

Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien
- Impact of Renewable Energy Sources -



Untersuchung im Rahmen des Projekts „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)“, gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Analyse der Netzausbaukosten und der Kostenverteilungswirkung

Bearbeiter:

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe,
Marian Klobasa, Daniel Mast

Karlsruhe, 30. Juni 2014



Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Einleitung | 1 |
| 2 | Netzausbaukosten – Status Quo | 2 |
| 2.1 | Übertragungsnetz inklusive Offshore-Netzanbindungen | 2 |
| 2.2 | Verteilnetz | 8 |
| 3 | Zukünftig erwarteter Netzausbau | 11 |
| 3.1 | Netzentwicklungsplanung und EnLAG/NaBEG | 11 |
| 3.2 | Ausbaubedarf im Übertragungsnetz nach NEP 2012 | 13 |
| 3.3 | Ausbaubedarf im Übertragungsnetz nach Bundesbedarfsplan | 15 |
| 3.4 | Ausbaubedarf von Offshore-Netzanbindungen nach O-NEP 2013 | 18 |
| 3.5 | Ausbaubedarf im Verteilnetz nach dena und BDEW | 19 |
| 4 | Netzausbaukosten | 22 |
| 4.1 | Zukünftige Netzausbaukosten | 23 |
| 4.1.1 | Investitionen im Übertragungsnetz | 23 |
| 4.1.2 | Investitionen im Verteilnetz | 27 |
| 4.1.3 | Investitionen für Offshore-Netzanbindungen | 29 |
| 4.1.4 | Zukünftige Gesamtkosten des Netzausbaus | 31 |
| 4.2 | Fazit zu zukünftigen Netzausbaukosten | 31 |
| 5 | Verteilung der Ausbaukosten | 33 |
| 5.1 | Kostenverteilung des Offshore-Netzausbaus | 33 |
| 5.2 | Regionale und Kostenverteilung des Onshore-Netzausbaus im Übertragungsnetz | 34 |
| 5.3 | Kostenverteilung im Verteilnetz | 36 |
| 5.4 | Individuelle Netzentgelte | 38 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 5.5 | Zusätzliche Netzzumlagen | 46 |
| 5.5.1 | § 19 StromNEV-Umlage | 46 |
| 5.5.2 | Offshore-Haftungsumlage | 49 |
| 5.6 | Übersicht der Entlastungen von Abgaben und Entgelten für die Industrie | 50 |
| 6 | Schlussfolgerungen..... | 52 |
| 6.1 | Netzausbau und Netzkosten | 52 |
| 6.2 | Kostenverteilung..... | 54 |
| 6.3 | Anpassungen am Netzentgeltesystem | 55 |
| 7 | Referenzen..... | 57 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|---------------|--|----|
| Abbildung 1: | Aufwendungen und Investitionen für Netzinfrastruktur der ÜNB seit 2007 inkl. grenzüberschreitender Verbindungen..... | 3 |
| Abbildung 2: | O-NEP Startnetzmaßnahmen in der Nordsee | 5 |
| Abbildung 3: | O-NEP Startnetzmaßnahmen in der Ostsee8 | 5 |
| Abbildung 4: | Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems..... | 7 |
| Abbildung 5: | Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems..... | 8 |
| Abbildung 6: | Aufwendungen und Investitionen für Netzinfrastruktur der Verteilnetzbetreiber seit 2007 | 9 |
| Abbildung 7: | Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau im Verteilnetz..... | 10 |
| Abbildung 8: | Ablauf der Netzentwicklungsplanung und beteiligte Institutionen | 12 |
| Abbildung 9: | Vorgehensweise des Netzentwicklungsplans | 13 |
| Abbildung 10: | Auslastung des Startnetzes ohne zusätzlichen Netzausbau | 15 |
| Abbildung 11: | Maßnahmen des NEP 2012, nicht bestätigte Maßnahmen des NEP, Bundesbedarfsplan (von links nach rechts)..... | 16 |
| Abbildung 12: | Netzausbaubedarf im Verteilnetz..... | 20 |
| Abbildung 13: | Investitionsbedarf und Einsparpotenziale im Übertragungsnetz | 24 |
| Abbildung 14: | Wirtschaftlicher Vergleich AC vs. DC-Übertragungstechnologie..... | 25 |
| Abbildung 15: | Vergleich des Investitionsbedarfs in den nächsten 10 Jahren für Freileitung vs. Erdkabel im Übertragungsnetz..... | 26 |
| Abbildung 16: | Jährliche Zahlungen für das Offshore-Startnetz | 29 |
| Abbildung 17: | Bereits realisierte und geplante Netzausbauvorhaben im Übertragungsnetz nach EnLAG | 35 |
| Abbildung 18: | Preisniveau der Netzentgelte für Haushalte in Deutschland | 37 |
| Abbildung 19: | Anteil der befreiten Strommenge (§19 Abs. 2 Satz 2) nach Branche und Bundesland ⁶⁷ | 40 |

| | | |
|---------------|--|----|
| Abbildung 20: | Verteilung der Anträge auf der ZDF-Liste nach Satz 1 und 2 pro Spannungsebene | 42 |
| Abbildung 21: | Anzahl und Höhe der veröffentlichten Netzentgeltereduktion (Satz 1) nach Branche..... | 43 |
| Abbildung 22: | Häufigkeit und Status der gestellten Anträge nach Satz 1 und 2 ⁷³ | 44 |
| Abbildung 23: | Verteilung der Anträge nach Satz 1 und 2 nach Branchen ⁷⁴ | 45 |
| Abbildung 24: | §19 StromNEV-Umlage Wälzungsmechanismus ⁷⁶ | 47 |
| Abbildung 25: | Entlastungsvolumen der Industrie bei Netzentgelten, KWKG, EEG, Konzessionsabgabe, Energie- und Stromsteuer | 51 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|-------------|--|----|
| Tabelle 1: | Startnetz für Offshore-Netzanbindungen..... | 4 |
| Tabelle 2: | Netzausbaubedarf nach NEP, Bundesbedarfsplan, NEMO II Gutachten..... | 17 |
| Tabelle 3: | Ausbaubedarf des Offshore-Zubaunetzes nach O-NEP 2013 | 19 |
| Tabelle 4: | Netzausbaubedarf im Verteilnetz | 20 |
| Tabelle 5: | Investitionsbedarf und Annuitäten im Verteilnetz bis 2020 bzw. 2030 | 27 |
| Tabelle 6: | Investitionsbedarf im Verteilnetz je Bundesland..... | 28 |
| Tabelle 7: | Investitionsbedarf für Offshore-Netzanbindungen nach O-NEP 2013 | 30 |
| Tabelle 8: | Jährliche Kosten des Netzausbaus | 31 |
| Tabelle 9: | EnLAG-Ausbauvorhaben nach Bundesland und Netzbetreiber | 35 |
| Tabelle 10: | Investitionen im Verteilnetz und Entwicklung der Netzentgelte | 36 |
| Tabelle 11: | Wälzungsvolumen und Anzahl der Anträge auf individuelle Netzentgelte | 39 |

| | | |
|-------------|--|----|
| Tabelle 12: | Befreite Strommengen und entgangene Erlöse pro Bundesland ⁶⁷ | 41 |
| Tabelle 13: | Anträge auf Netzentgeltebefreiung nach ZDF-Liste ⁷¹ | 42 |
| Tabelle 14: | Datenbasis zur §19 StromNEV-Umlage 2012 je Letztverbraucher (LV) ⁷⁵ | 46 |
| Tabelle 15: | Datenbasis zur §19 StromNEV-Umlage 2013 je Letztverbraucher (LV) ⁷⁵ | 47 |
| Tabelle 16: | Datenbasis zur §19 StromNEV-Umlage 2014 je Letztverbraucher (LV) ⁷⁵ | 48 |
| Tabelle 17: | Offshore-Haftungsumlage nach Letztverbrauchern | 49 |
| Tabelle 18: | Zusammenfassung des Ausbaus im Verteil- und Übertragungsnetz | 53 |

1 Einleitung

Die von der Bundesregierung angestoßene Energiewende verfolgt das Ziel, bis 2020 den Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 35 % zu erhöhen¹. Die zunehmende Integration der Erneuerbaren Energien (EE) macht einen Ausbau des bestehenden Stromnetzes erforderlich, da immer mehr regenerativ erzeugter Strom in das Stromnetz eingespeist wird. Die deutsche Energieagentur (dena) hat in verschiedenen Studien den Netzaus- bzw. Umbaubedarf auf der Übertragungs- und Verteilnetzebene untersucht. Als Berechnungsbasis dienen dazu unterschiedliche Szenarien für das Ausbaupotenzial von EE, insbesondere von Windenergie- (WEA) und Photovoltaik-Anlagen (PVA). Von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und der Bundesnetzagentur gibt es seit 2011 einen jährlichen Prozess zur Erstellung eines Netzentwicklungsplans (NEP) für das Übertragungsnetz² sowie für die Entwicklung im Offshore-Bereich³. Dieser umfasst auch die Bestimmung des Szenario-rahmens für die Stromerzeugung und die Netzausbauplanung der nächsten 10 bzw. 20 Jahre. Die Kosten, die im Rahmen des Netzausbaus entstehen, werden über die im Strompreis enthaltenen Netzentgelte auf den Endverbraucher gewälzt. Die Kostenbelastung ist dabei durch die Entgeltbefreiung für bestimmte Netznutzergruppen und weiteren Entlastungen für stromintensive Industrien ungleich verteilt (z.B. §19 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage).

