




NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN **STROM**

## SZENARIORAHMEN FÜR DIE NETZ- ENTWICKLUNGSPLÄNE STROM 2014

ENTWURF DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

Stand: 28. März 2013



1	EINFÜHRUNG.....	3
2	DER SZENARIORAHMEN ALS GRUNDLAGE FÜR DIE NETZENTWICKLUNGSPÄNE.....	5
3	ENTWICKLUNG DES SZENARIORAHMENS FÜR DEN NEP 2014 UND DEN O-NEP 2014.....	8
3.1	EINGANGSÜBERLEGUNGEN.....	8
3.2	ERMITTLUNG DER KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN .....	12
3.3	ANNAHMEN ZU ERNEUERBAREN ENERGIEN.....	14
3.4	ANNAHMEN ZUM EUROPÄISCHEN RAHMEN .....	17
4	KONKRETISIERUNG DER SZENARIEN .....	23
5	REGIONALISIERUNG .....	29
6	WEITERES VORGEHEN .....	40
7	ABKÜRZUNGEN UND EINHEITEN.....	41
8	VERZEICHNIS DER STUDIEN .....	42
9	ÜBERSICHT ÜBER DIE ZAHLEN DER BUNDESLÄNDER .....	43

# 1 EINFÜHRUNG

Die zentrale Herausforderung für die Übertragungsnetze besteht darin, auch in Zukunft Versorgungssicherheit bei stabilem Netzbetrieb zu gewährleisten. Die Energiewende verändert die Anforderungen an die Stromnetze nachhaltig. Photovoltaikanlagen, Biogasanlagen, Windparks an Land (onshore) und auf See (offshore) sowie zahlreiche weitere Formen regenerativer Energieerzeugung sind schon heute wesentliche Bestandteile der Energielandschaft. Ihre Bedeutung und auch ihre Erzeugungskapazitäten werden jedoch zukünftig noch weitaus stärker zunehmen. Vor allem Windkraftanlagen produzieren schwerpunktmäßig fernab der Verbrauchszentren im Westen und Süden Deutschlands. Dies macht einen Transport über weitaus größere Entfernungen als bisher notwendig. Da sich die geographische Verteilung der Stromerzeugung verändert, wird der Transportbedarf vor allem von Nord nach Süd zunehmen. Photovoltaikanlagen und Windparks sind darüber hinaus fluktuierende Quellen, die nicht zu jeder Zeit die gleiche Menge Strom produzieren. Diese Schwankungen müssen durch entsprechend flexible konventionelle Kraftwerke ausgeglichen werden.

Für einen sicheren Netzbetrieb müssen zwei Grundprinzipien immer erfüllt sein:

1. Es muss zu jedem Zeitpunkt exakt so viel Strom erzeugt werden, wie gerade verbraucht wird
2. Der Strom muss von den Erzeugungseinheiten zum Verbraucher gelangen, ohne Überlastungen im Netz zu verursachen

Sichere Netze sind die Voraussetzung für eine stabile Energieversorgung mit einem immer größer werdenden Anteil aus erneuerbaren Energien und damit Grundlage einer funktionierenden Wirtschaft und Gesellschaft. Für eine weiterhin zuverlässige Integration der erneuerbaren Energien, die Entwicklung des Strommarktes und vor allem die hohe Versorgungssicherheit sind die Optimierung und der weitere Ausbau der Stromnetze unabdingbar.

## Die Übertragungsnetze und ihre Betreiber

Um die erzeugte elektrische Energie an die stromverbrauchenden Kunden zu liefern, sind Übertragungs- und Verteilungsnetze erforderlich. Die Übertragungsnetze als Teil des deutschen Stromverbundnetzes transportieren auf der Höchstspannungsebene mit 380 und 220 Kilovolt große Energiemengen von den einspeisenden Erzeugungseinheiten (konventionelle und regenerative Kraftwerke) über weite Distanzen zu den an das Höchstspannungsnetz direkt angeschlossenen (industriellen) Kunden sowie zu den Verteilungsnetzen in den Regionen; sie sind sozusagen die „Stromautobahnen“ der Republik. Darüber hinaus verbinden sie das deutsche Stromnetz mit denen der Nachbarländer und ermöglichen so den länderübergreifenden Energieaustausch in Europa. Die Übertragungsnetze bilden das Rückgrat der modernen Energieinfrastruktur.

Verantwortlich für die überregionale Versorgung und die Übertragung im Höchstspannungsnetz in Deutschland sind die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW.

Das Übertragungsnetz in Deutschland besteht aus vier Regionen, sogenannten Regelzonen. Die ÜNB sind verantwortlich für die Wahrung der Systemstabilität, die bedarfsgerechte Entwicklung und den Betrieb der Höchstspannungsnetze in ihren Regelzonen.

Die ÜNB haben keinen Einfluss auf Anzahl oder Standorte von Energieerzeugern, -speichern oder -verbrauchern oder darauf, ob der Kraftwerkspark sich so entwickelt, wie es in den Szenarien angenommen wird. Sie sind unabhängig von Erzeugung und Vertrieb und stellen neutral und diskriminierungsfrei das Übertragungsnetz als Plattform für den Energiemarkt zur Verfügung.

Die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien und ihre vollständige Integration sind in Deutschland gesetzlich geregelt. Darüber hinaus existieren gesetzliche Regelungen zum Netzanschluss von regenerativen und konventionellen Erzeugungsanlagen, etwa die freie Standortwahl der Kraftwerke, die für die ÜNB bindend sind. Die ÜNB bestimmen somit nicht über Art, Umfang und Ort der Erzeugung oder den Energieverbrauch. Ebenso entscheiden sie nicht über Genehmigungen von Stromtrassen, sondern setzen politische Entscheidungen um.

Die ÜNB haben vielmehr einen gesellschaftlichen Auftrag, der in § 11 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verankert ist. Er lautet, ein „sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“ Das heißt, sie gewährleisten den störungsfreien überregionalen Stromaustausch über ihre Leitungen und sorgen dafür, dass sich Erzeugung und Verbrauch zu jeder Zeit im Gleichgewicht befinden. Mit ihrer Arbeit leisten sie einen wichtigen Beitrag dazu, dass die Stromversorgung den Zielen der Versorgungssicherheit, der Wirtschaftlichkeit und des Klimaschutzes gleichermaßen dient, denn sie sind verantwortlich für die Systemstabilität des Netzes und tragen damit wesentlich zur Sicherheit der Energieversorgung bei.

## 2 DER SZENARIORAHMEN ALS GRUNDLAGE FÜR DIE NETZ-ENTWICKLUNGSPLÄNE

### Rechtliche Grundlage

Die ÜNB haben seit 2012 den Auftrag, jährlich einen Netzentwicklungsplan für den Ausbau der Übertragungsnetze zu erarbeiten. Rechtliche Grundlage ist das novellierte EnWG, insbesondere § 12a–d. Der NEP wird von den vier deutschen ÜNB gemeinsam erstellt und soll alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn bzw. 20 Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Der Szenariorahmen ist der Ausgangspunkt für die Erstellung des NEP sowie des Offshore-NEP (O-NEP). Gesetzlich ist vorgesehen, einen breiten Rahmen mit mindestens drei wahrscheinlichen Entwicklungspfaden vorzulegen, diesen jährlich zu aktualisieren und die Netzplanungen daran anzupassen. Damit können die ÜNB veränderte Rahmenbedingungen und künftige energiewirtschaftliche und technologische Entwicklungen zeitnah berücksichtigen.

Im Szenariorahmen werden grundsätzlich vier Szenarien erstellt, von denen drei die voraussichtlichen Entwicklungen in den Bereichen erneuerbare Energien, konventionelle Energien sowie Energieverbrauch und Last in Deutschland und eine Zuordnung zu bestehenden Szenarien in Europa für die nächsten zehn Jahre darstellen. Ein weiteres Szenario wird darüber hinaus fortgeschrieben, um einen möglichen Verlauf für die nächsten 20 Jahre abzubilden.

Der Szenariorahmen wird von der verantwortlichen Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur (BNetzA) öffentlich zur Konsultation gestellt und genehmigt.

### Vom Szenariorahmen über den Netzentwicklungsplan hin zum Bundesbedarfsplangesetz

Für die Planung des Netzausbaus wurde mit der Novellierung des EnWG im Jahr 2011 ein mehrstufiges Verfahren zur Ermittlung des energiewirtschaftlichen Bedarfs eingeführt. Zugleich wurde im Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) festgelegt, dass für Höchstspannungsleitungen, die im Bundesbedarfsplan als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet wurden, eine bundeseinheitliche Bundesfachplanung und Planfeststellung vorgesehen ist.

Der aktuelle Szenariorahmen für den NEP und O-NEP 2014 umfasst wichtige Eingangsgrößen wie die Art, die Menge und die geografische Verteilung der regenerativen Erzeugung, die Entwicklung des Verbrauchs und der konventionellen Kraftwerke sowie die Verpflichtung zur vollständigen Aufnahme und zur Übertragung des Stroms aus erneuerbaren Energien.

Vor der Bestätigung durch die BNetzA wird der Szenariorahmen zur Konsultation gestellt. Bevor die von den ÜNB ermittelten Eingangsdaten für die Netzberechnung also durch die BNetzA validiert werden, können Stakeholder schon in dieser frühen Prozessphase ihre Stellungnahmen einbringen. Der Prozess der Bestimmung der Eingangsgrößen für die Netzplanung ist damit in hohem Maße transparent und findet unter Beteiligung der Öffentlichkeit statt.

Auf Basis des bestätigten Szenariorahmens werden der NEP und der O-NEP erarbeitet. Beide Berichte werden nach Fertigstellung ebenfalls zur Konsultation gestellt. Nach ihrer Überarbeitung werden sie dann in zweiter Fassung an die BNetzA übermittelt. Die BNetzA erstellt einen Umweltbericht und führt eine weitere Konsultation durch. Erst nach drei öffentlichen Konsultationen bestätigt die BNetzA schließlich den NEP und den O-NEP als Basis für den Bundesbedarfsplan.

Mindestens alle drei Jahre übermittelt die BNetzA der Bundesregierung den NEP und den O-NEP als Grundlage für einen Bundesbedarfsplan. Die Bundesregierung legt den Entwurf des Bundesbedarfsplans mindestens alle drei Jahre dem Bundesgesetzgeber vor (§ 12e Abs. 1 EnWG). Im Entwurf des Bundesbedarfsplans kennzeichnet die BNetzA u. a. die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen. Dabei werden Anfang und Ende von Übertragungsbedarfen skizziert, konkrete Trassenverläufe und Standorte werden allerdings noch nicht festgelegt. Mit Erlass des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber wird für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt (§ 12e Abs. 4 EnWG).

### Prozessüberschneidungen

Die Erarbeitung des NEP und des O-NEP ist ein iterativer Prozess, der den jeweils aktuellen technologischen und politischen Entwicklungen wie auch den gesellschaftlichen Ansprüchen Rechnung tragen muss. Beide Pläne und ihre Basis, der Szenariorahmen, werden daher jährlich erarbeitet. Allerdings kommt es dabei zu zeitlichen Überschneidungen – so werden die Entwürfe des NEP 2013 und des O-NEP 2013 noch durch die ÜNB überarbeitet, während bereits der Szenariorahmen zum NEP 2014 zur Konsultation gestellt wird.

### Einflussgrößen für die Entwicklung der Energieinfrastruktur

Die Entwicklung der deutschen Energiewirtschaft hat direkt oder indirekt Auswirkungen auf den Ausbaubedarf des Stromnetzes. Der benötigte Umfang des Netzausbaus hängt von vielen Faktoren ab. Daher muss ein Netzentwicklungsplan für das Zieljahr 2024 künftige Netznutzungssituationen durch Marktmodelle und die Simulation unterschiedlicher Energieszenarien bestmöglich abbilden. Wichtige Einflussgrößen sind:

- **Stromverbrauch:** Wie hoch der Stromverbrauch in zehn Jahren sein wird, hängt unter anderem stark von der Entwicklung der Gesamtwirtschaft und einzelner Industriezweige, aber auch von der Marktentwicklung spezieller Technologien, beispielsweise der Elektromobilität, und dem Erfolg von Energieeffizienzprogrammen ab.
- **Effizienz:** Die Steigerung der Energieeffizienz bei industriellen Prozessen, Wärmeerzeugung und dem Energieeinsatz im privaten Bereich führt einerseits zu unmittelbaren Einspareffekten beim Stromverbrauch. Andererseits können Anwendungen mit zusätzlichem Strombedarf fossile Energieträger verdrängen. Per Saldo kann daraus sowohl eine Reduzierung als auch ein Anstieg des Strombedarfs resultieren.
- **Energieträger:** Die Entwicklungen bei den erneuerbaren Energien, insbesondere der Ausbau der Windenergie und der Photovoltaik, aber auch die Rolle konventioneller Kraftwerke mit Energieträgern wie Erdgas und Kohle bestimmen die Art der Stromproduktion. Dabei haben das Dargebot der natürlichen Ressourcen, der CO<sub>2</sub>-Ausstoß und die Brennstoffpreise entscheidenden Einfluss auf die tatsächliche Verteilung der Erzeugung. Für die Entwicklung des Kraftwerksparks gibt es Prognosen, die im Szenariorahmen netzknotenscharf berücksichtigt werden und somit als Eingangsgröße in den Netzentwicklungsplan einfließen können. Eine verlässliche Prognose der regenerativen Erzeugung (nach Art, Leistung und geographischer Verteilung) wurde vorgenommen, unterliegt aber deutlich größeren Unsicherheiten. Insbesondere kann der Einfluss politischer Entscheidungen auf die Erzeugungslandschaft nur sehr begrenzt antizipiert werden.
- **CO<sub>2</sub>-Preise:** Die Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate spielen eine bedeutende Rolle bei Investitionsentscheidungen für neue Kraftwerke sowie für den Einsatz der Kraftwerke nach Merit-Order. Steigende CO<sub>2</sub>-bedingte Kosten führen zu höheren Energiepreisen und stimulieren Unternehmen, stärker in Energieeffizienztechnologien zu investieren. Die weitere Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises ist jedoch schwer abschätzbar.
- **Europäische Marktintegration:** Erneuerbare Energien werden europaweit verstärkt ausgebaut. Einige Länder, die aufgrund ihrer Topografie das Potenzial haben, errichten zudem neue Speicherkapazitäten. Der grenzüberschreitende Austausch von Energie in Europa bei unterschiedlichen Energiepreisen ist Praxis und wird in Zukunft – auch zur Integration der erneuerbaren Energien – weiter zunehmen. Bei hoher regenerativer Energieerzeugung in Deutschland wird verstärkt ins Ausland exportiert. Grund dafür ist die Verdrängung konventioneller Erzeugung und die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken im europäischen Ausland. Die hierfür bestehenden und geplanten Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den Nachbarländern werden im Netzentwicklungsplan berücksichtigt.
- **Energiespeicherung:** Das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch muss für eine sichere Stromversorgung zu jeder Zeit gewährleistet sein. Speicher können grundsätzlich einen Beitrag zur Vergleichmäßigung des stark schwankenden Energieangebots durch Wind und Sonne leisten. Die verlustarme Speicherung von Energie ist auch heute noch eine der größten energietechnischen und -technologischen Herausforderungen. Großtechnisch realisiert sind heute nur Pumpspeicherkraftwerke. Alternative Speichertechnologien wie zum Beispiel Methanisierung oder Druckluftspeicher, werden derzeit erforscht. Das Speichervolumen, die Bewirtschaftung und die geografische Lage der Speicher beeinflussen den Netzausbaubedarf.
- **Gesetzliche Rahmenbedingungen:** Die freie Standortwahl von Kraftwerken und ihr freier Einsatz im deutschen und europäischen Markt sind ebenso wie die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien und die vollständige Integration der erzeugten Energie in Deutschland gesetzlich geregelt.

