zukünftiger hoher Stromimportanteile Befürchtungen formuliert, dass insbesondere eine entsprechend hohe Abhängigkeit von Stromimporten die Versorgungssicherheit gefährden könnte. Vor diesem Hintergrund wäre es wünschenswert, wenn sich die Studien dazu äußern würden, inwiefern politisch motivierte Lieferstopps, Unfälle oder Anschläge auf die für den Import benötigte Infrastruktur zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit des gesamten Systems führen könnten.

Die folgende Tabelle 14 verdeutlicht, welche Kriterien, die die Prüfung jeweils unterschiedlicher Aspekte der Sicherstellung von Versorgungssicherheit ermöglichen, jeweils in den betrachteten Szenarien erfüllt werden. Dabei ist zu betonen, dass die Nicht-Erfüllung eines Kriteriums nicht bedeutet, dass das in dem entsprechenden Szenario beschriebene Stromsystem keine Versorgungssicherheit gewährleisten kann, sondern ledig-

lich, dass eine Prüfung der Versorgungssicherheit im Rahmen der jeweiligen Studie nicht umfassend erfolgen konnte.

Tabelle 14: Berücksichtigung von Kriterien innerhalb der verschiedenen Szenarien bzw. Szenariostudien, die eine Bewertung der Versorgungssicherheit der dargestellten Stromversorgungssysteme ermöglichen

Szenarien	Modellierung mit hoher zeitlicher Auflösung	Verwendung eines Netzmodells	Berücksichtigung unterschiedlicher Wetterlagen	Berücksichtigung der Sicherstellung von Systemdienstleistungen	Differenzierte Annahmen zur Fortschreibung der Höchstlast	Prüfung der Robustheit des Importstrombezugs
DEUTSCHLAND-SZENARIEN						
THG95 (BMU 2012)	nein	nein	nein	qualitativ diskutiert	ja	qualitativ diskutiert
A 2011 (BMU 2012)	ja, stündlich	ja ^a	ja, teilweise ^c	qualitativ diskutiert	ja	qualitativ diskutiert
Innovation ohne CCS (WWF 2009)	nein	nein	nein	nein	ja ^f	nein
2.2.a (SRU 2011)	ja, stündlich	ja ^a	nein ^d	qualitativ diskutiert	nein ^g	nein
3.a (SRU 2011)	ja, stündlich	ja ^a	nein ^d	qualitativ diskutiert	nein ^g	nein
EUROPA-SZENARIEN						
100% RES (ECF 2010)	ja, stündlich	ja ^a	ja ^e	qualitativ diskutiert	ja	qualitativ diskutiert
Connected (Dii 2012)	ja, stündlich	ja ^b	nein ^d	nein	ja	ja, teilweise
energy [r]evolution (GP/EREC 2012)	nein	nein	nein	qualitativ diskutiert	nein	nein

^a Verschiedene Regionen Europas als jeweils ein Knotenpunkt

^b Länder Europas als jeweils ein Knotenpunkt

^c Vier verschiedene Wetterjahre berücksichtigt

^d Lediglich ein typisches Wetterjahr bzw. ein historisches Wetterjahr simuliert

^e Modellierung von Extremwetter-Phasen

^f Im Modell indirekt umgesetzt, indem die Annahmen über die verfügbare Leistung des Kraftwerksparks angepasst wurden

^g Die Studie legt den „Lastgang eines historischen Jahres zugrunde“ und skaliert diesen auf das angenommene Verbrauchsniveau des Zieljahres (SRU 2011, S. 91). Allerdings werden in der Studie durch die Berücksichtigung eines besonders hohen Jahresbedarfs (700 TWh) in den Szenarien mit hoher Nachfrage bereits relativ hohe Anforderungen an die benötigte Höchstlast gestellt.

Drei der fünf betrachteten Deutschland-Szenarien sowie zwei der drei betrachteten Europa-Szenarien verwenden eine Modellierung mit stündlicher Auflösung der Stromerzeugung und der Stromnachfrage und ermöglichen somit prinzipiell die Prüfung der von ihnen beschriebenen Stromversorgung in Hinblick auf deren Fähigkeit, ausreichend Strom erzeugen zu können, um die Nachfrage jederzeit decken zu können.

Diese fünf Studien verwenden dabei auch ein (vereinfachtes) Netzmodell, das den Stromaustausch zwischen Deutschland und anderen Ländern bzw. Ländergruppen Europas simuliert. Dadurch kann der Bedarf an Transferkapazitäten zwischen den einzelnen Ländern/Ländergruppen abgeschätzt werden, der für eine jederzeitige Deckung der Stromnachfrage durch die vorgesehenen Erzeugungsanlagen notwendig ist. Die einzelnen Länder/Ländergruppen werden dabei jeweils als Knotenpunkte betrachtet, d. h. die Modellierungen innerhalb der Studien erlauben keine quantitativen Aussagen zu dem Bedarf an Übertragungsnetzkapazitäten oder sogar Verteilnetzkapazitäten *innerhalb* der Länder/Ländergruppen.

In drei der fünf Szenarien mit Netzmodellierung (und stündlicher Auflösung) wird als Grundlage für die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie jeweils ein durchschnittliches bzw. ein historisches Wetterjahr zugrunde gelegt, wodurch nicht gewährleistet werden kann, dass eine ausreichende Stromerzeugung auch in Zeiten besonderer, nur alle paar Jahre bzw. Jahrzehnte auftretender Wetterlagen möglich ist. In einem weiteren Szenario werden immerhin vier verschiedene historische Wetterjahre simuliert, wodurch eine größere Bandbreite möglicher Wetterlagen abgedeckt werden kann. In der Studie im Auftrag der ECF (2010) werden hingegen explizit Extremwetter-Phasen simuliert.

Da keine der Studien ein Modell verwendet, das einen hohen netztechnischen Detailgrad aufweist und eine zeitliche Auflösung im Minuten- bzw. sogar im Sekundenbereich liefert, können die Szenarien auch keine zuverlässigen Aussagen zu der Sicherstellung der wichtigen Systemdienstleistungen treffen. Offenbar existieren derzeit aufgrund der enorm hohen Komplexitätsanforderungen keine Stromsystemmodelle, die auf der einen Seite eine langfristige und europaweite Simulation des Stromsystems ermöglichen und auf der anderen Seite eine ausreichend hohe zeitliche und technische Auflösung bieten, um Aussagen zur möglichen Erfüllung von Systemdienstleistungen treffen zu können. Einige Studien (z. B. BMU 2011, S. 248-254) diskutieren die Herausforderungen, die mit der Bereitstellung von Systemdienstleistungen in einem durch erneuerbare Energien dominierten Stromsystem auftreten, allerdings in qualitativer Weise.

Bezüglich der zukünftigen Höchstlast wird in den Szenarien der Studie des SRU (2011) vereinfacht eine gegenüber dem Stromverbrauch proportionale Entwicklung angenommen, während sich in der Studie für Greenpeace/EREC (2012) keine Aussagen dazu fin-

den, ob und falls ja in welcher Weise Annahmen über die zukünftige Höchstlast getroffen wurden. In den anderen fünf Szenarien bzw. vier Studien werden jeweils begründete Annahmen über zukünftige Änderungen im Verhältnis der Höchstlast zum Jahresstromverbrauch getroffen. Dabei nehmen vier Szenarien an, dass die Höchstlast im Verhältnis zum Jahresstromverbrauch in Zukunft niedriger sein wird, da durch den Bedeutungsgewinn der Elektromobilität und der Wärmepumpen in Verbindung mit „intelligenten“ Verteilnetzen in Zukunft mehr Potenzial zur Lastverschiebung zur Verfügung stehen wird. Hingegen wird in den Szenarien der Studie im Auftrag der ECF (2010) angenommen, dass das Verhältnis zwischen Höchstlast und Jahresverbrauch aufgrund des zusätzlichen Strombedarfs im Winter für die Wärmeversorgung steigen wird.

Keine der Studien modelliert explizit die Auswirkungen möglicher Ausfälle von Teilen der Importstrominfrastruktur bzw. von Teilen der für den Importstrom verwendeten Erzeugungsanlagen. Allerdings wird in der Studie für die Dii (2012) berechnet, welche Reservekapazitäten in Europa vorgehalten werden müssten, um im Notfall einen Ausfall der Stromlieferungen aus der MENA-Region durch eigene Stromerzeugung kompensieren zu können. Demnach wären in Europa eine zusätzliche Kapazität von 90 GW an Erdgaskraftwerken notwendig, um zu jeder Zeit den kompletten Importstrom kompensieren zu können. Zwei weitere Studien (BMU 2012, ECF 2010) diskutieren qualitativ das Risiko der jeweils vorgesehenen Importstrategie. Die Studie im Auftrag der ECF (2010, S. 75) weist in dem Zusammenhang darauf hin, dass in den dort angestellten Betrachtungen aus keinem einzelnen Land mehr als 5 % des von Europa importierten Strom kommen würden und dass eine hohe Anzahl von einzelnen Kabeln Europa und die MENA-Region verbinden würde („tens of individual export cables“). Insofern würden denkbare Ausfälle nur einen sehr kleinen Anteil am europäischen Strombedarf ausmachen und würde durch die üblichen Sicherheitsmargen der Netzbetreiber abgedeckt sein. Die drei weiteren Studien bzw. die vier weiteren Szenarien gehen nicht (explizit) auf mögliche Risiken einer Strategie mit hohen Stromimporten ein.

4.4 Erkenntnisse über die Vor- und Nachteile eines bedeutenden Nettostromimports in einem auf erneuerbaren Energien basierendem Stromsystem

Die vorangegangenen Überlegungen haben deutlich gemacht, dass es nach heutigem Kenntnisstand keine eindeutigen technischen Barrieren für die Umsetzung eines auf erneuerbaren Energien basierendem Stromsystems mit hohen Importanteilen gibt. Allerdings ist auch nicht auszuschließen, dass die Realisierung dieser Vision durch bedeutende technische Schwierigkeiten verzögert oder sogar aufgehalten wird. Identifizierte Bereiche, in denen noch relevante Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen technischen Umsetzbarkeit bestehen, sind der Bau neuer und neuartiger Speichertechnologien sowie die Sicherstellung der ganzen Breite der benötigten Systemdienstleistungen. Vor diesem Hintergrund ist die Frage von besonderem Interesse, ob eine andere (ebenfalls auf erneuerbaren Energien basierende) Erzeugungsstruktur, speziell eine Struktur, die stärker auf dezentrale Technologien und inländische Potenziale setzt, (noch) geringere Unsicherheiten bezüglich ihrer technischen Realisierbarkeit aufweist als die im Rahmen dieser Arbeit bisher diskutierten Konzepte mit relativ hohen Stromimportanteilen.