Der EE-Ausbau erfordert einen Ausbau der Netzinfrastruktur, um die zusätzlich eingespeisten Strommengen, vor allem aus den zahlreichen dezentralen Erzeugungsanlagen aufnehmen zu können. Ein Großteil des regenerativ erzeugten Stroms wird in die Verteilnetzebene eingespeist. Nur die Offshore-Windenergie wird hauptsächlich in das Übertragungsnetz eingespeist. Dadurch ändert sich die Versorgungsaufgabe des Stromnetzes radikal im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung, bei der der Strom aus Kraftwerken von höheren Netzebenen zu den Endkunden auf den niedrigeren Netzebenen verteilt wird. Für den Fall geringer Last und hoher EE-Einspeisung wird regenerativ erzeugter Strom jedoch in höhere Netzebenen oder anderen Regionen abgeführt (Rückspeisefall), was den Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze erforderlich macht. Zusätzlich wird der Ausbau überregionaler Leitungen benötigt, um die Erzeugungszentren der (Offshore-) Windenergie im Norden Deutschlands mit den Verbraucherzentren im Süden zu verbinden. Im europäischen Strommarkt bedarf es

1 Bundesregierung (2010)

2 ÜNB 2012a, 2013b

3 O-NEP 2013

auch eines Ausbaus der deutschen Übertragungsnetze und der grenzübergreifenden Verbindungen, um den Stromhandel mit den Nachbarländern (z.B. Strom aus Wasser- und Windkraft aus Skandinavien) zu ermöglichen.

In diesem Bericht werden zum einen der Netzausbau sowie die Netzausbaukosten (systemanalytische Kosten) nach Regionen untersucht, d.h. es wird hier der Frage nachgegangen, in welchen Regionen überwiegend der Netzausbau (Übertragungsnetze und Verteilnetze) stattfindet bzw. wo Baumaßnahmen durchgeführt werden. Zum anderen steht die Verteilung der Kosten (einzelwirtschaftliche Kosten) für

- a) Leitungen für Windkraftanlagen auf See (off-shore),
- b) Anlagen an Land (on-shore, auch PV) und
- c) Verteilnetze

im Fokus der Untersuchungen, wobei aufgezeigt werden soll, wie die Kosten überwältzt werden, welche Alternativen hierzu vorhanden sind und von wem die Kosten letztlich überwiegend getragen werden (Stromverbraucher, Regionen, etc.).

2 Netzausbaukosten – Status Quo

Die gesamten Netzkosten werden durch die Bundesnetzagentur reguliert und im Rahmen ihres jährlichen Monitoringberichtes veröffentlicht. Die Kosten setzen sich aus Aufwendungen und Investitionen zusammen.

2.1 Übertragungsnetz inklusive Offshore-Netzanbindungen

Im Bereich der Übertragungsnetze sind die Investitionen und Aufwendungen seit 2011 von jährlich 847 Mio. € auf 1.242 Mio. € (Planzahlen) in 2013 gestiegen (siehe Abbildung 1). Für grenzüberschreitende Verbindungen sind Investitionen und Aufwendungen in Höhe von 22 Mio. € in 2012 angefallen⁴. Einen großen Anteil an den gestiegenen Investitionen haben vor allem die Offshore-Netzanbindungen, die verstärkt seit 2011 gebaut werden.

⁴ Bundesnetzagentur 2013b

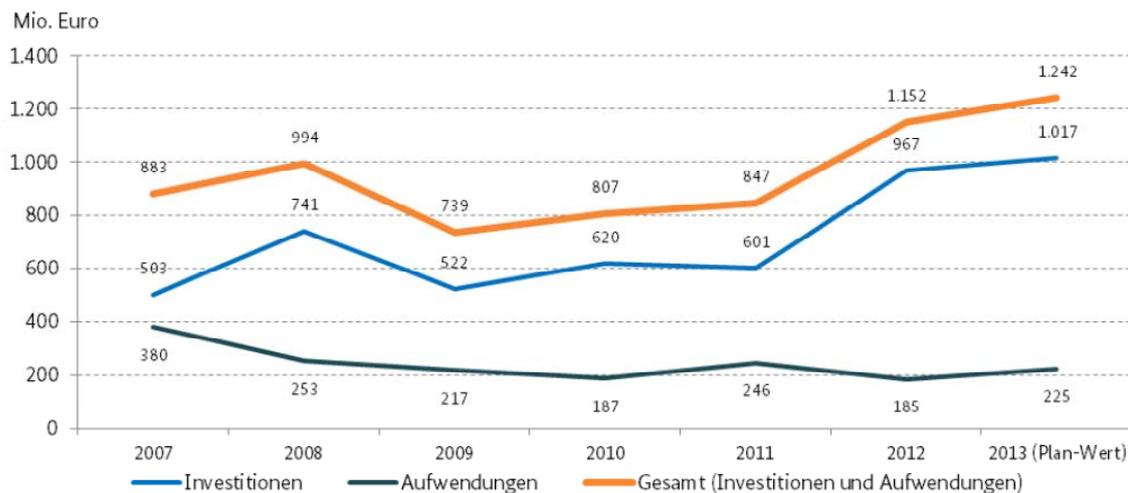


Abbildung 1: Aufwendungen und Investitionen für Netzinfrastruktur der ÜNB seit 2007 inkl. grenzüberschreitender Verbindungen⁵

Aktuell existieren 15 Netzanschlussprojekte für Offshore-Windparks. Mit Baltic 1 und 2 sind nur zwei Netzanschlussprojekte in der Ostsee vorgesehen. Baltic 1, Alpha Ventus und BorWin 1 sind bereits fertiggestellt und bilden das sogenannte IST-Netz. Die übrigen Projekte befinden sich bereits im Bau oder haben zumindest eine gültige Netzanbindungszusage vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) bekommen und bilden damit das sogenannte Start-Netz, das im Offshore-Netzentwicklungsplan für 2023 als realisiert angenommen wird (siehe Abbildung 2 und Abbildung 3). Die Übertragungskapazitäten betragen zwischen 200 MW und 288 MW in der Ostsee bei Leitungslängen bis zu 136 km bzw. bis zu 900 MW in der Nordsee. Ohne die Einzelanbindungen beträgt die durchschnittliche Übertragungsleistung für eine Netzanbindung in der Nordsee 700 MW bei Entfernungen bis zu 200 km. Diese Netzanbindungen sind dann aber auch für mehrere Windparks in einem Cluster ausgelegt. Die Bauzeit beträgt im Schnitt 3 Jahre und die Fertigstellungszeiträume reichen bis ins Jahr 2018, wobei die zeitliche Staffelung der Fertigstellung damit begründet wird, Engpässe zu vermeiden und Investitionen über mehrere Jahre zu verteilen. Außerdem ermöglicht die zeitliche Verteilung technologische Lerneffekte, die sich positiv auf die Investitionsbedarf auswirken. Zum Teil kommt es aber auch zu Verzögerungen seitens des Übertragungsnetzbetreibers. TenneT ist für alle Netzanbindungen in der Nordsee verantwortlich und ist bereits mit Finanzierungsengpässen, die zu Verzögerungen in der Netzanbindung führen, in die Schlagzeilen geraten. Lex Hartmann, Mitglied der Geschäftsführung von TenneT, warnt sogar davor, dass mehr Anschlusska-

⁵ Bundesnetzagentur 2013b, Monitoringbericht 2013

pazität gebaut wird, als für die verzögerte Errichtung der Windparks notwendig wäre und hohe Leerkosten entstünden⁶. Tabelle 1 zeigt alle Offshore-Netzanbindungen im Start-Netz (inkl. IST-Netz) mit einer Gesamtübertragungskapazität von 8.497 MW.

