



## **Übersicht Energieszenarien**

Marian Klobasa, Frank Sensfuß, Philipp Oehler,  
Fraunhofer Institut für System und Innovationsfor-  
schung ISI

Niklas Kreifels, Sven Killinger  
Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE

Karlsruhe, Freiburg, März 2014



## Inhaltsverzeichnis

	Seite
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
<b>2 Literaturreview zu zukünftigen Energieszenarien.....</b>	<b>2</b>
2.1 EU – Energy Roadmap und Reference Scenario 2013 .....	2
2.2 Desertec Industrial Initiative DII – Szenarien .....	9
2.3 Langfristszenarien BMU.....	10
2.4 Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2013 .....	13
<b>3 Entwicklung des elektrischen Energiebedarfs .....</b>	<b>14</b>
<b>4 Infrastrukturbedarf .....</b>	<b>16</b>
4.1 Ten Year Network Development Plan.....	16
4.2 Langfristszenarien BMU.....	18
4.3 Netzentwicklungsplan .....	18
4.4 Verteilnetzstudien .....	21
<b>5 Verteilung Erneuerbarer Energien in ländlichen und urbanen Regionen .....</b>	<b>27</b>
<b>6 Entwicklung des regulatorischen Rahmens .....</b>	<b>30</b>
<b>7 Schlussfolgerungen zur Szenarioentwicklung.....</b>	<b>32</b>
<b>8 Literatur.....</b>	<b>35</b>

## Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Sektoren in der EU28 bis 2050 im Reference Scenario 2013 .....	2
Abbildung 2: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen im Strombereich (Reference Scenario 2013) .....	3
Abbildung 3: Entwicklung der erneuerbaren und konventionellen Stromerzeugungskapazitäten bis 2050 nach Szenarien der EU-Energy Roadmap (EU27 bzw. EU28).....	4
Abbildung 4: Ausbau der Erneuerbaren Energien nach Technologien und Szenarien bis 2050 in Europa (EU27 bzw. EU28).....	5
Abbildung 5: Entwicklung der Stromerzeugungskapazität bei Erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken im Reference Scenario 2013 von 2000 bis 2050 .....	6
Abbildung 6: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland im Reference Scenario 2013 von 2000 bis 2050. ....	6
Abbildung 7: Entwicklung der Kosten für das Energiesystem in Deutschland und in Europa (EU28) von 2000 bis 2050 nach Reference Scenario 2013 .....	7
Abbildung 8: Entwicklung des Anteils der Energiesystemkosten am Bruttoinlandsprodukt von 2005 bis 2050 .....	8
Abbildung 9: Entwicklung der Strompreise im Reference Scenario 2013 von 2010 bis 2050 für Haushalte, Industrie und Dienstleistungsbereich .....	8
Abbildung 10: Installierte Stromerzeugungskapazitäten in Europa und Nordafrika sowie Übertragungskapazitäten von Nordafrika nach Europa im Connected Scenario.....	9
Abbildung 11: Installierte Stromerzeugungskapazitäten in Europa und Nordafrika sowie Übertragungskapazitäten von Nordafrika nach Europa im Connected Scenario.....	10
Abbildung 12: Installierte Leistung von PV-Anlagen nach Ländern in 2050.....	11
Abbildung 13: Installierte Leistung von onshore Windenergieanlagen nach Ländern bis 2050 .....	12

---

Abbildung 14:	Installierte Leistung von offshore Windenergieanlagen nach Ländern bis 2050 .....	12
Abbildung 15:	Ausbauszenarien bis 2020 für Erneuerbare Energien nach Netzentwicklungsplan (NEP) und angestrebter Ausbau nach der geplanten EEG-Reform 2014 .....	13
Abbildung 16:	Entwicklungstrends beim elektrischen Stromverbrauch nach einzelnen Sektoren .....	14
Abbildung 17:	Europaweite Stromnachfrage bis 2050 mit hoher Energieeffizienz (Scenario A) und niedrigerer Energieeffizienz (Scenario B) .....	15
Abbildung 18:	Ausweitung der Übertragungskapazität des Stromnetzes in Europa bis 2022.....	17
Abbildung 19:	Ausbau der Übertragungskapazitäten zwischen den Mitgliedsstaaten der EU bis 2050 bei einem zu 2008 um 15 % reduziertem Strombedarf.....	18
Abbildung 21:	Netzausbaumaßnahme des Netzentwicklungsplans 2013 im Leitszenario B bis 2023.....	20
Abbildung 22:	Maßnahmen nach dem Energieleitungsausbaugesetz und aktueller Planungs- bzw. Baustatus im Dezember 2013 .....	21
Abbildung 23	Schaubild eines traditionellen und eines auf erneuerbaren Erzeugern basierenden Stromnetzes .....	22
Abbildung 24	Länge der deutschen Stromnetze nach Spannungsebenen (Nieder-, Mittel- und Hochspannung gehören zum Verteilnetz).....	22
Abbildung 25	Aus- und Umbaubedarf je Spannungsebene und Stützjahre (kumuliert).....	23
Abbildung 26	Investitionsbedarf für den Netzaus- und Umbau bis 2030 (kumuliert).....	24
Abbildung 27	Änderungspotential für den Netzinvestitionsbedarf durch den Einsatz technischer Optionen im Vergleich zu Szenario NEP B 2012.....	24
Abbildung 28	Reduktion der Einspeisespitze einer PV-Anlage ins Netz durch Batteriemangement und der Möglichkeit zur Netzeinspeisung der Batterie. Die Zahlen am rechten Bildrand entsprechen der Reduktion bezogen auf die Generatorleistung. ....	26

Abbildung 29:	Spezifische installierte Windleistung pro Einwohner flächen- und bevölkerungsproportional Ende 2012 in Ostdeutschland .....	27
Abbildung 30:	Installierte PV-Leistung in München Stadt und München Land .....	28
Abbildung 31:	Raumstruktur in Deutschland nach urbanen und ländlichen Bereichen .....	29
Abbildung 32:	Reduktionen der Treibhausgase bis 2030 bzw. 2050 nach Sektoren und Szenarien .....	30
Abbildung 33:	Leistungsdichte der Windenergieanlagen in Deutschland in 2010 (links) und 2030 (rechts) nach Szenario 2032 B des Netzentwicklungsplans 2012 .....	33

## 1 Einleitung

Das vorliegende Arbeitspapier stellt die Grundlage für die zu erstellenden Szenarien des Energiesystems im Rahmen von KomMA-P dar und soll u.a. folgende Fragen grob beantwortet:

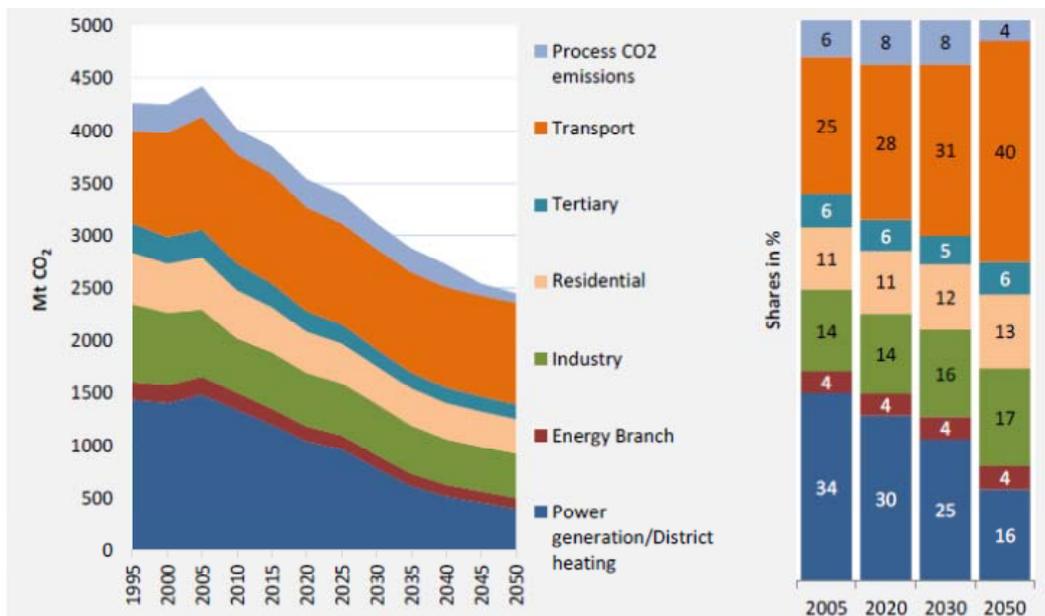
- Welches Technologieportfolio erwarten verschiedene Studien?
- Welcher Infrastrukturbedarf wird erwartet?
- In welchen Größenordnungen bewegen sich die zu erwartenden Mehrkosten des Energiesystems und die Kosten für den Infrastrukturausbau?

Auf dieser Basis sollen energiewirtschaftliche Entwicklungspfade abgeleitet werden. Konkretes Ziel des Papiers ist die Zusammenstellung von Ergebnissen existierender Studien und Szenarien zum Abgleich mit gesellschaftlichen und partizipatorischen Aspekten. Ausgangspunkt sind bestimmte Entwicklungen im Energiesystem, wie der künftige elektrische Energiebedarf, der erwartete regulative Rahmen, der vorgesehene Infrastrukturausbau und die Umgestaltung des deutschen und europäischen Energiemarktes. Darüber hinaus erfolgen eine erste Darstellung relevanter Regionen und erste Abschätzungen zu einer Verteilung der erneuerbaren Anlagen zwischen ländlichen und urbanen Räumen. Dies dient auch als Input für die Vorbereitung und Durchführung der Akzeptanzstudien.

## 2 Literaturreview zu zukünftigen Energieszenarien

### 2.1 EU – Energy Roadmap und Reference Scenario 2013

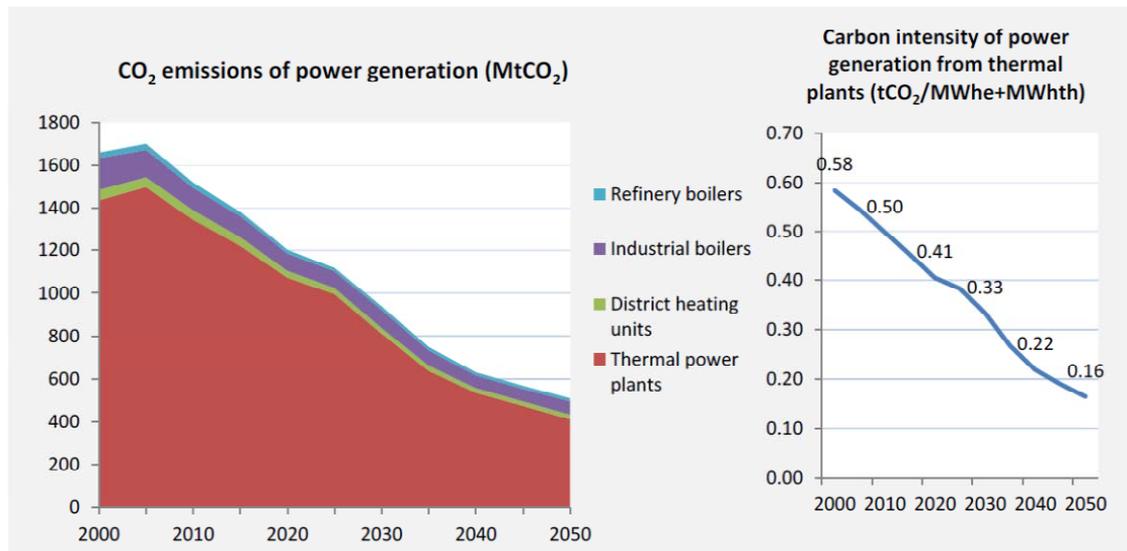
Begleitend zur europäischen Energiepolitik lässt die EU Kommission Energieszenarien entwickeln, wie die angestrebten Politikziele auf europäischer Ebene umgesetzt werden können. Ende 2011 ist in diesem Zusammenhang die Energy Roadmap 2050 veröffentlicht worden (EU Com 2011). Das Reference Scenario 2013 ist dann Ende 2013 veröffentlicht worden, welches die Auswirkungen der bestehenden und geplanten Instrumente im Energiebereich bis 2050 beschreibt (EU Com 2013). Die europäische Energiepolitik ist dabei vor allem von den Zielen geprägt, ein nachhaltiges, sicheres, zuverlässiges und wettbewerbsfähiges Energiesystem zu schaffen bzw. zu erhalten. Eine der großen Herausforderungen besteht vor allem in der notwendigen Reduktion der Treibhausgase, um die angestrebten Klimaschutzziele zu erreichen. Ausgangspunkt für die Entwicklung von Energieszenarien ist daher in der Regel ein Reduktionspfad für den Ausstoß von Treibhausgasen. Auf europäischer Ebene wird eine Reduktion der Treibhausgase von mindestens 80 % bis 2050 im Vergleich zu 1990 als notwendig angesehen, um die Auswirkungen des Klimawandels zu beschränken. Mit bestehenden Politikinstrumenten wird erwartet, dass sich eine Reduktion der Treibhausgase von ca. 40 % erreichen lässt (siehe Abbildung 1).



Quelle: EU Com (2013)

Abbildung 1: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Sektoren in der EU28 bis 2050 im Reference Scenario 2013

Der Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Reduktion aus dem Elektrizitätsbereich ist im Vergleich zum Transportbereich deutlich größer. Hier geht das Reference Scenario 2013 von einer Reduktion auch mit bereits bestehenden und geplanten Instrumenten von ca. 70 % bis 2050 aus (siehe Abbildung 2).