Im Folgenden sollen daher – im Wesentlichen abgeleitet aus der vorhandenen Szenarienliteratur – die Vor- und Nachteile eines zu einem bedeutenden Teil auf Nettoimporten beruhenden Stromsystems gegenüber einem alleine auf heimischen erneuerbaren Energien basierendem Stromsystem diskutiert werden. Der Fokus liegt dabei auf den primär technologisch bedingten Vor- und Nachteilen, d. h. andere Aspekte, insbesondere Fragen der Wirtschaftlichkeit sowie der gesellschaftlichen Akzeptanz, werden nicht diskutiert. Dabei

werden sechs Kriterien unterschieden, deren Erfüllung jeweils die Wahrscheinlichkeit der Realisierung zukünftiger Stromversorgungssysteme erhöhen würde:

- Robustes Versorgungssystem gegenüber Störungen
- Geringe Gefahr von Verzögerungen in der Umsetzung
- Potenzialgrenzen werden nicht überschritten
- Ausbau der Transfer- und Übertragungskapazitäten kann niedrig gehalten werden
- Aus- und Umbau der Verteilnetze kann niedrig gehalten werden
- Ausbau der Speicherkapazitäten kann niedrig gehalten werden

4.4.1 Bewertung des Kriteriums „Robustes Versorgungssystem gegenüber Störungen“

Durch den hohen Grad der netztechnischen Verbundenheit können sich in zentralen Strukturen Ausfälle von Anlagen bzw. Leitungen auch in Gebieten auswirken, die weit von dem Ort des ursprünglichen Ausfalls entfernt liegen. In der Folge kann die Netzstabilität in dem gesamten betroffenen Netz gefährdet sein. In einem stärker dezentral aufgebauten System, in dem eine (weitgehend) autarke Stromversorgung in vielen Teilen des Gesamtsystems möglich ist, wirken sich technische Ausfälle dagegen nur räumlich begrenzt aus. Folglich ist davon auszugehen, dass schwere technische Störungen, politisch bedingte Liefereinschränkungen oder terroristische/kriegerische Eingriffe in eher zentralen Stromversorgungssystemen gravierendere Folgen haben könnten als in eher dezentralen Versorgungssystemen.²⁵ Zur Vermeidung von Risiken sollte während der Entwicklung hin zu eher zentralen Versorgungsstrukturen darauf geachtet werden, dass das System keine zu hohe Abhängigkeit von einzelnen Anlagenstandorten bzw. Ländern aufweist und eine möglichst große Anzahl von Verbindungskabeln einen zuverlässigen Stromaustausch sicherstellt. Lilliestam/Ellenbeck (2011) betonen in diesem Zusammenhang die Bedeutung ausreichender Reservekapazitäten in Europa, um sich im Falle eines bedeutenden Stromimports aus der MENA-Region vor möglichen politisch motivierten Lieferunterbrechungen zu schützen.

4.4.2 Bewertung des Kriteriums „Geringe Gefahr von Verzögerungen in der Umsetzung“

Auch wenn bestimmte Entwicklungen grundsätzlich technisch realisierbar erscheinen, kann es während der praktischen Umsetzung dennoch zu zeitlichen Verzögerungen kommen. Aufgrund der erhöhten technischen, organisatorischen und finanziellen Komplexität von Großprojekten wie solarthermischen Kraftwerken, großen Stromspeichern und interkontinentalen HGÜ-Kabeln, ist das Risiko der zeitlichen Verzögerung während des Aufbaus eher zentraler Versorgungsstrukturen als höher einzustufen als bei dem Aufbau eher dezentraler Strukturen. Der Aufbau von kleineren Anlagen wie Fotovoltaik- und Onshore-Windenergieanlagen, aber auch von dezentralen Speichern wie Batterien, ist in der Regel deutlich schneller umzusetzen und von vergleichbaren Verzögerungen nicht betroffen. Ebenso erfolgt der Ausbau der Verteilnetze, der infolge eines weiteren Ausbaus kleiner, dezentraler Erzeugungstechnologien nötig werden würde, gewöhnlich deutlich schneller als Ausbaumaßnahmen auf der Übertragungsebene. Im Falle der Umsetzung einer eher zentralen Versorgungsstruktur ist daher dringend zu beachten, dass die technischen Realisierungszeiträume von den tatsächlichen Realisierungszeiträumen deutlich abweichen können und insofern die rechtzeitige Einleitung des Aufbaus der notwen-

²⁵ Dabei ist zu betonen, dass eine rein inländische Stromversorgung, die zu hohen Anteilen auf der Großtechnik „Offshore-Windenergie“ beruht, ähnlich anfällige Strukturen aufweist wie eine Stromversorgung, die einen hohen Anteil des Strombedarfs über importierten Strom deckt. Lediglich die politischen Risiken der Importabhängigkeit fallen hier nicht an.

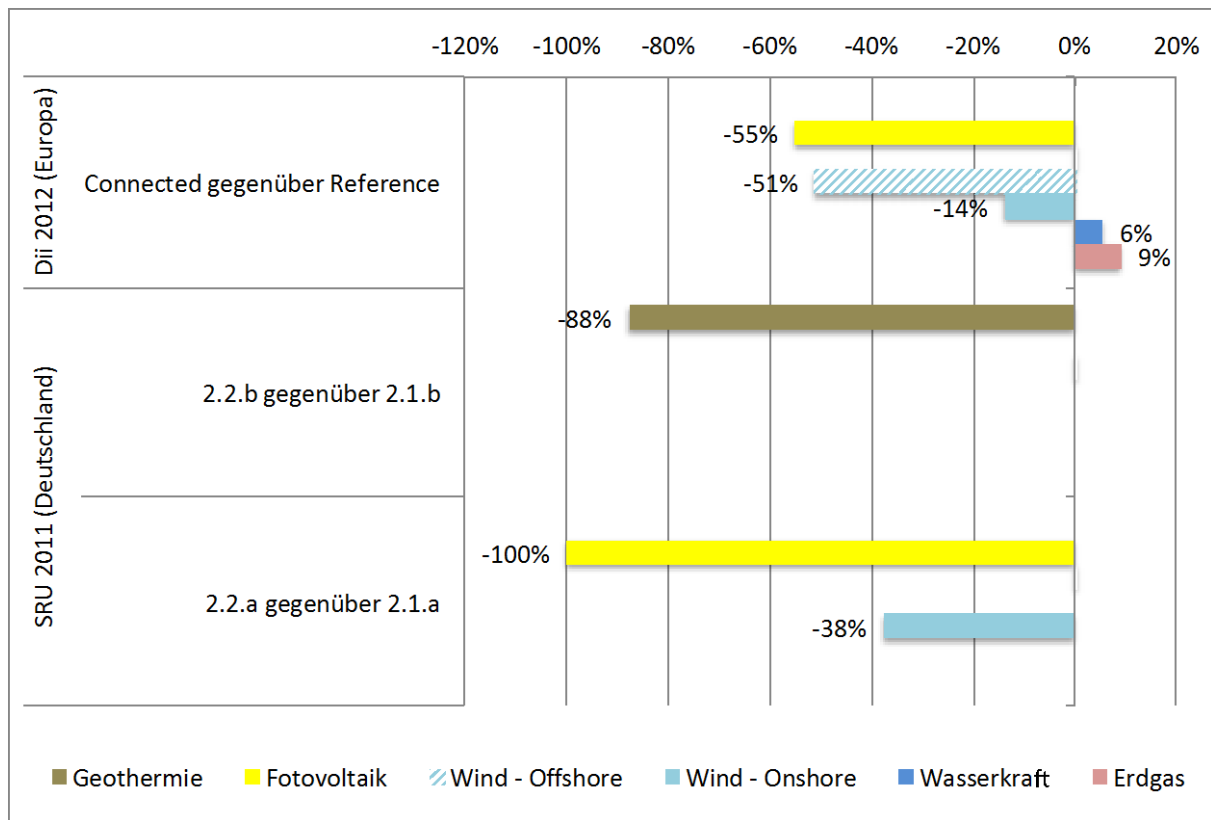
digen Anlagen und insbesondere der für diese Anlagen notwendigen Infrastrukturen von hoher Bedeutung ist. Die gegenwärtigen Verzögerungen beim Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland unter anderem aufgrund unzureichender Infrastruktur (Netzanbindung) sowie eines Mangels an Fachkräften sind ein Beispiel für die möglichen Probleme, die bei der Realisierung von Großprojekten auftreten können (JRC 2012).

4.4.3 Bewertung des Kriteriums „Potenzialgrenzen werden nicht überschritten“

Der Bezug großer Mengen elektrischen Stroms aus dem Ausland könnte vermeiden, dass mögliche Potenzialgrenzen im Inland eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Deckung des Strombedarfs verhindern. Nach Angaben in BMU (2012) beträgt das langfristig realisierbare und nachhaltige Potenzial der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien innerhalb Deutschlands 780 TWh/a. Einige Szenarien rechnen im Jahr 2050 mit einem Strombedarf in Deutschland von rund 700 TWh/a (SRU 2011). Daraus folgt, dass zwar prinzipiell die Deckung des deutschen Strombedarfs ausschließlich auf Grundlage heimischer erneuerbarer Energien möglich wäre, dass dafür jedoch (je nach Entwicklung des Strombedarfs) die Stromerzeugungspotenziale der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen in Deutschland voraussichtlich (weitgehend) ausgeschöpft werden müssten. Dies könnte in Bezug auf die damit verbundenen Kosten (beispielsweise ist die Erschließung der Geothermie als Stromquelle wahrscheinlich nur zu relativ hohen Kosten möglich) und naturräumlichen Folgen (z. B. starker Ausbau der Windenergie auf dem Land nötig) zu Akzeptanzproblemen führen.

Zusätzlich wäre der Stromerzeugungsmix, der sich aus einer weitgehenden Ausschöpfung der inländischen Potenziale ergeben würde, möglicherweise in Bezug auf die Deckung der Last nicht optimal und würde einen relativ hohen kurz- und/oder langfristigen Speicherbedarf nach sich ziehen. So wird in den Importszenarien der SRU-Studie (2011) im Gegensatz zu denjenigen Szenarien der Studie, die im Jahr 2050 keinen Nettoimport vorsehen, auf die Stromerzeugung aus Geothermie weitgehend verzichtet, da sie als besonders teuer eingeschätzt wird. In der Szenariostudie für die Dii (2012) steigt in dem Szenario mit der europäischen Eigenversorgung gegenüber dem Importszenario besonders der Einsatz der (hier als relativ teuer eingeschätzten) Offshore-Windenergie, und zwar um mehr als das Doppelte. Aber auch die Fotovoltaik-Kapazitäten sowie (auf deutlich niedrigerem Niveau) die Kapazitäten der solarthermischen Kraftwerke in Europa steigen in dem Szenario ohne Stromimport relativ betrachtet deutlich stärker als die – günstigere und daher schon im Importszenario weitgehend genutzte – Onshore-Windenergie (s. Abbildung 26).

Abbildung 26: Änderungen der inländischen bzw. innereuropäischen Stromerzeugung im Jahr 2050 im Fall eines bedeutenden Nettostromimports gegenüber einer Situation ohne Nettoimporte nach Szenarien der Studien SRU (2011) und Dii (2012) (in %)



Quellen: Berechnungen auf Grundlage der Angaben aus den jeweiligen Szenariostudien.