Tabelle 1: Startnetz für Offshore-Netzanbindungen⁷

| Projekt | Name | Bundesland | [MW] | [km] | Baubeginn | Inbetriebnahme |
|----------------|--------------------|------------|-------------|----------------|----------------|----------------|
| OST-3-1 | Baltic 1 | MV | 200 | 77 | 07.2009 | 05.2011 |
| OST-3-2 | Baltic 2 | MV | 288 | 136 | 11.2011 | Sommer 2014 |
| NOR-2-1 | Alpha Ventus* | NI | 60 | 66 | 07.2007 | 04.2010 |
| NOR-6-1 | BorWin 1 | NI | 400 | 200 | 03.2008 | 11.2009 |
| NOR-6-2 | BorWin2 | NI | 800 | 200 | 05.2011 | Q1/2015 |
| NOR-2-2 | DoIWin1 | NI | 800 | 165 | 03.2011 | Q1/2014 |
| NOR-0-1 | Riffgat* | NI | 108 | 80 | 05.2012 | Frühjahr 2014 |
| NOR-4-1 | HelWin1 | SH | 576 | 130 | 03.2011 | Q4/2014 |
| NOR-5-1 | SylWin1 | SH | 864 | 205 | 06.2012 | Q3/2014 |
| NOR-4-2 | HelWin2 | SH | 690 | 130 | 06.2012 | Sommer 2015 |
| NOR-3-1 | DoIWin2 | NI | 900 | 135 | 01.2012 | Q1/2015 |
| NOR-0-2 | Nordergründe* | NI | 111 | 32 | 08.2012 | Sommer 2014 |
| NOR-2-3 | DoIWin3 | NI | 900 | 162 | ausgeschrieben | 2017 |
| NOR-8-1 | BorWin3 | NI | 900 | 90 | ausgeschrieben | 2018 |
| NOR-6-3 | BorWin4 | NI | 900 | 90 | ausgeschrieben | 2018 |
| | | | Summe: 8497 | | | |
| | *) Einzelanbindung | | | fertiggestellt | | |

⁶ vgl. Pressemitteilung TenneT (2013)

⁷ O-NEP (2013), ÜNB, eigene Recherche

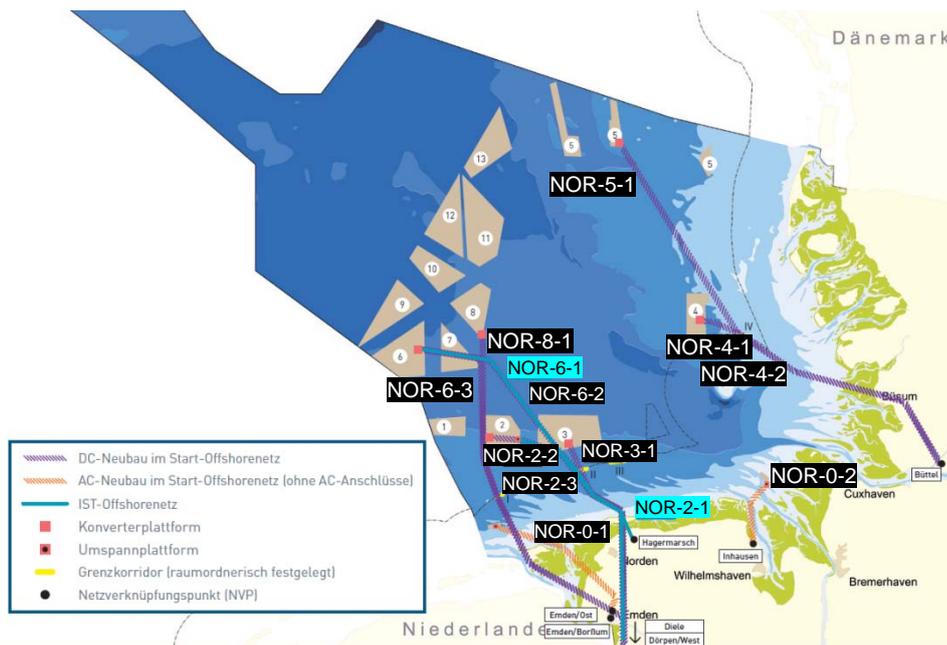


Abbildung 2: O-NEP Startnetzmaßnahmen in der Nordsee⁸

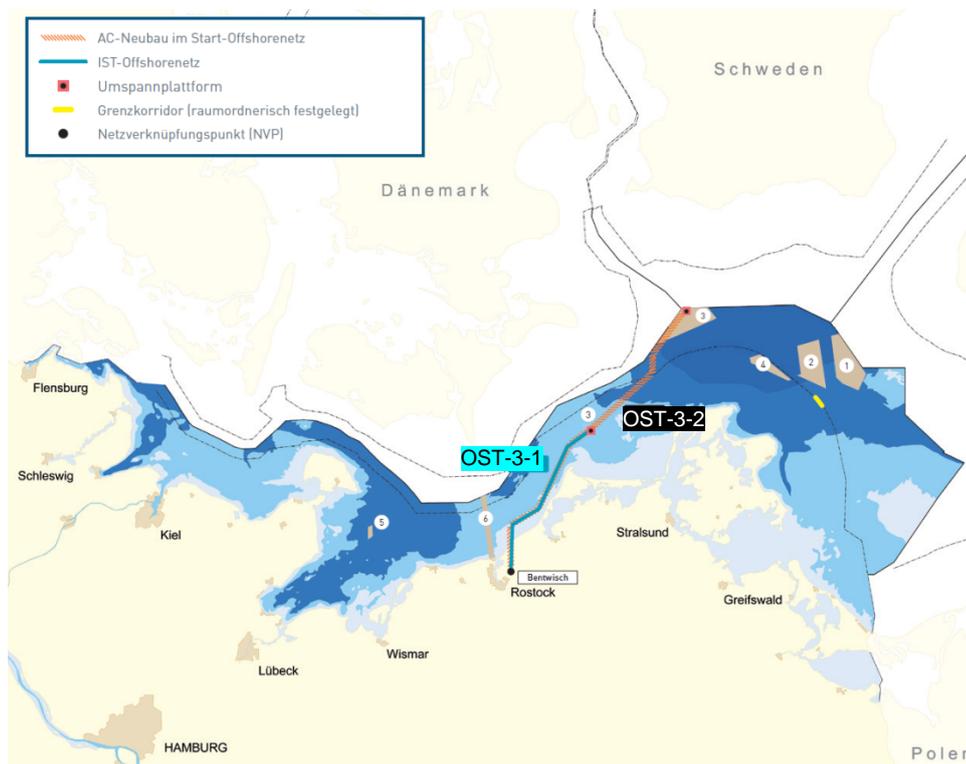


Abbildung 3: O-NEP Startnetzmaßnahmen in der Ostsee⁸

⁸ O-NEP (2013)

Aus Naturschutzgründen, insbesondere zum Schutz des Wattenmeers, und um den Küstenverkehr wenig zu beeinträchtigen befinden sich die Offshore-Windparks in der sogenannten ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), die das Gebiet zwischen der 12-Seemeilen-Küstengrenze und der 200-Seemeilengrenze abbildet. Die AWZ ist im Seerecht geregelt und gewährt dem angrenzenden Staat souveräne Rechte und Hoheitsbefugnisse, insbesondere zur wirtschaftlichen Nutzung.

Die meisten Offshore-Windpark-Projekte und damit auch Netzanschlussssysteme sind für die Nordsee geplant. Die Nordsee bietet gegenüber der Ostsee ein größeres Flächenpotenzial für neue Windparks und ermöglicht es, die Windparks in einer größeren Entfernung zum Festland zu errichten. Mit der Entfernung steigt der Investitionsaufwand, aber es verlängert sich auch der Zeitraum, in dem die Einspeisevergütung gezahlt wird, nach Wassertiefe und Küstenentfernung.

Die Netzanbindungssysteme in der Nordsee werden größtenteils in DC-Technologie für Gleichstromübertragung gebaut, um große Strommengen verlustfrei über große Entfernungen zu transportieren. Der Strom aus den Offshore-Windenergieanlagen wird in Umspannwerken auf See gesammelt und auf eine Spannungsebene von 155 kV Wechselspannung (AC) hochtransformiert und über AC-Anschlüsse zur nächstgelegenen Offshore-Plattform geleitet. Die Offshore-Plattform ist eine Konverterstation auf See und richtet den Strom von Wechselstrom auf Gleichstrom um, der anschließend über eine Hochspannungsgleichstromübertragungsleitung (HGÜ) zum Netzanbindungspunkt an Land geleitet wird. Dort wird der Strom in einer weiteren Konverterstation von Gleichstrom auf Wechselstrom umgewandelt und ins 220 kV oder 380 kV Übertragungsnetz eingespeist. Nach dem aktuellen Stand der Technik beträgt die technisch und wirtschaftlich effizienteste Übertragungsleistung für eine DC-Netzanbindung 900 MW⁹. Aus diesem Grund sind die meisten zukünftigen Netzanschlussssysteme in der Nordsee in dieser Größenordnung geplant und bilden den Netzanschluss für ein Cluster von mehreren Windparks. Abbildung 4 zeigt eine schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems wie in der Nordsee.