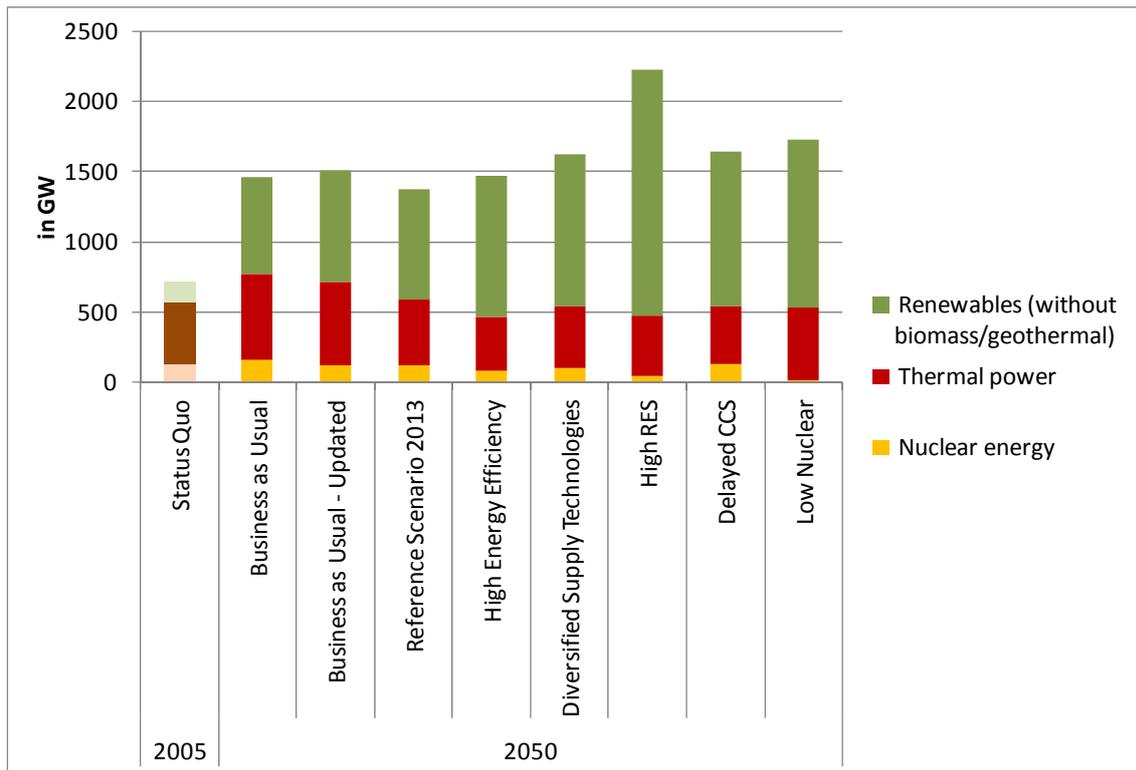


Quelle: EU Com (2013)

Abbildung 2: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Strombereich (Reference Scenario 2013)

Die Szenarien der EU – Energy Roadmap beschreiben neben der Referenzentwicklung auch mögliche Entwicklung im Energiesystem in Europa (EU27 bzw. EU28), die das Ziel einer 80 % Reduktion der Treibhausgase auch tatsächlich erreichen. Den Szenarien liegen daher Reduktionen der CO<sub>2</sub>-Emissionen von ca. 50 % bis über 80 % bis 2050 im Vergleich zu 1990 zugrunde. In 2013 ist durch die EU Kommission ein neues Reference Scenario veröffentlicht worden, das derzeitige Entwicklungen und Trends sowie bereits implementierte sowie geplante Politikmaßnahmen im Energiebereich enthält, die heute (Status Frühjahr 2012) bereits bekannt sind. Neben dem Update des Referenzszenarios 2013 sind mittlerweile auch weitere CO<sub>2</sub>-Minderungsszenarien veröffentlicht worden, die insbesondere die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele bis 2030 erfüllen (siehe hierzu auch Kapitel 5). An dieser Stelle sollen jedoch zunächst die Szenarien zur Entwicklung des Energiesystems, die im Rahmen der Energy Roadmap 2050 entwickelt wurden, diskutiert werden.

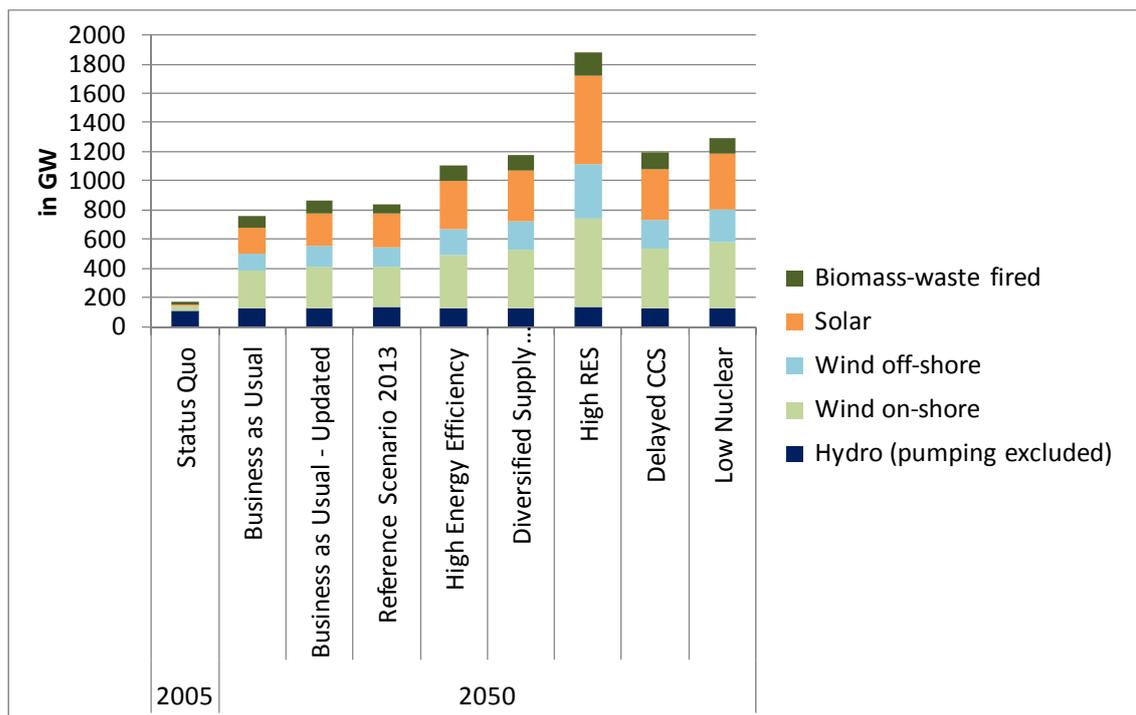
Sämtliche Szenarien unterstellen einen massiven Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien von heute ca. 180 GW (Status Ende 2012) auf 700 GW (Business as Usual) bis zu 1600 GW (Szenario High RES) (siehe Abbildung 3). Dies entspricht einer Steigerung um den Faktor 4 bis zu 9 im Vergleich zu 2012.



Quelle: EU Com (2011), Reference Scenario 2013 nach EU Com (2013) für EU28

Abbildung 3: Entwicklung der erneuerbaren und konventionellen Stromerzeugungskapazitäten bis 2050 nach Szenarien der EU-Energy Roadmap (EU27 bzw. EU28)

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird in allen Szenarien vor allem von der Windenergie und der Solarenergie dominiert (siehe Abbildung 4). Vor allem im Szenario High RES wird ein starker Ausbau der Offshore Windenergie unterstellt, der bis 2050 bei über 370 GW in Europa liegt. Die Installierte Leistung im onshore Windbereich bzw. im PV-Bereich liegt in den einzelnen Szenarien bei jeweils über 200 GW bis zu über 600 GW.

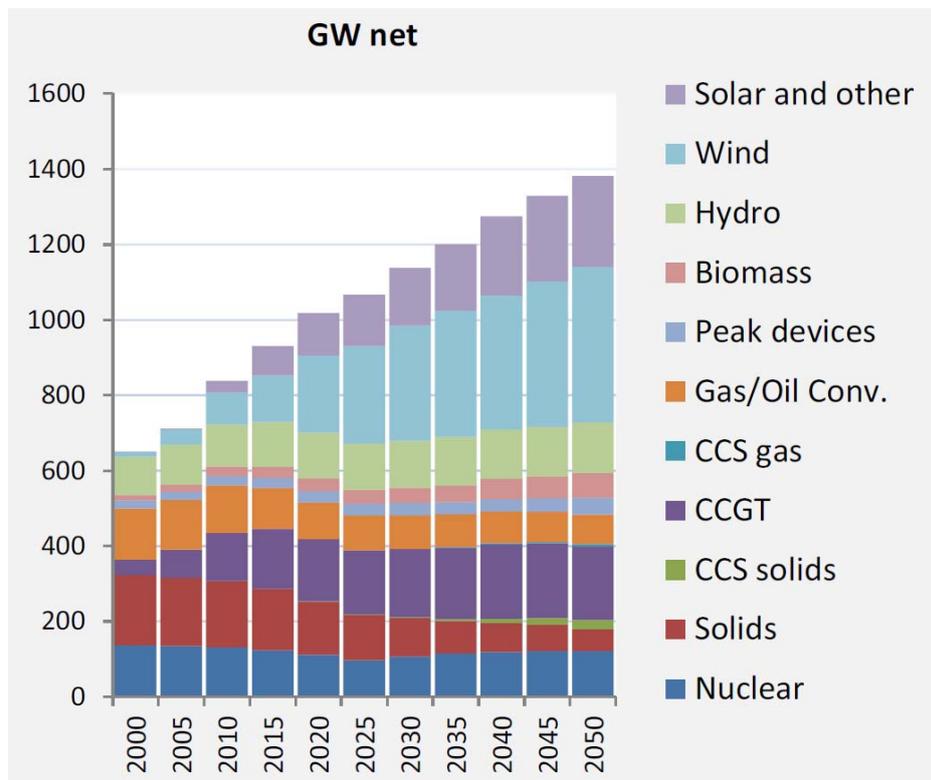


Quelle: EU Com (2011), Reference Scenario 2013 nach EU Com (2013) für EU28

Abbildung 4: Ausbau der Erneuerbaren Energien nach Technologien und Szenarien bis 2050 in Europa (EU27 bzw. EU28)

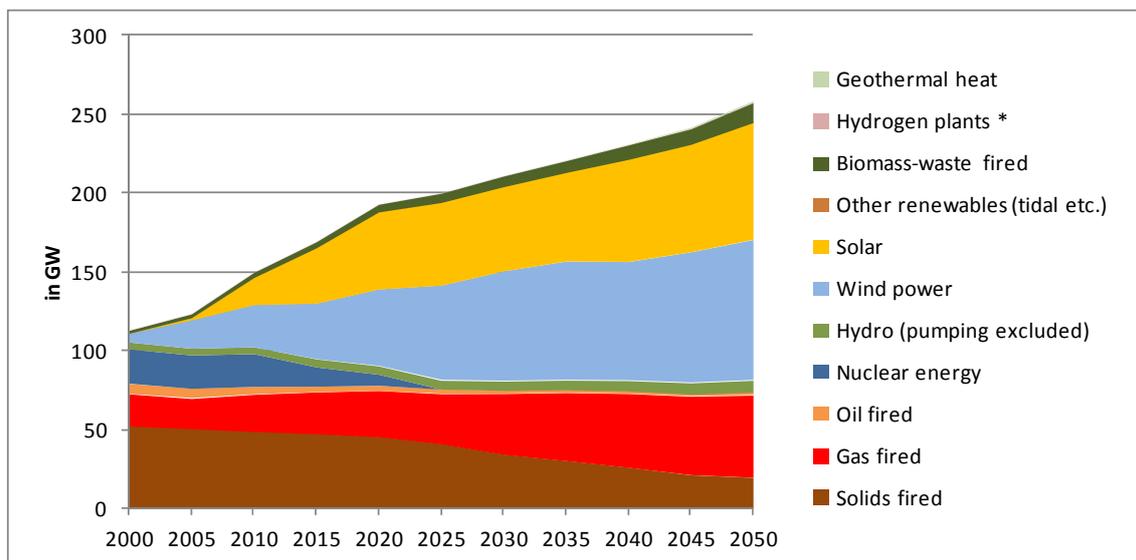
Das kürzlich erst veröffentlichte Reference Scenario 2013 gibt auch einen detaillierten Einblick in den zeitlichen Verlauf des Ausbaus sowie auf nationale Entwicklungen. Im Bereich der konventionellen Kraftwerke weist das Szenario einen deutlichen Rückgang bei Kraftwerken mit festen Brennstoffen (wie Braun- und Steinkohle) aus (siehe Abbildung 5). Deutlich nehmen in diesem Szenario die Gaskraftwerke insbesondere als Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) zu.

Das entwickelte Szenario für Deutschland weist einen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2025 aus (siehe Abbildung 6). Gleichzeitig steigt die installierte Kapazität an Solaranlagen auf knapp 75 GW bis 2050 an. Im Windbereich steigt die Leistung in diesem Szenario auf ca. 90 GW bis 2050. Die fossile Kraftwerkskapazität bleibt im gesamten Zeitraum relativ konstant, wobei der Anteil an Gaskraftwerken im Zeitverlauf deutlich zunimmt.



Quelle: EU Com (2013)

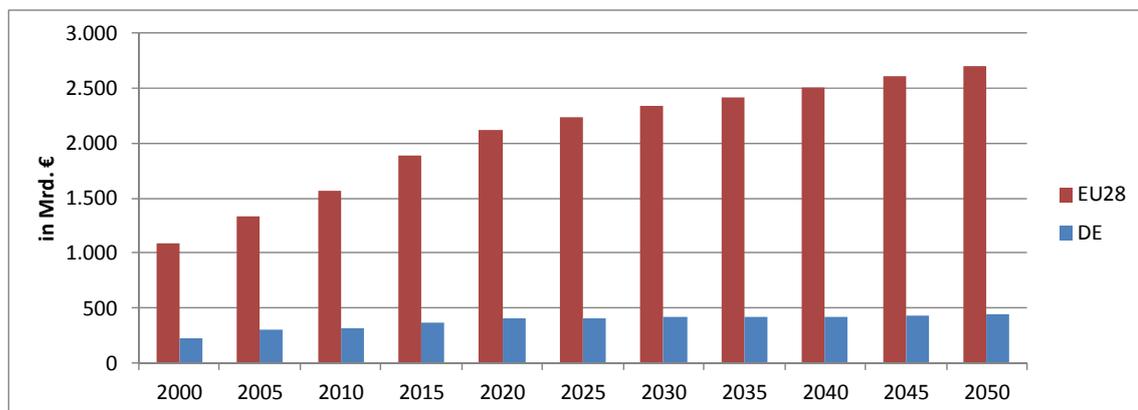
Abbildung 5: Entwicklung der Stromerzeugungskapazität bei Erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken im Reference Scenario 2013 von 2000 bis 2050



Quelle: EU Com (2013)

Abbildung 6: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland im Reference Scenario 2013 von 2000 bis 2050.