Das technische Potenzial der erneuerbaren Energien, insbesondere der direkten Nutzung der Solarenergie, ist in der MENA-Region hingegen zweifelsfrei groß genug (IPCC 2011, S. 827), um einen bedeutenden Stromexport nach Europa zu gewährleisten, ohne der MENA-Region die Möglichkeit zu nehmen, sich selbst perspektivisch überwiegend oder vollständig aus erneuerbar erzeugtem Strom zu versorgen.

Sollte es in Zukunft tatsächlich zu ressourcenseitigen Engpässen bei bestimmten Technologien kommen (weiter oben wurden aufgrund ihres Bedarfs an kritischen Ressourcen große Offshore-Windenergieanlagen als möglicherweise betroffene Technologie genannt), so könnten Importstrukturen den Bezug von Strom aus anderen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien ermöglichen.

4.4.4 Bewertung des Kriteriums „Ausbau der Transfer- und Übertragungskapazitäten kann niedrig gehalten werden“

In einem Szenario mit hohem Nettostromimport müssten in jedem Fall die Transferkapazitäten zwischen Deutschland und seinen Nachbarn und – je nach Herkunft des Importstroms – auch die entsprechenden Kapazitäten zwischen anderen Ländern und ggf. auch der MENA-Region und Europa gestärkt werden. Auch die Übertragungsnetzkapazitäten innerhalb Deutschlands müssten gegenüber heute ausgebaut werden, da große Mengen an importiertem Strom von den Grenzen Deutschlands bis zu den Gebieten mit der Stromnachfrage weitergeleitet werden müssten.

Grundsätzlich könnte hingegen auf grenzüberschreitende Übertragungsnetzkapazitäten verzichtet werden, wenn in Deutschland eine autarke Stromversorgung realisiert werden

würde. Entsprechende Szenarien einer Vollversorgung mit heimischen erneuerbaren Energien sind in den vergangenen Jahren erstellt worden (SRU 2011, UBA 2010, Fraunhofer ISE 2012). Diese Szenarien weisen neben einem hohen inländischen Ausbau von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien auch einen starken Ausbau von (teilweise saisonalen) Speichern auf. Wird gleichzeitig eine vollständig oder weitgehend regional autarke Stromversorgung angestrebt (wie in dem Szenario „Lokal Autark“ beschrieben, siehe UBA 2013a), so ließe sich theoretisch zudem der Bedarf an inländischen Übertragungsnetzkapazitäten sehr gering halten. Die technische Realisierbarkeit (Nowakowski 2012, UBA 2013a) sowie die ökonomische Sinnhaftigkeit einer solchen extrem dezentralen Stromversorgung ist für Deutschland allerdings aus heutiger Sicht als fraglich einzustufen.

Sofern keine vollständige Autarkie angestrebt wird, sondern ein Szenario betrachtet wird, in dem zwar kein Nettostromimport, durchaus jedoch ein Stromaustausch zwischen Deutschland und dem Ausland vorgesehen wird, ist der Bedarf an Transferkapazitäten und inländischen Übertragungsnetzkapazitäten schwierig einzuschätzen. Würde in einem Szenario ohne Nettostromimporte in hohem Maße auf den Stromaustausch zwischen verschiedenen Ländern zur Glättung ihrer Residuallasten gesetzt, unter anderem indem Speicherkapazitäten im Ausland (z. B. Pumpspeicherkraftwerke in Norwegen) von Deutschland (mit-)genutzt würden, so wäre mit einem solchen Szenario ein hoher Bedarf an Übertragungsnetzausbau verbunden. Ob dieser Ausbaubedarf höher oder niedriger läge als in einem Nettostromimport-Szenario, kann nicht grundsätzlich beantwortet werden und hängt von der jeweiligen spezifischen Ausgestaltung der Systeme ab.

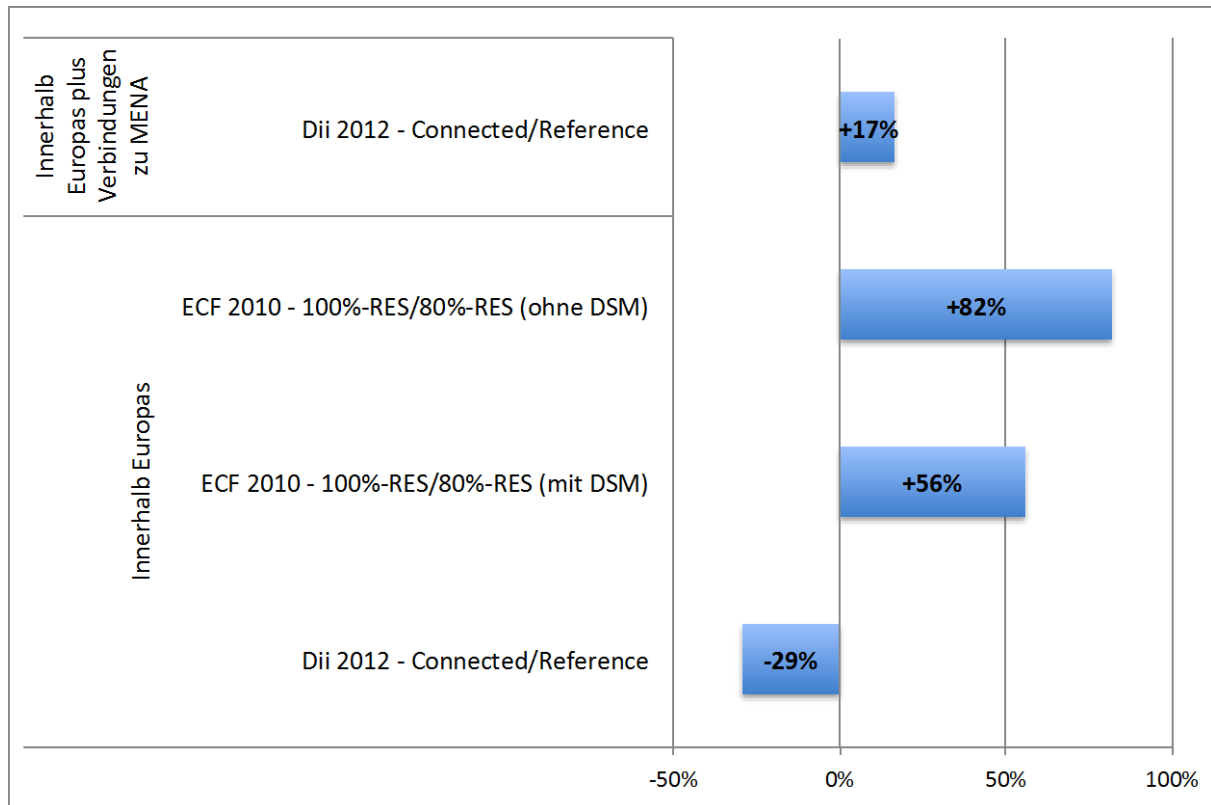
Die hier untersuchten Szenariostudien für Deutschland liefern diesbezüglich keine Erkenntnisse, insbesondere weil sie keine Aussage zu dem Bedarf an inländischen Übertragungsnetzkapazitäten treffen. In der Studie für die ECF (2010) wird jedoch ein nahezu doppelt so hoher Transferkapazitätsbedarf (ohne die zusätzlich nötigen Verbindungen zwischen Europa und der MENA-Region) für das Szenario „100% RES“ mit seinem 15-prozentigen Nettostromimport beschrieben gegenüber dem Szenario „80% RES“, das keinen Nettostromimport vorsieht (s. Abbildung 27): „Also, significantly more transmission is required to reinforce the grid within Europe to take this [imported] electricity away from the entry points and integrate it into the European wholesale grid.“ (ECF 2010, S. 77) Allerdings ist kein Vergleich mit einem Szenario möglich, in dem 100 % der Stromversorgung aus europäischen erneuerbaren Energien stammen. Auch in einem solchen Szenario wäre mit einem höheren Transferkapazitätsbedarf zu rechnen, denn dieser Bedarf steigt der Studie zufolge mit steigendem Anteil der Versorgung durch fluktuierende erneuerbare Energien stetig an. In jedem Fall deutet diese Studie darauf hin, dass eine europäische Stromimportstrategie zusätzliche Transferkapazitäten benötigen würde, sofern diejenigen Anlagen, die den Strom liefern würden, ähnlich gut regelbar wären wie diejenigen Anlagen in Europa, deren Stromerzeugung durch die Importe verdrängt würde.²⁶

Nach der Studie für die Dii (2012) ist hingegen der innereuropäische Transferkapazitätsbedarf in einem Szenario mit Nettostromimporten („Connected“) rund 30 % niedriger als in einem Szenario ohne entsprechende Importe und mit ähnlichem Anteil erneuerbarer Energien („Reference“) (s. Abbildung 27). Die Studie erklärt dies mit einem zusätzlichen Bedarf an Stromaustausch zwischen den europäischen Ländern durch den Wegfall des Stromimports aus der MENA-Region. Die in dem Referenzszenario notwendige zusätzliche Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien innerhalb Europas müsste durch zusätzliche Netzkapazitäten integriert werden. Werden allerdings die Transfer-

²⁶ Hiervon geht die ECF-Studie explizit aus. Die Stromerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken und aus Geothermie-Anlagen sei „roughly as firm and dispatchable as the nuclear and fossil generation it’s replacing“ (ECF 2010, S. 77).

kapazitäten zwischen der MENA-Region und Europa mit eingeschlossen, so liegt auch in dieser Studie der Transferkapazitätsbedarf in dem Szenario mit Nettostromimporten aus der MENA-Region über dem entsprechenden Bedarf in dem Szenario ohne Stromaus-tausch.

Abbildung 27: Änderungen des Bedarfs an Transferkapazitäten im Jahr 2050 im Fall eines bedeuten- den Nettostromimports gegenüber einer Situation ohne Nettoimporte nach Szena- rien der Studien ECF (2010) und Dii (2012) (in %)



Quellen: Berechnungen auf Grundlage der Angaben der jeweiligen Szenariostudien.

4.4.5 Bewertung des Kriteriums „Aus- und Umbau der Verteilnetze kann niedrig gehalten werden“

Zum Ausbaubedarf der Verteilnetze finden sich in den untersuchten Szenariostudien kei- ne quantitativen und vergleichbaren Aussagen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass ein Stromsystem, das – unter anderem in Form von Stromimport – eher auf zentrale Erzeu- gungs- und Speicherstrukturen setzt, einen geringeren Bedarf an einem Ausbau bzw. ei- ner Weiterentwicklung (hin zu „smart grids“) des Verteilnetzes hat als ein Stromsystem, in dem hohe Anteile der Erzeugung dezentral generiert werden. In einem stärker dezent- ral geprägten Stromsystem müssten die Verteilnetze auf eine steigende Stromeinspeisung (z. B. Erzeugung aus PV- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen) und wachsende Anforde- rungen an den Lastausgleich (z. B. durch die intelligente Steuerung von Kraft-Wärme- Kopplungs-Anlagen, Batterien, Wärmepumpen oder Elektroautos) vorbereitet werden.