⁹ O-NEP (2013)

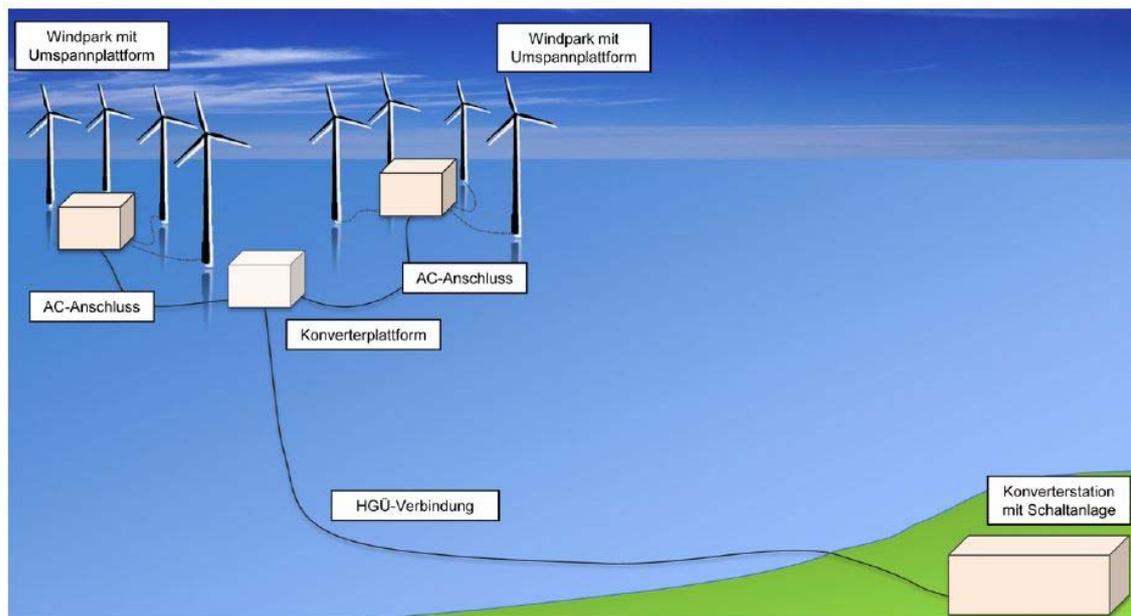


Abbildung 4: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems¹⁰

In der Ostsee sind aufgrund des geringeren Flächenpotenzials weniger Windparkprojekte geplant als in der Nordsee. Wegen der geringeren Entfernung zum Festland und der geringeren zu übertragenden Leistung, werden die Netzanschlusssysteme in der Ostsee in Wechselstromtechnologie (AC) konzipiert. Dabei wird der von den Offshore-Windenergieanlagen erzeugte Strom zunächst in einer Umspannplattform des Windparks gesammelt, hochtransformiert und über eine AC-Verbindung direkt zum nächstgelegenen Netzanknüpfungspunkt an Land geleitet, von wo der Strom dann ins 220 kV oder 380 kV Übertragungsnetz eingespeist wird. Die AC-Anbindungsvariante kommt ohne teure Konverterplattform und Konverterstation an Land aus, eignet sich aber auch nur für kürzere Distanzen. Die technisch und wirtschaftlich effiziente AC-Übertragungsleistung beträgt 250 MW und entspricht der Größenordnung der in der Ostsee geplanten Windparks. Die kleineren Leistungskapazitäten lassen sich schneller und günstiger erweitern als DC-Anschlusssysteme und somit sind die AC-Anschlusssysteme besser in der Lage, auf Veränderungen im Windparkausbau in der Ostsee zu reagieren. Zukünftig könnten die AC-Anschlüsse mehrerer Windparks in einem Cluster auch über eine Sammelpattform gebündelt und dann über eine mehrkabelige AC-Anbindung an Land geleitet werden. Somit wäre zusätzliche Sicherheit für den Ausfall einzelner Leitungen gegeben. Abbildung 5 zeigt eine schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems wie in der Ostsee.

¹⁰ O-NEP (2013)

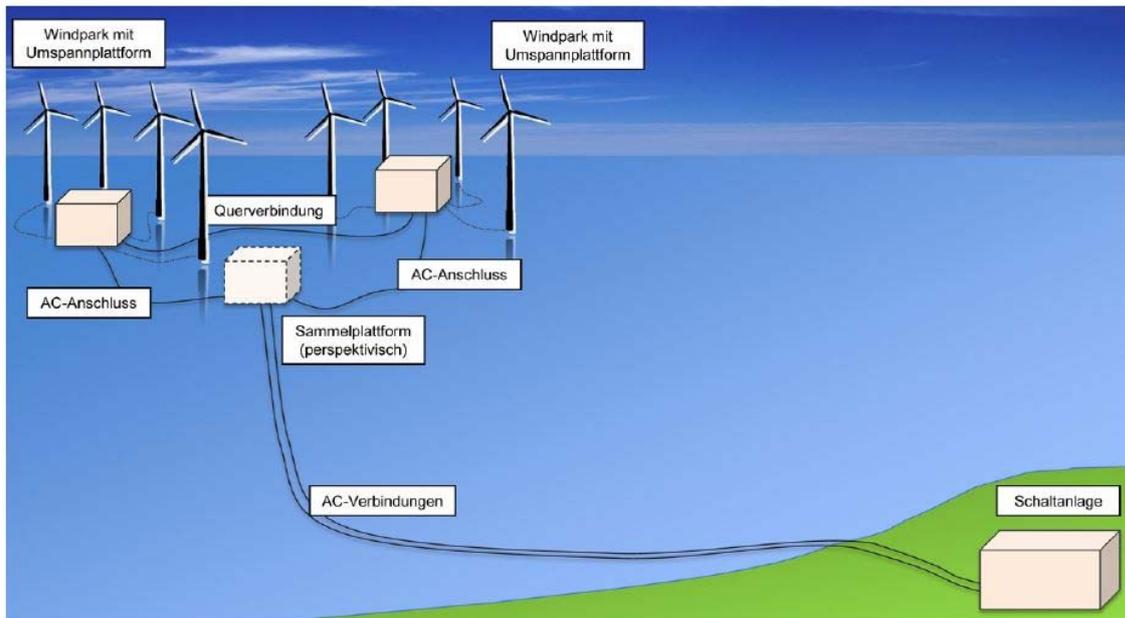


Abbildung 5: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems¹¹

2.2 Verteilnetz

Im Bereich der Verteilnetze liegen die Investitionen und Aufwendungen bei ca. 6 Mrd. € in 2012 (siehe Abbildung 6). Diese sind seit 2007 zunächst kontinuierlich angestiegen und ab 2011 wieder etwas zurückgegangen. Investitionen und Aufwendungen für Mess- und Steuereinrichtungen sowie Kommunikationsinfrastruktur lagen in 2012 bei ca. 356 Mio. €¹².

¹¹ O-NEP (2013)

¹² Bundesnetzagentur 2013b, Monitoringbericht 2013

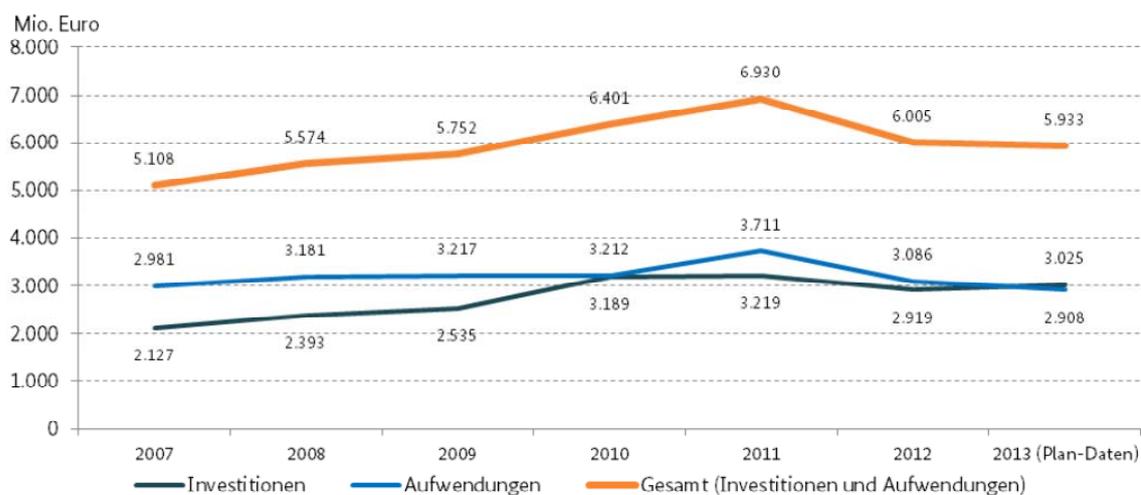


Abbildung 6: Aufwendungen und Investitionen für Netzinfrastruktur der Verteilnetzbetreiber seit 2007¹³

Neben Investitionen in Trafos und zusätzlichen Leitungen führen die Verteilnetzbetreiber verstärkt auch Maßnahmen im Bereich Smart Grid durch. So ist die Anzahl an Netzbetreibern, die z.B. in Messtechnik oder in den Einbau von Spannungsreglern investiert haben, deutlich angestiegen (siehe Abbildung 7).