**Schritte zur Erstellung des Netzentwicklungsplans**

Berechnung und Planung des Netzausbaus unterliegen einem komplexen Prozess und basieren auf einer validen Methodik. Dabei werden folgende Arbeitsschritte durchgeführt:

1. Festlegung des Szenariorahmens inklusive Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch,
2. auf Basis des genehmigten Szenariorahmens die Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes im europäischen Markt mithilfe eines Marktmodells,
3. Ableitung von Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen auf der Basis von Netzanalysen,
4. Bewertung der Systemstabilität.

## 3 ENTWICKLUNG DES SZENARIORAHMENS FÜR DEN NEP 2014 UND DEN O-NEP 2014

### 3.1 EINGANGSÜBERLEGUNGEN

Die Szenarien für die Netzentwicklungspläne 2014 basieren auf den von den ÜNB entwickelten Szenariorahmen aus den Jahren 2011 und 2012. Mit Schreiben vom 30.11.2012 hat die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen NEP 2013 nach § 12a Abs. 3 EnWG genehmigt. Das Genehmigungsschreiben wurde auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Dem Schreiben sind die Details zu den genehmigten Werten und deren Herleitung zu entnehmen (Az.: 6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012).

#### **SZENARIO A**

In Szenario A wird gegenüber dem Referenzjahr für das Jahr 2024 ein Rückgang der Leistungsbereitstellung aus Braunkohle und Erdgas im konventionellen Bereich angenommen. Die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke nimmt leicht zu. Dabei werden sämtliche geplanten Braun- und Steinkohlekraftwerke berücksichtigt, für die ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vorliegt. Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien bildet den unteren Rand des Szenariorahmens ab.

#### **SZENARIO B (LEITSZENARIO)**

Szenario B für das Jahr 2024 ist von einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien (EE) als im Szenario A gekennzeichnet. Darüber hinaus wird ein Anstieg der Leistungsbereitstellung aus Gaskraftwerken und ein Rückgang der Leistungsbereitstellung aus Braunkohle prognostiziert. Die Leistungsbereitstellung aus Steinkohlekraftwerken bleibt auf dem heutigen Niveau. Dieses Basisszenario mit einem Zeithorizont bis 2024 wird zudem um weitere zehn Jahre bis 2034 fortgeschrieben.

#### **SZENARIO C**

Szenario C für das Jahr 2024 zeichnet sich durch einen besonders hohen Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien aus, der sich aus regionalen Entwicklungsprognosen und Zielen der Bundesländer ergibt. Der konventionelle Kraftwerkspark entspricht dem Szenario B für das Jahr 2024.

In allen Szenarien sind die Kernkraftwerke mit ihrer planmäßigen Außerbetriebnahme bis zum Ende des Jahres 2022 nicht berücksichtigt. Die bestehenden und geplanten Speicher (inkl. Pumpspeicherkraftwerke) werden für alle Szenarien in vollem Umfang berücksichtigt. Die detaillierte Liste konventioneller Kraftwerke ist verfügbar unter [www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien](http://www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien).



Tabelle 1: Nettonennleistungen aller Erzeugungseinheiten

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2012	Szenario A2024	Szenario B2024	Szenario B2034	Szenario C2024
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,9	16,0	15,4	11,3	15,4
Steinkohle	25,1	26,5	25,1	18,5	25,1
Erdgas	27,9	23,4	30,5	40,1	30,5
Mineralölprodukte	3,9	1,7	1,7	1,0	1,7
Speicher (inkl. Pumpspeicher)	6,4	10,5	10,5	10,5	10,5
Sonstige	4,0	3,5	3,5	2,4	3,5
<b>Konv. Kraftwerke gesamt</b>	<b>100,3</b>	<b>81,7</b>	<b>86,7</b>	<b>83,8</b>	<b>86,7</b>
Wind (onshore)	31,1	46,8	50,4	67,1	89,5
Wind (offshore)	0,3	10,2	12,8	22,4	16,1
Photovoltaik	32,9	56,8	58,3	61,3	57,9
Biomasse	5,6	8,3	8,6	9,4	7,9
Wasserkraft	4,4	4,5	4,8	5,0	4,1
Sonstige reg. Erzeugung	0,6	0,4	0,5	0,4	1,3
<b>Summe reg. Erzeugung</b>	<b>74,9</b>	<b>127,0</b>	<b>135,5</b>	<b>165,7</b>	<b>176,7</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>175,2</b>	<b>208,7</b>	<b>222,2</b>	<b>249,5</b>	<b>263,4</b>

Quelle: BNetzA, ÜNB, FNB

Die oben dargestellten Angaben zu den Netto-Nennleistungen leiten sich aus einer detaillierten Kraftwerksliste und den unter dem Kapitel „Regionalisierung“ genannten installierten Leistungen je Bundesland ab. Durch die hier vorliegende Darstellung auf gerundete Werte kann es zu einer Differenz zwischen der Summe der oben angegebenen Einzelwerte und den angegebenen Summen kommen.

### Änderungen und Aktualisierungen im Entwurf des Szenariorahmens 2014 gegenüber dem genehmigten Szenariorahmen 2013

Seit der Erstellung des Szenariorahmens zum NEP 2013 haben sich einige Eingangsgrößen weiterentwickelt. Daher wurden für den aktuellen Entwurf des Szenariorahmens folgende Änderungen und Aktualisierungen vorgenommen:

- Aktualisierung der EE-Bestandszahlen von Ende 2011 auf Ende 2012,
- Anpassung der Mantelzahlen für die Szenarien A, B und C: Berücksichtigung sowohl der Ziele der Bundesregierung und der einzelnen Bundesländer als auch Daten der von den ÜNB beauftragten „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2013 bis 2017“,
- Änderung der Regionalisierungsmethodik in den Szenarien A und B unter Berücksichtigung der Daten der von den ÜNB beauftragten „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung

- aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2013 bis 2017“ und der EEG-Anlagenstammdaten der ÜNB,
- Verwendung einer aktualisierten Übersicht über die KWK-Bestandsanlagen in Deutschland vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA),
  - Aktualisierung der Bestandskraftwerke auf Ende 2012 mit Daten aus dem Kraftwerksmonitoring der Bundesnetzagentur,
  - Aktualisierung der Neubaukraftwerke gemäß Bundesnetzagentur-KW-Monitoring, Informationen der Fernleitungsnetzbetreiber und VDE FNN-Kraftwerksanschlussregister nach KraftNAV,
  - Aktualisierung der Rückbauten von Kraftwerken anhand angezeigter Rückbauvorhaben und nach Betriebsdauer für 2024 und 2034,
  - Berücksichtigung der installierten Leistungen der erneuerbaren Energieträger gemäß den aktuellen Meldungen aller Bundesländer für das Szenario C 2024,
  - Anpassung der Jahreshöchstlast von 84 GW einschließlich der Verlustleistung im Verteilungsnetz auf 86,8 GW in allen Szenarien,
  - Zuordnung der NEP-Szenarien zu den aktuellen ENTSO-E-Szenarien aus der SO&AF (Scenario Outlook & Adequacy Forecast),
  - Nettostrombedarf in Höhe von 535,2 TWh in allen Szenarien auf Basis des Jahres 2011.

**Tabelle 2: Bundeslandspezifische Angaben zu installierten Leistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für den Zeithorizont 2024**

	Rückmeldung	Angaben zu installierten Leistungen der EE in 2024
Baden-Württemberg	✓	✓
Bayern	✓	✓
Berlin	✓	X
Brandenburg	✓	✓
Bremen	✓	✓
Hamburg	✓	X
Hessen	✓	✓
Mecklenburg-Vorpommern	✓	✓
Niedersachsen	✓	✓
Rheinland Pfalz	✓	✓
Nordrhein-Westfalen	✓	✓
Saarland	✓	✓
Sachsen	✓	✓
Sachsen-Anhalt	✓	✓
Schleswig-Holstein	✓	✓
Thüringen	✓	✓

Quelle: ÜNB nach Länderangaben

Insbesondere die Methodik zur Regionalisierung der zusätzlichen installierten Leistung aus erneuerbaren Energien auf Bundesländerebene wurde gegenüber den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen weiter entwickelt: Bisher stützte sich der regionale Verteilungsschlüssel für die Szenarien A und B bei der Regionalisierung der zusätzlichen installierten Leistung von erneuerbaren Energien ausschließlich auf die Meldungen der Bundesländer gemäß Szenario C.

Wegen erheblicher Einwände bezüglich dieser Regionalisierungsmethode wurde der regionale Verteilungsschlüssel für die Szenarien A und B weiterentwickelt, ohne sich auf die erfassten Meldungen der Länder gemäß Szenario C zu stützen. Als Lösungsansatz hierfür kann die erst kürzlich durchgeführte bundesweite Studie der ÜNB zur Mittelfristprognose durch einen unabhängigen Gutachter dienen: Eine bundesweite Betrachtung ist anzustreben, da sonst die Prognosen nicht auf einheitlichen Prämissen beruhen. Diese bundesweite Studie dient – anstelle von Länderzielen, die auf verschiedenen Grundlagen und aus unterschiedlichen Gründen entstanden sind – als solide Basis für die Erstellung des Szenariorahmens. Die Länderziele werden berücksichtigt, sie bilden weiterhin das Szenario C.

Außerdem wurde bei der Erstellung des Entwurfs des Szenariorahmens bisher nur in der Umsetzung der Mantelzahlen auf der untersten Regionalisierungsebene auf die Erkenntnisse der Verteilungsnetzbetreiber (VNB) zum Ausbau von erneuerbarer Energien zurückgegriffen. Es wurde in der Konsultation angemerkt, dass dadurch zwischen den rationalisierten Ausbautzahlen des Szenariorahmens und den Ausbautzahlen der VNB teilweise erhebliche Unterschiede bestehen. So wurde in der Konsultation zum Szenariorahmen für den NEP 2013 angemerkt, dass die in den Szenarien A und B für 2023 im Entwurf des Szenariorahmens zum NEP 2013 prognostizierten installierten Leistungen von Windenergieanlagen niedriger als die der VNB für 2015 erwarteten sind. Die ÜNB haben deshalb die Prognosewerte der VNB für diesen Zeithorizont erfragt und eine Zusammenstellung dieser Werte für den 31.12.2015 erstellt. Die Ergebnisse zeigen in Summe einen Leistungswert für Deutschland, der auf 2024 bezogen in dem Bereich der Bundesländerangaben liegt.

Die auftretenden Unterschiede zwischen den Zahlen im Entwurf des Szenariorahmens und den Prognosen von VNB, Bundesländern, Entwurf der ÜNB werden dadurch gelöst, dass die Bundesländerzahlen und die VNB-Zahlen in der gleichen Größenordnung liegen und damit im Szenario C berechnet werden.

Die Ergebnisse der Umfragen unter den VNB und den Bundesländern zum Szenariorahmen für den NEP 2014 zeigen das hohe Potenzial für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, das durch die VNB, die Bundesländer und die vielen anderen Mitakteure für die Energiewende erschließbar gemacht wird.

Stichpunkte für die Methodenbeschreibung:

- Die EE-Technologieklassenanteile in den Szenarien A 2024, B 2024, C 2024 und B 2034 werden als Mantelzahlen für Deutschland und bundesländerscharf ausgewiesen.
- Insgesamt wird eine Mischung aus einem Top-down-Ansatz (Trendanalysen auf Basis historischer Referenzwerte, realisierter und erwarteter jährlicher Zubauraten sowie aktueller Kenntnisse der EE-Mittelfristplanung, Ansätze zu Mantelzahlen von EE-Leistungen aus aktuellen Studien) und einem Bottom-up-Ansatz (auf ÜNB-Daten gestützte regionale Onshore-EEG-Prognosen, Offshore-Antragslage und BSH-Erwartungshaltung zu deren Genehmigungsfähigkeit, Ansätze zu regionalen Angaben von EE-Leistungen aus aktueller Mittelfristprognose) verwendet.
- Betrachtet werden bei den einzelnen Technologieklassen insbesondere die Trendsetter Wind onshore, Wind offshore und Solar.
- Erkennbare Top-down-Trends (Referenz-Ist-Werte 2010, 2011 und 2012 sowie Mittelfrist-Planungswerte 2013, 2014, 2015, 2016 und 2017) werden aus den Referenzwerten und der Mittelfristprognose abgeleitet.
- Die EE-Summenwerte (Mantelzahlen und bundesländerscharfe Aufteilung) ergeben sich aus der Addition dieser drei Trendsetter unter Hinzunahme vergleichsweise geringerer Beiträge von Biomasse, Wasserkraft und sonstigen EE mit den Randbedingungen der Mittelfristprognose. Dabei soll A 2024 weniger EE-Erzeugung als B 2024 und B 2024 möglichst weniger EE-Erzeugung als C 2024 ausweisen.
- Für die Mantelzahlen von C 2024 und deren bundesländerscharfe Angaben werden die Ergebnisse der aktuellen Bundesländerabfrage verwendet.
- Für die Mantelzahlen von A 2024 und B 2024 und deren bundesländerscharfe Aufteilungen wird vorgenannte Mischung aus Top-down- und Bottom-up-Ansatz verwendet.
- Die Mantelzahlen von A 2024, B 2024 und B 2034 sollten nicht unter den genehmigten Mantelzahlen von A 2023, B 2023 und B 2033 liegen.
- Die Mantelzahlen von A 2024 sollten über den Mantelzahlen der Mittelfristprognose 2017 (kleinste Zielwerte) liegen.