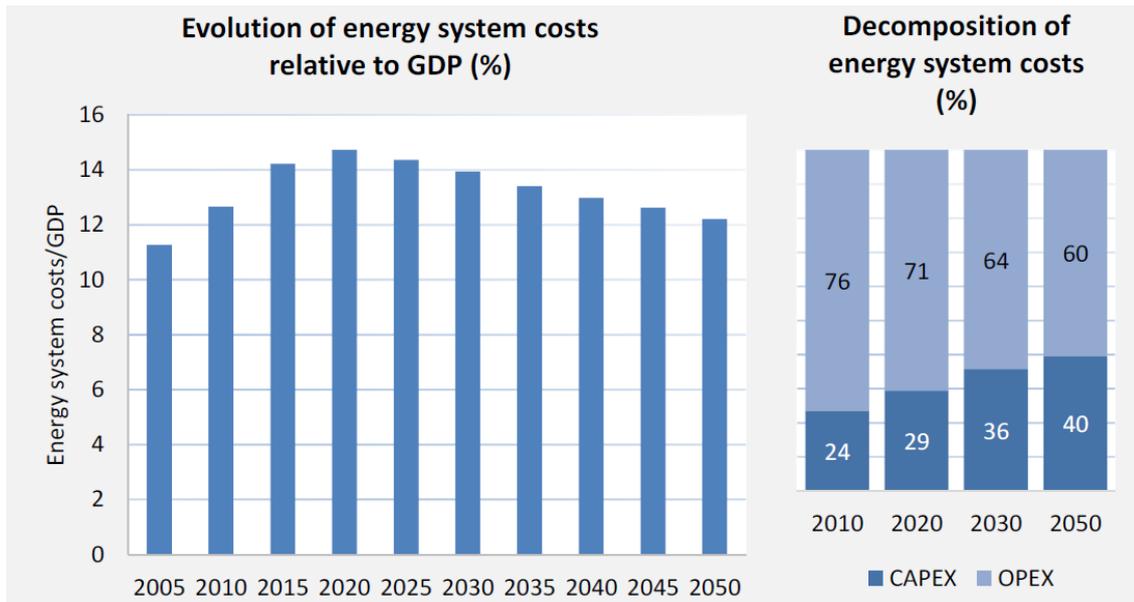
Ein zentraler Parameter bei der Bewertung unterschiedlicher Energieszenarien sind die Kosten für das Energiesystem. Darunter fallen Brennstoffkosten, Investitionen in Erzeugungsanlagen und Netzinfrastruktur, Kraftstoffkosten aber auch Investitionen in effizientere Anwendungen und z.B. in Gebäudeisolationen. Das Reference Szenario 2013 schätzt, dass die Kosten für das europäische Energiesystem (Strom, Wärme und Verkehr) von ca. 1600 Mrd. €/a in 2010 auf über 2000 Mrd. €/a in 2020 ansteigen (siehe Abbildung 7). Für Deutschland wird geschätzt, dass die Kosten von 300 Mrd. €/a in 2010 auf 400 Mrd. €/a in 2020 ansteigen. Im weiteren Verlauf bis 2050 steigen die Kosten weiter jedoch dann langsamer an.



Quelle: EU Com (2013), in realen Kosten 2010

Abbildung 7: Entwicklung der Kosten für das Energiesystem in Deutschland und in Europa (EU28) von 2000 bis 2050 nach Reference Szenario 2013

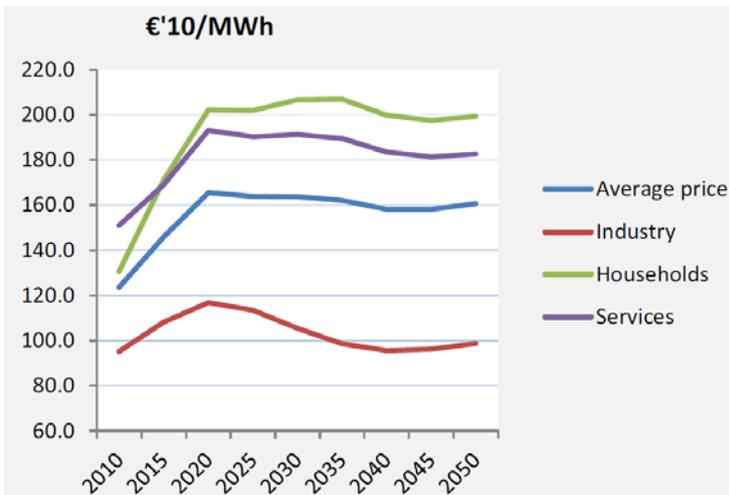
Die Kosten für das gesamte Energiesystem steigen bis 2020 nach dem Reference Szenario 2013 auch im Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt (BIP) weiter an. Der Anteil der Energiekosten am BIP wird sowohl für Deutschland als auch für die EU28 auf ca. 13 % des BIP geschätzt (siehe Abbildung 8). Bis 2020 geht das Szenario davon aus, dass dieser Anteil auf ca. 15 % ansteigt und dann bis 2050 wieder auf ca. 13 % absinkt. Bedingt durch den unterstellten Ausbau der Erneuerbaren Energien aber auch Investitionen z.B. in Gebäudeisolationen steigt der Anteil der Investitionen im Vergleich zu den Betriebskosten (hier insbesondere Brennstoffkosten) deutlich an. Das Szenario schätzt den Anteil an Investitionen an den Gesamtkosten des Energiesystems auf ca. 24 % in 2010 und ca. 40 % in 2050. Insgesamt zeigt sich hier aber auch, dass die getätigten Investitionen in ein CO<sub>2</sub> ärmeres Energiesystem mittelfristig dazu führen, dass die Kosten des Energiesystems als Anteil am BIP sich bis 2050 nicht deutlich erhöhen werden.



Quelle: EU Com (2013)

Abbildung 8: Entwicklung des Anteils der Energiesystemkosten am Bruttoinlandsprodukt von 2005 bis 2050

Bedingt durch steigende Kosten und vor allem durch die unterstellten höheren Energieträgerpreise erhöhen sich im Reference Scenario 2013 die mittleren Strompreise für sämtliche Stromendkunden insbesondere bis 2020 (siehe Abbildung 9). Danach verbleiben sie auf einem konstanten Niveau und sinken bis 2050 wieder leicht ab. Für Haushaltskunden wird ein Strompreisniveau von ca. 200 €/MWh in 2020 angegeben (in realen Werten 2010).

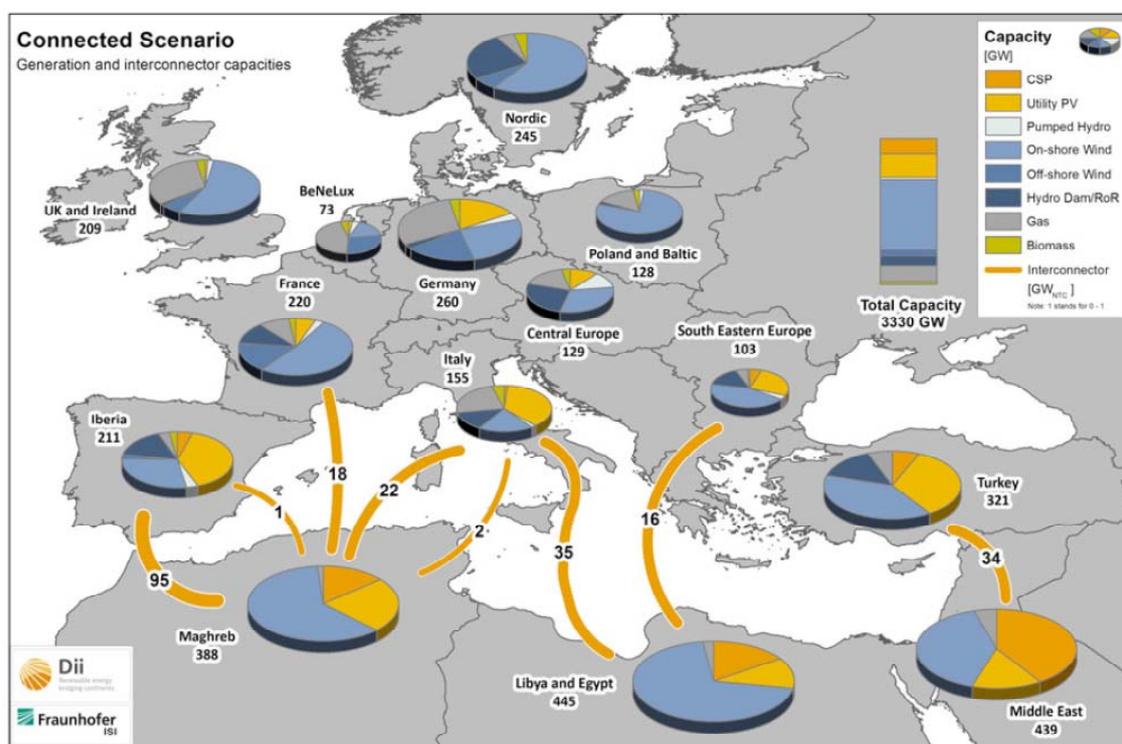


Quelle: EU Com 2013, Preisangaben ohne Steuern in realen Preisen 2010

Abbildung 9: Entwicklung der Strompreise im Reference Scenario 2013 von 2010 bis 2050 für Haushalte, Industrie und Dienstleistungsbereich

## 2.2 Desertec Industrial Initiative DII – Szenarien

Das Fraunhofer ISI hat im Auftrag der Desertec Industrial Initiative Szenarien der Stromversorgung für Europa und Nordafrika (EUMENA) gerechnet (DII 2012). Die zentrale Idee hinter dieser Initiative ist es, in Regionen mit sehr großen und kostengünstigen Potentialen für Erneuerbare Energien Strom zu produzieren und diesen dann in nachfragestarke Regionen zu transportieren. Auch hier ist eine deutliche Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa Zielvorgabe für die Szenarien gewesen. Die installierte Leistung liegt im Connected Scenario in Deutschland in 2050 bei ca. 260 GW und die insgesamt in EUMENA bei ca. 3300 GW. Davon liegt mit ca. 1700 GW die Hälfte innerhalb der EU. Die Übertragungskapazitäten des Stromnetzes von Nordafrika nach Europa liegen bei ca. 220 GW (siehe Abbildung 10).



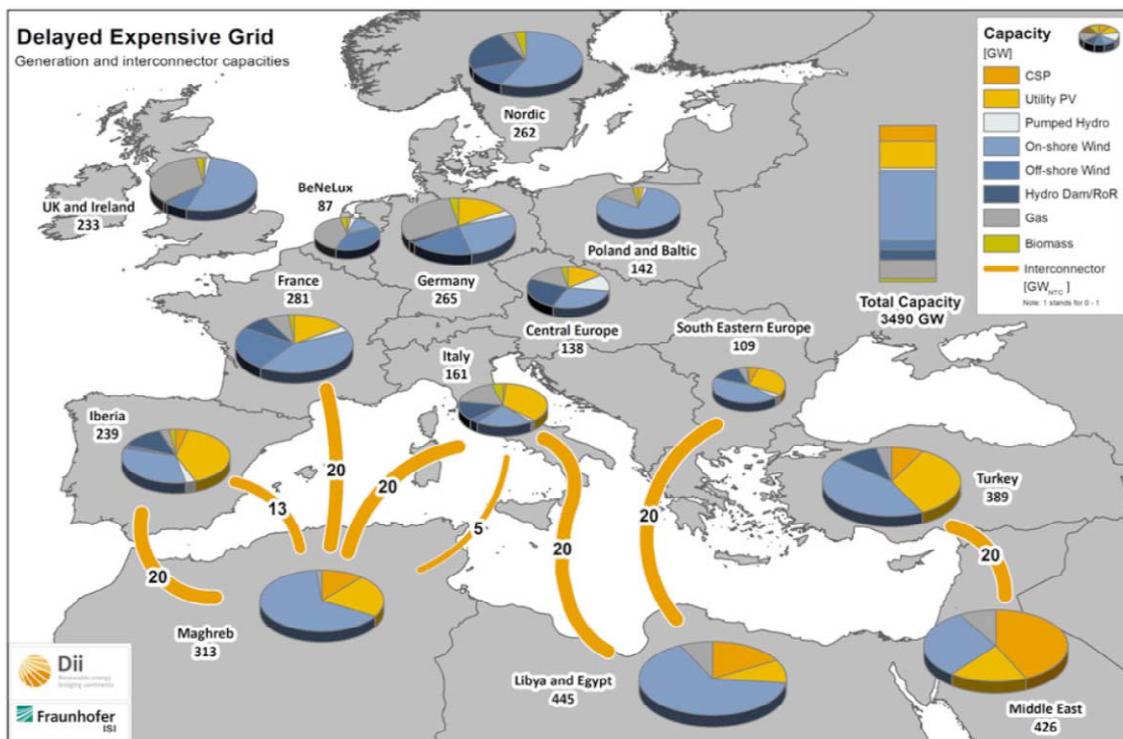
Quelle: DII (2012)

Abbildung 10: Installierte Stromerzeugungskapazitäten in Europa und Nordafrika sowie Übertragungskapazitäten von Nordafrika nach Europa im Connected Scenario

Die Energiesystemkosten für Strom werden in diesem Connected Scenario auf ca. 491 Mrd. €/a geschätzt. Neben diesem Connected Scenario sind weitere Szenarien als Sensitivitäten im Rahmen der Studie untersucht worden. Im Delayed Expensive Grid Scenario wird der Netzausbau zwischen Europa und Nordafrika für einzelne Verbindungen

dungen auf 20 GW beschränkt. Dadurch reduziert sich die Übertragungskapazität zwischen Nordafrika und Europa auf ca. 140 GW (siehe Abbildung 11).

Die installierte elektrische Leistung in der EUMENA Region steigt dadurch um ca. 5 % auf 3500 GW an. Im Vergleich zum Connected Scenario steigt die installierte Leistung in Europa auf ca. 1900 GW an und gleichzeitig sinkt sie vor allem in Marokko und Algerien geringfügig ab. Der Stromimport nach Europa sinkt auf diese Weise von über 1000 TWh auf ca. 670 TWh ab.



Quelle: DII (2012)

Abbildung 11: Installierte Stromerzeugungskapazitäten in Europa und Nordafrika sowie Übertragungskapazitäten von Nordafrika nach Europa im Connected Scenario

Durch die Begrenzung der Netzübertragungskapazitäten zwischen Nordafrika und Europa steigen die Energiesystemkosten für Strom von ca. 491 Mrd. €/a auf 505 Mrd. €/a bzw. um ca. 3 % an.

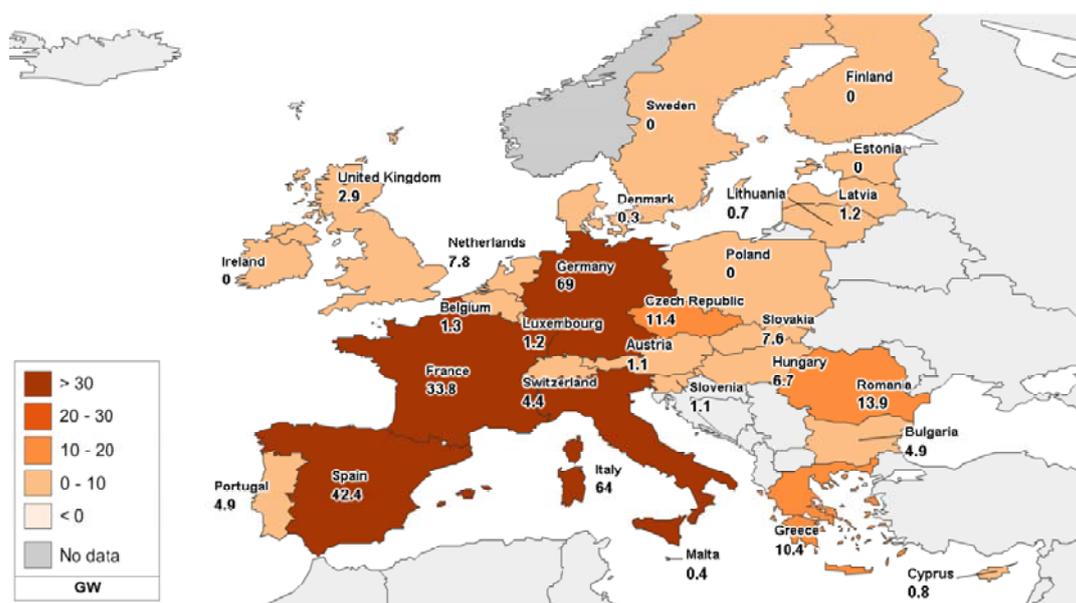
## 2.3 Langfristszenarien BMU

Im Rahmen einer Studie für das BMU sind durch das Fraunhofer ISI Langfristszenarien des Stromsystems in Europa entwickelt worden, die eine deutliche Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsektor von -95 % bis 2050 unterstellen.