4.4.6 Bewertung des Kriteriums „Ausbau der Speicherkapazitäten kann niedrig gehalten werden“

Ähnlich wie bei der Bewertung der Übertragungsnetzkapazitäten sind in Bezug auf die notwendige Speicherkapazität keine eindeutigen Aussagen zu einem Mehr- oder Minder-

bedarf eines Stromsystems mit eher zentraler Versorgung gegenüber einem System mit eher dezentraler Versorgung möglich. Entscheidend für den Bedarf an Speicherkapazität sind in erster Linie die verwendeten Energiequellen und deren Regelbarkeit bzw. deren (kumulierte) zeitliche Übereinstimmung mit dem Lastgang der Nachfrage.

Verschiedene Szenarien zeigen, dass eine auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung in Deutschland, die nicht auf Nettostromimporte setzt, in jedem Fall einen deutlichen Ausbau der Speicherkapazität voraussetzt (z. B. UBA 2010). Dies liegt vor allem an der erwarteten Dominanz der fluktuierenden Quellen Windenergie und Solarenergie in einer entsprechenden Stromversorgung. Die zu vielen Zeiten für die vollständige Deckung der Nachfrage unzureichende Stromerzeugung müsste in einem solchen Fall durch Speicher zeitlich verlagert werden, denn die Potenziale der Nachfrageverschiebung sind begrenzt, genau wie die Potenziale flexibler und regelbarer Kraftwerke (in einem 100 % erneuerbaren Stromsystem). Sofern keine Speicherpotenziale im Ausland zur Verfügung stünden bzw. beispielsweise aufgrund mangelnder Transfernetzkapazitäten nicht genutzt werden könnten, müssten folglich große Mengen an Speichern innerhalb Deutschlands errichtet werden.

Dieser Speicherbedarf kann (unter Umständen) im Falle eines beträchtlichen Nettoimports aus zwei Gründen reduziert werden: Zum einen erfordert eine solche Importstrategie – zumindest sofern sie gesamteuropäisch eingebettet ist – nach den vorliegenden Szenarien sehr gut ausgebaute Transferkapazitäten zwischen den verschiedenen europäischen Ländern. Diese Kapazitäten erleichtern den Stromaustausch zwischen den verschiedenen Ländern bzw. Regionen. Über die mit zunehmender Fläche an Bedeutung gewinnenden Ausgleichseffekte zwischen Erzeugung und Verbrauch könnte somit eine Reduktion des Speicherbedarfs erreicht werden.²⁷ Zweitens könnte auf den dann noch verbleibenden Speicherbedarf durch den Import von regelbarer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zumindest teilweise verzichtet werden. Diese regelbare Stromerzeugung könnte insbesondere in Wasserkraftwerken (ggf. mit Pumpspeichertechnik) in Norwegen erfolgen (wie in den SRU-Szenarien „2.1.a“ und „2.1.b“) oder aber in solarthermischen Kraftwerken mit Wärmespeichern in der MENA-Region (wie unter anderem in dem Szenario „100% RES“).

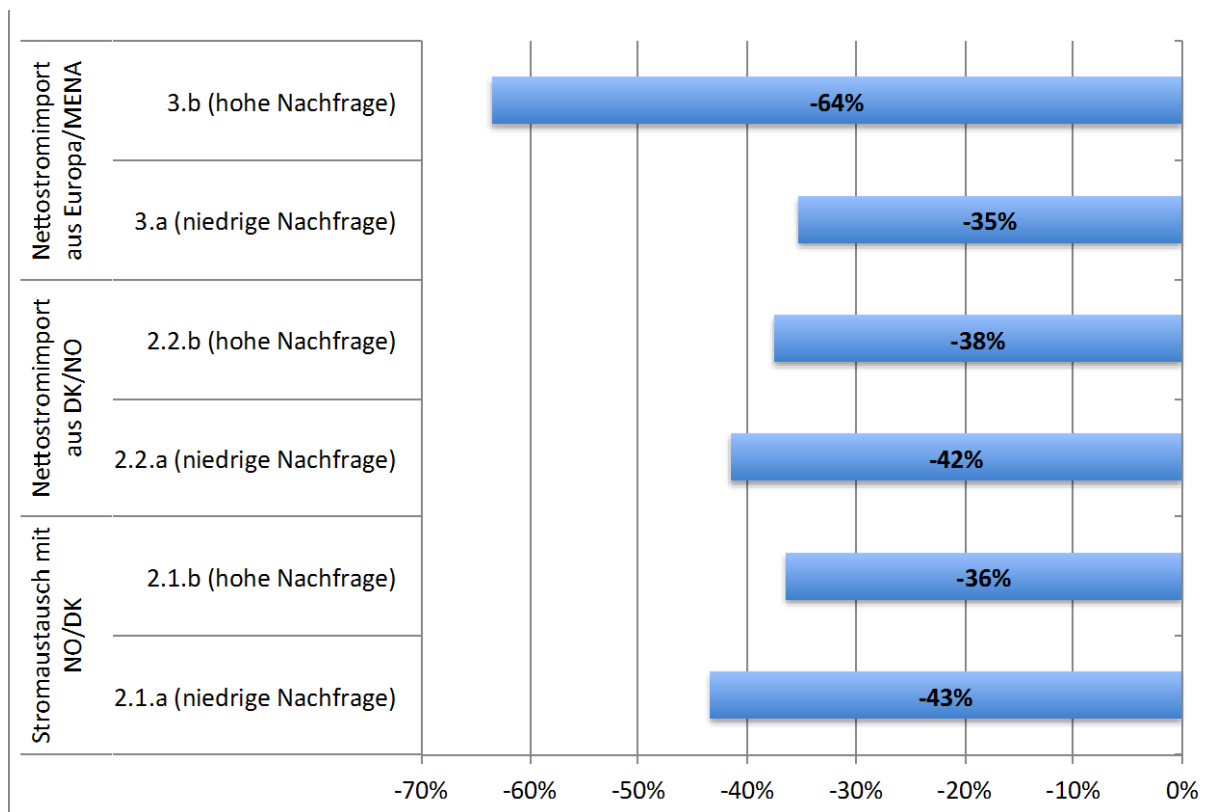
Dieses vergleichsweise kostengünstige Speicherpotenzial im Ausland könnte den Ausbau teurerer und aus heutiger Sicht mit technologischen Unsicherheiten behafteter Speicherkapazitäten (z. B. adiabate Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher) innerhalb Deutschlands überflüssig machen oder zumindest reduzieren. Insbesondere in Hinblick auf eine vollständige Stromversorgung aus erneuerbaren Energien, die einen Einsatz erdgasbasierter Reservekraftwerke verbieten würde, könnte dieses Potenzial an günstig erschließbarer Regelleistung gegenüber Szenarien ohne Nettostromimport einen wichtigen Vorteil darstellen. Allerdings ist zu betonen, dass zwar eine umfassende Vernetzung mit dem Ausland für die Nutzung dieser Speicherpotenziale notwendig wäre, nicht jedoch zwingendermaßen ein Nettostromimport. Insofern ist es in erster Linie der weitgehende Ausbau der inländischen sowie grenzüberschreitenden Übertragungsnetzkapazitäten, der den Bedarf an inländischen Speichern zu reduzieren vermag.

Der massive Ausbau der Transferkapazitäten in den Szenarien der Studien für die Dii (2012) und die ECF (2010), unter anderem in Verbindung mit der Nutzung solarthermischer Kraftwerkskapazitäten mit Wärmespeichern, ist sicherlich ein wesentlicher Grund dafür, dass in diesen Szenarien – über einen moderaten Ausbau der Pumpspeicherkraftwerkskapazität hinaus – keine neuen Speicherkapazitäten zugebaut werden müssen. In

²⁷ Dies zeigt etwa der Vergleich der Szenarien in UBA 2010 und UBA 2013a.

den Szenarien des SRU (2011) reduziert sich der Bedarf an inländischer Druckluftspeicherkapazität um rund 40 %, wenn statt einer autarken Stromversorgung Deutschlands (Szenarien „1.a“ und „1.b“) ein Stromaustausch mit Dänemark und Norwegen angenommen wird – unabhängig davon, ob dabei ein Nettostromimport angenommen wird (Szenarien „2.2.a“ und „2.2.b“) oder nicht (Szenarien „2.1.a“ und „2.1.b“) (s. Abbildung 28).

Abbildung 28: Änderungen des Bedarfs an Speicherkapazitäten im Jahr 2050 in Deutschland im Fall eines bedeutenden Nettostromimports bzw. eines Stromaustauschs gegenüber einer Situation ohne Stromaustausch nach Szenarien der Studie SRU (2011) (in %)



Quellen: Berechnungen auf Grundlage der Angaben in SRU (2011).

Der Studie im Auftrag der Dii (2012) zufolge ergänzen sich Stromnachfrage und Stromerzeugung in Europa und der MENA-Region saisonal sehr gut, was dazu beitragen könnte, den Bedarf an (saisonalen) Langzeitspeichern im Stromverbund zu minimieren. Im Sommer wird in Europa aufgrund des geringeren Windaufkommens weniger Strom erzeugt als im Winter, denn die niedrigere Stromerzeugung aus Windenergie wird in dem Szenario („Connected“) der Dii-Studie nicht vollständig durch die höhere Solarstromerzeugung kompensiert. Zwar ist im Sommer in Europa auch die Stromnachfrage etwas niedriger, jedoch ist der Importbedarf zu dieser Jahreszeit aufgrund der geringeren Eigenerzeugung dennoch höher. In der MENA-Region ist das Windaufkommen hingegen kaum saisonabhängig, und die deutlich höhere Solarstromerzeugung in den Sommermonaten ermöglicht in dieser Jahreszeit einen größeren Stromexport nach Europa.

Die folgende Tabelle 15 fasst die Vor- und Nachteile eines bedeutenden Nettostromimports in einem auf erneuerbaren Energien basierendem Stromsystem anhand der zuvor diskutierten sechs Kriterien für eine hohe Realisierungschance zusammen.