¹³ Bundesnetzagentur 2013b, Monitoringbericht 2013

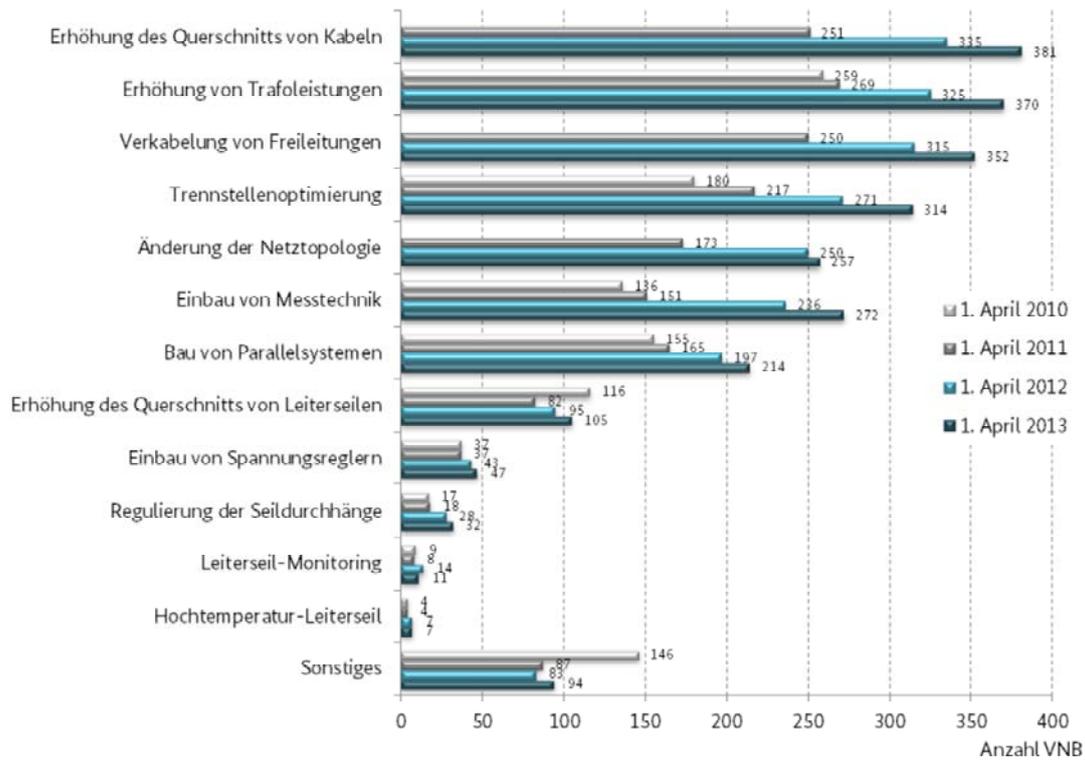


Abbildung 7: Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau im Verteilnetz¹⁴

¹⁴ Bundesnetzagentur 2013b, Monitoringbericht 2013

3 Zukünftig erwarteter Netzausbau

3.1 Netzentwicklungsplanung und EnLAG/NaBEG

Die Planung der Stromnetze wird auch im EnWG geregelt und sieht vor, dass die vier Übertragungsnetzbetreiber jährlich einen Szenariorahmen vorlegen müssen, der drei mögliche Entwicklungspfade für die nächsten zehn Jahre (bzw. 20 Jahre für den mittleren Ausbaupfad in Bezug auf Erzeugung, Verteilung und Verbrauch von Strom beschreibt. Darauf aufbauend müssen die Übertragungsnetzbetreiber zum 3. März eines Jahres, erstmals zum 3. Juni 2012, einen Netzentwicklungsplan (NEP) vorlegen, der Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Stromnetzes für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb beinhaltet. Als zuständige Regulierungsbehörde muss die Bundesnetzagentur den Netzentwicklungsplan bestätigen (oder gegebenenfalls Änderungen verlangen) und der Öffentlichkeit zur Konsultation vorlegen. Ab 2013 sind die Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich verpflichtet einen gesonderten, jährlichen Offshore-Netzentwicklungsplan für Netzanbindungsprojekte von Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee vorzulegen. Alle drei Jahre legt die Bundesnetzagentur der Bundesregierung einen Entwurf für den Bundesbedarfsplan vor, der alle länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen und Offshore-Netzanbindungen beinhaltet, für die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und vordringlicher Bedarf besteht. Der Bundesbedarfsplan ist dann verbindlich für die Übertragungsnetzbetreiber bei Planfeststellung und –Genehmigung¹⁵. Bei länderübergreifenden Vorhaben ist die Bundesnetzagentur (Bundesfachplanung), sonst das jeweilige Bundesland (Raumordnungsverfahren) zuständig. Die Behörden legen dabei Trassenkorridore von 500 bis 1000 Meter fest, die von der Öffentlichkeit konsultiert werden können. Die genauen Standorte werden dann durch ein Planfeststellungsverfahren geregelt, bei dem Anwohner ein weiteres Mal Einwände erheben können. Gegen einen ergangenen Planfeststellungsbeschluss kann vor dem Bundesverwaltungsgericht geklagt werden.

Das Bundesbedarfsplangesetz vom 27. Juli 2013 übernimmt für den ersten und aktuellen Bundesbedarfsplan von den 51 Maßnahmen des NEP 2012 insgesamt 36 Maßnahmen über 2.800 km Leitungsneubau und 2900 km Verbesserung und Verstärkung¹⁶. Zusätzlich zur Streckenvorgabe enthält der Bundesbedarfsplan die Vorgabe für zwei Teilprojekte, die mit der (für Höchstspannungsleitungen) noch neuen und uner-

¹⁵ EnWG (2005)

¹⁶ vgl. BBPIG (2013)

proben Erdkabel-Variante ausgeführt werden sollen. Abbildung 8 veranschaulicht den Ablauf der Netzentwicklungsplanung von Szenariorahmen bis zur Bundesfachplanung und die zugehörigen Akteure.

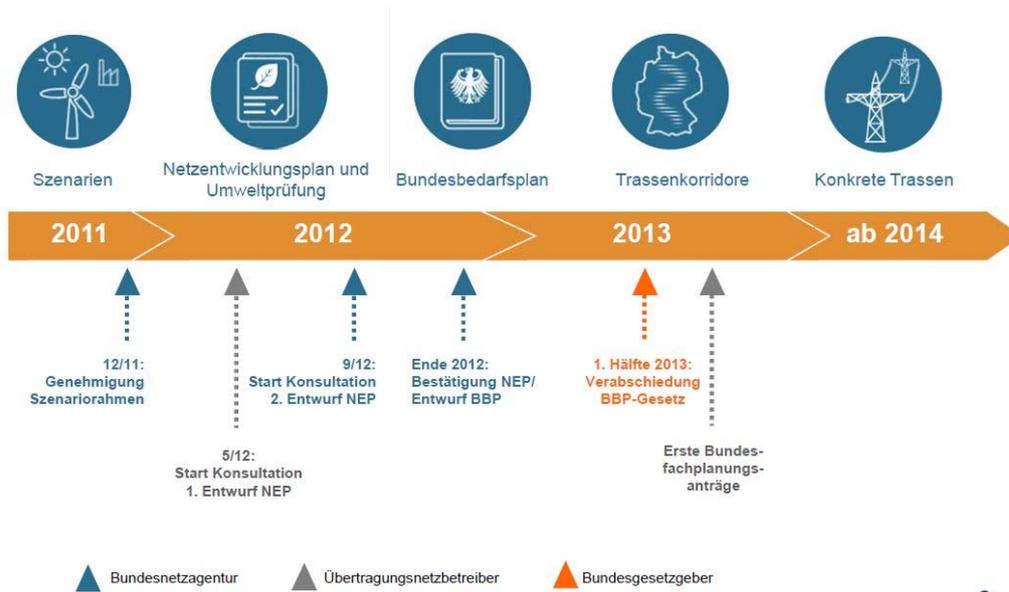


Abbildung 8: Ablauf der Netzentwicklungsplanung und beteiligte Institutionen¹⁷

Bereits in der Vergangenheit wurde der Ausbau der Übertragungsnetze ins Visier des Gesetzgebers gerückt. 2009 wurde das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) beschlossen und damit der vordringliche Ausbaubedarf von 24 Vorhaben festgelegt¹⁸. Die Vorhaben wurden dabei auf Basis der Netzstudie I der Deutschen Energie-Agentur (dena) bestimmt. Von den geplanten 1.855 km wurden bisher nur 268 km realisiert (Stand April 2013) und die Bundesnetzagentur rechnet mit keinen weiteren Realisierungen in 2013¹⁹. Verzögerungen im Übertragungsnetzausbau haben ein weiteres Gesetz zur Netzplanung notwendig gemacht. 2011 wurde das „Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz“ (NABEG) verabschiedet, das die zukünftigen Genehmigungsverfahren beschleunigen soll. Die sogenannten Planfeststellungsverfahren stellen notwendige Verfahrensschritte im Sinne des Baurechts zur Trassenbestimmung dar und lagen bisher in der Verantwortung der Bundesländer. Durch das NABEG kann bei vordringlichen und länderübergreifenden Projekten die

¹⁷ Bundesnetzagentur (2013c)

¹⁸ vgl. Bundesregierung (2009)

¹⁹ vgl. Bundesnetzagentur (2013a)

Verantwortung an die Bundesnetzagentur als übergeordnete Regulierungsbehörde übertragen werden²⁰.