- Grafiken zu den einzelnen Technologieklassen unterstützen Konsistenz und Plausibilität der von den ÜNB getroffenen Ansätze.
- Stattdessen soll sich die Mantelzahl für DE aus der Fortschreibung eines Szenarios der Mittelfristprognose ergeben.
- Zur Regionalisierung auf die Regelzone: Verwendung der Mittelfristprognose.
- Zur Regionalisierung auf die Bundesländer: Verwendung der EEG-Anlagenstammdaten.

Folgende Punkte wurden beibehalten:

- Standardbetriebsdauer aller kohle- und mineralölbefeuerten Kraftwerke von 50 Jahren,
- baugleicher Ersatz von Erdgaskraftwerken mit KWK-Eigenschaft nach 45 Jahren Betriebsdauer; Außerbetriebnahme von Erdgaskraftwerken ohne KWK-Eigenschaft nach Ablauf dieser Betriebsdauer,
- kein Rückbau von Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken,
- Übernahme der CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreise aus dem NEP der Fernleitungsnetzbetreiber (Prognos AG),
- EE-Zielwerte der Bundesländer (Szenario C 2024) wurden gemäß Umfrage übernommen bzw. auf Verlangen fortgeschrieben, sofern keine konkreten Werte genannt wurden oder vorlagen.

## 3.2 ERMITTLUNG DER KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN

Die nachfolgenden Daten zum Entwurf des Szenariorahmens des NEP 2014 enthalten jeweils die für die Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland relevanten Informationen aus Sicht der ÜNB. Dafür sind folgende Abgrenzungen von Bedeutung:

- Alle Angaben beziehen sich auf Anlagen auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland sowie die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ).
- Kraftwerksleistungen sind Nettoleistungen aller zum jeweiligen Zeitpunkt betriebsbereiten Kraftwerke ohne Berücksichtigung des Leistungs- und Energiebedarfs zum Betrieb der Kraftwerke oder Heizkraftwerke.
- Alle Kraftwerke sollen erfasst werden, unabhängig davon, ob sie in industrielle, andere private oder öffentliche Netze einspeisen.
- Bei der Ermittlung und Beschreibung der geforderten energiewirtschaftlichen Szenarien wurde der Kraftwerkspark mit einer detaillierten Kraftwerksliste blockscharf ermittelt.
- Die unten dargestellten Betriebsdauern von Kraftwerken basieren auf Erfahrungswerten und Studien und stellen einen Mittelwert dar. Retrofit-Maßnahmen führen nicht zu einer Veränderung der Betriebsdauer.

### Eingangsgrößen

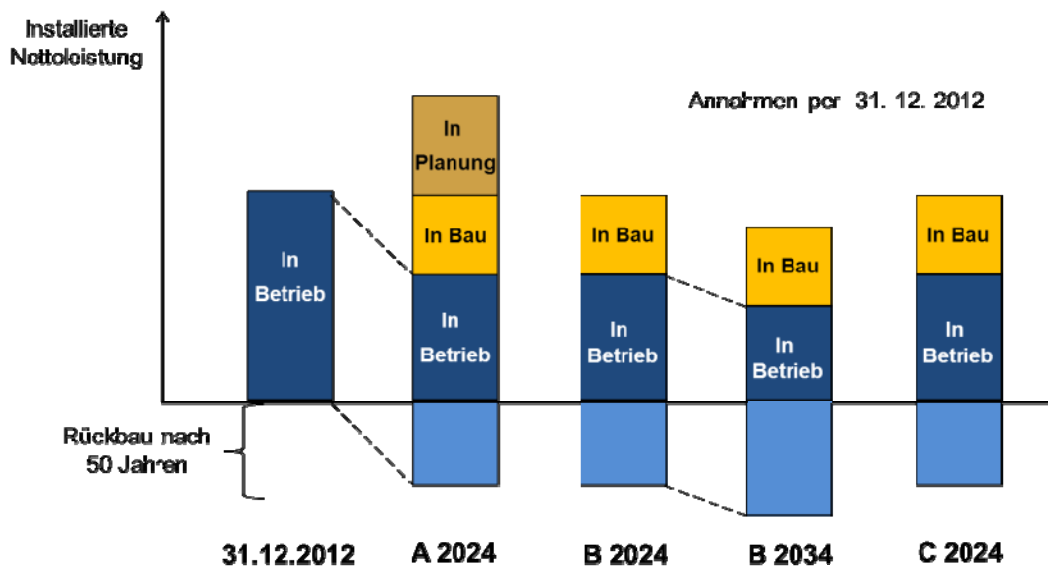
Wesentliche Quellen für den konventionellen Kraftwerkspark im vorliegenden Entwurf für den Szenariorahmen des NEP 2014 waren die aktuellen Bestandslisten konventioneller Kraftwerke der Bundesnetzagentur (Stand 13.03.2013), das Kraftwerksanschlussregister nach KraftNAV des VDE-FNN (Stand 15.02.2013), die aktuell bei den Ferngasleitungsnetzbetreibern (FNB) vorliegenden Anschlussbegehren für Gaskraftwerke sowie die Überlegungen, die in der Genehmigung des Szenariorahmens 2013 (November 2012) enthalten sind. Während der Aufbereitung der Eingangsdaten wurden Informationen zu einzelnen Kraftwerksblöcken präzisiert und mit unterschiedlichen Planungsstatus für den Stromsektor versehen. Diese Angaben wurden mit dem Kraftwerksanschlussregister beim Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik/Forum Netztechnik/Netzbetrieb (VDE/FNN) nach § 9 Kraftwerks-Netzanschlussverordnung abgeglichen. Aus diesen Quellen sind mit dem Stichtag 31.12.2013 alle Kraftwerke als in Betrieb, in Bau und in Planung befindlich kategorisiert.

### Braunkohle- und Steinkohlekraftwerkskapazitäten

Zur Ermittlung der Braunkohle- und Steinkohlekraftwerkskapazitäten in den Szenarien erfolgt eine Bestandsaufnahme der in Betrieb, in Bau und in Planung befindlichen Braunkohle-, und Steinkohlekraftwerke zum 31.12.2012.

In allen Szenarien erfolgt die Außerbetriebnahme von Braunkohle-, und Steinkohlekraftwerken nach der angenommenen Betriebsdauer von 50 Jahren. In Bau befindliche Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke werden anhand der voraussichtlichen Inbetriebnahme in allen Szenarien berücksichtigt. In Planung befindliche Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke werden anhand der voraussichtlichen Inbetriebnahme nur im Szenario A 2024 berücksichtigt. Somit erfolgt in den Szenarien B 2024, B 2034 und C 2024 kein Zubau der in Planung befindlichen Braunkohle-, und Steinkohlekraftwerke.

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Entwicklung der Braun- und Steinkohlekraftwerkskapazitäten



Quelle: ÜNB

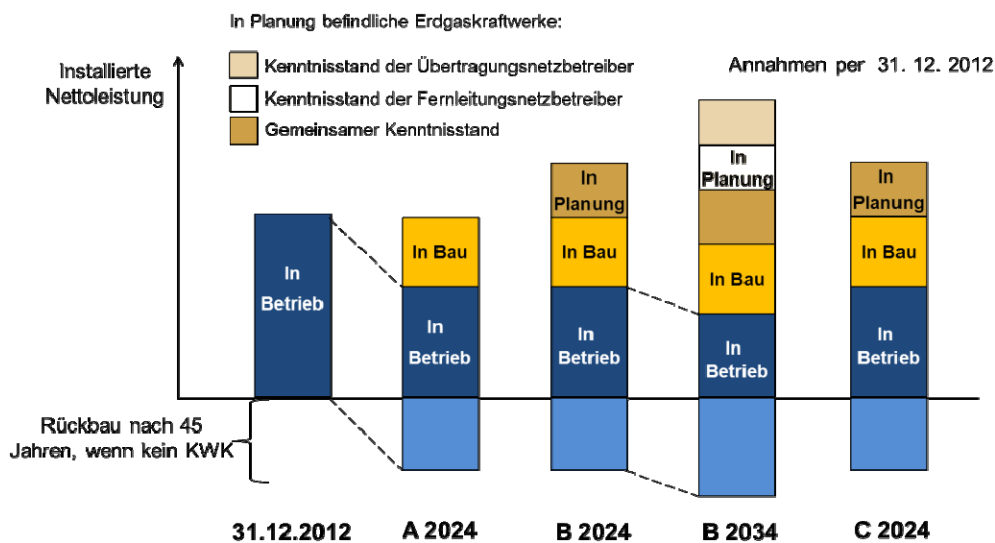
### Erdgaskraftwerkskapazitäten

Zur Ermittlung der Erdgaskraftwerkskapazitäten in den Szenarien erfolgte eine Bestandsaufnahme der in Betrieb, in Bau und in Planung befindlichen Erdgaskraftwerke zum 31.12.2012. Durch den Abgleich mit dem Netzentwicklungsplan Gas der Fernleitungsnetzbetreiber finden auch Erdgaskraftwerke aus dem Netzentwicklungsplan Gas Einzug in die Kraftwerksliste des Netzentwicklungsplans Strom der ÜNB.

Die Außerbetriebnahme von Erdgaskraftwerken mit KWK-Eigenschaft erfolgt in allen Szenarien nach 45 Jahren. Diese Erdgaskraftwerke werden dann leistungs- und standortgleich ersetzt. Erdgaskraftwerke ohne KWK-Eigenschaft werden nach Ablauf der Betriebsdauer von 45 Jahren außer Betrieb genommen. In Bau befindliche Erdgaskraftwerke werden anhand der voraussichtlichen Inbetriebnahme in alle Szenarien berücksichtigt.

Im Szenario A 2024 erfolgt kein Zubau durch in Planung befindliche Erdgaskraftwerke. In den Szenarien B 2024 und C 2024 werden in Planung befindliche Erdgaskraftwerke berücksichtigt, wenn diese sowohl den Fernleitungsnetzbetreibern als auch den Übertragungsnetzbetreibern bekannt sind. Zusätzlich zu diesen gemeinsam bekannten in Planung befindlichen Erdgaskraftwerken werden im Szenario B 2034 Erdgaskraftwerksprojekte berücksichtigt, die entweder den Fernleitungsnetzbetreibern oder den Übertragungsnetzbetreibern bekannt sind, oder die der Bundesnetzagentur bekannt gemacht wurden. Diese Kategorisierung erfolgte unter Zuhilfenahme des Kraftwerksanschlussregisters nach KraftNAV des VDE-FNN (Stand 15.02.2013), der Kapazitätsreservierungsansprüche nach § 38 GasNZV (Gasnetzzugangsverordnung), der Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV für Betreiber von Gaskraftwerken und der Meldungen an die Bundesnetzagentur.

Abbildung 2: Schematische Darstellung der Entwicklung der Erdgaskraftwerkskapazitäten



Quelle: ÜNB

### Öl- und sonstige konventionelle Kraftwerkskapazitäten

In allen Szenarien erfolgt die Außerbetriebnahme der Öl- und sonstigen konventionellen Kraftwerke nach der angenommenen Betriebsdauer von 50 Jahren. In Bau und in Planung befindliche Öl- und sonstige konventionelle Kraftwerke werden anhand der voraussichtlichen Inbetriebnahme in alle Szenarien berücksichtigt.

### Speicher (inkl. Pumpspeicher)

Zur Ermittlung der Speicher- und Pumpspeicherkapazitäten in den Szenarien erfolgte eine Bestandsaufnahme der in Betrieb, in Bau und in Planung befindlichen Speicherkraftwerke zum 31.12.2012.

In jedem Szenario werden ausgehend von den in Betrieb befindlichen Speicherkraftwerken alle derzeit in Planung befindlichen Speicherkraftwerke als realisiert angesetzt. Der Einsatz der Speicherkraftwerke unterliegt keiner maximalen Betriebsdauer und erfolgt somit zeitlich unbefristet. Darüber hinaus wurde kein weiterer Zubau an Speichermöglichkeiten in Deutschland angenommen.

### Regionalisierung konventioneller Kraftwerke und Speicher

Konventionelle Kraftwerke und Speicher wurden in einer Kraftwerksliste erfasst, die die Bestandskraftwerke, Kraftwerke im Bau, Kraftwerke in Planung und die Ersatzneubauten beinhaltet. Es ist somit möglich, die installierten Leistungen je Energieträger und Technologieklasse aus dem genehmigten Szenariorahmen mit den jeweiligen Vorgaben vollständig einzelnen bekannten, von den Kraftwerksbetreibern festgelegten, Standorten zuzuordnen. Die ÜNB haben keinen Einfluss auf die Standorte zukünftig zu errichtender Kraftwerke und sind auf die Informationen der Kraftwerksprojektiertoren angewiesen.

## 3.3 ANNAHMEN ZU ERNEUERBAREN ENERGIEN

In den Szenarien wird auf Basis des Bestands im Referenzjahr ein Rahmen realistischer Entwicklungen beim Zubau erneuerbarer Energien aufgespannt. Dabei werden sowohl die Ziele der Bundesregierung und der einzelnen Bundesländer als auch Daten der von den ÜNB beauftragten „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2013 bis 2017“ in den Szenarien berücksichtigt.

Insgesamt wird in Szenario C der größte Zuwachs installierter Leistung erneuerbarer Energien ausgewiesen, dieser ergibt sich aus den regionalen Entwicklungsprognosen und Zielen der Bundesländer. Szenario A bildet den unteren Rand des Szenariorahmens ab. Das Leitszenario B ist von einem höheren Anteil erneuerbarer Energien als im Szenario A gekennzeichnet, liegt jedoch unterhalb des Szenarios C.

Im Folgenden werden die Annahmen zur installierten Leistung erneuerbarer Energien in den einzelnen Szenarien detaillierter erläutert. Außerdem nimmt der Abschnitt eine Einordnung der Annahmen in die Bandbreite aktueller Studien vor.

#### **Ermittlung der Bestandsdaten**

Die Summen der installierten Leistungen der regenerativen Erzeuger in Deutschland je Energietyp basieren auf einer Reihe verschiedener Quellen. Das Vorgehen für die Ermittlung der einzelnen Referenzwerte für den Stichtag 31.12.2012 unterscheidet sich abhängig vom regenerativen Erzeuger.