Tabelle 15: Zusammenfassung der Bewertung der Vor- und Nachteile eines zukünftigen, auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems, das zu einem bedeutenden Anteil auf Nettostromimporte setzt, gegenüber einem entsprechenden System, das ohne Nettostromimporte auskommt

Kriterium		Bewertung
Robustes Versorgungssystem gegenüber Störungen	-	Zentrale Systeme und deren kritische Infrastruktur grundsätzlich anfälliger gegenüber Fehlern/Anschlägen; Ausreichende Redundanzen im System daher wichtig
Geringe Gefahr von Verzögerungen in der Umsetzung	-	Große Anlagen und Infrastrukturen verzögerungsanfällig u. a. wegen hohen Finanzbedarfs einzelner Projekte und höheren politisch-administrativen Koordinationsaufwands
Potenzialgrenzen werden nicht überschritten	+	Falls zukünftig Probleme bezüglich energetischer oder stofflicher Potenzialgrenzen auftreten sollten, könnten Stromimporte als Ausweichstrategie dienen
Ausbau der Transfer- und Übertragungsnetzkapazitäten kann niedrig gehalten werden	- (o)	Stark abhängig von genauer Systemausgestaltung, grundsätzlich aber höherer Ausbaubedarf zu erwarten; Szenariostudien treffen hierzu keine eindeutigen Aussagen
Aus- und Umbau der Verteilnetze kann niedrig gehalten werden	+	Importstrom reduziert tendenziell Bedarf an dezentraler Stromerzeugung und dezentraler Speicherung, was Aus- und Umbaubedarf des Verteilnetzes reduziert
Ausbau der Speicherkapazitäten kann niedrig gehalten werden	+ (o)	Geringerer Bedarf an Speicherkapazitäten, sofern der importierte Strom regelbar ist bzw. stärkere Übereinstimmung mit der Lastkurve hat als der inländische EE-Strom

5 Fazit und weiterer Forschungsbedarf

Zur technischen und ökologischen Realisierbarkeit von Szenarien mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung

In den letzten Jahren wurden mehrere Deutschland- und Europa-Szenarien veröffentlicht, die bis 2050 eine weitgehend oder vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung beschreiben und in denen Deutschland bzw. Europa einen bedeutenden Anteil (zwischen ca. 10 und 20 %) des jeweiligen Strombedarfs aus regenerativ hergestelltem Importstrom deckt.

Die ausführliche Analyse dieser Szenarien im Rahmen der vorliegenden Arbeit konnte keine Eigenschaften der beschriebenen Versorgungssysteme identifizieren, die deren technische Realisierbarkeit prinzipiell in Zweifel ziehen würden, wobei nicht alle potentiell relevanten Aspekte heute schon als vollständig analysiert gelten können.

Bereits mit den heute verfügbaren Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien könnte in Deutschland bilanziell mehr Strom aus regenerativen Quellen erzeugt werden, als gegenwärtig verbraucht wird – auch unter Beachtung von Nachhaltigkeitsstandards. Die um ein Vielfaches über dem heutigen Stromverbrauch der jeweiligen Regionen liegenden Potenziale erneuerbarer Energien in Europa sowie in Nordafrika könnten in Zukunft zudem prinzipiell für die Mitversorgung Deutschlands durch Importe erschlossen werden.

Ein Nettostromimport könnte notwendig werden, sofern die Bruttostromnachfrage gegenüber heute deutlich ansteigen sollte – beispielsweise in Folge einer Dekarbonisierungsstrategie, die für eine Reduktion der CO₂-Emissionen in den Energieverbrauchssektoren stark auf Strom und Wasserstoff bzw. wasserstoffbasiertes Methan setzt.

Der Ressourcenbedarf für die Erzeugungsanlagen und die benötigte Infrastruktur eines zukünftigen, auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromsystems wird in den analysierten Szenariostudien nicht thematisiert. Auch die weitere wissenschaftliche Literatur liefert zu dieser Frage bisher nur punktuelle Erkenntnisse. Der vorliegenden Literatur zufolge ist in einem auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystem bezogen auf die Anlagen und die Infrastruktur gegenüber einer „konventionellen“ Erzeugungsstruktur mit einem insgesamt höheren Ressourcenbedarf zu rechnen. Es liegen jedoch keine Erkenntnisse vor, nach denen ein entsprechend höherer Ressourcenbedarf die Realisierung eines auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems verhindern könnte. Gleichwohl legen die diversen ökologischen Folgen von Ressourcenförderung und -verarbeitung sowie die Verwendung von knappen Ressourcen in einzelnen Technologien nahe, dass eine kontinuierliche Reduktion des (Primär-) Ressourcenverbrauchs und eine Substitution bestimmter Materialien angestrebt werden sollte.

Die Auswirkungen einer umfassenden Transformation des Energiesystems und speziell einer Stromimportstrategie auf Artenschutz, Landschaftsbild und Ökosysteme werden in den vorliegenden Szenarien nicht detailliert thematisiert. Es wird allgemein erwartet, dass sich diese Auswirkungen in akzeptablen Grenzen halten werden, sofern der Ausbau der Erneuerbare-Energien-Anlagen und der einhergehenden Infrastruktur stets die Minimierung negativer Auswirkungen auf die genannten Bereiche im Blick behält.

Einigen der Deutschland-Szenarien zufolge (insbesondere denen der SRU-Studie) erfordert ein weitgehender bzw. vollständiger Umstieg auf eine auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung einen deutlichen Ausbau von Stromspeicherkapazitäten innerhalb Deutschlands, der nur mit neuartigen und – in größerem Maßstab sowie im System-

kontext – noch nicht erprobten Technologien möglich wäre. Zumindest für die Wasserstoffelektrolyse und -speicherung gibt es mittlerweile allerdings bereits kleinere Demonstrationsanlagen, die die grundsätzliche Machbarkeit dieser Speicheroption nachweisen. Eine Verringerung bzw. zeitliche Verschiebung des Bedarfs an neuartigen Stromspeichern könnte durch einen stärkeren Ausbau der Übertragungsnetzkapazitäten, eine weitest mögliche Reduktion und Flexibilisierung der Stromnachfrage sowie Investitionen in flexible, regelbare Kraftwerke erreicht werden. Risiken bezüglich der technischen Realisierbarkeit und künftigen Wirtschaftlichkeit von Kurz- und Langzeitspeichern in Deutschland könnten hierdurch deutlich gemindert werden.

Auf der Basis der hier betrachteten Szenariostudien kann die technische Realisierbarkeit von sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromversorgung (ob mit oder ohne Nettostromimporte) im Sinne einer ausreichenden Versorgungssicherheit nicht allumfänglich nachgewiesen werden. Zum einen kann aufgrund der Limitierungen existierender Energiesystemmodelle nicht analysiert werden, ob die ganze Bandbreite der für eine sichere Versorgung notwendigen Systemdienstleistungen in den jeweils beschriebenen Szenarien sichergestellt werden kann. Diesbezüglich wird es bei der Umstellung auf ein auf erneuerbaren Energien basierendes Stromsystem zu Herausforderungen kommen, die heute jedoch noch nicht endgültig vorhergesehen und entsprechend auch nicht gelöst werden können. Allgemein wird allerdings erwartet, dass zu gegebener Zeit Lösungen für die Sicherstellung der notwendigen Systemdienstleistungen gefunden werden.

Zudem fällt auf, dass die analysierten Szenariostudien – sofern sie überhaupt die Deckung der Erzeugung und Nachfrage zeitlich hochaufgelöst (d. h. hier in stündlicher Auflösung) untersuchen – häufig nur ein einzelnes historisches Wetterjahr oder ein typisches Wetterjahr in den Simulationen verwenden. Der hohe Anteil wetterabhängiger erneuerbarer Energien (insbesondere Wind- und Solarkraft) in den Szenarien im Jahr 2050 hat allerdings zur Folge, dass die sichere Stromversorgung durch seltene (z. B. nur alle paar Jahre oder sogar Jahrzehnte auftretende) Wettererlagen – wie insbesondere anhaltende Windflauten in den sonnenarmen Wintermonaten – gefährdet sein könnte. Die Berücksichtigung solcher extremer Wetterlagen könnte dazu führen, dass der Bedarf an Speicherkapazitäten für die Gewährleistung einer ausreichend sicheren Stromversorgung höher ausfällt als in den untersuchten Studien dargestellt.

Dabei ist zu betonen, dass die identifizierten Herausforderungen bezüglich der technischen Realisierbarkeit und Versorgungssicherheit keine speziellen Herausforderungen von Szenarien mit hohen Importanteilen darstellen, sondern auf die (unter anderem) aus Gründen des Klimaschutzes angestrebte Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien zurückzuführen sind.

Zur Frage der Unterschiede in den Realisierungschancen zwischen Szenarien mit und ohne wesentlichen Nettostromimport

Um die Unterschiede in den technologiebasierten Realisierungschancen zwischen unterschiedlichen Strategien einer vollständigen Versorgung mit erneuerbar erzeugtem Strom einschätzen zu können, wurden zwei schematische Versorgungssysteme – ein eher zentrales Versorgungssystem mit bedeutenden Nettostromimporten und ein eher dezentrales System ohne Nettostromimporte – in Hinblick auf sechs Kriterien untersucht, deren jeweilige Erfüllung die Realisierungswahrscheinlichkeiten der entsprechenden Szenarien erhöhen.

Dabei zeigt sich, dass es aus technologischer Sicht auf der einen Seite Kriterien gibt, die eher erfüllt sind, wenn für eine auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung auf Nettostromimporte zurückgegriffen wird, und dass es auf der anderen Seite Kriterien

gibt, die eher dann erfüllt sind, wenn auf eine stärker dezentrale Stromversorgung ohne (bedeutende) Nettostromimporte gesetzt wird:

Als möglicherweise wichtigster Vorteil einer Importstrategie kann die Minderung des Ausbaus von Speicherkapazitäten betrachtet werden, da der Ausbau entsprechender Kapazitäten in Deutschland derzeit noch mit offenen technischen und ökonomischen Fragen verbunden ist, wie in Abschnitt 4.1 diskutiert wurde. Ein bedeutender Nachteil ist hingegen die höhere technologische, finanzielle und politisch-administrative Komplexität im Zusammenhang mit der Errichtung großer Erzeugungsanlagen im Ausland und grenzüberschreitender Infrastrukturen.

In Bezug auf die erfolgte Gegenüberstellung der zwei schematisch unterschiedenen Strategien für eine Umstellung des Stromsystems auf erneuerbare Energien ist noch einmal zu betonen, dass Fragen der technischen Realisierbarkeit entsprechender Versorgungsstrukturen im Vordergrund der Analyse standen. Explizit nicht im Detail untersucht und bewertet wurden in dieser Arbeit weitere ökonomische, politische und gesellschaftliche Aspekte, die für eine ganzheitliche Bewertung der unterschiedlichen Systemstrategien ebenfalls von hoher Bedeutung sind. Zu diesen weiteren Aspekten gehören insbesondere gesamtwirtschaftliche Kosten, gesellschaftliche Akzeptanz, Auswirkungen auf inländische Arbeitsplätze und Bruttowertschöpfung und Auswirkungen auf die Importabhängigkeit. Da diese Aspekte nicht näher untersucht wurden, sind an dieser Stelle nur erste vorsichtige Einschätzungen möglich:

Zwei der analysierten Studien (SRU 2011 und Dii 2012) ermöglichen einen Vergleich von Systemkosten bzw. Stromgestehungskosten in (auf erneuerbaren Energien beruhenden) Stromversorgungssystemen mit und ohne Nettostromimporten. Beide Studien legen nahe, dass die Kosten in einem System mit Nettostromimporten niedriger liegen würden, als in einem System, in dem keine Nettostromimporte zugelassen werden.²⁸ Sollten die Kosten eines Systems mit Nettostromimporten tatsächlich niedriger liegen, so hätte dies voraussichtlich auch Rückwirkungen auf die gesellschaftliche Akzeptanz sowie auf die Anzahl der inländischen Arbeitsplätze und die Bruttowertschöpfung, wodurch in diesen Bereichen eine Einschätzung, welche Strategie Vorteile hätte, besonders schwierig ist. In Bezug auf die Auswirkungen auf die Importabhängigkeit kann hingegen davon ausgegangen werden, dass eine Strategie der inländischen (Netto-) Selbstversorgung gegenüber einer Nettoimportstrategie Vorteile aufweisen würde.