Year	CO <sub>2</sub> emissions	Reduction
2020	900 Mt	-40%
2030	750 Mt	-50%
2040	300 Mt	-80%
2050	75 Mt	-95%

Aufbauend auf dieser Zielvorgabe und Annahmen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien sind kostenoptimale Ausbauszenarien für den verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark abgeleitet worden. Dabei sind zwei Szenarien A und B entwickelt worden, die sich im Bereich der Energieeffizienz und damit der Stromnachfrage insgesamt unterscheiden.

Für den Ausbau der Erneuerbaren Energien wird auf der Grundlage der verfügbaren Potenziale, Annahmen zur Kostenentwicklung und zu den zukünftigen Förderinstrumenten die Entwicklung bis 2050 geschätzt. Bis zum Zeitpunkt 2020 werden dabei die bestehenden Förderinstrumente und Zielvorgaben unterstellt. Der größte Ausbau der PV findet unter diesen Annahmen vor allem in Deutschland, Italien, Frankreich und Spanien statt (siehe Abbildung 12). In Deutschland sind nach diesem Szenario ca. 70 GW an PV Leistung installiert.

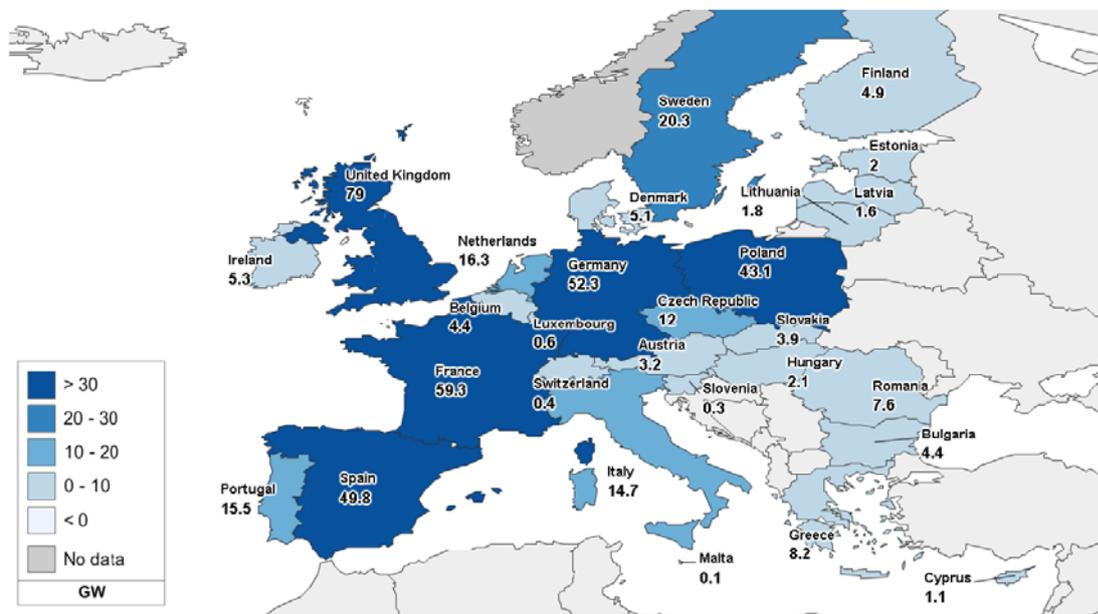


Quelle: ISI 2011

Abbildung 12: Installierte Leistung von PV-Anlagen nach Ländern in 2050

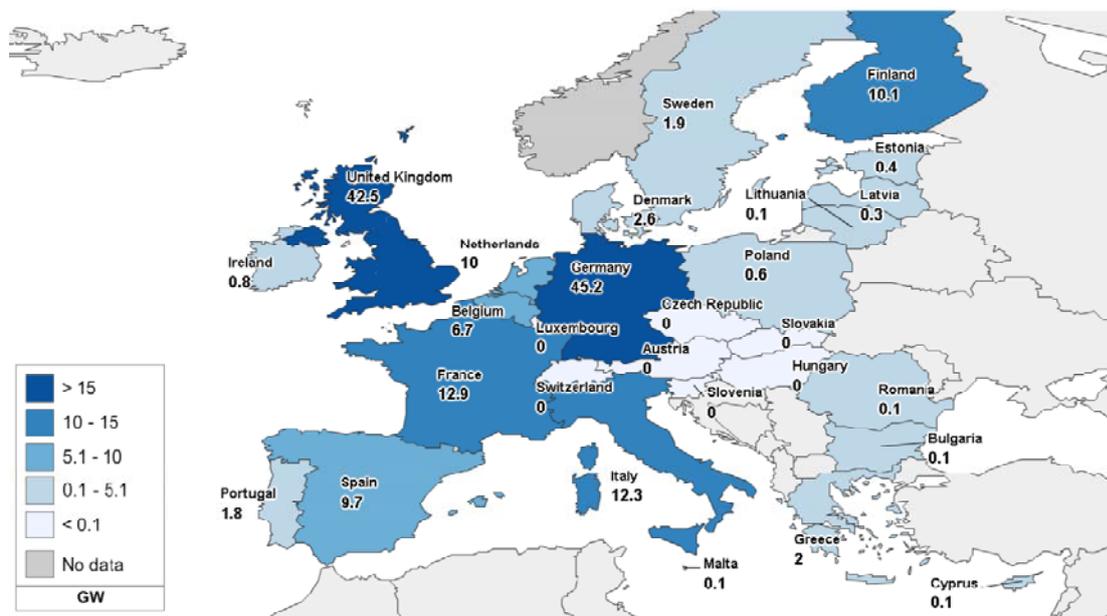
Onshore Windenergie wird vor allem in UK sehr stark auf ca. 80 GW bis 2050 in dem Szenario ausgebaut (siehe Abbildung 13). Weitere Länder mit hohen installierten Windleistungen sind Frankreich, Spanien und Polen. In Deutschland erreicht die installierte

Leistung bis 2050 insgesamt ca. 52 GW. Im Bereich der offshore Windenergie findet in dem Szenario der Ausbau vor allem in Deutschland, UK bis 2050 statt (siehe Abbildung 14). Die installierte Leistung erreicht in Deutschland ca. 45 GW.



Quelle: ISI 2011

Abbildung 13: Installierte Leistung von onshore Windenergieanlagen nach Ländern bis 2050

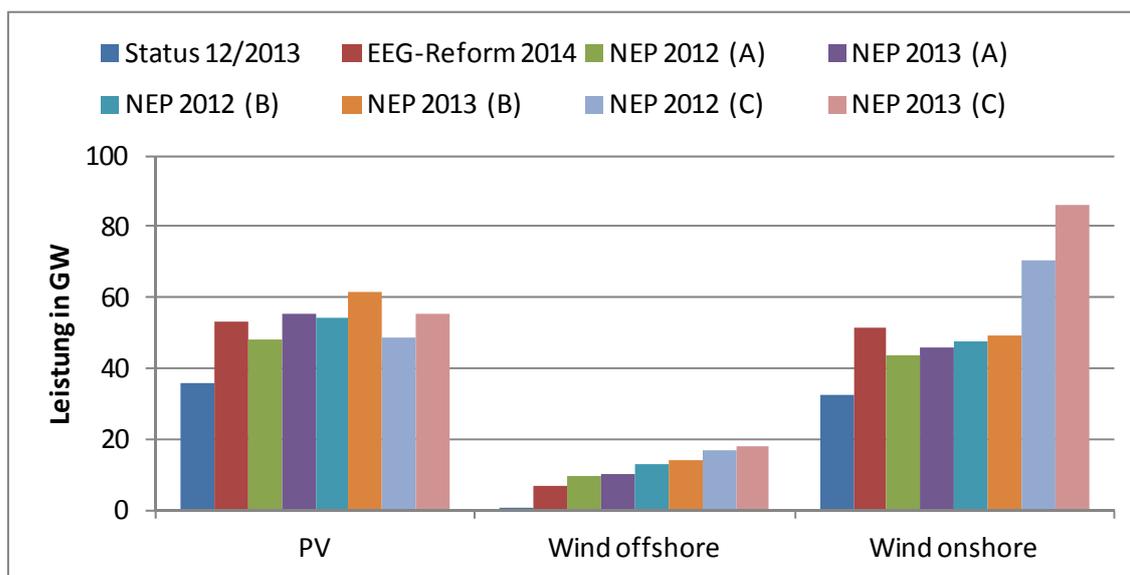


Quelle: ISI 2011

Abbildung 14: Installierte Leistung von offshore Windenergieanlagen nach Ländern bis 2050

## 2.4 Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2013

Auf nationaler Ebene in Deutschland werden ebenfalls Szenarien für den Ausbau Erneuerbarer Energien definiert, um bestimmte Zielvorgaben für den Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch zu erreichen. Im aktuell gültigen Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) steht als Zielvorgabe ein Anteil von mindestens 35 % bis 2020 bzw. von 50 % bis 2030. Das Langfristziel ist ein Anteil von mindestens 80 % in 2050 mit dem Zwischenschritt von 65 % bis 2040. Darauf aufbauend sind Szenarien für den Ausbau der Netzinfrastruktur im Rahmen des Netzentwicklungsplan (NEP) definiert worden, die bisher jährlich angepasst werden. Im Anschluss an die Koalitionsverhandlungen zur Bildung einer neuen Bundesregierung Ende 2013 ist ein Eckpunktepapier zur Reform des EEG geschrieben worden, in dem Ausbaukorridore für Erneuerbare Energien definiert worden sind (EEG 2014). Als Zielvorgaben sind dabei ein Anteil von mindestens 40 % bis 2035 und von mindestens 55 % bis 2035 definiert worden. Im Vergleich zum NEP wird danach eine deutliche niedrigere installierte Windleistung im Offshorebereich erwartet. Hier zeigt ein Vergleich dieser Szenarien eine größere Bandbreite des Wind- und PV-Ausbaus bereits für 2020 (siehe Abbildung 15)



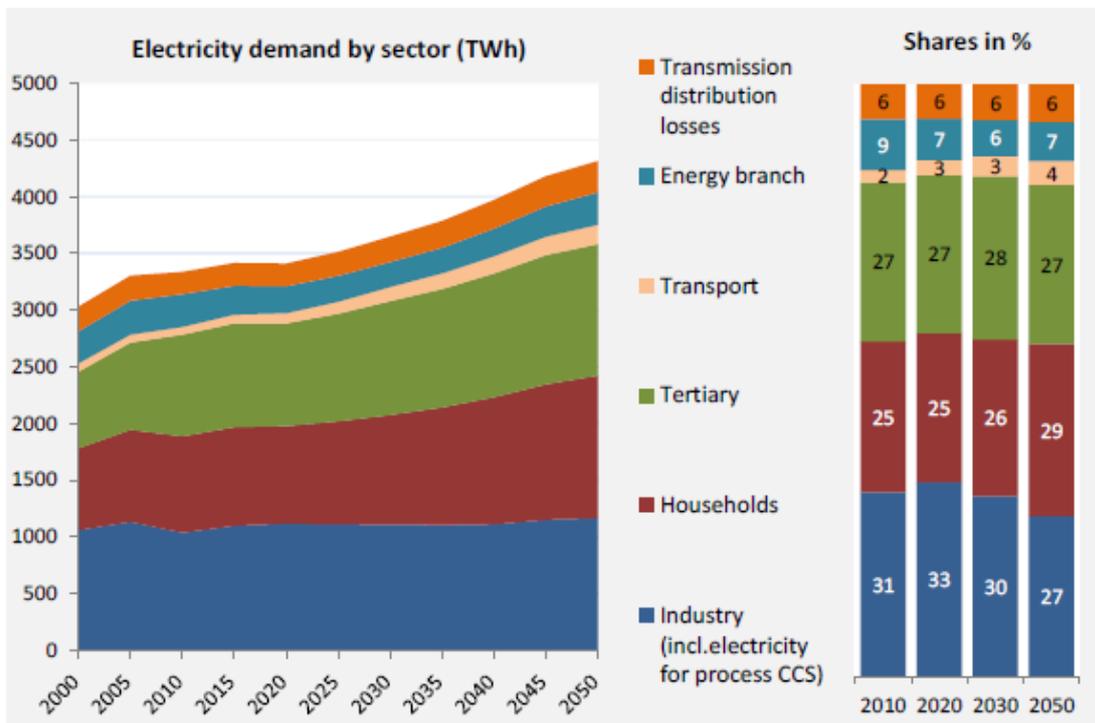
Quelle: Szenariorahmen NEP 2012, NEP 2013, EEG 2014

Abbildung 15: Ausbauszenarien bis 2020 für Erneuerbare Energien nach Netzentwicklungsplan (NEP) und angestrebter Ausbau nach der geplanten EEG-Reform 2014

### 3 Entwicklung des elektrischen Energiebedarfs

Eine weitere Rahmenbedingung, die für zukünftige Energieszenarien von großer Bedeutung ist, ist die Entwicklung des elektrischen Energiebedarfs. Grundsätzlich wurde dieser in der Vergangenheit sehr stark von der wirtschaftlichen Aktivität beeinflusst. Ein Wachstum des Bruttoinlandproduktes hat auch zu einem Steigen des elektrischen Energiebedarfs geführt. Durch eine Steigerung der Energieeffizienz versucht man beides zu entkoppeln. Darüber hinaus gibt es strukturelle Effekte z.B. eine Entwicklung von eher energieintensiven zu mehr dienstleistungsorientierten Unternehmen, die zu einer Entkoppelung führen.