3.2 Ausbaubedarf im Übertragungsnetz nach NEP 2012

Der Netzentwicklungsplan (NEP) beschreibt den bedarfsgerechten Ausbau des Übertragungsnetzes für die nächsten 10 bzw. 20 Jahre auf Basis von drei verschiedenen Szenarien zur Entwicklung der Stromerzeugungs- und Verbrauchssituation. Dabei schreibt der NEP keine genauen Trassenverläufe vor, sondern beschreibt nur die ungefähren Ausbaukorridore und die jeweiligen Anfangs- und Endpunkte von Übertragungsleitungen. Die konkrete Trassenplanung ist Aufgabe der Bundesfachplanung. Der NEP wird von den vier Übertragungsnetzbetreibern erstellt, muss von der Bundesnetzagentur bestätigt werden und bildet die Grundlage für den Bundesbedarfsplan.

Als Inputparameter dienen dem NEP die drei Szenarien aus dem Szenariorahmen 2012 sowie aktuelle Daten zum Kraftwerkspark in Deutschland. Als nächster Schritt wird in einer Marktsimulation eine Regionalisierung der Einspeise- und Verbrauchssituation vorgenommen und für jede Stunde des Jahres sogenannte Netznutzungsfälle gebildet, um besondere Kombination wie Starkwindeinspeisung und Höchstlast etc. zu identifizieren. Danach werden die Ergebnisse der Marktsimulation in die Netzplanung und Technologieauswahl überführt. Dabei werden mögliche Engpasssituationen, auch unter dem (n-1) Kriterium²¹, überprüft und der netztechnische Handlungsbedarf bestimmt, damit es zu keinen Engpass- oder Überlastungssituationen mehr kommt. Abschließend werden aus den Ergebnissen konkrete Maßnahmen entwickelt (siehe Abbildung 9), die das Netz an den entsprechenden Schwachstellen bedarfsgerecht ausbauen.



Abbildung 9: Vorgehensweise des Netzentwicklungsplans²²

²⁰ vgl. Bundesregierung (2011)

²¹ Def. (n-1)-Kriterium: keine Beeinträchtigung des Netzbetriebs bei Ausfall eines Betriebselements (bei n Elementen)

²² Quelle: eigene Darstellung

Das NOVA-Prinzip

Bei der Berechnungsmethodik geht der NEP nach dem NOVA-Prinzip vor, das den Aufwand für Trassenneubau auf ein Minimum reduzieren soll. Die Optimierung bestehender Leitungen soll einer Netzverstärkung (Umbau) vorgezogen werden. Erst wenn diese die Maßnahmen nicht ausreichend sind, soll der Netzausbau in neuen Trassen folgen. Netzoptimierungsmaßnahmen umfassen z.B. Leistungsflusssteuerung oder temperaturabhängiger Leitungsbetrieb²³. Unter Netzverstärkungsmaßnahmen fallen z.B. Stromkreisaufgaben auf freie Gestänge, Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen oder der Umbau von 220kV auf 380 kV-Leitungen²⁴. Hochtemperaturleiterseile kosten ein Vielfaches mehr als herkömmliche Leiterseile, können dafür aber mehr Strom transportieren. Als Pilotprojekt wurde auf der oft überlasteten Verbindung zwischen Remptendorf (TH) und Redwitz (BY) auf 18 km ein Hochtemperaturleiterseil installiert, das 17 % mehr Strom transportieren kann²⁵.

Das Startnetz des NEP

Das Startnetz wird für die bedarfsgerechte Netzplanung für das Jahr 2022 als abgeschlossen vorausgesetzt und besteht aus dem aktuellen IST-Netz, allen EnLAG-Maßnahmen, für die vom Gesetzgeber vordringlicher Bedarf festgestellt wurde, sowie alle sich im Bau oder Umsetzung befindlichen Maßnahmen. Damit umfasst das Startnetz neben den rund 35.000 km des Übertragungsnetzes, weitere 800 km AC-Neubau in bestehenden Trassen, 400 km AC-Verstärkung bzw. Stromkreisaufgaben und 700 km AC-Neubau in neuen Trassen. Das Startnetz ist die Grundlage für die im NEP durchgeführte Markt- und Netzsimulation. Abbildung 10 zeigt die maximale Auslastung des Startnetzes für alle Stunden im Jahr für das Szenario B 2022. Rote Linien markieren eine Leitungsüberlastung und es wird deutlich, dass das Netz an vielen Stellen bereit im ungestörten Fall (n-0) überlastet ist.

²³ Z.B. bei Starkwind und niedrigen Außentemperaturen höhere Leistungsflüsse zulassen

²⁴ vgl. ÜNB (2012a)

²⁵ 50Hertz (2012)

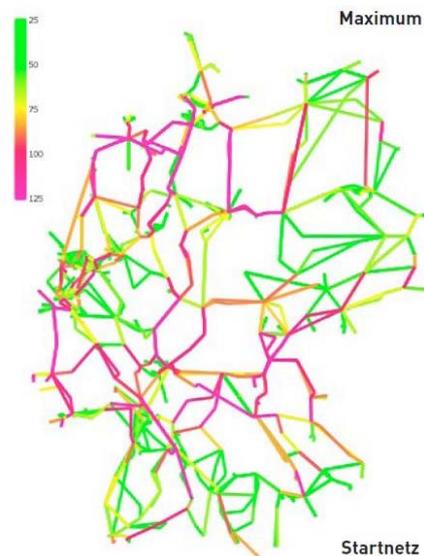


Abbildung 10: Auslastung des Startnetzes ohne zusätzlichen Netzausbau²⁶

Das Zubaunetz des NEP

Der NEP entwickelt für jedes Szenario aus dem Szenariorahmen 2012 ein Maßnahmenpaket für den bedarfsgerechten zusätzlichen Ausbau des Stromnetzes. Das sogenannte Zubaunetz soll das als realisiert angenommene Startnetz ergänzen. Für das Leitszenario B 2022 fordert der NEP ein Neu- bzw. Ausbaubedarf von insgesamt 8.200 km. Insgesamt 3.800 km betreffen Neubau in neuen Trassen (davon 1.700 km als AC-Leitung und 2.100 km als DC-Leitung). Weitere 2.800 km betreffen den AC-Neubau in bestehenden Trassen und 1.600 km dienen dem Leitungsumbau bzw. der Verstärkung (davon 1.300 km Umbeseilung von AC-Leitungen und 300 km Umbau AC zu DC). Die 2.100 km DC-Leitungen betreffen vier Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ) in Nord-Süd-Richtung mit einer Übertragungskapazität von 10 GW, um die Erzeugungszentren im Norden mit den Verbrauchszentren im Süden zu verbinden.

3.3 Ausbaubedarf im Übertragungsnetz nach Bundesbedarfsplan

Der Bundesbedarfsplan ist ein gesetzlicher Beschluss und enthält alle Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen, für die der Gesetzgeber energiewirtschaftliche Notwendigkeit und vordringlichen Bedarf festgestellt hat. Der im Sommer 2013 beschlossene erste Bundesbedarfsplan übernimmt 36 von den 51 Maßnahmen des NEP

²⁶ Quelle: ÜNB (2012a)

2012 und damit 2.800 km Leitungsneubau und 2.900 km Leitungsoptimierung und Verstärkung (siehe Abbildung 11). Insbesondere enthält der Bundesbedarfsplan nur noch 3 der 4 HGÜ-Leitungen aus dem NEP 2012.

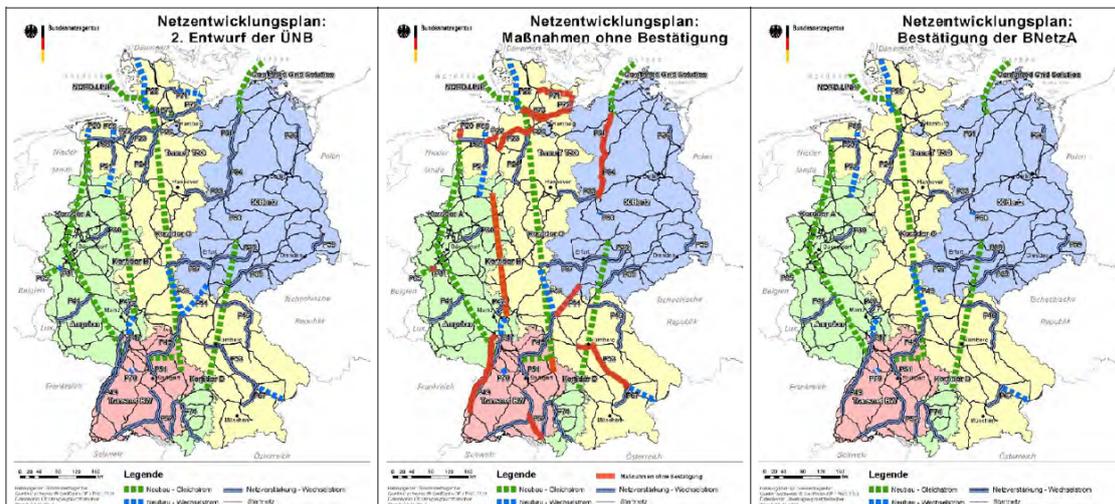


Abbildung 11: Maßnahmen des NEP 2012, nicht bestätigte Maßnahmen des NEP, Bundesbedarfsplan (von links nach rechts)²⁷

Parallel zur Netzentwicklungsplanung durch die Übertragungsnetzbetreiber mit dem NEP hat die Bundesnetzagentur zwei zusätzliche Gutachten veranlasst, um den Netzausbaubedarf abzuschätzen. Zunächst wurde von Consentec und dem Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen eine „Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells“ (NEMO I) durchgeführt. Die knotenscharfe Abbildung der Einspeise- und Verbrauchsdaten bestätigt dabei die Erzeugungspunkte im Norden durch Windenergie und die Verbrauchsschwerpunkte im Westen und im Süden²⁸.