Schließlich ist noch darauf hinzuweisen, dass die bevorzugte Systemstrategie auch von der Entwicklung der Stromnachfrage abhängen könnte. Eine Stromversorgung Deutschlands, die auf Nettostromimporte verzichtet, ist mit höherer Wahrscheinlichkeit technisch und potenziell realisierbar (und zudem günstiger), falls die Stromnachfrage in Deutschland in den nächsten Jahrzehnten durch Effizienzmaßnahmen und/oder Lebensstiländerungen gesenkt werden kann. Steigt die Stromnachfrage bis 2050 hingegen deutlich an, z. B. auf 700 TWh/a oder mehr, so gewinnen die identifizierten Vorteile einer Nettoimportstrategie an Bedeutung. Auf diesen Zusammenhang deuten auch die Ergebnisse der SRU-Studie hin: Gegenüber den Szenarien aus der Gruppe 2.1, in denen kein Nettostromimport angenommen wird, sinken die durchschnittlichen Stromgestehungskosten in

²⁸ In der Studie für die Dii (2012) wird errechnet, dass die Systemkosten für die Stromversorgung der EU-MENA-Region im Jahr 2050 am niedrigsten sind, wenn Europa bedeutende Mengen an Strom (19 % der europäischen Stromnachfrage) netto importiert. Zudem stellt die Studie des SRU (2011) in Bezug auf Deutschland fest, dass die durchschnittlichen Stromgestehungskosten im Jahr 2050 im Fall eines Nettoimports aus Skandinavien in Höhe von 15 % des deutschen Strombedarfs um 0,5 Cent/kWh (bei niedriger Stromnachfrage) bzw. 2,6 Cent/kWh (bei hoher Stromnachfrage) niedriger liegen würden als im Fall eines Stromaus-tauschs zwischen Deutschland und Skandinavien mit ausgeglichenem Saldo.

der Szenariogruppe 2.2 (in der die Stromnachfrage zu 15 % durch Nettoimporte aus Dänemark und Norwegen gedeckt wird) im Fall einer niedrigen Nachfrage nur um 7 % (von 7,0 auf 6,5 Cent/kWh), im Fall einer hohen Nachfrage jedoch um rund 27 % (von 9,8 auf 7,2 Cent/kWh).

Ein Pfad mit hoher bzw. ansteigender Stromnachfrage könnte sich ergeben, wenn mit dem Ziel einer sehr weitgehenden Senkung der Treibhausgasemissionen in allen Sektoren verstärkt in der Wärmebereitstellung sowie im Transportsektor fossile Energieträger durch (erneuerbar erzeugten) Strom bzw. daraus produzierte Ersatzkraftstoffe ersetzt werden müssten (vgl. UBA 2013b; Fraunhofer ISE 2012).

Schlussfolgerungen aus vorliegender Studienanalyse in Bezug auf politische Strategien für eine nachhaltige Stromversorgung Deutschlands und Europas

Nach Einschätzung der Autoren der vorliegenden Arbeit lässt sich aus heutiger Sicht aufgrund der vielfältigen Unsicherheiten bezüglich der technologischen, ökonomischen und politischen Entwicklungen der kommenden drei bis vier Jahrzehnte nicht eindeutig feststellen, ob Deutschland in Zukunft in bedeutendem Maße auf eine Strategie des Nettoimports von Strom aus erneuerbaren Energien setzen sollte. Gleichzeitig lässt sich jedoch festhalten, dass ein gegenüber heute signifikant stärkerer Stromaustausch mit dem Ausland den – in jedem Fall für die Erreichung der Ziele der Energiewende notwendigen – weiteren ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland in den nächsten Jahren und Jahrzehnten ggf. deutlich erleichtern würde. Ein derart verstärkter Austausch würde es ermöglichen, Ausgleichseffekte sowohl auf Erzeugungs- als auch auf Nachfrageseite zu nutzen, und damit die Integration größerer Mengen an Strom aus den fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen Wind und Sonne unterstützen. Der Bedarf an (verhältnismäßig teuren) Speicherkapazitäten könnte durch einen großflächigen Stromaustausch voraussichtlich deutlich reduziert werden.

Um diesen Stromaustausch zu ermöglichen, müssten die Transferkapazitäten zwischen den europäischen Ländern (inkl. der skandinavischen Länder und Großbritannien) deutlich ausgebaut werden, und auch innerhalb Deutschlands müssten die Übertragungsnetze erweitert werden. Ein solcher Stromnetzausbau sollte dabei eng mit dem voraussichtlichen zukünftigen Ausbau der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien abgestimmt werden und sollte weit oben auf der energiepolitischen Agenda Deutschlands und Europas stehen. Wenn der Netzausbau so weit fortgeschritten ist, dass ein weitgehend freier Stromaustausch zwischen verschiedenen europäischen Ländern möglich ist, wird sich zeigen, ob und falls ja in welchem Maße Deutschland zum Nettostromimporteur wird. Ein zügiger Netzausbau ermöglicht insofern eine zukünftige Nettoimportstrategie, legt sich jedoch nicht darauf fest und erleichtert gleichzeitig die Integration einer wachsenden inländischen Stromerzeugung aus Wind und Sonne.

Ob auch ein zukünftiger starker Stromaustausch mit Nordafrika für Europa wesentliche Vorteile bringt, ist aus heutiger Sicht schwer zu beurteilen. Sofern die europäischen Länder gut miteinander verbunden sind und sich in Zukunft höchstens ein moderater Anstieg der Stromnachfrage in Europa ergeben wird, scheinen die Vorteile begrenzt zu sein. Sollte jedoch der Strombedarf in den nächsten Jahrzehnten – z. B. infolge einer verstärkten Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors – deutlich steigen, oder sollte es – z. B. aufgrund fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz – zu Problemen bei der Erschließung der vorhandenen Pumpspeicherpotenziale in Europa kommen, so könnte mittel- bis langfristig der Stromaustausch mit und gegebenenfalls auch der Nettostromimport aus Nordafrika von hoher Bedeutung für Europa werden. Insofern sollte die Klärung offener technischer, ökonomischer und politischer Fragen (weiterhin) auf der energiepolitischen

Agenda stehen, auch wenn ein entsprechender Netzausbau weder kurzfristig wahrscheinlich noch kurz- bis mittelfristig für die Umstellung der europäischen Stromversorgung auf erneuerbare Energien unverzichtbar ist.

Dabei ist bei der Diskussion um mögliche zukünftige Importpotenziale stets darauf zu achten, dass diese nicht dazu führen darf, den – allen vorliegenden Szenarien zufolge unverzichtbaren – weiteren Ausbau der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland zu bremsen.

Forschungsbedarf zu den Herausforderungen eines auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems und zu den Folgen einer Nettostromimportstrategie

Um eine umfassendere Bewertung der technischen Realisierbarkeit von Szenarien mit bedeutenden Nettostromimporten sowie eine bessere Einschätzung der Vor- und Nachteile unterschiedlicher Systemstrategien auf dem Weg zu einer auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung zu ermöglichen, wäre es wünschenswert, wenn zukünftige Szenariostudien die folgenden Punkte berücksichtigen bzw. thematisieren würden:

- Aufgrund der in Zukunft (durch den steigenden Anteil fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien) wachsenden Bedeutung der Deckung von Erzeugung und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt sollten für die Erstellung bzw. Prüfung der Szenarien Stromsystemmodelle mit mindestens stündlicher Auflösung verwendet werden.
- Auch extreme Wetterlagen, die nicht jedes Jahr sondern ggf. nur einmal pro Jahrzehnt oder seltener auftreten, sollten bei der Prüfung der Versorgungssicherheit der in den Szenarien beschriebenen Stromsysteme berücksichtigt werden.
- Zumindest für kurze Zeiträume und für ausgewählte Gebiete sollten die beschriebenen Stromversorgungssysteme daraufhin geprüft werden, ob bzw. wie die Sicherstellung zentraler Systemdienstleistungen gewährleistet werden kann. Falls dies nicht möglich ist, sollten die mit der zukünftigen Erbringung von Systemdienstleistungen verbundenen offenen Fragen zumindest qualitativ diskutiert werden.
- Aufgrund der mit zukünftigen inländischen Speicherkapazitäten verbundenen Unsicherheiten sind Untersuchungen zu dem mindestens benötigten Bedarf an inländischen Speicherkapazitäten in einem zukünftigen, auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystem von hohem Interesse. Der Speicherbedarf sollte dabei möglichst in Abhängigkeit der Nettostromimportquote sowie in Abhängigkeit unterschiedlicher Quellen des Importstroms ermittelt werden.²⁹
- Der Bedarf an *inländischer* Übertragungsnetzkapazität sollte für unterschiedliche Stromversorgungssysteme (z. B. ein System mit hohen Nettoimporten gegenüber einem System ohne Nettoimporte) – zumindest ansatzweise – modelliert und gegenübergestellt werden, auch in Hinblick auf möglicherweise veränderte Netzausbauprioritäten einer stärker auf Stromaustausch bzw. Nettostromimport ausgerichteten Stromversorgungstrategie. Aufgrund des bisher sehr zögerlichen Netzausbaus innerhalb Deutschlands ist die Frage von hoher Bedeutung, unter welchen Bedingungen der Bedarf sowohl an inländischen als auch an grenzüberschreiten-

²⁹ In Ansätzen wurde dies in der SRU-Studie (2011) untersucht, allerdings wurde hier für alle untersuchten Szenarien ein gewisses Speicherausbau Potenzial für Deutschland angenommen, das auch in allen Szenarien – in Abhängigkeit von der ökonomischen Optimierung – in mehr oder weniger großem Umfang eingesetzt wird. Das heißt, die Studie kann keine Aussage darüber treffen, ob in den verschiedenen Szenarien überhaupt inländische Stromspeicher nötig sind und falls ja, in welchem Umfang. Aufgrund der Unsicherheiten bezüglich der technischen und ökonomischen Realisierbarkeit dieser Kapazitäten in Deutschland wäre es diese Frage aber wert, genauer untersucht zu werden.

den Übertragungsnetzkapazitäten reduziert werden könnte bzw. welche Folgen ein reduzierter Netzausbau auf die notwendige Ausgestaltung eines auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems (insbesondere auf den Stromspeicherbedarf) hätte.