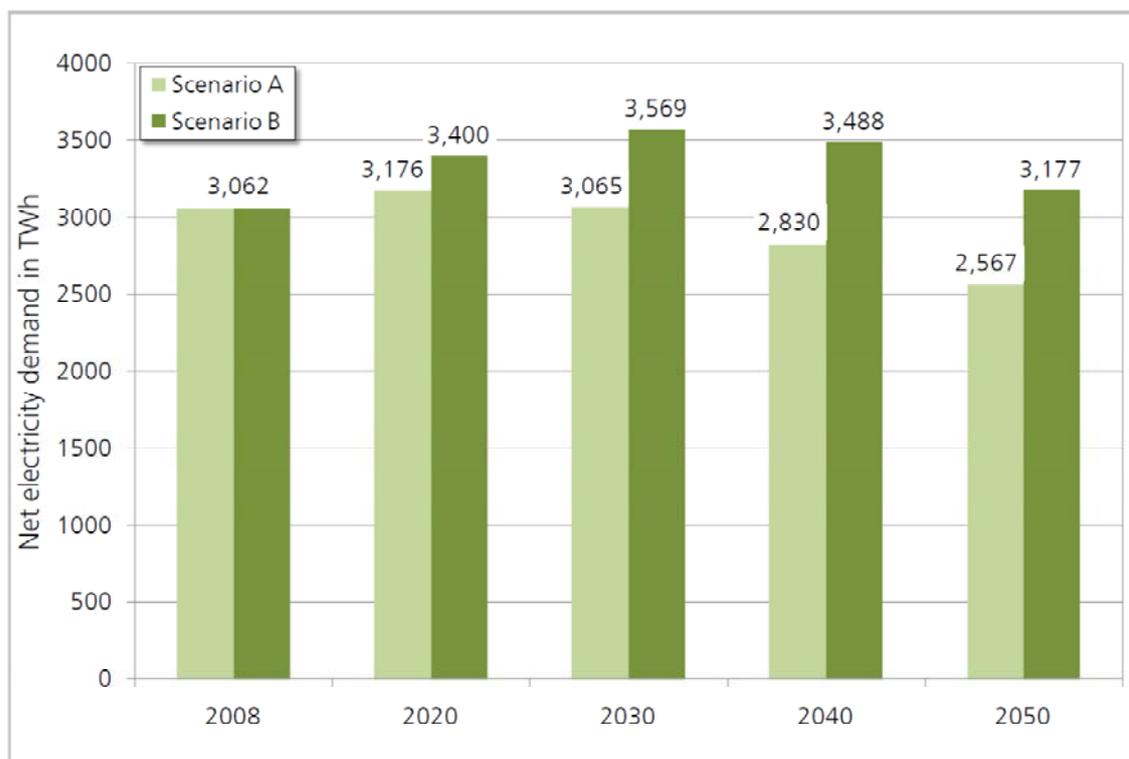
Der zukünftige Strombedarf wird auch stark von der Verbreitung neuer Stromanwendungen beeinflusst. Besonders im Fokus stehen hier der Verkehr und die Elektromobilität sowie der Bereich Wärme, wo elektrische Wärmepumpen größere Marktanteile bekommen können. Das aktuelle Reference Scenario 2013 der EU Kommission schätzt eine deutliche Steigerung des Strombedarfs bis 2050 auf ca. 4300 TWh, wobei der Anteil der Haushalte am Stromverbrauch bis 2050 zunimmt (siehe Abbildung 16).



Quelle: EU Com 2013 – Reference Scenario 2013

Abbildung 16: Entwicklungstrends beim elektrischen Stromverbrauch nach einzelnen Sektoren

In anderen Szenarien wird auf Grund einer stärkeren Entwicklung im Bereich der Energieeffizienz mit deutlich niedrigeren Strombedarfen in Europa bis 2050 gerechnet (siehe Abbildung 17). Hier bleibt der Bedarf langfristig relativ konstant bzw. geht sogar im Vergleich zu 2008 um über 15 % zurück.



Quelle: ISI 2011

Abbildung 17: Europaweite Stromnachfrage bis 2050 mit hoher Energieeffizienz (Scenario A) und niedrigerer Energieeffizienz (Scenario B)

## **4            Infrastrukturbedarf**

Der Ausbau der installierten Kapazitäten der Erneuerbaren Energien sowie die Entwicklung des Strombedarfs bilden die Grundlage, um auch eine passfähige Netzinfrastruktur abzuleiten und Anpassungsbedarf im Netz zu identifizieren. Sowohl auf europäischer als auch auf deutscher Ebene sind in der Vergangenheit Maßnahmen zum Ausbau der Infrastruktur implementiert worden. Die EU Kommission sowie die nationalen Netzbetreiber versuchen den Ausbaubedarf des europäischen Übertragungsnetzes im Rahmen des Ten Year Network Development Plan (TYNDP) abzustimmen und zu koordinieren. In Deutschland übernimmt diese Funktion der Netzentwicklungsplan (NEP), in dem die deutschen Übertragungsnetzbetreiber den Ausbaubedarf des deutschen Übertragungsnetzes untersuchen.

### **4.1           Ten Year Network Development Plan**

Der Ten Year Network Development Plan identifiziert Ausbauprojekte mit einem Zeithorizont von 10 Jahren. Ein starker Ausbaubedarf existiert nach diesen Analysen insbesondere innerhalb des deutschen Netzes sowie in die deutschen Nachbarländer Österreich, Schweiz, Frankreich und die Niederlande (siehe Abbildung 18). Weitere Engpässe wurden innerhalb Spaniens und Großbritanniens ermittelt sowie zwischen Frankreich und Großbritannien. Größere Energieflüsse werden von Spanien über Frankreich in die Benelux-Länder sowie von Skandinavien nach Mitteleuropa erwartet.

Der Ausbaubedarf wird auf ca. 51.500 km für Europa geschätzt und das dafür notwendige Investitionsvolumen auf ca. 104 Mrd. €. Davon entfallen ca. 23 Mrd. € auf Unterseekabel, um ein ca. 10.000 km langes Offshore-Netz in Europa aufzubauen. Kabellösungen an Land haben im Rahmen des TYNDP einen Umfang von ca. 2.000 km. Für Deutschland wird der Investitionsbedarf auf ca. 30 Mrd. € bis 2022 geschätzt, die auch Investitionen in die Offshore-Netzanbindungen enthalten.

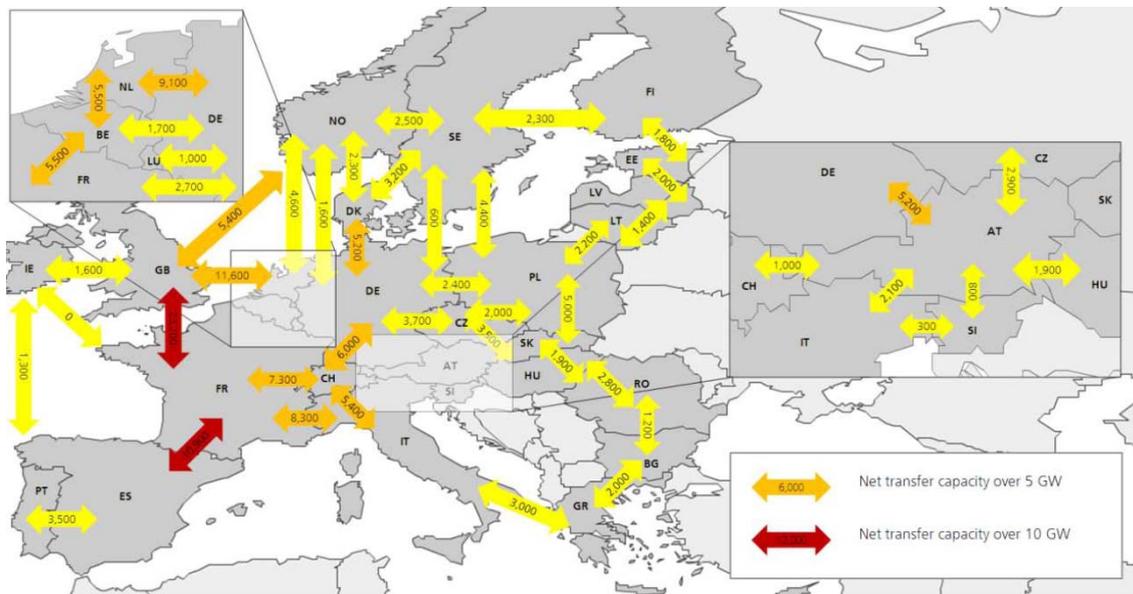


Quelle: TYNDP 2012

Abbildung 18: Ausweitung der Übertragungskapazität des Stromnetzes in Europa bis 2022

## 4.2 Langfristszenarien BMU

Auch in den BMU Langfristszenarien zeigen sich die Schwerpunkte des europaweiten Netzausbaus in einem Korridor von Spanien über Frankreich in die Benelux-Länder sowie in der Übertragungskapazität zwischen Großbritannien und dem europäischen Festland (siehe Abbildung 19). Außerdem sind auch hier die Anbindung von Deutschland in die Nachbarländer Schweiz, Österreich und die Niederlande identifiziert worden. Die Übertragungskapazität zwischen den Mitgliedsstaaten lag 2008 bei ca. 56 GW und steigt bis 2050 in diesem Szenario auf über 180 GW an. Die Übertragungskapazitäten zwischen einzelnen Ländern innerhalb der EU verdreifachen sich damit. Im zweiten Szenario, in dem die Stromnachfrage im Vergleich zur heutigen Situation eher konstant bleibt, steigt die Übertragungskapazität zwischen den Mitgliedsstaaten der EU auf über 250 GW an und verfünffacht sich damit.



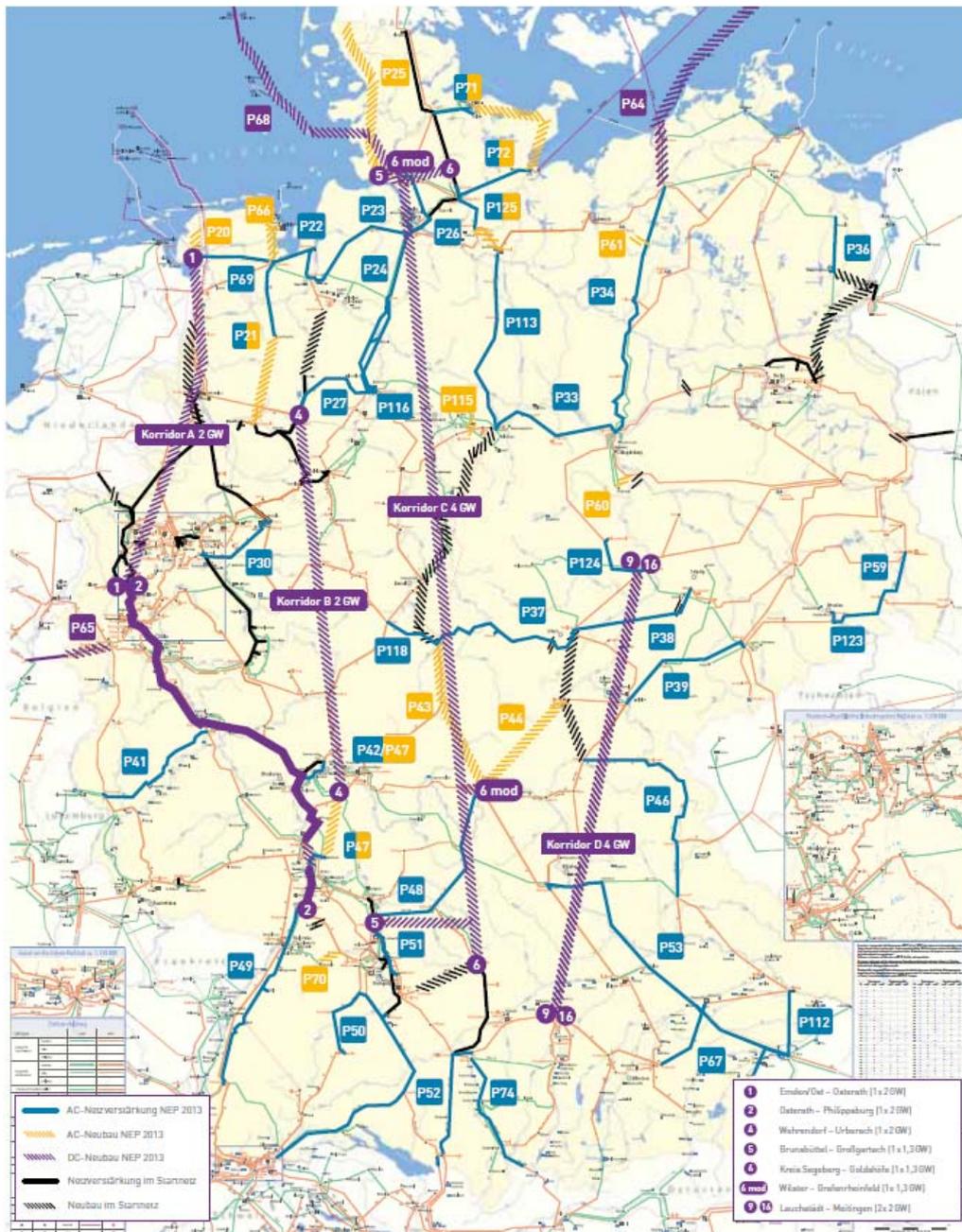
Quelle: ISI 2011, Szenario A

Abbildung 19: Ausbau der Übertragungskapazitäten zwischen den Mitgliedsstaaten der EU bis 2050 bei einem zu 2008 um 15 % reduziertem Strombedarf

## 4.3 Netzentwicklungsplan

Der Netzentwicklungsplan versucht unter den getroffenen Annahmen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien den notwendigen Netzausbaubedarf des Übertragungsnetzes zu identifizieren. In der aktuellsten Version sind neben Maßnahmen im bestehenden Netz vier neue Trassenkorridore identifiziert worden, die in größerem Umfang Strom vom Norden Deutschlands in den Süden transportieren können (siehe Abbildung 20).

Über diese Leitungen können ca. 12 GW Leistung übertragen werden. Der Investitionsbedarf für die ermittelten Maßnahmen liegt bei ca. 22 Mrd. € bis 2023, wobei für die 4 neuen Trassen ein Investitionsbedarf von ca. 6 Mrd. € abgeschätzt wurde. Der Rest verteilt sich auf den Ausbau des bestehenden Netzes sowie die Erweiterung der Übertragungskapazitäten in die Nachbarländer. Nicht enthalten sind dabei die Kosten für den Netzanschluss von Offshore Windanlagen. Diese werden für die Anbindung von ca. 14 GW Windleistung in Nord- und Ostsee mit heutigen Kosten auf ca. 22 Mrd. € geschätzt.