In einem zweiten Gutachten zur „Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz“ (NEMO II) hat die TU Graz anhand eines eigenen Marktsimulationsmodells den Netzausbau in verschiedenen Varianten mit einer, mehreren oder sogar ohne HGÜ-Leitungen bestimmt. Die Ergebnisse decken sich teilweise mit den Ergebnissen des Netzentwicklungsplans der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Für die Fälle, dass anstelle der HGÜ-Leitungen nur 380 kV oder 550 kV Wechsel-

²⁷ Quelle: Bundesnetzagentur (2013d)

²⁸ vgl. Consentec (2012)

stromleitungen gebaut werden, gibt es einen entsprechend höheren Leitungsausbaubedarf²⁹. Tabelle 2 gibt eine Übersicht über die verschiedenen Varianten.

Tabelle 2: Netzausbaubedarf nach NEP, Bundesbedarfsplan, NEMO II Gutachten

| in [km] | Start-netz | NEP B 2022 | BBP | NEMO II Gutachten, Szenario B 2022 | | | | |
|--|--------------|------------------|--------------|------------------------------------|---------------|----------------|---------------|---------------|
| | | | | 380 kV AC | 1 HGÜ + AC | 550 kV + AC | 2 HGÜ + AC | 3 HGÜ + AC |
| Neubau AC in neuer Trasse | 700 | 1.700 | | 2.700 | 700 | 1.100 | 700 | 700 |
| Neubau DC in neuer Trasse | | 2.100 | | | 1.700 | 1.700 | 1.500 | 2.000 |
| Zwischensumme Neubau neue Trasse | 700 | 3.800 | 2.800 | 2.700 | 2.400 | 2.800 | 2.200 | 2.700 |
| Neubau AC in bestehender Trasse | 800 | 2.800 | 2900 | 6.600 | 5.000 | 5.300 | 5.100 | 4.800 |
| Umbau AC | 400 | 1.300 | | 900 | 600 | 700 | 700 | 700 |
| Umbau DC (auch AC zu DC) | | 300 | | | | | | |
| Zwischensumme Umbau | 400 | 1.600 | 0 | 900 | 600 | 700 | 700 | 700 |
| Summe Ausbau- bedarf [km] | 1.900 | 8.200 | 5.700 | 10.200 | 8.000 | 8.800 | 8.000 | 8.200 |
| Investitionen [Mrd. EUR] inkl. Start- netz | 5 | 20 | 15 | 19,8 | 20,1 | | | |

²⁹ vgl. TU Graz (2012)

3.4 Ausbaubedarf von Offshore-Netzanbindungen nach O-NEP 2013

Seit 2012 sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, jährliche Netzentwicklungspläne zum bedarfsgerechten Ausbau des Übertragungsnetzes vorzulegen. Erstmals zum März 2013 sind die Übertragungsnetzbetreiber nun zusätzlich verpflichtet einen Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) zu veröffentlichen, der den bedarfsgerechten Ausbau von Netzanbindungsprojekte von Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee der nächsten 10 bzw. 20 Jahre enthält. Nun müssen sich die Übertragungsnetzbetreiber nicht mehr nach individuellen Netzanschlussforderungen richten, sondern sind den Maßnahmen und Zeitplänen des O-NEP verpflichtet. Zuständig für den Netzanschluss und Betrieb der Netzanbindung sind die Übertragungsnetzbetreiber, in deren Regelzone sich die Netzanknüpfungspunkte befinden. Für die Nordsee ist dies TenneT und für die Ostsee 50 Hertz. Ihre Aufgabe ist es, die im O-NEP beschriebenen Maßnahmen im vorgegebenen Zeitrahmen zu realisieren. Der O-NEP ist eine Ergänzung zum jährlichen (on-shore) NEP und umfasst im Entwicklungsprozess ebenfalls öffentliche Konsultationen und eine finale Bestätigung durch die Bundesnetzagentur (die zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieser Arbeit noch nicht vorlag). Nach der Bestätigung durch die Bundesnetzagentur wird der Bundesfachplan „Offshore“ mit konkreten Angaben zu Trassenverläufen durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erstellt. Durch den O-NEP soll den Betreibern von Offshore-Windparks, als auch den Übertragungsnetzbetreibern mehr Planungs- und Investitionssicherheit gegeben werden, mit dem Ziel, die Netzanbindung und den Ausbau der Windpark besser zu synchronisieren.

Der O-NEP 2013 steht im Einklang mit dem NEP 2013 und baut auf dem von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Szenariorahmen 2013 auf. Er ermittelt den Netzanbindungs- und Übertragungsbedarf für die in den drei Szenarien beschriebenen Offshore-Wind-Ausbauziele. Dabei berücksichtigt der O-NEP die wahrscheinliche räumliche Verteilung der OWP auf See und die Kapazitäten der Netzanknüpfungspunkte an Land. Nach dem am wahrscheinlichsten geltenden Leitszenario B 2023 beträgt die Gesamtlänge des Zubau-Offshore-Netzes 2.115 km (siehe Tabelle 3), wovon 1.705 km auf DC-Netzanbindungssysteme in der Nordsee (davon 1.135 km als HGÜ-Verbindungen und 570 km als AC-Anschlüsse) und 410 km in der Ostsee fallen (davon 350 km AC-Verbindungen und 60 km AC-Anschlüsse)³⁰

³⁰ O-NEP (2013)

Tabelle 3: Ausbaubedarf des Offshore-Zubaunetzes nach O-NEP 2013³¹

| Szenario | A 2023 | B 2023 (Leitszenario) | B 2033 | C 2023 |
|----------------------|-----------------|--------------------------|-----------------|-----------------|
| Nordsee | 705 km | 1.705 km | 4.520 km | 2.365 km |
| HGÜ- Verbindungen | 400 km | 1.135 km | 3.355 km | 1.665 km |
| AC-Anschlüsse | 305 km | 570 km | 1.165 km | 700 km |
| Ostsee | 410 km | 410 km | 2040 km | 1.160 km |
| AC- Verbindungen | 350 km | 359 km | 1735 km | 995 km |
| AC-Anschlüsse | 60 km | 60 km | 315 km | 165 km |
| Gesamt | 1.115 km | 2.115 km | 6.560 km | 3.525 km |

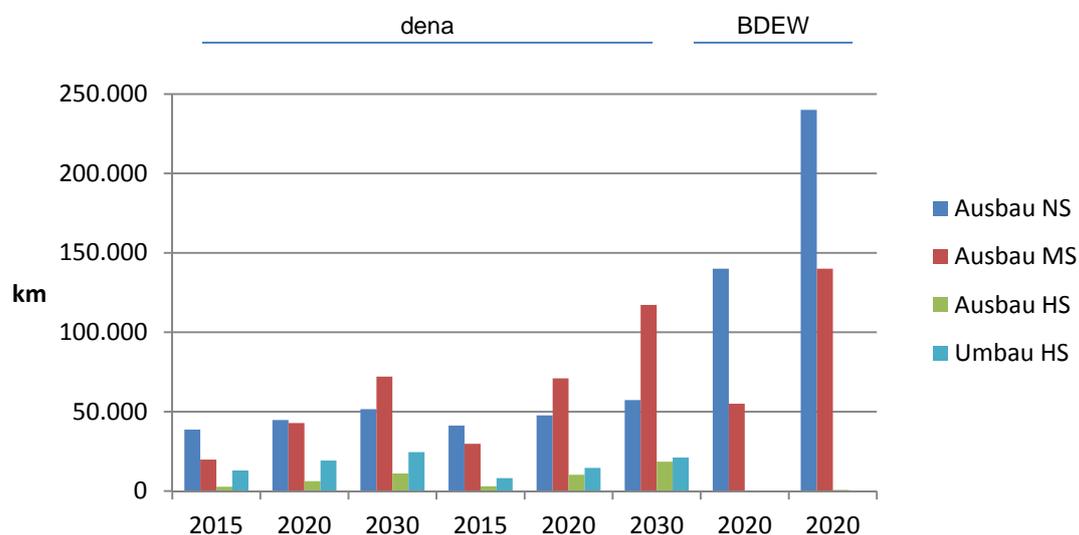
3.5 Ausbaubedarf im Verteilnetz nach dena und BDEW