- Wünschenswert wäre insbesondere eine Szenariostudie, die umfassend die Vor- und Nachteile einer Importstrategie Deutschlands oder Europas im Kontext einer zukünftigen, vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung untersucht. Neben Unterschieden in den Systemkosten (kumuliert sowie im Zeitverlauf) sollten auch die Unterschiede in
 - den Anforderungen an komplexe bzw. noch nicht verfügbare Technologien,
 - den Gefahren potenziellseitiger Grenzen (energetischer und stofflicher Ressourcen),
 - den ökologischen Beeinträchtigungen (z. B. Ressourcen-, Flächen- und Wasserbedarf sowie Einfluss auf Ökosysteme) sowie
 - der politischen Steuerbarkeit und gesellschaftlichen Akzeptanzbewertet werden.

6 Quellenverzeichnis

- BMU 2008: „Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien – Leitstudie 2008“, <http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2008.pdf>
- BMU 2011: „Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050)“, http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/x/de/publikationen/Final_Report_EU-Long-term-scenarios-2050_FINAL.pdf
- BMU 2012: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf
- BMU 2012a: „Erneuerbare Energien in Zahlen – Internet-Update ausgewählter Daten“, http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente_PDFs_/20130114_BMU_EEiZ_Herbst12.pdf
- BMWi 2010: „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“, http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energieszzenarien_2010.pdf
- Carter, N.T./Campbell, R.J. 2009: Water Issues of Concentrating Solar Power (CSP) Electricity in the U.S. Southwest, <http://www.circleofblue.org/waternews/wp-content/uploads/2010/08/Solar-Water-Use-Issues-in-Southwest.pdf>
- Chuang, A.S./Schwaegerl, C. 2009: „Ancillary services for renewable integration“, in: Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System, 2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium, Juli 2009.
- Dii 2012: „2050 Desert Power – Perspectives on a Sustainable Power System for EUMENA“, http://www.trec-uk.org.uk/reports/DII/DPP_2050_Study.pdf
- Dii 2013: Desert Power: Getting started – The manual for renewable electricity in MENA, http://www.dii-eumena.com/uploads/media/Desert_Power_Getting_Started-Full_Report_English-Print.pdf
- DLR 2009: „Characterisation of Solar Electricity Import Corridors from MENA to Europe – Potential, Infrastructure and Cost“, http://www.dlr.de/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Solar_import_DLR_2009_07.pdf
- ECF 2010: „Roadmap 2050 – A Practical Guide to a Prosperous, Low-Carbon Europe“, http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf
- EEA 2009: „Europe's onshore and offshore wind energy potential – An assessment of environmental and economic constraints“, <http://www.energy.eu/publications/a07.pdf>
- EnBW u. a. 2009: „Energiezukunft 2050 – Teil II – Szenarien“, http://www.ffe.de/download/berichte/Endbericht_Energiezukunft_2050_Teil_II.pdf
- ENTSO-E 2011: „Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Continental Europe“, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/ntc/archive/NTC-Values-Winter-2010-2011.pdf
- EPIA 2013: „Solar photovoltaics: Big market in 2012, big changes ahead“, http://www.epia.org/index.php?eID=tx_nawsecured1&u=0&file=/uploads/tx_epiapressreleases/Global_Market_Outlook_2013_Press_Release_01.pdf&t=1373970475&hash=868a2d0def824550289547036a081c2be9758ec2
- EREC 2012: „Solar Photovoltaic Electricity“, <http://www.erec.org/renewable-energy/photovoltaics.html>
- Eurelectric 2009: „Power Choices – Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050“, <http://www.eurelectric.org/Download/Download.aspx?DocumentFileID=63875>
- Europäische Kommission 2011: „Energy Roadmap 2050“, http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index_en.htm
- EWEA 2013: „Wind in power – 2012 European statistics“, http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/Wind_in_power_annual_statistics_2012.pdf
- EWI 2011: „Roadmap 2050 – a closer look – Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions“, <http://www.ewi.uni-ko>

eln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2011/Roadmap_2050_komplett_Endbericht_Web.pdf

EWI 2012: The costs of electricity systems with a high share of fluctuating renewables – a stochastic investment and dispatch optimization model for Europe, [http://www.ewi.uni-](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_12-01_Costs_of_electricity_systems_with_a_high_share_of_fluctuating_ren.pdf)

[koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_12-01_Costs_of_electricity_systems_with_a_high_share_of_fluctuating_ren.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_12-01_Costs_of_electricity_systems_with_a_high_share_of_fluctuating_ren.pdf)

Fraunhofer ISE 2012: „100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland“, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-100-erneuerbare-energien-in-deutschland.pdf>

FVEE 2010: „Energiekonzept 2050 – Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien“, http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision_fuer_nachhaltiges_energiekonzept.pdf

Germanwatch 2010: „Welche Energie-Zukunft ist möglich? – Ein Vergleich von vier Niedrig-Energieszenarien für Deutschland“, <http://germanwatch.org/klima/nes.pdf>

Greenpeace 2009: „Klimaschutz: Plan B 2050 – Energiekonzept für Deutschland (Langfassung)“, http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/Plan_B_2050_lang.pdf

Greenpeace/EREC 2012: „energy [r]evolution – A Sustainable EU 27 Energy Outlook“, <http://www.greenpeace.org/eu-unit/Global/eu-unit/reports-briefings/2012%20pubs/Pubs%203%20Jul-Sep/E%5bR%5d%202012%20lr.pdf>

Haydt, G. u. a. 2011: „The relevance of the energy resource dynamics in the mid/long-term energy planning models“, in: Renewable Energy, Band 36, S. 3068-3074.

IEA 1999: „Coal in the Energy Supply of China“, <http://www.iea.org/ciab/papers/coalchina99.pdf>

IEA 2009: „World Energy Outlook 2009“, <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebseite/2009/WEO2009.pdf>

IEA 2012: „World Energy Outlook 2012“, Paris.

IPCC 2011: „IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation“, http://srren.ipcc-wg3.de/report/IPCC_SRREN_Full_Report.pdf

Jacobson, M.Z./Delucchi, M.A. (2011): Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials, in: Energy Policy, Band 39, S. 1154-1169.

JRC 2012: „A Systemic Assessment of the European Offshore Wind Innovation“, http://setis.ec.europa.eu/system/files/Offshore%20Wind%20TIS%20Europe_2012.pdf

JRC 2013: „Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage“, http://ec.europa.eu/dgs/jrc/downloads/jrc_20130503_assessment_european_phs_potential.pdf

Kleijn, R. u. a. (2011): Metal requirements of low-carbon power generation, in: Energy, Band 36, Heft 9, S. 5640-5648.

Leahy, P.G./Foley, A.M. 2012: „Wind generation output during cold weather-driven electricity demand peaks in Ireland“, in: Energy, Band 39, Heft 1, S. 48-53.

Lilliestam, J./Ellenbeck, S. 2011: „Energy security and renewable electricity trade – Will Desertec make Europe vulnerable to the “energy weapon”?, in: Energy Policy, Band 39, Heft 6, S. 3380-3391.

Moss, R.L. u. a. 2011: Critical Metals in Strategic Energy Technologies – Assessing Rare Metals as Supply-Chain Bottlenecks in Low-Carbon Energy Technologies, <http://setis.ec.europa.eu/system/files/CriticalMetalsinStrategicEnergyTechnologies-def.pdf>

Nowakowski, M. 2012: „Local Energy Autarky vs. Pan-European Network – 100% Renewable Energies Scenarios by 2050“, http://tu-dres-den.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/dateien/ordner_enerday/ordner_enerday2012/ordner_vortrag/Nowakowski_Presentation.pdf

Oswald, J./Raine, M./Ashraf-Ball, H. 2008: „Will British weather provide reliable electricity?“, in: Energy Policy, Band 36, Heft 8, S. 3202-3215.

Porter, D./Strbac, G./Mutale, J. 2005: „Ancillary Service Provision from Distributed Generation“, http://www.cired.net/publications/cired2005/papers/cired2005_0666.pdf

Pregger, T. 2013: Schriftliche Kommunikation vom 15. Oktober 2013.

Prognos 2011: „Analysis and comparison of relevant mid- and long-term energy scenarios for EU and their key underlying assumptions“,

http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/Prognos_EU_DG_Energy_final_11_04_27.pdf

REN21 2013: „Renewables 2013 – Global Status Report“,

http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2013/GSR2013_highres.pdf

SEFEP 2012: „Metastudy Analysis on 2050 Energy Scenarios – Policy Briefing“, <http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Briefing%20Metastudy%20energy%20scenarios.pdf>

SEI 2009: „Europe’s Share of the Climate Challenge – Domestic Actions and International Obligations to Protect the Planet“, http://www.sei-international.org/mediamanager/documents/Publications/Climate-mitigation-adaptation/europes_share_heaps_09.pdf.pdf

Shuster, E. 2012: „Tracking New Coal-Fired Power Plants“, <http://www.netl.doe.gov/coal/refshelf/ncp.pdf>

SRU 2011: „Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung – Sondergutachten“,

http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf?__blob=publicationFile

UBA 2010: „Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen“,

<http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3997.pdf>

UBA 2013a: „Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen“, <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/modellierung-einer-vollstaendig-auf-erneuerbaren>

UBA 2013b: „Treibhausgasneutrales Deutschland in 2050“,

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgasneutrales-deutschland-im-jahr-2050>

VDW 2011: „Ambitionierte Ziele – untaugliche Mittel: Deutsche Energiepolitik am Scheideweg“, <http://www.vdw-ev.de/images/stories/vdwdokumente/aktuelles/vdw%20materialien%201%202011.pdf>

Veldman, E. u. a. 2013: „Scenario-based modelling of future residential electricity demands and assessing their impact on distribution grids“, in: Energy Policy, Band 56, S. 233-247.