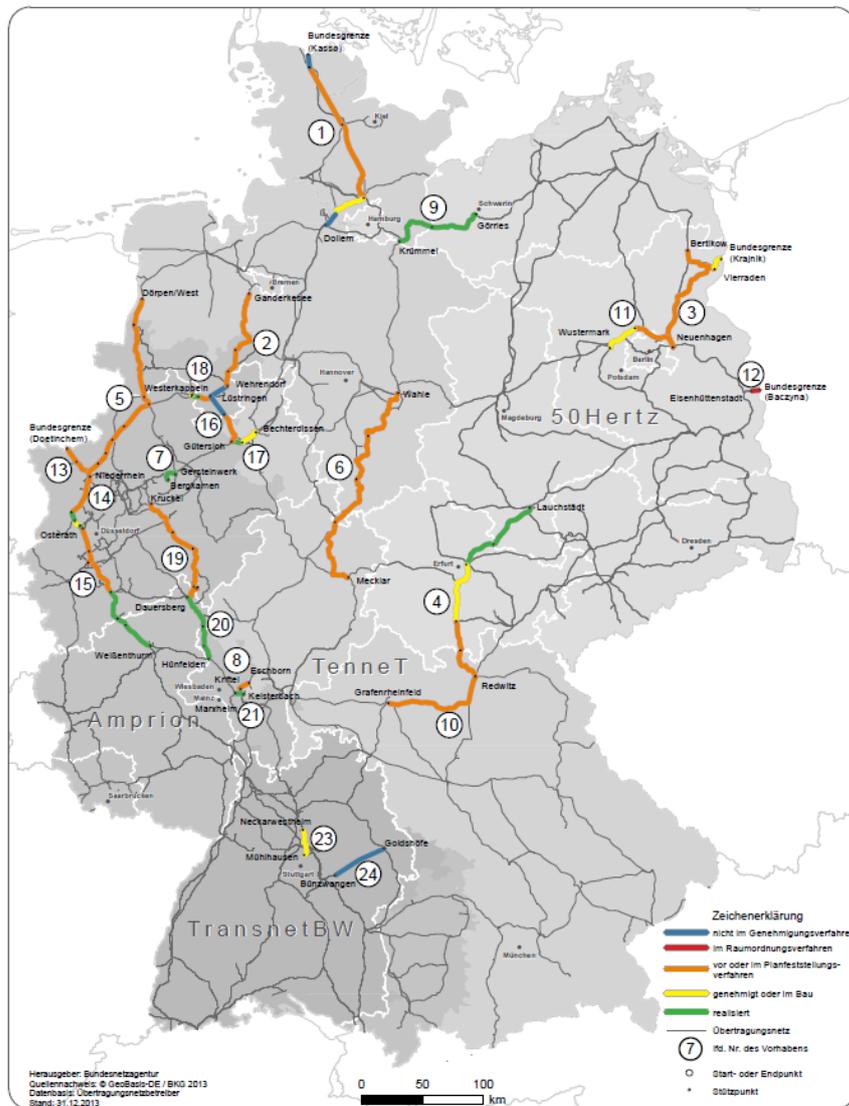


Quelle: NEP 2013

Abbildung 20: Netzausbaumaßnahme des Netzentwicklungsplans 2013 im Leit-szenario B bis 2023

Bereits heute sind die Übertragungsnetzbetreiber dabei, Netzausbaumaßnahmen durchzuführen, die sich aus der erwarteten Entwicklung des Stromenergiesystems ergeben. Besonders dringliche Maßnahmen werden im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) genannt (siehe Abbildung 21). Davon sollen die meisten Maßnahmen bis 2017 realisiert worden sein. Ein zentraler Engpass ist dabei die Anbindung von Thürin-

gen nach Bayern (Maßnahmen 4 und 10) sowie von Niedersachsen nach Hessen (Maßnahme 6), die heute bereits häufig Ursache von Anpassungsmaßnahmen im Netz sind (sogenanntes Redispatch).



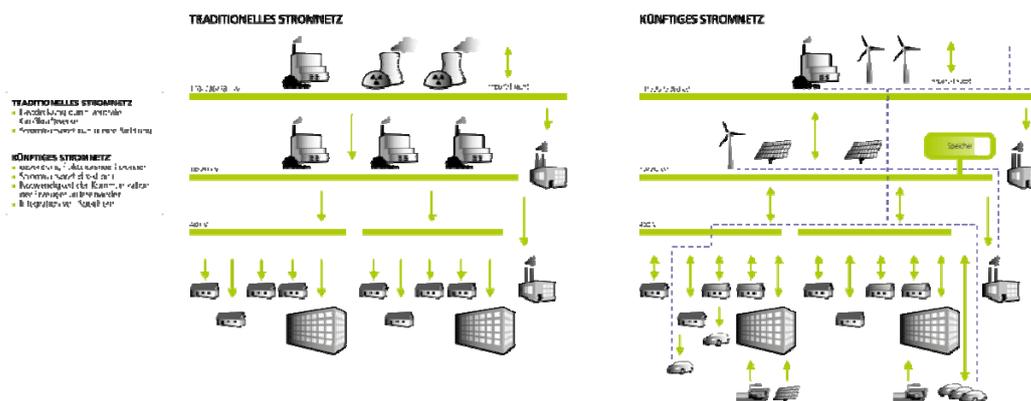
Quelle: BNetzA 2014

Abbildung 21: Maßnahmen nach dem Energieleitungsausbaugesetz und aktueller Planungs- bzw. Baustatus im Dezember 2013

#### 4.4 Verteilnetzstudien

Die Verteilnetze nehmen eine bedeutende Rolle ein, da sie in einer fluktuierenden, stärker dezentral geprägten Erzeugungsstruktur zu Netzen werden, in denen Strom

auch eingespeist und direkt verbraucht wird. Entsprechend findet hier ein starker Wandel statt. Abbildung 22 veranschaulicht in seiner linken Graphik den Aufbau eines traditionellen Stromnetzes, bei denen groß-skalige Kraftwerke auf höchster Spannungsebene einspeisen und Verbraucher auf niedrigeren Spannungsebenen den Strom abgreifen. Die rechte Graphik stellt ein gewandeltes Stromnetz aus Übertragungs- und Verteilnetzen dar, welches durch einen bidirektionalen Lastfluss geprägt ist und Erzeuger auch auf niederen Spannungsebenen angeschlossen sind.



Quelle: Fraunhofer ISE

Abbildung 22 Schaubild eines traditionellen und eines auf erneuerbaren Erzeugern basierenden Stromnetzes

Die Notwendigkeit, sich nicht nur mit dem Ausbau und der Entwicklung bei den Übertragungsnetzen sondern auch bei den Verteilnetzen zu beschäftigen, veranschaulicht die nachfolgende Abbildung. Nieder-, Mittel- und Hochspannung gehören zum Verteilnetz. Die gesamte zurzeit installierte Leitungslänge der Verteilnetze beträgt somit fast das 50-fache der Leitungslänge des Übertragungsnetzes (Höchstspannung).

Spannungsebene	Leitungslänge
Niederspannung	1 164 012 km
Mittelspannung	507 210 km
Hochspannung	76 279 km
Höchstspannung	35 708 km

Quelle: BDEW 2013 und Heuck 2010

Abbildung 23 Länge der deutschen Stromnetze nach Spannungsebenen (Nieder-, Mittel- und Hochspannung gehören zum Verteilnetz)

Nachfolgend werden drei Studien betrachtet, die sich mit der zukünftigen Entwicklung der Verteilnetze beschäftigen als auch mit Möglichkeiten, die Ausbaunotwendigkeit zu verringern. Das sind die „Dena-Verteilnetzstudie“, die Studie zu „Technologieoptionen für den Verteilungsausbau in Deutschland“ und die „Speicherstudie 2013“. Die Dena-Verteilnetzstudie stellt die umfangreichste Studie zu Verteilnetzen dar. Von daher nimmt diese hier den größten Anteil bei der Beschreibung ein.

### Dena-Verteilnetzstudie

Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) hat in einer Studie den Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze auf Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene bis zum Jahr 2030 untersucht. Im Rahmen der Studie wurden die technischen Anforderungen an einen Aus- und Umbau der deutschen Stromverteilnetze identifiziert, der Investitionsbedarf ermittelt und der in Deutschland geltende regulatorische Rahmen überprüft. Der Studie wurden zwei Untersuchungsszenarien für den zu erwartenden Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2030 zugrunde gelegt: das Ausbauszenario B des Netzentwicklungsplans Strom 2012 (Szenario NEP B 2012) und ein Szenario auf Basis der Ausbauziele der Bundesländer (Bundesländerszenario). Das Bundesländerszenario sieht im Vergleich zu dem Szenario NEP B 2012 einen verstärkten Ausbau der Windenergie und der Photovoltaik bis zum Jahr 2030 vor.

Die netztechnischen Untersuchungen der dena-Verteilnetzstudie zeigen, dass in den beiden betrachteten Szenarios die Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 erheblich ausgebaut und erweitert werden müssen. Abbildung 23 gibt hierfür einen Überblick:



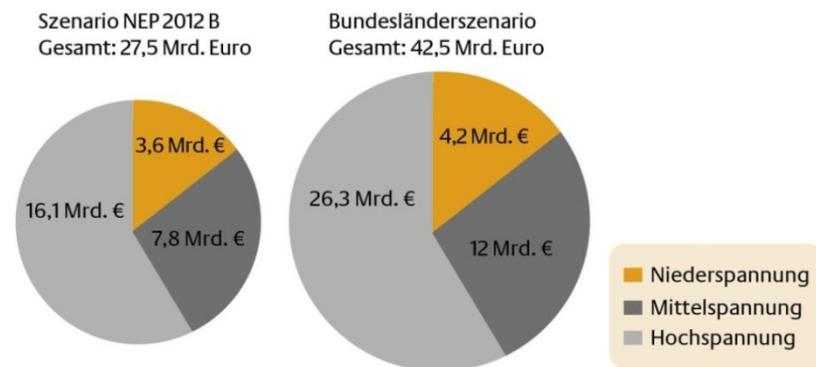
Quelle: DENA 2012

Abbildung 24 Aus- und Umbaubedarf je Spannungsebene und Stützjahre (kumuliert)

Der in Abbildung 24 gezeigte Ausbaubedarf für die deutschen Verteilnetze entspricht:

- 5 % der vorhandenen Niederspannungsnetze in Deutschland (beide Szenarien)
- 15 % (Szenario NEP B 2012) bis 24 % (Bundesländerszenario) der vorhandenen Mittelspannungsnetze in Deutschland
- 12 % (Szenario NEP B 2012) bis 20 % (Bundesländerszenario) der vorhandenen Hochspannungsnetze in Deutschland

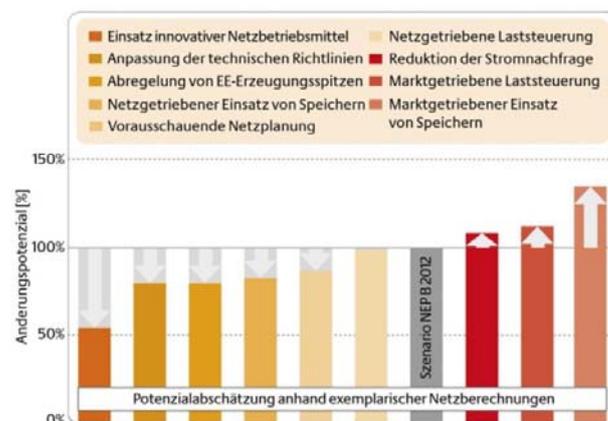
Das schlägt sich nieder in hohen Investitionskosten, die laut dieser Studie zum größten Teil für den Aus- und Umbau auf Hochspannungsebene entfallen (s. Abbildung 25).



Quelle: DENA 2012

Abbildung 25 Investitionsbedarf für den Netzaus- und Umbau bis 2030 (kumuliert)

Es gibt jedoch eine Reihe von Maßnahmen, die den Ausbaubedarf reduzieren können. Die Studie hat zusätzlich eine Reihe technischer Optionen zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs untersucht. Abbildung 26 zeigt eine Übersicht über diese Ergebnisse.



Quelle: DENA 2012

Abbildung 26 Änderungspotential für den Netzinvestitionsbedarf durch den Einsatz technischer Optionen im Vergleich zu Szenario NEP B 2012

Im Folgenden sollen weiterführende Informationen anhand von zwei weiteren Studien genannt werden:

### **Studie „Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland“ (P3 Energy und RWTH Aachen)**

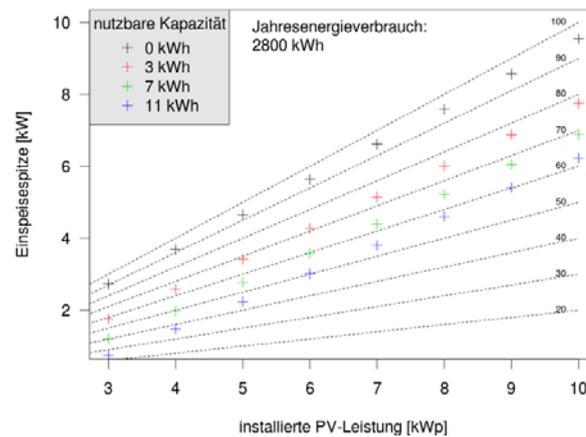
Durch den Zubau dezentraler Erzeugungseinheiten verlieren die Verteilnetze ihre klassische Stromverteilungsrolle, da der variablen Last eine fluktuierende Erzeugung gegenübersteht. Dadurch wird der Betrieb der Verteilnetze komplexer, was zu Anpassungen in Form von Netzausbau aber auch dem Einsatz verschiedener Technologien (z.B. nicht-konventionelle Netzbetriebsmittel und Energiespeichertechnologien) führt. Verschiedene technisch-wissenschaftliche Analysen beschäftigen sich mit der Transformation der Verteilnetze, können aber meist keine konkrete technische Umsetzung empfehlen. Anhand repräsentativer Niederspannungs-Typnetze sowie Szenarien zur zukünftigen lokalen Erzeugungs- und Lastssituation wird eine technische und wirtschaftliche Bewertung und Bestimmung der technologischen Zusammensetzung zukünftiger Verteilnetze vorgenommen.

Die Analyse technischer Kriterien für verschiedene Netze zeigt, dass sich regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) sehr gut zur Verminderung von Spannungsbandverletzungen eignen. Die pauschale Leistungsabregelung und Auslastungs-verbessernde Batterien reduzieren hingegen die Betriebsmittelauslastungen am stärksten. Aus ökonomischer Sicht ist ein RONT nur dann sinnvoll, wenn in vielen Strängen Spannungsprobleme und hohe Betriebsmittelauslastungen auftreten. Sofern nur einzelne Stränge betroffen sind, können mit Einzelstrangreglern günstigere Gesamtkosten erreicht werden. Kostengünstige Optionen wie Leistungsabregelung,  $\cos \varphi$  (P)-Steuerung, P(U) oder Q(U)-Regelung können hingegen bei geringen Spannungsproblemen oder Betriebsmittelüberlastungen eingesetzt werden und sind dann die wirtschaftlichste Lösung [P3 & RWTH 2013].

### **Speicherstudie 2013**

Die Speicherstudie 2013 des Fraunhofer ISE untersuchte im Zuge eines Kurzgutachtens potenzielle Netzentlastungen im Verteilnetz durch den Einsatz von Photovoltaik-Batteriesystemen bei kleinen objektgebundenen Photovoltaik-Anlagen. Hierfür wurden zwei beispielhafte Niederspannungsnetze – ein ländliches und ein vorstädtisches – abgebildet und die Aufnahmefähigkeit für Photovoltaik berechnet. Notwendige Bedingung war die Einhaltung der Spannung nach VDE-AR-4105 und Nennströme aller Betriebsmittel. Lastflussrechnungen haben gezeigt, dass ein netzdienlicher Photovoltaik-Batteriebetrieb die Einspeisespitze aller Systeme um ca. 40% reduziert. Hieraus ergibt sich, dass 66% mehr Photovoltaik-Batterieanlagen in den betrachteten Netzsträngen

installiert werden könnten, sofern bei diesen ebenfalls ein netzdienliches Einspeisemanagement stattfindet. Abbildung 27 zeigt beispielhaft das Potential von Batteriesystemen zur Reduzierung der Einspeisespitze eines individuellen PV-Batteriesystems für unterschiedliche Anlagenkonfigurationen. [Fraunhofer ISE 2013].