- Die aktuelle installierte Leistung von Photovoltaikanlagen zum Stichtag 31.12.12 ergibt sich aus der Referenzzahl des Jahres 2011 – dem genehmigten Szenariorahmen 2013 entnommen – zuzüglich des von den Betreibern an die Bundesnetzagentur gemeldeten Zubaus in 2012.
- Die installierten Leistungen von Windenergieanlagen onshore sind der Studie „Status des Windenergieausbaus in Deutschland, Gesamtjahr 2012“ der WindGuard GmbH entnommen.<sup>1</sup>
- Die installierten Leistungen der Windenergieanlagen offshore wurden den Anlagenstammdaten der ÜNB – mit dem Stand Februar 2013 – entnommen. Zu beachten ist, dass es sich hierbei ausschließlich um an das Netz angeschlossene Anlagen handelt.
- Die installierte Leistung an Wasserkraftwerken zum Stichtag 31.12.2012 ergibt sich aus der Summe der genehmigten Referenzzahlen 2011 des NEP 2013 zuzüglich des Zubaus in 2012, entnommen aus den Anlagenstammdaten der ÜNB.
- Die installierte Leistung von Biomasseanlagen und sonstigen regenerativen Erzeugern zum Stichtag 31.12.2012 ergibt sich aus der Datenbank der EEG-Anlagenstammdaten der ÜNB (Stand Februar 2013).

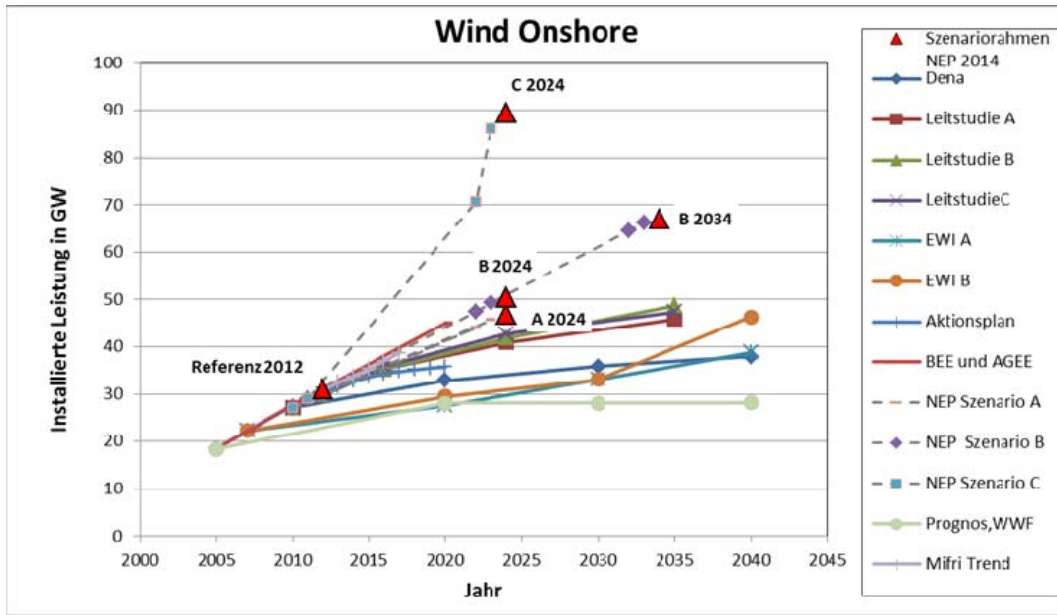
#### **Vergleichende Betrachtung**

In den nachfolgenden Grafiken sind die Mantelzahlen der installierten Leistungen erneuerbarer Energien der Szenarien für den NEP 2014 im Kontext zu Prognosewerten aus repräsentativen Studien dargestellt. Dargestellt sind beispielhaft die Energiequellen Wind onshore, Photovoltaik und Biomasse.

Anhand der Studien, die zur Verdeutlichung und Einordnung der Mantelzahlen herangezogen wurden, werden einerseits gleichbleibende Trends sichtbar, andererseits auch eine Schwankungsbreite zwischen den einzelnen Studien, die auch in unterschiedlichen Randbedingungen begründet ist: Einige Studien wurden vor der Katastrophe in Japan erstellt. In ihren Annahmen finden sich damit nicht die aktuellen Entwicklungen im Bereich der Kernenergie wieder.

<sup>1</sup>Quelle: N.N.; Status des Windenergieausbaus in Deutschland, Gesamtjahr 2012; Deutsche WindGuard GmbH

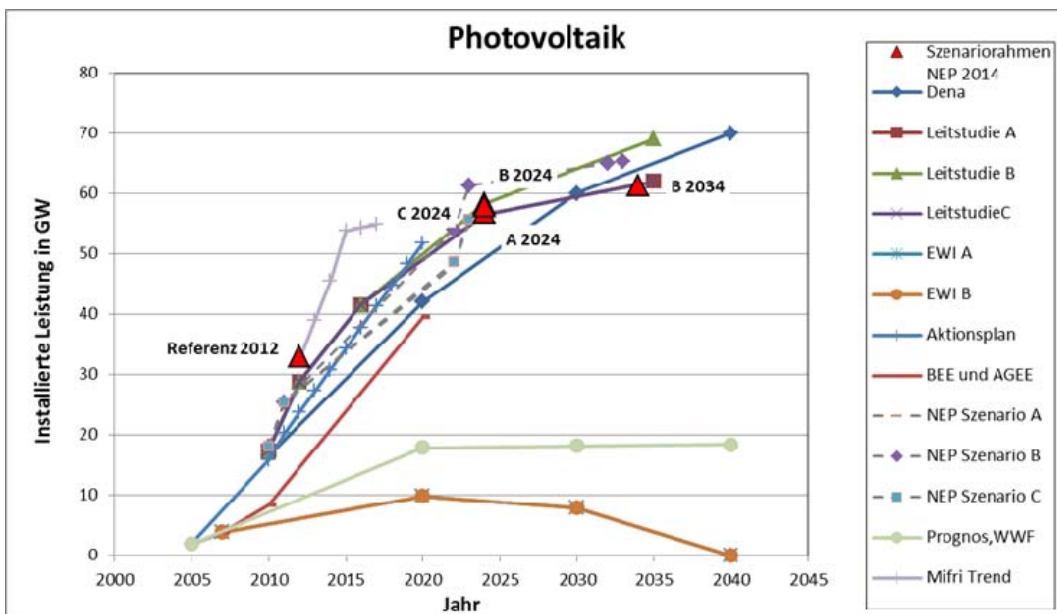
Abbildung 3: installierte Leistungen für Wind onshore im Vergleich



Quelle: Dena [1], Leitstudie [2], EWI [3], Aktionsplan [4], BEE und AGEE [5], Prognos, WWF [6], MiFri [11]

Vorstehende Grafik zeigt die Einbettung der Mantelzahlen für Wind onshore im Entwurf des Szenario-rahmens für den NEP 2014 in die Zahlenwerte der Vorgänger-NEP und verschiedener Studien. Das Szenario C 2024, das die Zielzahlen der Bundesländer beinhaltet, weicht deutlich von der erkennbaren Bandbreite der Studien ab und bildet im Szenario-rahmen damit insgesamt den oberen Rand der installierten Leistungen erneuerbarer Energien.

Abbildung 4: installierte Leistungen für Photovoltaik im Vergleich

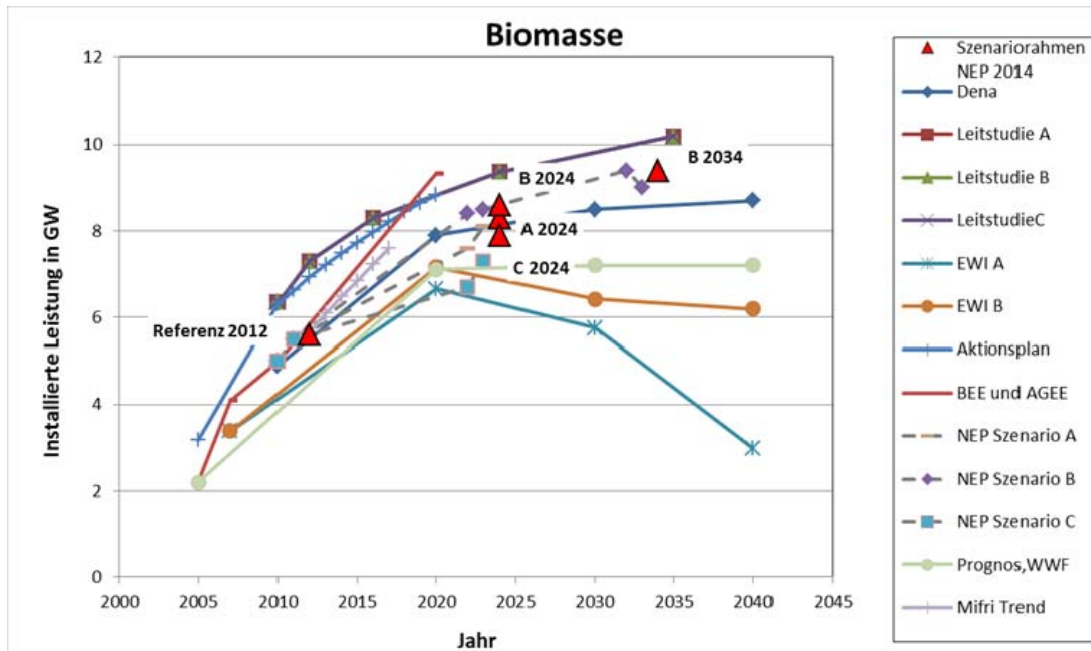


Quelle: Dena [1], Leitstudie [2], EWI [3], Aktionsplan [4], BEE und AGEE [5], Prognos, WWF [6], MiFri [11]



Vorstehende Grafik zeigt die Einbettung der Mantelzahlen für Photovoltaik im Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2014 in die Zahlenwerte der Vorgänger-NEP und verschiedener Studien. Unterschiede ergeben sich insbesondere aus den Annahmen zum politischen Rahmen.

Abbildung 5: installierte Leistungen für Biomasse im Vergleich



Quelle: Dena [1], Leitstudie [2], EWI [3], Aktionsplan [4], BEE und AGEE [5], Prognos, WWF [6], MiFri [11]

Vorstehende Grafik zeigt die Einbettung der Mantelzahlen für Biomasse im Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2014 in die Zahlenwerte der Vorgänger-NEP und verschiedener Studien.

### 3.4 ANNAHMEN ZUM EUROPÄISCHEN RAHMEN

Das europäische Energieversorgungssystem ist schon heute durch bestehende Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern des ENTSO-E-Netzverbundes eng miteinander verknüpft. Hierdurch wird ein Stromhandel zwischen einzelnen Marktgebieten ermöglicht. Das dritte Energie-Binnenmarktpaket der Europäischen Union (EC 714/2009), das am 03.03.2011 in Kraft trat, hat als Ziel die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes insbesondere durch eine weitergehende Verstärkung der transeuropäischen Verbindungen und der Energieinfrastrukturen sowohl innerhalb als auch zwischen den Mitgliedstaaten. Dabei spielen die dem Binnenmarkt zur Verfügung gestellten Austauschkapazitäten zwischen den einzelnen Marktgebieten eine wichtige Rolle, da durch Handelsaktivitäten der Kraftwerkseinsatz in diesen Gebieten regional und auch überregional beeinflusst wird. Da die Austauschmöglichkeiten elektrischer Energie in Europa hinsichtlich der Leistung nicht unbegrenzt sind, bilden sich Märkte mit unterschiedlichen Energiepreisen. Durch einen möglichst freizügigen Energiebinnenmarkt soll innerhalb der Europäischen Union der Wettbewerb noch weiter gestärkt werden, um so für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie zu fördern. Darüber hinaus können durch ein eng vermaschtes Übertragungsnetz im europäischen Verbund auch weiter entfernt liegende Erzeugungskapazitäten, z. B. aus regenerativen Energien oder Speichern, erschlossen werden. Der zukünftige Einsatz des Erzeugungssystems in Deutschland – und damit auch die Transportaufgabe für das Übertragungsnetz – wird daher aufgrund der zentralen Lage innerhalb Europas und der gut ausgebauten Verbindungen zu den Anrainerstaaten von den Entwicklungen in den Nachbarländern abhängig sein, d. h. für die Dimensionierung eines engpassfreien Übertragungsnetzes in Deutschland können Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Austauschleistungen zwischen Deutschland und den angren-

zenden Marktgebieten von großer Bedeutung sein. Demzufolge sind für den Netzentwicklungsplan neben den Annahmen für das deutsche Erzeugungssystem auch die Entwicklungen der Last und der Erzeugungslandschaft im übrigen Europa relevant. Um sämtliche Wechselwirkungen des europäischen Verbundnetzes berücksichtigen zu können, werden alle 35 Länder des ENTSO-E-Netzverbundes bei der Bestimmung der zukünftigen Transportaufgabe auf Basis einer Simulation des zukünftigen Energiemarkts mit einbezogen. Für das deutsche Übertragungsnetz sind besonders die zukünftigen grenzüberschreitenden Handelsflüsse Deutschlands relevant, die sich aus den zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten sowie den installierten Leistungen und Nachfrageentwicklungen in Europa ergeben.

Bereits im NEP 2012 und 2013 wurde die künftige Entwicklung des europäischen Binnenmarktes auf Basis der in ENTSO-E gemeinsam von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern erarbeiteten „Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012 – 2025“ (SOAF) mit den Szenarien aus dem Szenariorahmen des deutschen NEP verknüpft. Für den NEP 2014 findet wiederum eine Berücksichtigung der SOAF statt, die sich zurzeit im Entwurfsstadium befindet und die voraussichtlich im April 2013 veröffentlicht wird.

Die SOAF ist eine jährliche Veröffentlichung von ENTSO-E und präsentiert die Szenarien, die im Zehnjahresnetzentwicklungsplan auf europäischer Ebene (TYNDP) in Erfüllung der EU-Richtlinie 714/2009 als Grundlage der europäischen Netzentwicklung Berücksichtigung finden. Zudem wird in der SOAF die Passfähigkeit zwischen installierter Erzeugungslleistung und Verbrauch im gesamten ENTSO-E Verbundsystem für einen mittleren und langfristigen Zeithorizont prognostiziert.