Wuppertal Institut 2013: Laufendes Forschungsprojekt „KRESSE – Kritische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystem“, weitere Informationen unter

<http://wupperinst.org/projekte/details/wi/p/s/pd/38/>

WWF 2009: „Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050“, <http://www.oeko.de/oekodoc/971/2009-003-de.pdf>

7 Anhang

7.1 Anhang A: Deutschland-Szenarien

A1 – Eckdaten zu den Szenariostudien (dunkelgrau hinterlegt = nicht relevant bzw. nicht untersucht)

Titel der Studie	Auftraggeber	Datum der Publikation	Bearbeitet durch...		Anzahl der Referenzszenarien	Anzahl der alternativen Szenarien (Klimaschutzszenarien)	Beschreibung des deutschen oder des EU-Stromsystems (Deutschland/EU/EU inkl. Deutschland separat)	Betrachtung nur des Stromsystems oder des gesamten Energiesystems	Basisjahr (letztes Jahr mit Ist-Daten)	Analysezeitraum
			Institut(e)	Federführende(r) AutorIn						
100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland		November 2012	Fraunhofer ISE	Hans-Martin Henning	0	3 (+ Sensitivitäten)	Deutschland	Überwiegend Strom- und Wärmesystem	Keine Angabe von Ist-Daten	Nur Darstellung der 100%-EE-Situation (konkretes Jahr bleibt offen)
Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren	BMU	März 2012	DLR, Fraunhofer IWES, IfnE	Joachim Nitsch	0	5	Deutschland	Gesamtes Energie-	2010	Bis 2050/

Vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung Deutschlands

Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global								system		2060
Energieszenarien 2011	BMWi	Juli 2011	Prognos, EWI, GWS	Michael Schlesinger	0	2	Deutschland	Gesamtes Energiesystem	2008	Bis 2030
Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung		Januar 2011	SRU	Martin Faulstich	0	8	Deutschland	Nur Stromsystem	2008/2009	Bis 2050
Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung	BMWi	August 2010	Prognos, EWI, GWS	Michael Schlesinger	1	4 (in je 2 Varianten)	Deutschland	Gesamtes Energiesystem	2008	Bis 2050
Energiekonzept 2050 - Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien	FVEE	Juni 2010	Fraunhofer IBP, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IWES, ISFH, IZES, ZAE Bayern, ZSW	Jürgen Schmid	0	1	Deutschland	Gesamtes Energiesystem	2005	Bis 2050
Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050	WWF	Oktober 2009	Prognos, Öko-Institut	Almut Kirchner	2	2 (in je 2 Varianten)	Deutschland	Gesamtes Energiesystem	2005	Bis 2050
Energiezukunft 2050 - Teil II - Szenarien	EnBW u. a.	Oktober 2009	FfE, Ifo	Michael Beer	1	2	Deutschland	Gesamtes Energiesystem	2003/2005	Bis 2050
Klimaschutz: Plan B 2050 - Energiekonzept	Greenpeace	Oktober 2009	EUtech Energie & Mana-	Katja Barzantn	1	1	Deutschland	Gesamtes Energie-	2007	Bis 2050

für Deutschland			gement	y				system		
-----------------	--	--	--------	---	--	--	--	--------	--	--

A2 - Zentrale Angaben zu den Szenarien (dunkelgrau hinterlegt = nicht relevant bzw. nicht untersucht)

Titel der Studie	Name des Szenarios	EE-Anteil an der Stromversorgung in Deutschland bzw. Europa in 2050	EE-Anteil an der Stromversorgung in Europa in 2050	Anteil des Nettostromimports am Bruttostromverbrauch in Deutschland in 2050	Anteil der EE an dem nach Deutschland netto importierten Strom in 2050	Anteil des Nettostromimports an der europäischen Stromversorgung in 2050	Anteil der EE an dem nach Europa netto importierten Strom in 2050	Nutzung von Kernenergie in Deutschland in 2050	Nutzung von CCS in Deutschland 2050	Stündliche Auflösung der Stromnachfrage und des Stromangebots	Nutzung historischer Wetterdaten zur Prüfung der Versorgungssicherheit
100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland	REMax Medium Sanierung-Max	100%		0%				nein	nein	ja	ja; 1 Wetterjahr
Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global	Szenario 2011 A	85%		11%	100%			nein	nein	ja	ja; 4 Wetterjahre
	Szenario 2011 B	86%		11%	100%					nein	nein
	Szenario 2011 C	87%		8%	100%					ja	ja; 4 Wetterjahre
	Szenario 2011 A'	86%		13%	100%					nein	nein
	Szenario THG95	92%		21%	100%					nein	nein

Vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung Deutschlands

Energieszenarien 2011	Szenario LZV Szenario Ausstieg							ja	ja, offenbar ein Wetterjahr; Windstochastisch	
Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung	Szenario 1.a	100%		0%			nein	nein	ja	k. A.
	Szenario 1.b	100%		0%						
	Szenario 2.1.a	100%		0%						
	Szenario 2.1.b	100%		0%						
	Szenario 2.2.a	100%		15%	100%					
	Szenario 2.2.b	100%		15%	100%					
	Szenario 3.a	100%		15%	100%					
	Szenario 3.b	100%		15%	100%					
Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung	Referenzszenario	53%		12%	44%		nein	ja	ja	ja, offenbar ein Wetterjahr; Windstochastisch
	Szenario I A	77%		23%	66%					
	Szenario II A	78%		23%	68%					
	Szenario III A	78%		22%	68%					
	Szenario IV A	73%		25%	71%					
	Szenario I B	77%		21%	67%					
	Szenario II B	78%		22%	67%					
	Szenario III B	77%		24%	67%					
	Szenario IV B	75%		31%	66%					

Vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung Deutschlands

Energiekonzept 2050 - Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien	100%-EE	100%		19%	100%			nein	nein	k. A.; offenbar nein	offenbar nicht
Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050	Referenz ohne CCS	39%		2%	>50%			nein	nein	ja	offenbar nicht; vereinfachte Annahme zur Verfügbarkeit
	Innovation ohne CCS	97%		11%	100%				nein		
	Innovation mit CCS	77%		12%	100%				ja		
Energiezukunft 2050 - Teil II - Szenarien	Szenario 1	40%		k. A.	k. A.			nein	ja	k. A.	k. A.
	Szenario 2	50%						ja			
	Szenario 3	50%						ja			
Klimaschutz: Plan B 2050 - Energiekonzept für Deutschland	Plan B	100%		0%				nein	nein	k. A.	k. A.

7.2 Anhang B: Europa-Szenarien

B1 - Eckdaten zu den Szenariostudien (dunkelgrau hinterlegt = nicht relevant bzw. nicht untersucht)

Titel der Studie	Auftraggeber	Datum der Publikation	Bearbeitet durch...		Anzahl der Referenzszenarien	Anzahl der alternativen Szenarien (Klimaschutzszenarien)	Beschreibung des deutschen oder des EU		Betrachtung nur des Stromsystems oder des gesamten Energiesystems	Basisjahr (letztes Jahr mit Ist-Daten)	Analysezeitraum
			Institut(e)	Federführende(r) AutorIn							
energy [r]evolution - A Sustainable EU 27 Energy Outlook	Greenpeace/ EREC	Oktober 2012	DLR, Universität Utrecht, Ludwig-Bölkow Systemtechnik, Institute for Sustainable Futures (University of Technology, Sydney), energynautics	Sven Teske	1	2	Stromsystems (Deutschland/EU/EU inkl. Deutschland separat)	EU 27	Gesamtes Energiesystem	2009	Bis 2050
2050 Desert Power - Perspectives on a Sustainable Power System	Dii	Juni 2012	Fraunhofer ISI	Florian Zickfeld, Aglaia	0	2 (+16 Varianten)	Stromsystems (Deutschland/EU/EU inkl. Deutschland separat)	EU 27+3+8 MENA-Länder, inkl. Deutschland	Nur Stromsystem	2010/2011	Nur 2050

Vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung Deutschlands

for EUMENA				Wieland			(grob) separat			
Energy Roadmap 2050	European Commission	Dezember 2011	National Technical University of Athens u. a.	k. A.	2 (+ 4 Varianten)	5	EU 27	Gesamtes Energiesystem	2005	Bis 2050
Roadmap 2050 – a closer look - Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions		Oktober 2011	EWI, energynautics	Michaela Fürsch	0	2	EU 27+2 - Malta-Zypern + Nordafrika als Satellitenregion, Deutschland (grob) separat	Nur Stromsystem	2007/2008	Bis 2050
Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050)	BMU	September 2011	Fraunhofer ISI	Benjamin Pfluger	0	2	EU 27+2	Nur Stromsystem	2008	Bis 2050
Roadmap 2050 - A Practical Guide to a Prosperous, Low-Carbon Europe	ECF	April 2010	McKinsey & Company, KEMA, The Energy Futures Lab (Imperial College London), Oxford Economics	k. A.	1	3 (+1 Variante)	EU 27+2	Schwerpunkt Stromsystem	2005	Bis 2050
Europe's Share of the Climate Challenge - Do-		November	SEI	Charles Heaps	1	1	EU 27	Gesamtes Energie-	2000	Bis 2050

Vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung Deutschlands

mestic Actions and International Obligations to Protect the Planet		2009						system		
Power Choices - Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050	EURELECTRIC	Herbst 2009	Athens Technical University	Pantelis Capros	1	1 (+5 Varianten)	EU 27	Gesamtes Energiesystem	2005	Bis 2050

B2 – Zentrale Angaben zu den Szenarien (dunkelgrau hinterlegt = nicht relevant bzw. nicht untersucht)

Titel der Studie	Name des Szenarios	EE-Anteil an der Stromversorgung in Deutschland bzw. Europa in 2050	EE-Anteil an der Stromversorgung in Europa in 2050	Anteil des Nettostromimports am Bruttostromverbrauch in Deutschland in 2050	Anteil der EE an dem nach Deutschland netto importierten Strom in 2050	Anteil des Nettostromimports an der europäischen Stromversorgung in 2050	Anteil der EE an dem nach Europa netto importierten Strom in 2050	Nutzung von Kernenergie in Deutschland in 2050	Nutzung von CCS in Deutschland 2050	Stündliche Auflösung der Stromnachfrage und des Stromangebots	Nutzung historischer Wetterdaten zur Prüfung der Versorgungssicherheit
energy [r]evolution - A Sustainable EU 27 Energy Outlook	Reference		40%			0%		nein	nein	nein	offenbar nicht
	energy [r]evolution		96%			11%	k. A.				
Power Choices - Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe	Baseline 2009		33%			k. A.	k. A.	nein	ja (wahrscheinlich)	nein	offenbar nicht
	Power		38%								

Vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung Deutschlands

by 2050	Choices										
Roadmap 2050 - A Practical Guide to a Prosperous, Low-Carbon Europe	Baseline		34%			0%		k. A.	nein	ja	ja; Modellierung von Extrem-Wetter-Phasen
	40% RES		40%			0%		k. A.	ja (wahrscheinlich)		
	60% RES		60%			0%		k. A.	ja (wahrscheinlich)		
	80% RES		80%			0%		k. A.	ja (wahrscheinlich)		
	100% RES		100%			15%	100%	nein	nein		
Energy Roadmap 2050	Reference		40%			-1%	k. A.	offenbar nicht	ja (wahrscheinlich)	nein	offenbar nicht
	CPI		49%			-1%					
	Diversified Supply		59%			-1%					
	Energy Efficiency		64%			-1%					
	High RES		86%			2%					
	Low Nuclear		65%			0%					
	Delayed CCS		61%			-1%					

Vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung Deutschlands

2050 Desert Power - Perspectives on a Sustainable Power System for EUMENA	Reference Scenario	k. A.	ca. 87%	k. A.	k. A.	0%		nein	nein	ja	ja; 1 Wetterjahr
	Connected Scenario			ca. 30%		19%	k. A. (wohl aber nahe 100%)				
Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050)	Scenario A	k. A.	93%	k. A.	k. A.	0%		nein	nein	ja	ja; 3 Wetterjahre
	Scenario B		94%								
Europe's Share of the Climate Challenge - Domestic Actions and International Obligations to Protect the Planet	Baseline	17%	28%	k. A.	k. A.	0%		nein	nein	k. A.; offenbar nein	offenbar nicht
	Mitigation	k. A.	100%			8%	100%				
Roadmap 2050 – a closer look - Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions	Scenario A	k. A.	80%	ca. 40%	k. A.	3%	100%	nein	ja	ja	4 typische Tage pro Jahr werden simuliert
	Scenario B			ca. 10%		1%					