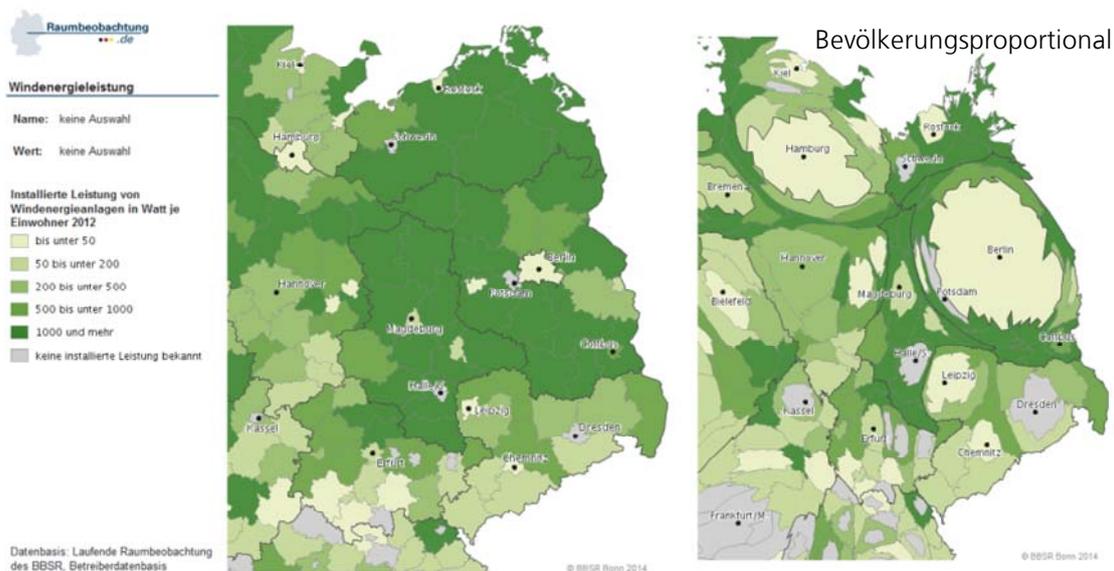


Quelle: ISE 2013

Abbildung 27 Reduktion der Einspeisespitze einer PV-Anlage ins Netz durch Batteriemangement und der Möglichkeit zur Netzeinspeisung der Batterie. Die Zahlen am rechten Bildrand entsprechen der Reduktion bezogen auf die Generatorleistung.

## 5 Verteilung Erneuerbarer Energien in ländlichen und urbanen Regionen

Der bisherige Ausbau der Erneuerbaren Energien konzentriert sich bei der Windenergie in der Regel auf eher ländliche und dünn besiedelte Regionen (siehe Abbildung 28). Dies gilt für die absolut installierte Leistung und in einem noch stärkeren Maße für die einwohnerspezifische Leistung. So lagen beispielweise in Nordfriesland (Landkreis Dithmarschen bzw. Nordfriesland) die installierten Windleistungen Ende 2011 bei knapp 800 bis 900 MW je Landkreis und die spezifischen Windleistungen bei über 5 kW pro Einwohner. In urbanen Gebieten liegen die spezifischen Leistungen deutlich niedriger. Im Kreis Rostock Stadt lag die spezifische Windleistung Ende 2012 beispielsweise bei lediglich 0,03 kW je Einwohner. Im angrenzenden Landkreis Rostock Land lag die spezifische Windleistung dagegen bei ca. 1,1 kW pro Einwohner.

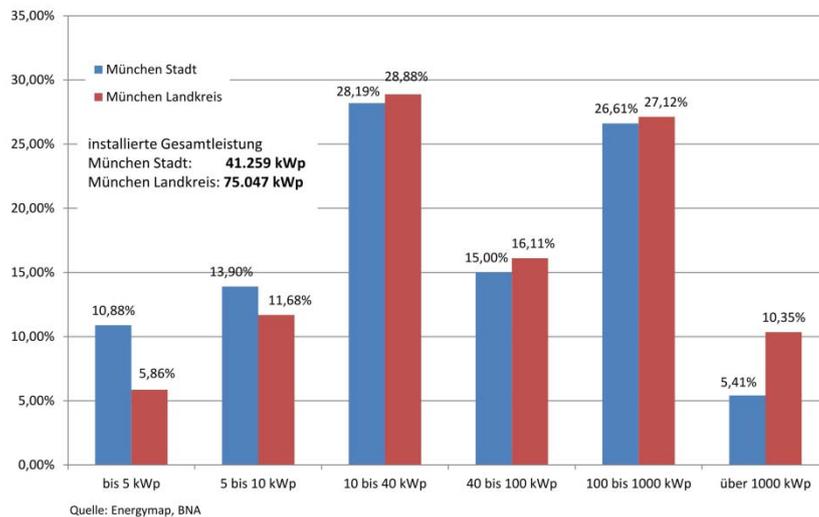


Quelle: Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR 2014)

Abbildung 28: Spezifische installierte Windleistung pro Einwohner flächen- und bevölkerungsproportional Ende 2012 in Ostdeutschland

Im PV-Bereich ist die installierte Leistung zum Teil auch bereits in urbanen Regionen installiert. So war beispielweise im Kreis München Stadt eine Leistung von ca. 41 MW und im Landkreis München Land von ca. 75 MW Ende 2012 installiert (siehe Abbildung 29). Insgesamt leben ca. 1,4 Mio. Einwohner in München Stadt im Vergleich zu ca. 0,33 Mio. Einwohner im Landkreis München Land. Die spezifischen installierten Leistungen liegen damit bei 0,03 kW pro Einwohner (München Stadt) im Vergleich zu 0,22 kW pro Einwohner in Landkreis München Land.

## Verteilung der Leistung PV-Anlagen: Stadt & Landkreis unterteilt in Leistungsklassen (Daten bis einschl. 2012)



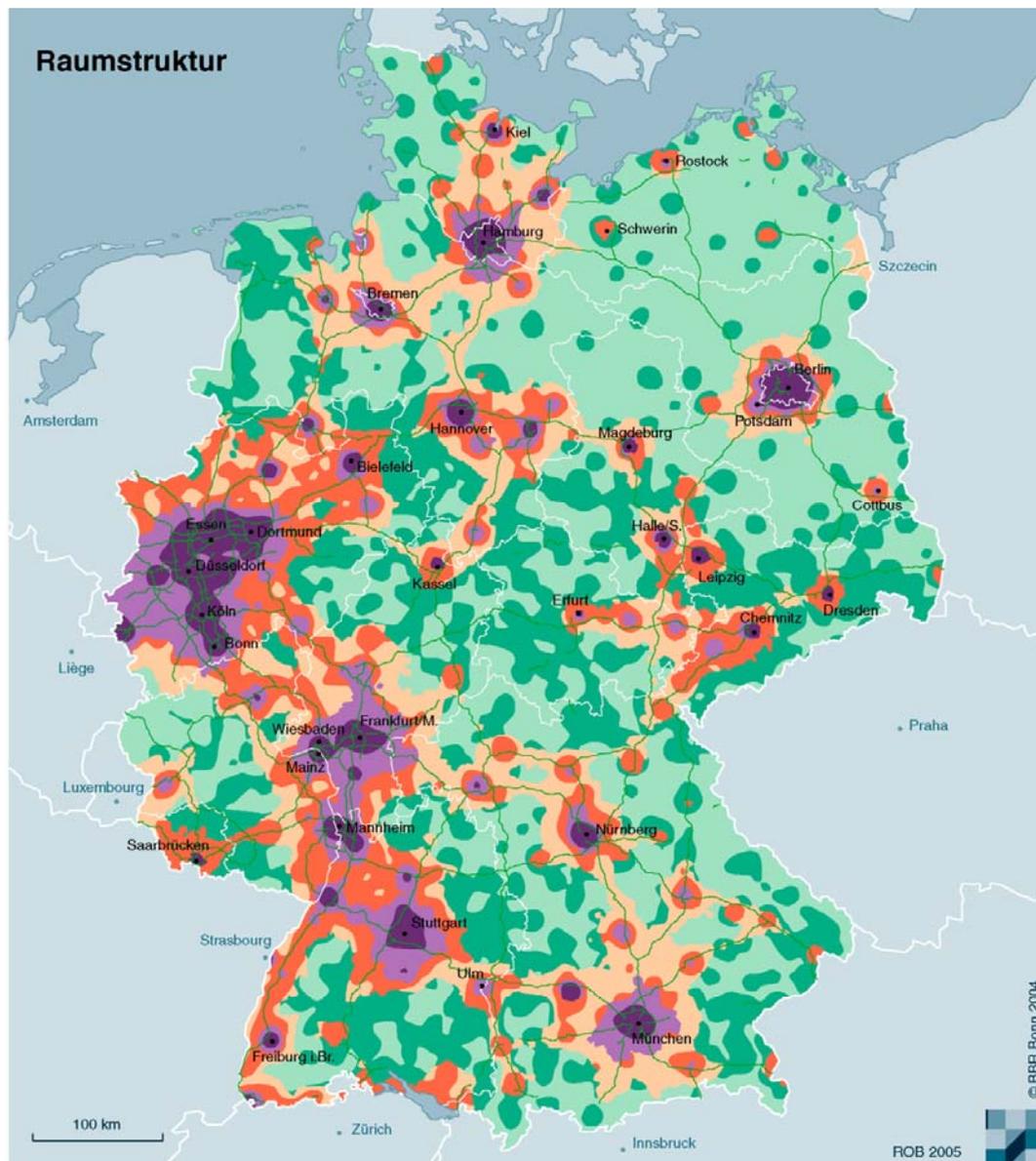
© Solarinitiative München GmbH & Co. KG

2

Quelle: Solarinitiative München 2014

Abbildung 29: Installierte PV-Leistung in München Stadt und München Land

Die durch das Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung definierten dichtbesiedelten Gebiete umfassen insbesondere Großstädte wie Frankfurt, München oder Berlin (siehe Abbildung 30). In diesen inneren und äußeren Zentralbereichen leben ca. 36 Mio. Einwohner auf einer Fläche von ca. 26.000 km<sup>2</sup>. Damit leben ca. 44 % der Einwohner auf 8 % der Fläche in Deutschland. Im Peripherieraum leben ca. 20 Mio. Einwohner auf einer Fläche von ca. 215.000 km<sup>2</sup>. In diesem Raum ist ein Großteil der Erneuerbarer Energien auf Basis von Wind und Biomasse installiert.



**Raumstruktur  
nach Zentrenreichbarkeit und Bevölkerungsdichte**

- Innerer Zentralraum
- Äußerer Zentralraum
- Zwischenraum mit Verdichtungsansätzen
- Zwischenraum geringer Dichte
- Peripherium mit Verdichtungsansätzen
- Peripherium sehr geringer Dichte
- Bundesautobahn

Quelle: BBR (2005): Raumordnungsbericht 2005, Berichte Bd. 21, Bonn, Seite 20

**Quellen:**

Laufende Raumbewertung des BBR, Laufende Raumbewertung des BBR Europa, Erreichbarkeitsmodell des BBR, Projektergebnisse Espon Projekt Nr. 1.1.1

**Datengrundlagen:**

Fortschreibung des Bevölkerungsstandes des Bundes und der Länder, ATKIS: Basis-DLM, LOCAL Demographie - inlas GEOdaten, Bevölkerungsdaten der nationalen Statistischen Ämter auf Gemeindebasis, Einteilung der MEGA: Espon Datenbank

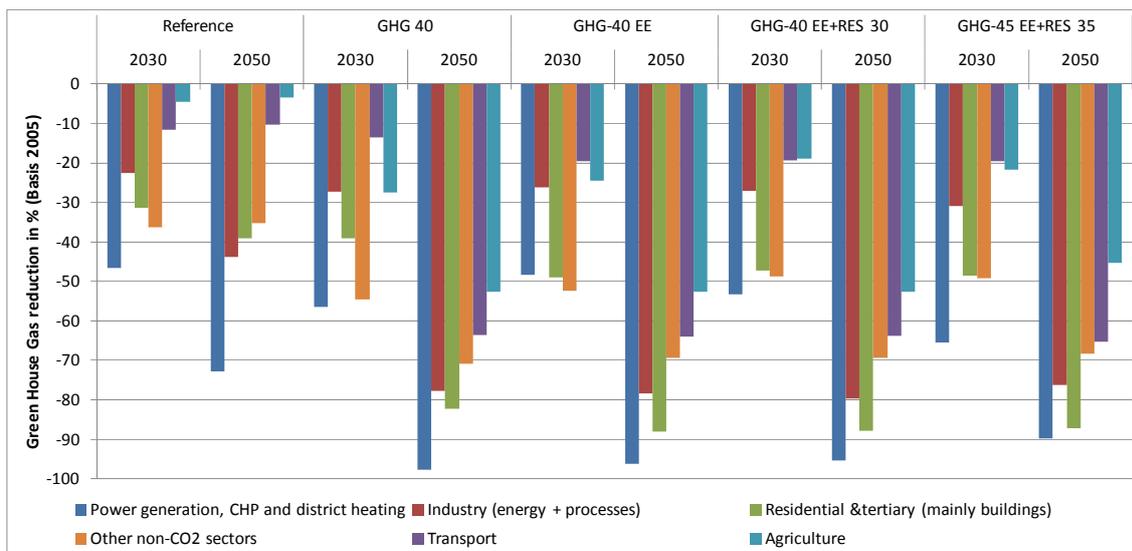
**Anmerkung:**

Die Raumtypen basieren auf einer Überlagerung der Zentrenreichbarkeit und der Bevölkerungsdichte im Umkreis von 12 km.

Abbildung 30: Raumstruktur in Deutschland nach urbanen und ländlichen Bereichen

## 6 Entwicklung des regulatorischen Rahmens

In der aktuellen Diskussion zur zukünftigen europäischen Energiepolitik wird diskutiert, ob neben einem Ziel zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen und Treibhausgasen auch zusätzliche Ziele zur Energieeffizienz und zum Ausbau der Erneuerbaren Energien notwendig sind. Für die aktuelle Debatte sind in einer Kosten-Nutzen-Abschätzung verschiedene Szenarien ermittelt worden, die das Ziel einer Reduktion der Treibhausgase um 40 % bis 2030 erreichen (siehe Abbildung 31).