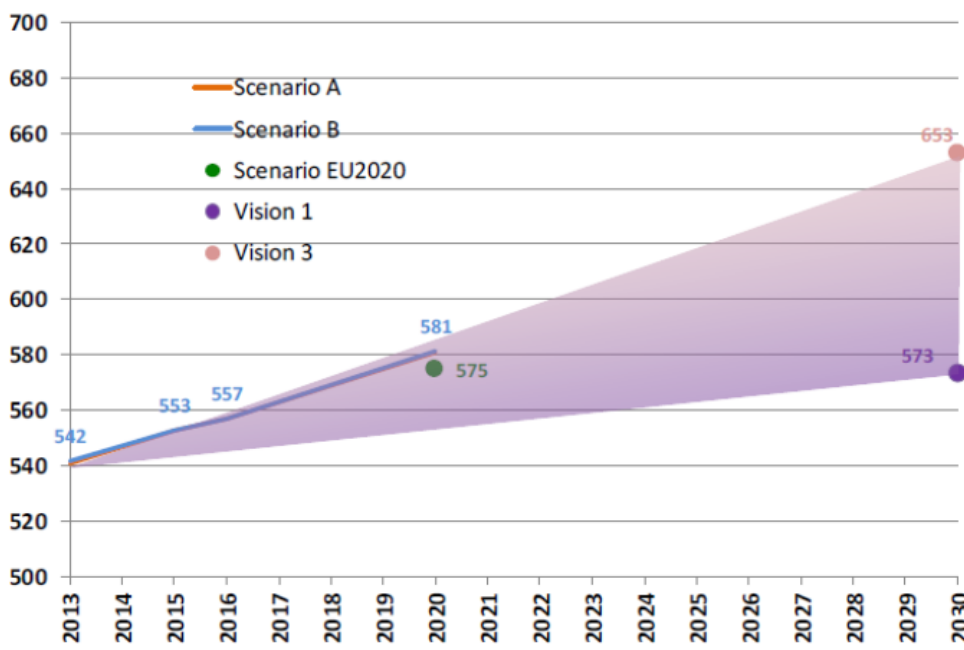
Der für den NEP 2014 zugrunde gelegte Entwurf der SOAF 2013 wird von ENTSO-E zwischen den beiden europäischen Netzentwicklungsplänen TYNDP der Jahre 2012 und 2014 herausgegeben und zeigt eine Aktualisierung der mittelfristigen Ergebnisse des TYNDP 2012. Der vorliegende Entwurf der SOAF 2013 wurde aus Eingangsdaten der Übertragungsnetzbetreiber aus den ENTSO-E Mitgliedstaaten zwischen September und Oktober 2012 zusammengestellt und bezieht sich auf den Zeitraum zwischen 2013 und 2030. Er enthält drei Szenarien für Erzeugung und Verbrauch: Das „EU 2020 Szenario“, das von den nationalen erneuerbaren Energien-Aktionsplänen abgeleitet wurde, die in Einklang mit den europäischen 20-20-20-Zielen stehen, ein Szenario B, das auf den Erwartungen der Übertragungsnetzbetreiber basiert und zusätzlich ein Szenario A, das aus dem Szenario B abgeleitet wird, aber nur die als wahrscheinlich eingeschätzten Erzeugungseinheiten berücksichtigt. Als neues Element enthält der Entwurf der SOAF 2013 Daten zu Szenarien für 2030, die eine Brücke zwischen den europäischen Energiezielen für 2020 und 2050 schlagen sollen. Im Überblick umfasst das Dokument folgende Szenarien:

- Szenario EU 2020 (basierend auf den NREAPs),
- Szenario A („Conservative Scenario“),
- Szenario B („Best Estimate Scenario“),
- Vision 1 „Slow progress“,
- Vision 3 „Green transition“.

Für die jeweiligen Szenarien werden für charakteristische Referenzzeitpunkte u. a. die Erzeugung aus konventionellen und regenerativen Energiequellen, der Verbrauch, die geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeit sowie die Export- und Importkapazität für jedes Land aufgeführt. Dabei beschreiben die beiden Visionen 1 und 3 zwei von vier Eckpunkten der als zukünftig für möglich angesehenen Entwicklungen. Diese sind als Extremwerte ausgelegt und entsprechen damit nicht der Vorgabe des EnWG hinsichtlich der Betrachtung wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen des NEP.

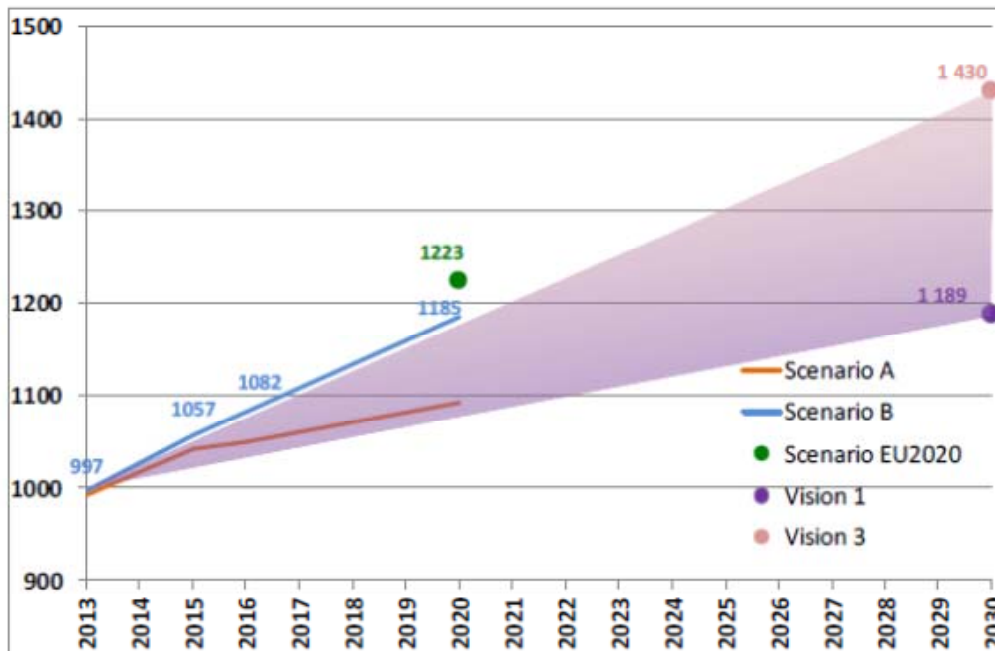
In den folgenden Abbildungen wird ein Überblick über Verbrauch, Erzeugung und Struktur der Erzeugung zwischen den einzelnen Szenarien gegeben, dabei wird der Referenzzeitpunkt im Januar miteinander verglichen.

Abbildung 6: Verbrauch in allen Szenarien; Referenzzeitpunkt Januar 19:00 Uhr (Werte in GW)



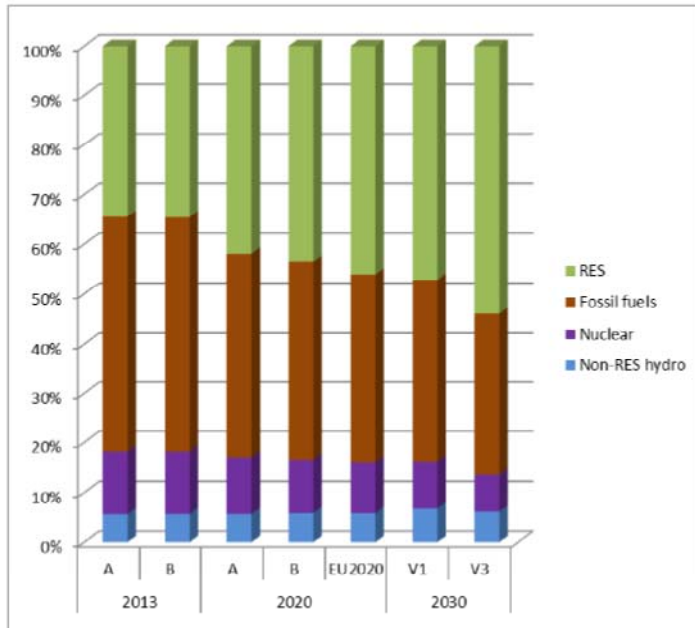
Quelle: ÜNB auf Basis Entwurf SOAF 2013

Abbildung 7: Nettoerzeugungskapazität in allen Szenarien (Werte in GW)



Quelle: ÜNB auf Basis Entwurf SOAF 2013

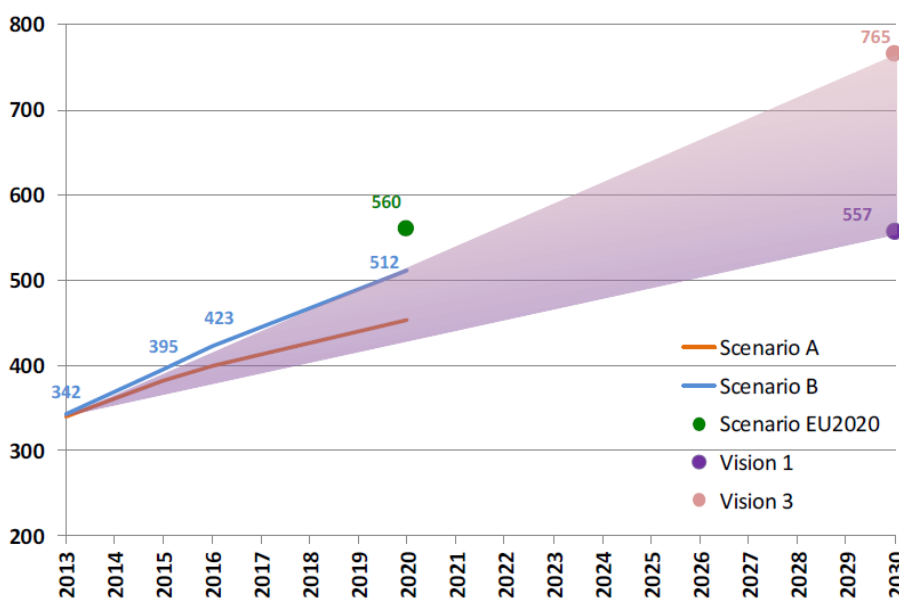
Abbildung 8: Struktur des Erzeugungsparks nach Energieträgern in allen Szenarien (relative Werte in %); RES = erneuerbare Energien



Quelle: ÜNB auf Basis Entwurf SOAF 2013

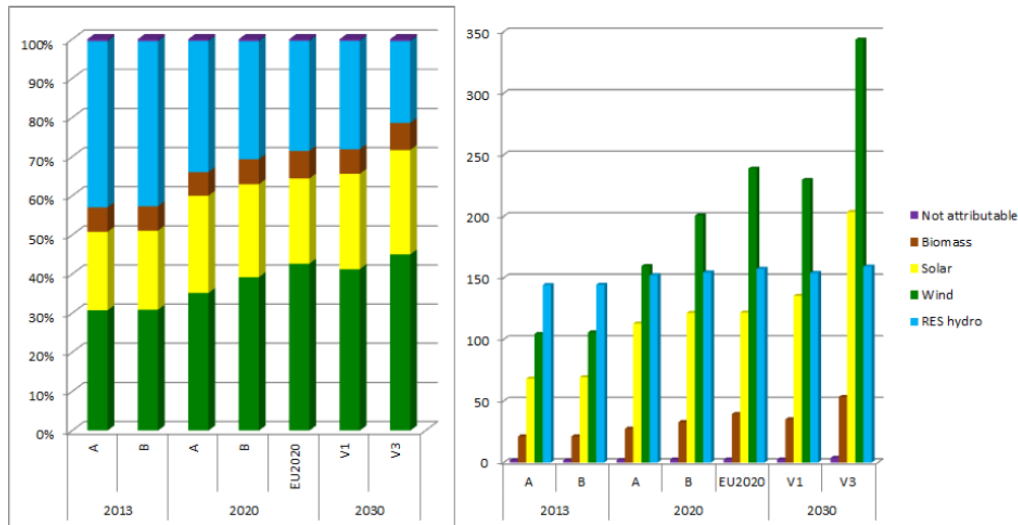
Als Ergebnis der europäischen Energie- und Klimapolitik wird erwartet, dass die Erzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien die am schnellsten wachsende Erzeugungskategorie sind. Die europäische Kommission hat angezeigt, dass der Anteil an Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2030 zwischen 51,4 und 59,8 % für die gesamte EU sein muss, damit diese auf dem Pfad bleibt, der durch die „EU energy roadmap 2050“ vorgegeben wird.

Abbildung 9: ENTSO-E Prognose der EE Erzeugungskapazität nach Energieträgern in allen Szenarien (absolute Werte in GW)



Quelle: ÜNB auf Basis Entwurf SOAF 2013

Abbildung 10: Aufschlüsselung der prognostizierten EE Erzeugungskapazität nach Energieträgern in allen Szenarien (relative Werte in % und Werte in GW)



Quelle: ÜNB auf Basis Entwurf SOAF 2013

Vergleicht man die Entwicklung der erneuerbaren Energien der SOAF 2013 mit der SOAF 2012 so wird deutlich, dass die europäischen Übertragungsnetzbetreiber im letzten Jahr in ihrer Einschätzung insgesamt optimistischer geworden sind, dass die energiepolitischen 20-20-20-Ziele erfüllt werden. Dabei kann man erkennen, dass der Anteil an Wind stark zunimmt. Es wird erwartet, dass sich die installierte Leistung von ca. 100 GW an Windkraftanlagen von 2013 an hin zu einer installierten Leistung zwischen 230 GW und 345 GW entwickelt. Die installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen steigt dabei von 70 GW in 2013 auf ein Niveau zwischen 140 GW und 200 GW im Jahr 2030 je nach Szenario.

Für die Netzentwicklung in Deutschland wird jedem Szenario aus dem Szenariorahmen ein entsprechendes Szenario für das gesamteuropäische Umfeld so gegenübergestellt, dass ein Einklang der energiewirtschaftlichen und -politischen Entwicklungen in den Szenarien des NEP in Deutschland und für Europa entstehen kann. Die energiewirtschaftlichen Eingangsparameter in Europa werden dabei nach den konsultierten und vorgelegten Parametern des Szenariorahmens NEP 2014 angepasst. Diese Zuordnung ist in der folgenden Tabelle aufgeführt:

Tabelle 3: Zuordnung der Szenarien von NEP 2014 zu den Szenarien im Entwurf der SO&AF 2013 – 2030

Szenarien im Netzentwicklungsplan 2014	Szenarien „SO&AF“	Bemerkung zum europäischen Szenario
Szenario A 2024	System Adequacy Forecast, Scenario A	geringer Verbrauchszuwachs; konservative Einschätzung des KW-Parks
Szenario B 2024	System Adequacy Forecast, Scenario B	moderater Verbrauchszuwachs, moderater Zubau von Kraftwerken
Szenario B 2034	Vision 3	Extremszenario, entspricht hinsichtlich der installierten Leistung erneuerbarer Energien jedoch Szenario B in DE
Szenario C 2024	EU 202020	geringerer Verbrauchszuwachs, hoher EE-Zuwachs

Quelle: Entwurf der SO&AF 2013-2030

Für die Verbindung von und nach Deutschland aus den Nachbarstaaten wird angenommen, dass dem Energiebinnenmarkt Kapazitäten nach Tabelle 4 zur Verfügung gestellt werden können. Diese Werte wurden in Abstimmung mit den Nachbar-ÜNB ermittelt und werden für die Marktmodellierung angesetzt.

Tabelle 4: Zuordnung der Szenarien von NEP 2014 zu den Szenarien im Entwurf der SO&amp;AF 2013-2030

2024	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Von Deutschland nach ...	1.000	4.400	1.300	1.200	2.500	3.000	2.300	3.800	1.400	2.000	600
Von ... nach Deutschland	1.000	4.200	2.600	1.200	2.500	3.000	2.300	3.800	1.400	3.000	600
2034	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Von Deutschland nach ...	2.000	6.000	2.600	1.200	2.500	5.000	2.700	5.000	2.800	3.000	1.200
Von ... nach Deutschland	2.000	6.000	2.600	1.200	2.500	5.000	2.700	5.000	2.800	3.000	1.200

Quelle: ÜNB auf Basis Angaben europäischer ÜNB

Zusätzlich werden in der Marktsimulation die Beschränkungen der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Österreich berücksichtigt. Die Abbildung dieser Übertragungskapazität ist eine Notwendigkeit für die korrekte Dimensionierung des Netzausbaus in Deutschland und nicht als Vorschlag zur Aufspaltung der gemeinsamen Preiszone zwischen Deutschland und Österreich zu verstehen. In der Marktsimulation wird zwischen Deutschland und Österreich eine Handelskapazität in Höhe von 5.500 MW für die Szenarien A 2024, B 2024 und C 2024 sowie 7.000 MW für das Szenario B 2034 angesetzt.

Alle vorgenannten Werte wurden aus dem Szenariorahmen des NEP 2013 übernommen und werden nach Abschluss der Abstimmung mit den europäischen Nachbarn im Rahmen der Erstellung des TYNDP 2014 angepasst.

Mit der Einbindung der Szenarien des NEP in den gesamteuropäischen Kontext liefert die Marktsimulation im Ergebnis je Szenario einen wirtschaftlich optimierten Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Stromnachfrage für den gesamten europäischen Betrachtungsbereich einschließlich Deutschland.

## 4 KONKRETISIERUNG DER SZENARIEN

Im Folgenden wird die Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung vom Bestand Ende 2012 zum jeweiligen Szenario für jeden Primärenergieträger im Einzelnen aufgeschlüsselt.

Tabelle 5: Erwartete Entwicklung der Leistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland

Konventionelle Kraftwerke Netto Nennleistung in GW	Referenz 2012	Szenario A 2024	Szenario B 2024	Szenario B 2034	Szenario C 2024
Deutschland	<b>100,3</b>	<b>81,7</b>	<b>86,7</b>	<b>83,8</b>	<b>86,7</b>
Differenz zu Bestand 31.12.2012		-18,6	-13,6	-16,5	-13,6
davon in Bau		9,2	9,2	9,2	9,2
davon in Planung		7,4	12,4	23,2	12,4
davon Rückbau angezeigt		-16,7	-16,7	-16,7	-16,7
davon Rückbau nach 45 bzw. 50 Jahren angenommen		-18,5	-18,5	-32,1	-18,4
<i>davon Ersatz an bestehendem Standort (KWK)</i>		3,0	3,0	3,8	3,0

Quelle: ÜNB auf Basis Quellen wie in Kapitel 3.2 beschrieben

Tabelle 6: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Braunkohlekraftwerken

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2012	Szenario A 2024	Szenario B 2024	Szenario B 2034	Szenario C 2024
Braunkohle	20,9	16,0	15,4	11,3	15,4
Differenz zu Bestand 31.12.12		-4,9	-5,5	-9,6	-5,5
davon in Bau		0,0	0,0	0,0	0,0
davon in Planung		0,6	0,0	0,0	0,0
davon Rückbau angezeigt		-1,4	-1,4	-1,4	-1,4
davon Rückbau nach 50 Jahren angenommen		-4,1	-4,1	-8,2	-4,1

Quelle: ÜNB auf Basis Quellen wie in Kapitel 3.2 beschrieben

Tabelle 7: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Steinkohlekraftwerken

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2012	Szenario A 2024	Szenario B 2024	Szenario B 2034	Szenario C 2024
Steinkohle	25,1	26,5	25,1	18,5	25,1
Differenz zu Bestand 31.12.2012		1,4	0,0	-6,6	0,0
davon in Bau		8,0	8,0	8,0	8,0
davon in Planung		1,5	0,0	0,0	0,0
davon Rückbau angezeigt		0,0	0,0	0,0	0,0
davon Rückbau nach 50 Jahren angenommen		-8,1	-8,1	-14,6	-8,1

Quelle: ÜNB auf Basis Quellen wie in Kapitel 3.2 beschrieben



Tabelle 8: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Erdgaskraftwerken

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2012	Szenario A 2024	Szenario B 2024	Szenario B 2034	Szenario C 2024
Erdgas	27,9	23,4	30,5	40,1	30,5
davon Ersatz an bestehendem Standort (KWK)		3,0	3,0	3,8	3,0
Differenz zu Bestand 31.12.2012		-4,4	2,6	12,3	2,6
davon in Bau		0,9	0,9	0,9	0,9
davon in Planung		1,1	8,1	19,0	8,1
davon Rückbau angezeigt		-3,2	-3,2	-3,2	-3,2
davon Rückbau nach 45 Jahren angenommen		-3,2	-3,2	-4,3	-3,2

Quelle: ÜNB auf Basis Quellen wie in Kap. 3.2 beschrieben

Tabelle 9: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Mineralölprodukt-Kraftwerken

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2012	Szenario A 2024	Szenario B 2024	Szenario B 2034	Szenario C 2024
Mineralölprodukte	3,9	1,7	1,7	1,0	1,7
Differenz zu Bestand 31.12.2012		-2,2	-2,2	-2,9	-2,2
davon in Bau		0,0	0,0	0,0	0,0
davon in Planung		0,0	0,0	0,0	0,0
davon Rückbau angezeigt		0,0	0,0	0,0	0,0
davon Rückbau nach 50 Jahren angenommen		-2,2	-2,2	-2,9	-2,2

Quelle: ÜNB auf Basis Quellen wie in Kap. 3.2 beschrieben

Tabelle 10: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Speicher (inkl. Pumpspeicher)

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2012	Szenario A 2024	Szenario B 2024	Szenario B 2034	Szenario C 2024
Speicher (inkl. Pumpspeicher)	6,4	10,5	10,5	10,5	10,5
Differenz zu Bestand 31.12.2012		4,1	4,1	4,1	4,1
davon in Bau		0,3	0,3	0,3	0,3
davon in Planung		3,9	3,9	3,9	3,9
davon Rückbau angezeigt		0,0	0,0	0,0	0,0
davon Rückbau nach 200 bzw. 50 Jahren		-0,1	-0,1	-0,1	-0,1

Quelle: ÜNB auf Basis Quellen wie in Kap. 3.2 beschrieben

Tabelle 11: Erwartete Entwicklung der Leistung aus sonstigen Kraftwerken

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2012	Szenario A 2024	Szenario B 2024	Szenario B 2034	Szenario C 2024
sonstige	4,0	3,5	3,5	2,4	3,5
Differenz zu Bestand 31.12.2012		-0,5	-0,5	-1,6	-0,5
davon in Bau		0,0	0,0	0,0	0,0
davon in Planung		0,3	0,3	0,3	0,3
davon Rückbau angezeigt		0,0	0,0	0,0	0,0
davon Rückbau nach 50 Jahren angenommen		-0,8	-0,8	-1,9	-0,8

Quelle: ÜNB auf Basis Quellen wie in Kap. 3.2 beschrieben

Für die **Entwicklung des Verbrauchs** wird von folgenden Parametern ausgegangen:

Tabelle 12: Energie und Leistung des Endverbrauchs

Verbrauch	Referenz 2011	Szenario A 2024	Szenario B 2024	Szenario B 2034	Szenario C 2024
Endenergie (TWh)	535,2	535,2	535,2	535,2	535,2
max. Leistung (GW) <sup>2</sup>	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9

Quelle: BDEW, ÜNB

Der Endenergieverbrauch wird in allen Szenarien auf dem heutigen Stand gehalten. Dabei wird ein Normaljahr mit 365 Tagen zugrunde gelegt. Als Basisjahr wird das Jahr 2011 gewählt, da für das Jahr 2012 noch keine endgültigen Werte vorliegen. Von einer Variation des Verbrauchs über die Zeit und die Szenarien wird abgesehen, da es heute noch schwer möglich ist, die gegensätzlichen Entwicklungen hinsichtlich des zukünftigen Energiebedarfs (Smart Grids, Demand Side-Management, Elektromobilität, Wärmepumpen, Effizienzsteigerung etc.) gegeneinander abzuwägen. Zudem hilft das Festhalten dieses Parameters bei der Identifikation der Einflussgrößen, die den Netzausbaubedarf wesentlich beeinflussen. Die gesamte Energiemenge des Endverbrauchs im Jahr 2011 wurde einer Erhebung des BDEW entnommen<sup>3</sup>. Das Vorgehen zur Ermittlung der Belastungszeitreihen und der Jahreshöchstlast des Endverbrauchs wurde im ersten Entwurf zum NEP 2012 beschrieben<sup>4</sup>, wobei jetzt als Bezugsjahr das Jahr 2011 gewählt wurde. Damit errechnet sich mit den Bezugsgrößen 510,4 TWh und 82,1 GW für den von den ÜNB beobachtbaren Verbrauch einschließlich der Übertragungsverluste in allen Netzen eine Benutzungsdauer der Höchstleistung von 6.216 h. Unter Berücksichtigung pauschaler Verlustsätze von 6 % für alle Spannungsebenen entspricht dies einem von den ÜNB beobachtbaren Nettostromverbrauch von 481,5 TWh bei 77,5 GW Höchstleistung. Mit dem vom BDEW übernommenen Wert des Endverbrauchs von 535,2 TWh berechnet sich die Höchstleistung der Endverbraucherfrage zu 83,6 GW, wenn ein lineares Benutzungsprofil mit 8.760 h/a des nicht beobachtbaren Verbrauchs von 53,7 TWh angenommen wird. Unter Berücksichtigung der Netzverluste in den Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen von ca. 4 % wird die maximal abzudeckende Nachfrageleistung zu ca. 86,9 GW extrapoliert.

Die ÜNB schließen sich den Ausführungen der Bundesnetzagentur in der Genehmigung des Szenario-rahmens zum NEP 2012 vom 03.11.2012 an:

„Eine einheitliche und eindeutige Schlussfolgerung im Hinblick auf die Entwicklung des Nettostrombedarfs kann zwar aus Studien nicht abgeleitet werden. Bei einem auch nur geringen Wirtschaftswachstum ist die angenommene konstante Entwicklung des Nettostrombedarfs aber schon ein sehr ambitioniertes Ziel, das erhebliche Fortschritte bei der Energieeinsparung und der Energieeffizienz voraussetzt. Es muss davon ausgegangen werden, dass eine durch Fortschritte bei der Energieeinsparung und der Energieeffizienz erzielte Minderung des Stromverbrauchs durch ein Wirtschaftswachstum sowie durch neue Anwendungen kompensiert wird. Insbesondere in den Bereichen Mobilität und Wärmezeugung ist tendenziell mit einer Ersetzung von fossilen Brennstoffen durch Strom und damit mit einer Erhöhung des Stromverbrauchs zu rechnen. Dies entspricht zwar dem energiepolitischen Ziel der Reduktion der Treibhausgasemissionen, muss aber bei der Bestimmung des künftigen Nettostrombedarfs berücksichtigt werden. Insbesondere die Elektromobilität hat für die Bundesregierung einen hohen Stellenwert. Deshalb hat die Bundesregierung am 19. August 2009 den Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität verabschiedet. Darin strebt die Bundesregierung das Ziel an, dass bis zum Jahr 2020 eine Million Elekt-

<sup>2</sup> Unter Einbeziehung der Verlustleistung in den Verteilungsnetzen

<sup>3</sup> [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Energiedaten](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten), 9.2 Netto-Stromverbrauch in Deutschland

<sup>4</sup> Erster Entwurf zum NEP 2012 vom 30.05.2012, S. 30 – 32

rofahrzeuge auf Deutschlands Straßen fahren. Des Weiteren spielen elektrisch betriebene Wärmepumpen vor allem bei Neubauten eine immer größere Rolle bei der Wärmeversorgung. Auch auf eine Differenzierung des angenommenen Nettostrombedarfs in den Szenarien wird entgegen der Forderung einzelner Konsultationsteilnehmer verzichtet, um die Wirkungen der variierenden Annahmen zur installierten regenerativen und konventionellen Erzeugungsleistung auf den erforderlichen Netzentwicklungsbedarf besser erkennen zu können.“

### Ergänzende Eingangsdaten zur Marktmodellierung

Als Eingangsdaten für die Marktsimulation mit dem europäischen und deutschen Kraftwerkspark werden Preise für Emissionszertifikate und Brennstoffpreise benötigt. Zusätzlich müssen die Emissionsfaktoren bekannt sein. In Abstimmung mit dem NEP der FNB werden dafür folgende Werte verwendet:

Tabelle 13: Brennstoffpreise und Zertifikatskosten

Alle Szenarien	Einheit	2011	2024	2034	2024/2011
<b>Internationale Preise</b>					
Ölpreis real	[USD <sub>2011</sub> /bbl]	111	109	117	5 %
CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis	[EUR <sub>2011</sub> /t]	15	29	48	217 %
<b>Grenzübergangspreise Deutschland</b>					
Rohöl	[EUR <sub>2011</sub> /t]	593	594	721	22 %
Erdgas	[Cent <sub>2011</sub> /kWh]	2,6	2,7	2,8	7 %
Kraftwerkssteinkohle	[EUR <sub>2011</sub> /t SKE]	107	81	88	-17 %
Braunkohle (Inland)	[EUR <sub>2010</sub> /MWh <sub>th</sub> ]	1,5	1,5	1,5	1,5

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber (2012): Netzentwicklungsplan Gas 2012

In Abstimmung mit dem NEP Gas sind folgende Emissionsfaktoren der Marktsimulation mit dem europäischen und deutschen Kraftwerkspark zugrunde gelegt:

Tabelle 14: Emissionsfaktoren

Primärenergieträger	Spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen [t CO <sub>2</sub> /GJ <sub>therm</sub> ]
Braunkohle	0,1110
Steinkohle	0,0917
Erdgas	0,0556
Öl	0,0750

Quelle: Bundesumweltamt (2011): CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen

## 5 REGIONALISIERUNG

Für das Verständnis der regionalen Zuordnung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen in diesem Entwurf für den Szenariorahmen des NEP 2014 sind einige grundlegende Rahmenbedingungen wichtig:

- Die Übertragungsnetzbetreiber haben keinen Einfluss auf die räumliche Verteilung der zukünftig erwarteten EE-Erzeugungsanlagen.
- Es finden alle EE-Erzeugungsanlagen mit Anschluss an alle Netzebenen Berücksichtigung.
- Die zum Referenzzeitpunkt 31.12.2012 bekannten dezentralen EE-Anlagen mit Einspeisung in die Nieder- und Mittelspannungsnetze konnten regional gut zugeordnet werden.
- Die ÜNB müssen Annahmen zur zukünftigen regionalen Verteilung der EE-Erzeugungsanlagen treffen. Die Bestandszahlen aller Bundesländer dienen dabei als Orientierung und der Zielwert im jeweiligen Szenario für jede Energiequelle für Deutschland insgesamt als feste Größe.
- Die im Auftrag der deutschen ÜNB erstellte Mittelfristprognose für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gibt wesentliche Hinweise für die Entwicklung der nächsten fünf Jahre.