Quelle: EU Com 2014a, GHG = Green House Gas, EE = Energy Efficiency, RES = Renewable Energy Sources

Abbildung 31: Reduktionen der Treibhausgase bis 2030 bzw. 2050 nach Sektoren und Szenarien

Die EU Kommission empfiehlt in ihrer Kommunikation bis 2030 ein Ziel von 40 % Treibhausgasreduktionen und einen Anteil der Erneuerbaren Energien am Energieverbrauch von 27 % (EU Com 2014b). Das Ziel für die Erneuerbaren Energien bezieht sich dabei nicht nur auf den Strombereich sondern den Energiesektor insgesamt. Nationale Ziele für die einzelnen Mitgliedsstaaten werden dabei nicht empfohlen. Ein konkretes Ziel für die Energieeffizienz gibt die EU Kommission in ihrer Kommunikation nicht, sondern verweist darauf, dies im Laufe von 2014 nochmals zu prüfen. Das EU Parlament hat auf die Kommunikation im Februar reagiert und sich in einer Resolution vom 5.2.2014 für ein Reduktionsziel bei den Treibhausgasen von -40 %, ein Ausbauziel für die Erneuerbaren Energien von 30 % und für eine Verbesserung der Energieeffizienz von 40 % bis 2030 entschieden. Die Entscheidung des Parlaments ist für die EU Kommission nicht bindend. Letztendlich wird dies vermutlich im Rat der europäischen

Union bzw. durch die Regierungen der EU Mitgliedsstaaten im Europäischen Rat entschieden.

Auf nationaler Ebene sind die Eckpunkte der zukünftigen Energiepolitik durch die neue Regierung in den Koalitionsverhandlungen und in einem Eckpunktepapier definiert worden. Ziel ist hier eine Minderung der Treibhausgasemissionen auf EU-Ebene von mindestens -40 %. Für den Strombereich sind Zielkorridore für den Anteil Erneuerbarer Energien definiert worden, die bei 40 bis 45 % Anteil bis 2025 und 55 bis 60 % bis 2035 liegen. Dafür sind jährliche Ausbaurate für Wind- und PV-Anlagen von 2,5 GW/a vorgeschlagen worden. Schreibt man den heutigen Status Quo mit diesen Ausbauraten fort, so liegt die installierte Leistung im Windbereich bei ca. 58 GW in 2020 und bei der PV bei ca. 53 GW. Bis 2030 steigt die Windleistung auf über 90 GW und die PV-Leistung auf ca. 78 GW an.

## 7 Schlussfolgerungen zur Szenarioentwicklung

Aus dem durchgeführten Literaturreview lassen sich die zentralen Grundlagen der Szenarioentwicklung ableiten. Ausgangspunkt für die Szenarien sind die Ziele der Energiewende, nämlich ein Ausstieg aus der Kernenergie und ein substantieller Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie eine gleichzeitig deutliche Reduktion der Treibhausgase. Nachfolgend werden die zentralen Parameter für die Ausgestaltung der Szenarien diskutiert:

- Minderung der Treibhausgasemissionen

Treibhausgasemissionsminderungszenarien von -40 % bis 2030 auf europäischer Ebene stellen einen unteren Entwicklungspfad dar, um die Auswirkungen des Klimawandels zu begrenzen. Langfristige Szenarien bis 2050 gehen von mindestens -80 % Reduktion aus. Im Stromsektor werden auf Grund der Substitutionsmöglichkeiten überproportionale Beiträge zur Reduktion der Treibhausgase erwartet, so dass die Minderungsziele hier noch höher als diese unteren Entwicklungspfade ausfallen. Für Deutschland bedeuten diese europäischen Minderungspfade dann vergleichbare nationale Treibhausgasreduktionen.

- Ausbau der Erneuerbaren Energien

Die installierte Leistung Erneuerbarer Energien wird sich nach den analysierten Szenarien bis 2030 bzw. 2050 deutlich steigern. In Europa wird eine Steigerung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien um den Faktor 3 bis 4 bis 2050 im Vergleich zu 2012 erwartet. Für Deutschland wird eine Steigerung um den Faktor 2 – 3 bis 2030 angenommen. Der Anteil der PV an den fluktuierenden Erneuerbaren Energien beläuft sich in den Szenarien für Europa damit auf ca. 30 – 40 % der installierten Leistung in 2050. Für Deutschland ergibt sich ein Anteil der PV an der fluktuierenden installierten Leistung von mehr als 45 % bis 2030. Dieser Ausbau bedeutet vor allem für die Windenergie eine starke Zunahme der Flächeninanspruchnahme.

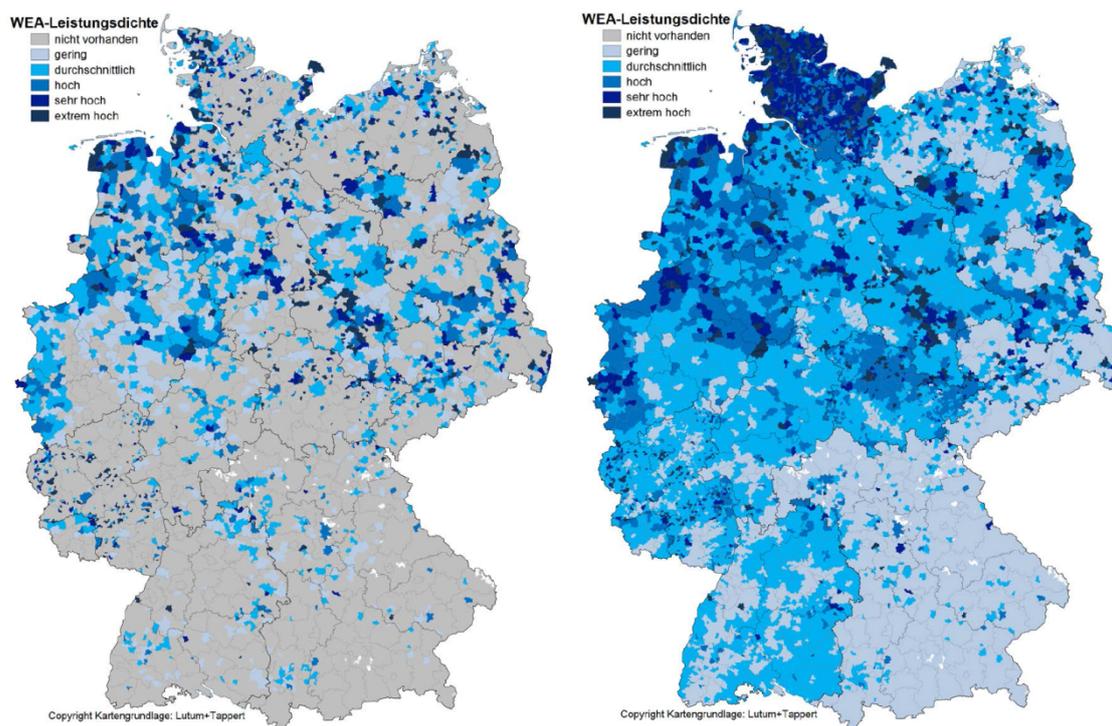
- Infrastrukturbedarf

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Anstieg der Stromerzeugung führen in den dargestellten Szenarien zum einem deutlich gesteigertem Bedarf nach Infrastruktur sowohl zwischen den Mitgliedsstaaten der EU als auch innerhalb der Länder. Für die Übertragungskapazitäten zwischen den Mitgliedsstaaten wird in den Szenarien eine Steigerung um den Faktor 3 bis 5 erwartet.

- Kostenentwicklungen und Investitionsbedarf

Die untersuchten Szenarien ermitteln, dass ca. 13 % des BIPs in Europa derzeit für das Energiesystem aufgewendet wird. Durch den Umbau des Energiesystems kann dieser Anteil mittelfristig auf ca. 15 % ansteigen. In einem längerfristigen Zeithorizont bis 2050 rentieren sich diese zusätzlichen Investitionen wieder durch vermiedenen Brennstoffkosten sowie geringere Umweltschäden.

Aus diesen Rahmenbedingungen lassen sich bereits relevante Aspekte an den Schnittstellen zu Akzeptanz und Partizipation ableiten. Absehbar ist aus den Szenarioanalysen, dass die Anzahl und Verbreitung von Windenergieanlagen sowohl europaweit als auch in Deutschland stark zunehmen wird. Damit bekommt die lokale Akzeptanz von Windenergieanlagen und die Flächeninanspruchnahme durch Windenergieanlagen eine zentrale Rolle in der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems. Bis 2030 werden bei entsprechendem Ausbau sehr viel mehr Regionen in Deutschland von einem Ausbau der Windenergie betroffen sein (siehe Abbildung 32).



Quelle: DENA 2012

Abbildung 32: Leistungsdichte der Windenergieanlagen in Deutschland in 2010 (links) und 2030 (rechts) nach Szenario 2032 B des Netzentwicklungsplans 2012

Von einem Ausbau des Übertragungsnetzes, der für eine kostengünstige Integration der Erneuerbaren Einspeisung in das Stromnetz in den analysierten Szenarien ermittelt wurde, sind weitere Regionen betroffen. Auch hier ergeben sich direkte Anknüpfungspunkte an Akzeptanz- bzw. Partizipationsfragen.

Für die Verknüpfung der geplanten Szenarioentwicklungen innerhalb des Projektvorhabens mit Fragen zur Akzeptanz und Partizipation sind daher folgende Variationen denkbar:

- Steigerung des Anteils an PV-Anlagen im Vergleich zu Onshore-Windanlagen, da die Flächeninanspruchnahme von landwirtschaftlichen Flächen insbesondere bei einer Steigerung von Aufdach-PV-Anlagen niedriger ausfallen könnte. Hierbei wäre zu prüfen, welche Akzeptanzprobleme bei Windanlagen sich durch Aufdach-PV-Anlagen vermeiden lassen sowie welche Kosten ggf. durch einen stärkeren PV-Ausbau entstehen. Diese zusätzlichen Kosten wirken sich ebenfalls auf die Akzeptanz aus und sind bei der Bewertung von Transitionspfaden für die Energiewende mit zu berücksichtigen. Hierbei sind auch die Kosten im Bereich der Verteil- und Übertragungsnetze mit zu beachten.
- Eine zweite Variante, um die Flächeninanspruchnahme landwirtschaftlicher Flächen zu reduzieren, ist ein verstärkter Ausbau der Offshore Windenergie. Auch hierbei sind die Kostenwirkungen für den Ausbau als auch ggf. zusätzliche Kosten im Übertragungsnetzbereich zu berücksichtigen.
- Der Ausbau des Übertragungsnetzes sowie zusätzliche Trassenkorridore sind in der Vergangenheit ebenfalls von Akzeptanzproblemen betroffen gewesen. Hier sind Varianten mit mehr dezentraler und verbrauchsnahe Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, der Einsatz von Speichern sowie das Abregeln von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen denkbar, die wiederum in der Regel zu höheren Kosten führen. Diese höheren Kosten sind wiederum einer Verminderung des Netzausbaubedarfs gegenüberzustellen.

## 8 Literatur

- BBR (2014): Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR), Installierte Leistung von Windenergieanlagen in Watt je Einwohner 2012, online unter <http://178.63.99.250/raumbeobachtung/>
- BDEW (2013): Deutsches Stromnetz ist 1,78 Millionen Kilometer lang. Berlin, 2010 - [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/de\\_20100322\\_pm\\_deutsches\\_stromnetz\\_ist\\_178\\_millionen\\_kilometer\\_lang](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/de_20100322_pm_deutsches_stromnetz_ist_178_millionen_kilometer_lang) [Online: Stand 3. Januar 2013]
- BNetzA (2014): Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum vierten Quartal 2013, Bundesnetzagentur (BNetzA), online unter: [http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/EnLAG/EnLAG-Karte2013Q4.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/EnLAG/EnLAG-Karte2013Q4.pdf?__blob=publicationFile)
- DENA (2012): DENA-Verteilnetzstudie – Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Deutsche Energie-Agentur (DENA), Dezember 2012 online unter: [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS\\_Abschlussbericht.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf)
- DII (2012): 2050 Desert Power – Perspectives on a Sustainable Power System for EUMENA, Desertec Industrial Initiative (DII) und Fraunhofer Institute für System und Innovationsforschung, Juni 2012 online unter: [http://www.dii-eumena.com/fileadmin/Daten/Downloads/Desert%20Power%202050/dp2050\\_study\\_web.pdf](http://www.dii-eumena.com/fileadmin/Daten/Downloads/Desert%20Power%202050/dp2050_study_web.pdf)
- EEG (2014): Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, März 2014 online unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Gesetz/entwurf-eines-gesetzes-grundlegenden-reform-eeq-referentenentwurf-20140331,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- EU Com (2011): Commission staff working paper – Impact Assessment, accompanying the document Energy Roadmap 2050, European Commission SEC(2011) 1565 – Part 2/2 online unter: [http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/sec\\_2011\\_1565\\_part2.pdf](http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/sec_2011_1565_part2.pdf)

- EU Com (2013): EU Energy, Transport and GHG Emmissions – Trends to 2050, Reference Scenario 2013, im Auftrag der European Commission, DG Energy online  
[http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends\\_2030/doc/trends\\_to\\_2050\\_update\\_2013.pdf](http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2050_update_2013.pdf)
- EU Com (2014a): Commission Staff Working Document Impact Assessment: Accompanying the Communication: A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030, European Commission SWD (2014) 15 Final, 22.1.2014 online unter: [http://ec.europa.eu/energy/2030\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/2030_en.htm)
- EU Com (2014b): Communication: A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030, European Commission COM (2014) 15 Final, 22.1.2014 online unter: [http://ec.europa.eu/energy/2030\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/2030_en.htm)
- Heuck (2010): Heuck, K. ; Dettmann, K. ; Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung. Wiesbaden: Vieweg +Teubner Verlag, 2010
- ISE (2013): Hollinger, R. et al: Speicherstudie 2013 - Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern.  
<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/speicherstudie-2013.pdf>
- ISI (2011): Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050), Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung ISI, im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), September 2011 online unter: [http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/x/projekte/314587\\_bmu-langfristszenarien.php](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/x/projekte/314587_bmu-langfristszenarien.php)
- NEP (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012, 50 Hertz Transmission, TENNET TSO, Amprion, Transnet BW, Juli 2013 online unter: [http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Bestaetigung\\_Netzentwicklungsplan\\_Strom\\_2012.pdf](http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Bestaetigung_Netzentwicklungsplan_Strom_2012.pdf)
- NEP (2013): Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Zweiter Entwurf, 50 Hertz Transmission, TENNET TSO, Amprion, Transnet BW, Juli 2013 online unter: [http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP\\_2013\\_2\\_Entwurf\\_Teil\\_1\\_Kap\\_1\\_bis\\_9.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2013_2_Entwurf_Teil_1_Kap_1_bis_9.pdf)

P3 & RWTH (2013): Hille, Ch. et al: Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland – Marktanalyse und Bewertung: in internationaler ETG-Kongress 2013

TYNDP (2012): Ten Year Network Development Plan 2012, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Mai 2012 online unter [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP\\_2012\\_report.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP_2012_report.pdf)