Für die Mantelzahlen des Szenarios C 2024 und deren bundesländerscharfe Angaben werden die Ergebnisse der aktuellen Bundesländer-Abfrage verwendet. Um aktuelle Zielwerte der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien zu erhalten, haben die Übertragungsnetzbetreiber alle Bundesländer mit der Bitte um Bereitstellung dieser Werte angeschrieben.

Für die regionale Verteilung auf Bundesländer in den Szenarien A 2024, B 2024 und B 2034 wird eine Mischung aus einem Top-down-Ansatz und einem Bottom-up-Ansatz verwendet. Auf der einen Seite werden die aus der EEG-Mittelfristprognose 2017 abgeleiteten Mantelzahlen für das Jahr 2024 auf die Regelzonen der einzelnen ÜNB regionalisiert (top-down). Auf der anderen Seite werden für jede erneuerbare Energiequelle die Bundeslandzahlen mit Stand 31.12.2012 auf die Mantelzahlen hochgerechnet, sodass sich eine bundeslandscharfe Zuordnung der EE für das Jahr 2024 ergibt (bottom-up). Als Grundlage für die regionale Verteilung bei diesem Verfahren dienen die Anlagenstammdaten der ÜNB bis einschließlich 31.12.2012.

Die Bundeslandzahlen für den 31.12.2012 werden verschiedenen Studien und Trendanalysen auf Basis historischer Referenzwerte entnommen. Die installierte Windenergieleistung (onshore) wird aus einer Auswertung von WindGuard<sup>5</sup> entnommen, und für die installierte Leistung der Solarenergieanlagen wird auf die Anlagenstammdaten der ÜNB zum Stand 31.12.2011 und das Zubauregister der Bundesnetzagentur für das gesamte Jahr 2012<sup>6</sup> zurückgegriffen. Für Biomasse, Wasser und sonstige EE werden die Anlagenstammdaten der ÜNB als Referenz verwendet.

Zu der im NEP 2013 ausgewiesenen Entwicklungsgeschwindigkeit der installierten Leistung von Windenergieanlagen in der Nord- und Ostsee gab es im Nachgang zur Genehmigung des Szenariorahmens im letzten Jahr zahlreiche Diskussionen zwischen beteiligten Parteien. Für die Ostsee wurde ein höherer Wert für das Szenario B 2023 eingefordert, als der, der im Genehmigungsdokument den ÜNB nahegelegt wurde. Von Vertretern der Offshore-Windbranche wurde ein Ausbau bis 2020 mit 6 bis 8 GW in Nord- und Ostsee und damit unterhalb des politischen Zieles von 10 GW als realistisch angesehen. Daher werden für die Nordsee für das Jahr 2024 wieder Werte in der Größenordnung der im Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2013 genannten Leistungen angenommen. Für die Prognose des Jahres 2034 (Nordsee) wird das Ausbautempo im 10-Jahres-Intervall von 2024 bis 2034 analog zu dem Intervall von 2023 bis 2033 mit rund 7 GW Zubau angenommen.

<sup>5</sup>[http://www.windguard.de/fileadmin/media/pdfs/UEber\\_Uns/Statistik\\_Ausbau\\_Windenergie/Gesamtjahr\\_2012/Fact\\_Sheet\\_Statistik\\_WE\\_2012-12-31.pdf](http://www.windguard.de/fileadmin/media/pdfs/UEber_Uns/Statistik_Ausbau_Windenergie/Gesamtjahr_2012/Fact_Sheet_Statistik_WE_2012-12-31.pdf)

<sup>6</sup>[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerquetungssaetzePVAnlagen/VerquetungssaetzePhotovoltaik\\_node.html;jsessionid=7DC58B26F26665F6C2E4914667A26B64#doc149586bodyText2](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerquetungssaetzePVAnlagen/VerquetungssaetzePhotovoltaik_node.html;jsessionid=7DC58B26F26665F6C2E4914667A26B64#doc149586bodyText2)

Tabelle 15: Installierte Leistung der Windenergieanlagen (offshore)

OWP (GW)	0,3	10,2	12,8	22,4	16,1
Bundesland	31.12.2012	A 2024	B 2024	B 2034	C 2024
NI	0,2	6,8	8,6	14,0	10,2
SH	0,0	2,1	2,1	3,9	3,0
MV	<0,1	1,3	2,1	4,5	2,9

Quelle: ÜNB

Im Vergleich mit dem Referenzjahr 2011 ist die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie im Jahr 2012 nur geringfügig angestiegen. Für die nächsten Jahre kann jedoch mit einem stetigen Zuwachs gerechnet werden. Diese Annahme gründet zum einen auf der Erzeugungsleistung der bereits in Bau befindlichen Anlagen und zum anderen auf der Erwartung, dass die Leistung der Windparks, die eine unbedingte Netzanschlusszusage haben, auch zügig realisiert wird.

Der Ausbau der Offshore-Windenergie in Szenario A 2024 wird mit 10,2 GW angenommen. Auf die deutsche Ostsee entfällt dabei eine Erzeugungsleistung von 1,3 GW. Neben den bereits im Szenario A 2023 berücksichtigten Projekten wird hier von der Genehmigung mindestens eines zusätzlichen Projektes ausgegangen (Adlergrund Nordkap oder Wikinger Nord). Der Wert für die deutsche Nordsee in Höhe von 8,9 GW fällt gegenüber A 2023 etwas geringer aus.

Im Leitszenario B 2024 wird eine Erzeugungsleistung von insgesamt 12,8 GW als realistisch angenommen. Der größere Zubau mit einem erwarteten Zielwert von 10,7 GW entfällt dabei auf die deutsche Nordsee, wobei hierin ein zwar stetiger, aber verzögerter zu erwartender Ausbau zum Ausdruck kommt. In der Ostsee wird ein Ausbau auf 2,1 GW gesehen. In der deutschen Ostsee beinhaltet dieser Wert das Szenario A 2024, erweitert um Anlagen, bei denen eine Entscheidung über die Erteilung der Genehmigung absehbar ist (Baltic Eagle, Arcadis Ost 1). Angesichts des erheblichen Zeitbedarfs für diese notwendigen Vorarbeiten wäre ein Aussetzen der Arbeiten mit erheblichen Risiken hinsichtlich der späteren Beschaffung und Einhaltung der vorgegebenen Realisierungszeiten verbunden.

Im Szenario B 2024 wird seitens der Übertragungsnetzbetreiber weiterhin von einer installierten Offshore-Windenergie in Höhe von 2,1 GW in der Ostsee ausgegangen. Ausgehend von der bisherigen Praxis der Bundesnetzagentur wurden hierbei neben den bereits in Betrieb oder in Bau befindlichen Projekten auch jene Offshore-Windparks (OWP) berücksichtigt, deren Genehmigung beantragt wurde und bezüglich deren Genehmigung bis dato keine grundlegenden materiellen Zulassungshindernisse bekannt sind. Im Ergebnis beläuft sich damit das Erzeugungspotenzial jener OWP, für die in der Ostsee bis spätestens September 2013 mindestens von einer „planungsrechtlichen Verfestigung“ ausgegangen werden kann, auf knapp 2,4 GW. Damit wird deutlich, dass der Ansatz von 2,1 GW seitens der ÜNB konservativ ausfällt und auch der Möglichkeit Rechnung trägt, dass sich im Rahmen der zum Teil noch laufenden Genehmigungsverfahren grundlegende materielle Zulassungshindernisse ergeben, die dem Eintritt der „planungsrechtlichen Verfestigung“ entgegen stehen könnten.

Eine Langfristprognose im Szenario B bis in das Jahr 2034 kann mit 22,4 GW angenommen werden. In der deutschen Ostsee wird dabei ein Potenzial von etwa 4,5 GW gesehen. Aufgrund der bestehenden Antragslage erscheint diese Zahl, wie auch im letzten Jahr, realistisch. Der Bundesfachplan Offshore der Ostsee für das Ausbaupotenzial in der AWZ deckt diesen Wert ebenso wie ein Gutachten zum Ausbaupotenzial in der deutschen Ostsee.

Das Szenario C 2024 gründet sich auf die Prognosen der Küstenländer Niedersachsen (10,2 GW), Schleswig-Holstein (3 GW) und Mecklenburg-Vorpommern (2,9 GW). In Summe ergibt sich ein Erzeugungspotenzial von 16,1 GW. Dabei entfallen 2,9 GW auf Erzeugungsanlagen in der deutschen Ostsee und 13,2 GW auf Anlagen in der deutschen Nordsee.

Tabelle 16: Installierte Leistung der Windenergieanlagen an Land

WEA (GW)	31,1	46,8	50,4	67,1	89,5
Bundesland	31.12.2012	A 2024	B 2024	B 2034	C 2024
BW	0,5	0,8	1,0	1,3	4,7
BY	0,9	1,3	1,4	1,9	5,0
BE	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	0,1
BB	4,8	7,3	8,0	10,6	8,4
HB	0,1	0,2	0,2	0,3	0,2
HH	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
HE	0,8	1,2	1,3	1,7	3,4
MV	2,0	2,9	3,2	4,3	8,6
NI	7,3	11,1	11,7	15,6	14,5
NW	3,2	4,6	5,0	6,6	11,0
RP	1,9	2,8	3,0	4,0	6,0
SL	0,2	0,2	0,2	0,3	1,1
SN	1,0	1,5	1,7	2,2	1,2
ST	3,8	5,8	6,3	8,4	5,5
SH	3,6	5,5	5,8	7,7	13,0
TH	0,9	1,4	1,5	2,0	6,7

Quelle: ÜNB auf Basis von Quellen wie in Kapitel 5 beschrieben

Anmerkung: Durch die Anwendung der verfeinerten Methodik ergeben sich zum Teil Zahlen, die zu hinterfragen sind und auf die für die Konsultation besonders hingewiesen werden sollte. Diese sind farblich gelb hervorgehoben.

Tabelle 17: Installierte Leistung der solaren Strahlungsanlagen

PV (GW)	32,9	56,8	58,3	61,3	57,9
Bundesland	31.12.2012	A 2024	B 2024	B 2034	C 2024
BW	4,4	7,6	7,8	8,2	10,0
BY	9,7	17,1	17,6	18,5	14,3
BE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
BB	2,6	4,2	4,3	4,5	3,0
HB	<0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
HH	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	0,1
HE	1,5	2,7	2,8	2,9	3,7
MV	1,0	1,6	1,6	1,7	2,0
NI	3,1	5,4	5,5	5,8	7,1
NW	3,6	6,5	6,7	7,1	5,5
RP	1,6	2,8	2,9	3,1	3,2
SL	0,3	0,6	0,6	0,6	0,8
SN	1,3	2,1	2,2	2,3	2,3
ST	1,4	2,3	2,4	2,5	1,4
SH	1,3	2,3	2,3	2,5	2,0
TH	0,9	1,4	1,5	1,5	2,4

Quelle: ÜNB auf Basis von Quellen wie in Kapitel 5 beschrieben



Tabelle 18: Installierte Leistung der Biomassekraftwerke

Biomasse (GW)	5,6	8,3	8,6	9,4	7,9
Bundesland	31.12.2012	A 2024	B 2024	B 2034	C 2024
BW	0,6	0,8	0,8	0,9	0,8
BY	1,1	1,6	1,7	1,9	1,4
BE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
BB	0,4	0,5	0,6	0,6	0,4
HB	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
HH	<0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
HE	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4
MV	0,3	0,4	0,4	0,5	0,4
NI	1,1	1,7	1,7	1,9	1,5
NW	0,6	0,9	0,9	1,0	0,8
RP	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2
SL	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	0,1
SN	0,2	0,3	0,3	0,4	0,3
ST	0,4	0,5	0,5	0,6	0,5
SH	0,3	0,5	0,5	0,6	0,4
TH	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4

Quelle: ÜNB auf Basis von Quellen wie in Kapitel 5 beschrieben

Tabelle 19: Installierte Leistung der Laufwasserkraftwerke

Wasserkraft (GW)	4,4	4,5	4,8	5,0	4,1
Bundesland	31.12.2012	A 2024	B 2024	B 2034	C 2024
BW	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0
BY	2,6	2,6	2,9	3,1	2,3
BE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BB	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
HB	<0,1	0,0	0,0	0,0	<0,1
HH	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
HE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
MV	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	0,0
NI	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
NW	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
RP	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2
SL	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
SN	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
ST	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
SH	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	0,0
TH	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1

Quelle: ÜNB auf Basis von Quellen wie in Kapitel 5 beschrieben

Tabelle 20: Installierte Leistung sonstiger regenerativer Kraftwerke

Sonstige EE (GW)	0,6	0,4	0,5	0,4	1,3
Bundesland	31.12.2012	A 2024	B 2024	B 2034	C 2024
BW	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	0,1
BY	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	0,1
BE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BB	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	0,1
HB	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
HH	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
HE	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
MV	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
NI	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	0,2
NW	0,3	0,2	0,2	0,2	0,4
RP	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
SL	0,1	<0,1	<0,1	<0,1	0,1
SN	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	0,0
ST	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
SH	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	0,2
TH	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	0,1

Quelle: ÜNB auf Basis von Quellen wie in Kapitel 5 beschrieben

Nachfolgende drei Tabellen dienen dem Vergleich der Regionalisierung nach dem neuen, vorstehend ausführlich beschriebenen Verfahren, mit einer Regionalisierung nach dem im NEP 2012 bzw. 2013 verwendeten Verfahren. So hätte eine Regionalisierung der neuen Mantelzahlen nach der für die NEP 2012 bzw. 2013 angewendeten Methode folgende regionale Aufteilung der installierten Leistungen für Wind Onshore, Photovoltaik und Biomasse ergeben:

Tabelle 21: Installierte Leistung der Windenergieanlagen an Land – Regionalisierung wie NEP 2013

WEA (GW)	31,1	46,8	50,4	67,1	89,5
Bundesland	31.12.2012	A2024	B2024	B2034	C 2024
BW	0,5	1,6	1,9	3,1	4,7
BY	0,9	2,0	2,2	3,4	5,0
BE	<0,1	<0,1	<0,1	0,1	0,1
BB	4,8	5,8	6,0	7,0	8,4
HB	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
HH	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
HE	0,8	1,5	1,7	2,4	3,4
MV	2,0	3,7	4,1	6,0	8,6
NI	7,3	9,2	9,6	11,6	14,5
NW	3,2	5,3	5,8	8,0	11,0
RP	1,9	3,0	3,3	4,5	6,0
SL	0,2	0,4	0,5	0,7	1,1
SN	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2
ST	3,8	4,3	4,4	4,9	5,5
SH	3,6	6,1	6,7	9,4	13,0
TH	0,9	2,5	2,8	4,5	6,7

Quelle: ÜNB auf Basis von Quellen wie in Kapitel 5 beschrieben

Tabelle 22: Installierte Leistung der solaren Strahlungsenergieanlagen – Regionalisierung NEP 2013

PV (GW)	32,9	56,8	58,3	61,3	57,9
Bundesland	31.12.2012	A 2024	B 2024	B 2034	C 2024
BW	4,4	10,0	10,3	11,0	10,0
BY	9,7	14,3	14,6	15,2	14,3
BE	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
BB	2,6	3,0	3,0	3,0	3,0
HB	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
HH	<0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
HE	1,5	3,7	3,8	4,1	3,7
MV	1,0	2,0	2,0	2,2	2,0
NI	3,1	6,1	6,3	6,7	7,1
NW	3,6	5,5	5,6	5,8	5,5
RP	1,6	3,2	3,3	3,5	3,2
SL	0,3	0,8	0,8	0,9	0,8
SN	1,3	2,3	2,3	2,5	2,3
ST	1,4	1,4	1,3	1,3	1,4
SH	1,3	2,0	2,0	2,1	2,0
TH	0,9	2,3	2,4	2,6	2,4

Quelle: ÜNB auf Basis von Quellen wie in Kapitel 5 beschrieben

Tabelle 23: Installierte Leistung der Biomassekraftwerke – Regionalisierung NEP 2013

Biomasse (GW)	5,6	8,3	8,6	9,4	7,9
Bundesland	31.12.2012	A 2024	B 2024	B 2034	C 2024
BW	0,6	0,9	1,0	1,1	0,8
BY	1,1	1,5	1,6	1,7	1,4
BE	0,1	0,3	0,3	0,3	0,2
BB	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
HB	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
HH	<0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
HE	0,2	0,4	0,5	0,5	0,4
MV	0,3	0,5	0,5	0,6	0,4
NI	1,1	1,1	1,1	1,1	1,5
NW	0,6	0,9	0,9	1,0	0,8
RP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
SL	<0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
SN	0,2	0,3	0,3	0,4	0,3
ST	0,4	0,6	0,6	0,7	0,5
SH	0,3	0,4	0,4	0,5	0,4
TH	0,2	0,5	0,5	0,6	0,4

Quelle: ÜNB auf Basis von Quellen wie in Kapitel 5 beschrieben

Begleitend zum Prozess der Abfrage nach installierten Leistungen und Prognosen für erneuerbare Energien aus den Bundesländern wurde auch eine Datenabfrage bei den deutschen Verteilungsnetzbetreibern durchgeführt. Hintergrund der Abfrage war der Ansatz, diese Daten in die Erstellung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan geeignet einfließen zu lassen. Im Arbeitsverlauf stellte sich jedoch heraus, dass diese Daten nicht geeignet sind, um einen realistischen Ausbaupfad erneuerbarer Energien in Deutschland abzubilden.

Folgende Tabelle dient daher nur zur vollständigen Darstellung der erhaltenen Informationen und soll eine Übersicht über die gemeldeten Zahlen der Verteilungsnetzbetreiber geben.

Tabelle 24: Gemeldete Zahlen der Verteilungsnetzbetreiber

Regenerative Kraftwerke nach VNB-Angaben [MW]	Verteilungsnetzbetreiber	Wind onshore		Photovoltaik		Wasserkraft		Biomasse		Sonstige reg. Erzeuger	
		31.12.12	31.12.15	31.12.12	31.12.15	31.12.12	31.12.15	31.12.12	31.12.15	31.12.12	31.12.15
DE	Summe:	28022	54954	23686	28914	918	311	3854	5114	861	787
BW	Summe:	609	1236	4757	4793	78	87	18	24	2	4
	EnBW Regional AG	598	1202	4515	4519						
	Energiedienst Netze GmbH	7	27	201	216	74	83	16	20	1	3
	Stadtwerke Karlsruhe Netze GmbH	3	6	24	35	0	0	1	0	0	0
	Stadtwerke Heidelberg Netze GmbH	0	0	17	23	4	4	1	4	1	1
BY	Summe:	442	1486	6508	10244	515	0	529	1021	196	196
	LEW	101	250	1647	2187						
	ENE	341	1236	4861	8057	515		529	1021	196	196
BE	Summe:	2	4	55	82	0	0	24	48	0	0
	VEBE	2	4	55	82	0	0	24	48	0	0
BB	Summe:	4873	8963	1809	2953	5	7	398	456	35	41
	edis	2605	4740	916	1463	2	3	337	389	34	40
	MITN	1080	2375	822	1276	3	4	53	54	1	1
	WNeG	200	195	67	90	0	0	7	12	0	0
	50Hertz	988	1653	4	124	0	0	1	1	0	0
HB	Summe:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HH	Summe:	58	81	28	32	0	0	35	34	0	0
	VEHH	54	77	28	32	0	0	35	34	0	0
	50Hertz	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0
HE	Summe:	655	1721	716	858	32	32	76	85	64	75
	ENE	655	1721	716	858	32	32	76	85	64	75
MV	Summe:	1862	3757	661	1207	3	3	285	331	14	16
	edis	1382	2436	516	807	0	0	186	211	13	15
	WNeG	295	566	145	300	3	3	78	99	1	1
	50Hertz	185	755	0	100	0	0	21	21	0	0
NI	Summe:	6873	11456	2064	2969	33	35	949	1362	275	330
	Westnetz	638	788	128		1		128	141	1	
	ENE	6135	10568	1936	2969	32	35	821	1221	274	330
	TenneT Direkt	100	100								
NW	Summe:	2128	4231	1846	257	80	3	323	383	152	7
	Westnetz	1825	3925	1606		77		274	334	145	
	RNG			75	92						
	ENE	303	306	165	165	3	3	49	49	7	7
RP	Summe:	1329	5229	692	0	23	0	97	0	6	0
	Westnetz	1329	5229	692		23		97		6	
SL	Summe:	137	275	251	446	10	10	12	12	55	55
	VSE Verteilnetz GmbH	137	275	251	446	10	10	12	12	55	55
SN	Summe:	996	1327	903	1177	85	87	166	194	8	8
	ENSO	386	453	266	397	13	13	48	66	2	2
	MITN	610	874	637	780	72	74	118	128	6	6
ST	Summe:	3565	4606	1434	1255	20	16	220	334	10	10
	avac	765	967	293	329	10	6	125	148	0	0
	HSN	980	1391	45	76	0	0	0	0	0	0
	MITN	1820	2248	660	850	10	10	95	186	10	10
SH	Summe:	3584	8544	1264	1682	0	0	470	563	44	46
	ENE	3484	8444	1264	1682	0	0	470	563	44	46
	TenneT Direkt	100	100								
TH	Summe:	911	2038	697	959	34	31	253	268	0	0
	MITN	101	108	75	103	1	1	13	14	0	0
	TENe	810	1930	622	856	33	30	240	254	0	0

Quelle: Verteilungsnetzbetreiber

## 6 WEITERES VORGEHEN

Die vorgenannten Mantelzahlen, Preisansätze für Primärenergie und Emissionszertifikate sowie Zuordnungen der NEP-Szenarien zu Szenarien der ENTSO-E SOAF sind die Eingangsgrößen für Marktsimulationen. Zusätzlich werden für den Verbrauch und die Einspeisung aus erneuerbaren Energien für jede Stunde des Zieljahres (normiert auf 365 Tage) regional differenzierte Leistungswerte erzeugt. Die Einspeisung aus KWK-Anlagen wird u. a. auf Basis der regional differenzierten Temperaturprofile bestimmt.

Die Marktsimulationen mit diesen Eingangsdaten für Deutschland und Europa weisen dann den Einsatz der Kraftwerke in Europa aus, die gesteuert zur Deckung des verbleibenden residualen Verbrauchs verfügbar sein werden.

Die Ergebnisse der Marktsimulation ergeben zusammen mit den auf Netzknoten bezogenen Größen des Verbrauchs und der dezentralen Erzeugung die für Netzberechnungen erforderlichen Eingangsdaten. Die Netzberechnungen wiederum führen zur Ausweisung des bedarfsgerechten Netzausbaubedarfs für jedes Szenario des Netzentwicklungsplans.



## 7 ABKÜRZUNGEN UND EINHEITEN

BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	erneuerbare Energien
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENWG	Energiewirtschaftsgesetz
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
FNB	Ferngasleitungsnetzbetreiber
GJ	Gigajoule (109 Ws = 0,278 MWh)
GW	Gigawatt (1.000 MW oder 1.000.000 kW)
IEA	International Energy Agency
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
KW	Kraftwerk
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OWP	Offshore-Windpark
Prognos AG	Prognos AG, Basel (CH)
SOAF	Scenario Outlook and System Adequacy Forecast der ENTSO-E
TWh	Terrawattstunde (1.000.000 MWh oder 1.000.000.000 kWh)
TYNDP	Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE FNN	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage

### **Bundesländer:**

BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
BE	Berlin
BB	Brandenburg
HB	Bremen
HH	Hamburg
HE	Hessen
MV	Mecklenburg-Vorpommern
NI	Niedersachsen
NW	Nordrhein-Westfalen
RP	Rheinland-Pfalz
SL	Saarland
SN	Sachsen
ST	Sachsen-Anhalt
SH	Schleswig-Holstein
TH	Thüringen

## 8 VERZEICHNIS DER STUDIEN

- [1] Deutsche Energie-Agentur (Dena): "Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt", Veröffentlichung 2012
- [2] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global", Veröffentlichung 2011
- [3] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), energynautics: "Roadmap 2050-A closer look", Veröffentlichung 2011
- [4] Bundesrepublik Deutschland (BRD): "Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen", Veröffentlichung 2010
- [5] Bundesverbands Erneuerbare Energie e. V. (BEE), Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien (AGEE): "Stromversorgung 2020 Wege in eine moderne Energiewirtschaft", Veröffentlichung 2009
- [6] Prognos AG, Öko-Institut und Dr. Hans-Joachim Ziesing: "Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050", Veröffentlichung 2009
- [7] Umweltbundesamt: "Energieziel 2050: 100 Prozent Strom aus erneuerbaren Quellen", Veröffentlichung 2010
- [8] Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): "Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung", Veröffentlichung 2011
- [9] ENTSO-E: "System Adequacy Forecast 2012 - 2025", Veröffentlichung 2011
- [10] Greenpeace: "Battle of the Grid", Veröffentlichung 2011
- [11] R2B Energy Consulting GmbH: „Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken“, Veröffentlichung 2012
- [12] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: „Netzentwicklungsplan Strom 2012“, Veröffentlichung 2012
- [13] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: „Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom 2013“

## 9 ÜBERSICHT ÜBER DIE ZAHLEN DER BUNDESLÄNDER

Die im Rahmen der Aufstellung des Szenariorahmens bei den ÜNB eingegangenen Meldungen der Bundesländer hinsichtlich der Werte für die installierten Leistungen nach erneuerbaren Energieträgern sind in den folgenden Tabellen für die Netzentwicklungspläne 2013 und 2014 mit den Zeithorizonten 2023 und 2024 dargestellt.

Angaben in GW für 2023 und 2024	Wind onshore 2023	Wind onshore 2024	Wind offshore 2023	Wind offshore 2024	Photovoltaik 2023	Photovoltaik 2024
Baden-Württemberg	4,4	4,7			9,5	10,0
Bayern	4,3	5,0			14,0	14,3
Berlin	0,1	0,1			0,2	0,2
Brandenburg	8,1	8,4			2,9	3,0
Bremen	0,2	0,2			0,0	0,0
Hamburg	0,1	0,1			0,1	0,1
Hessen	3,4	3,4			3,7	3,7
Mecklenburg-Vorpommern	8,4	8,6	2,8	2,9	2,5	2,0
Niedersachsen	14,2	14,5	12,0	10,2	6,1	7,1
Nordrhein-Westfalen	10,3	11,0			5,5	5,5
Rheinland Pfalz	6,0	6,0			3,2	3,2
Saarland	0,5	1,1			0,7	0,8
Sachsen	1,4	1,2			1,9	2,3
Sachsen-Anhalt	5,4	5,5			1,3	1,4
Schleswig-Holstein	13,0	13,0	3,0	3,0	2,0	2,0
Thüringen	6,1	6,7			2,0	2,4
<b>Summe</b>	<b>86,0</b>	<b>89,5</b>	<b>17,8</b>	<b>16,1</b>	<b>55,6</b>	<b>57,9</b>

Angaben in GW für 2023 und 2024	Biomasse 2023	Biomasse 2024	Laufwasser 2023	Laufwasser 2024	Sonstige EE 2023	Sonstige EE 2024
Baden-Württemberg	0,80	0,80	1,05	1,01	0,15	0,06
Bayern	1,50	1,40	3,00	2,30	0,32	0,10
Berlin	0,20	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00
Brandenburg	0,39	0,40	0,00	0,04	0,07	0,10
Bremen	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01
Hamburg	0,05	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Hessen	0,35	0,35	0,10	0,10	0,04	0,04
Mecklenburg-Vorpommern	0,42	0,42	0,00	0,00	0,03	0,02
Niedersachsen	1,10	1,50	0,06	0,10	0,15	0,20
Nordrhein-Westfalen	0,80	0,80	0,17	0,17	0,41	0,41
Rheinland Pfalz	0,20	0,20	0,24	0,24	0,02	0,02
Saarland	0,05	0,10	0,01	0,01	0,07	0,07
Sachsen	0,21	0,30	0,09	0,10	0,07	0,00
Sachsen-Anhalt	0,50	0,51	0,03	0,03	0,02	0,02
Schleswig-Holstein	0,29	0,40	0,00	0,00	0,02	0,20
Thüringen	0,40	0,42	0,03	0,02	0,04	0,07
<b>Summe</b>	<b>7,26</b>	<b>7,86</b>	<b>4,80</b>	<b>4,12</b>	<b>1,44</b>	<b>1,32</b>