Die Netzausbauplanung ist im Gegensatz zu der Planung im Übertragungsnetz bisher noch nicht Aufgabe einer nationalen Instanz wie der Bundesnetzagentur bzw. dem Konsortium der vier ÜNB. Vielmehr ist der Ausbau der Verteilnetze Aufgabe der zum Teil sehr kleinen VNB und bisher noch wenig untersucht. Vom BDEW und der dena existieren die bislang einzigen großen Studien zum Ausbaubedarf im Verteilnetz. Die BDEW Verteilnetzstudie kommt im Vergleich zur dena Verteilnetzstudie zu einem fast doppelt so hohen Ausbaubedarf von insgesamt 195.000 bis 381.000 km bis 2020, die hauptsächlich auf die Nieder- und Mittelspannungsebenen fallen (siehe Tabelle 4). Auch wurde hier nur der Ausbaubedarf bestimmt. Die dena Verteilnetzstudie kommt durch ein sehr viel detaillierteres Netzsimulationsmodell und zusätzlichen Daten von VNB zu einem Netzausbaubedarf zwischen 159.000 und 214.000 km und betrachtet neben dem Netzausbaubedarf auch Optimierungsmöglichkeiten durch Netzbau in der Hochspannungsebene. Die dena Verteilnetzstudie gibt auch die einzelnen Ausbauschritte für 2015, 2020 und 2030 an, wie in Abbildung 12 dargestellt.

31 O-NEP (2013)

Tabelle 4: Netzausbaubedarf im Verteilnetz³²

| Netzausbaubedarf in 1000 km | dena | | | | | | BDEW | |
|-----------------------------|---------------------|------|------|----------------------|------|------|----------------|-------------------|
| | Szenario NEP B 2022 | | | Bundesländerszenario | | | Energiekonzept | BMU Leit-szenario |
| | 2015 | 2020 | 2030 | 2015 | 2020 | 2030 | 2020 | 2020 |
| Ausbau NS | 39 | 45 | 52 | 41 | 48 | 57 | 140 | 240 |
| Ausbau MS | 20 | 43 | 72 | 30 | 71 | 117 | 55 | 140 |
| Ausbau HS | 3 | 6 | 11 | 3 | 10 | 18 | 0,4 | 0,7 |
| Summe | 61 | 94 | 135 | 74 | 129 | 193 | 195 | 381 |
| Umbau HS | 13 | 19 | 25 | 8 | 15 | 21 | | |
| Gesamt | 74 | 113 | 159 | 82 | 143 | 214 | 195 | 381 |

Abbildung 12: Netzausbaubedarf im Verteilnetz³³

Variantenrechnung der dena Verteilnetzstudie

Die beiden untersuchten Szenarien haben den Einsatz konventioneller Betriebsmittel in Stromnetzen sowie geltende (rechtliche) Rahmenbedingen zur Grundlage. Daher hat die dena Verteilnetzstudie verschiedene zusätzliche Varianten analysiert. Der Einsatz von innovativen Betriebsmitteln wie z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren könnte durch einen intelligenten Netzbetrieb bis zu 50 % der Netzausbauinvestitionen einsparen, führt aber auch zu einem höheren Betriebsaufwand. Eine Abregelung von EE-

³² dena (2012); BDEW (2011)

³³ Quelle: nach dena (2012); BDEW (2011)

Einspeisespitzen würde den Netzausbaubedarf durch geringere maximale Belastung reduzieren, wie auch eine vorausschauende Netzplanung im Einklang mit dem tatsächlichen regionalen EE-Ausbau. Andererseits gibt es auch kontraproduktive Effekte, da z.B. der Einsatz von Stromspeichern oder eine marktbasierete Laststeuerung zu einer zusätzlichen Netzbelastung und daher höherem Netzausbaubedarf führen könnte. Ebenso würde eine Lastreduktion zu einem höheren Netzausbaubedarf führen, da die wegfallende Last zu überschüssigem regional erzeugten EE-Strom führt, der in höhere Netzebenen und zu anderen Abnehmern transportiert werden müsste (Rückspeisefall).

4 Netzausbaukosten

Dieses Kapitel widmet sich den Kosten des Netzausbaus. Dabei wird der im vorherigen Kapitel beschriebene Netzausbaubedarf zunächst einzeln und anschließend als Gesamtkosten monetär bewertet. Hierfür werden Investitionen (für die nächsten zehn Jahre) verglichen und mittels der Annuitätenmethode in jährliche Zahlungsströme (Annuitäten) umgerechnet. Diese werden abschließend mit den aktuellen jährlichen Kosten der Netzbetreiber, die von der Bundesnetzagentur veröffentlicht werden, verglichen. Investitionen stellen im betriebswirtschaftlichen Sinn eine langfristige Bindung finanzieller Mittel in neue Vermögensgegenstände und keine Kosten (Betriebsaufwand) dar, sondern eine Umwandlung von Vermögen durch Bilanzverlängerung bzw. Aktivtausch. Kosten entstehen durch die Finanzierung der Investition durch Tilgungs- und Zinszahlungen für das für die Investition aufgenommene Kapital bzw. bei einer vollständigen Eigenkapitalfinanzierung durch jährliche Abschreibungen über die Betriebsdauer und kalkulatorische Zinszahlungen.

Annuitätenmethode

Das für die Investition in Netzausbauprojekte benötigte Kapital umfasst meistens ein Vielfaches der finanziellen Mittel der beteiligten Unternehmen, so dass sie es sich über den Kapitalmarkt in Form eines Darlehens beschaffen müssen. Für die in den folgenden Kapiteln gebräuchliche jährliche Kostenbetrachtung ist es notwendig, die Gesamtinvestitionen der Netzbetreiber in jährliche Zahlungsströme umzurechnen, um diese mit den jährlichen Erlösen (aus Netzentgelten) vergleichbar zu machen. Im Folgenden wird die Annuitätenmethode benutzt, um die jährlichen Zahlungsströme bestehend aus Zinszahlung und Tilgung des Darlehens zu berechnen. Die Annuitätenmethode berechnet die jährlichen Zahlungsströme unter der Annahme von konstanten Zahlungen sowie konstantem Zins über den betrachteten Zeitraum. Demnach berechnet sich die jährliche Zahlung (Annuität A) einer Kreditsumme K_0 bei einem Zinssatz i und einer Laufzeit von n Jahren durch

$$A = K_0 * \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} = K_0 * \frac{i * q^n}{q^n - 1}$$

mit $q = 1 + i$ und $\frac{i * q^n}{q^n - 1}$ als Annuitätenfaktor (Kehrwert des Rentenbarwertfaktors).

Für die Berechnung der jährlichen Zahlungsströme zur Finanzierung des Netzausbaus werden für alle folgenden Berechnungen ein Zinssatz von 6,5 % (40 % Eigen- und 60 % Fremdkapital) und eine Nutzungsdauer von 40 Jahren angenommen³⁴.

³⁴ vgl. StromNEV Anlage 1 zu betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern

4.1 Zukünftige Netzausbaukosten

4.1.1 Investitionen im Übertragungsnetz

Der Investitionsbedarf für den Ausbau des Übertragungsnetzes wird im NEP 2012 mit insgesamt 20 Mrd. EUR bis 2022 nach dem Leitszenario B 2022 angesetzt³⁵. Dieser Bedarf wurde durch ein Gutachten der TU Graz bestätigt (siehe Kapitel 3.3). Jedoch hat der Gesetzgeber im Bundesbedarfsplan (BBP) 2013 den vordringlichen Netzausbaubedarf der nächsten zehn Jahre reduziert und die notwendigen Investitionen auf 15 Mrd. EUR beziffert³⁶. Sowohl beim Investitionsbedarf des NEP, als auch beim BBP sind die Investitionen für das Startnetz mit 5 Mrd. EUR enthalten. Der NEP 2013 fordert jedoch erneut die im BBP gestrichenen Maßnahmen und erhöht den Netzausbaubedarf im Vergleich zum NEP 2012 sogar auf 22 Mrd. EUR³⁷.

Ausgehend vom NEP 2012 werden daher Einsparpotenziale für den Investitionsbedarf in drei Szenarien untersucht (siehe Abbildung 13). Ausgangsbasis ist dabei der im NEP 2012 genannte Netzausbaubedarf. Die erste Variante „ÜNB SB 2013“ stellt die Ergebnisse des Sensitivitätenberichts 2013 der ÜNB dar, wonach sich bis zu 1 Mrd. EUR an Einsparpotenzial ergibt³⁸.

Die zweite Variante „3 HGÜ“ orientiert sich an der Vorgabe des BBP, wonach nur noch 3 von 4 HGÜ-Korridoren notwendig sind. Davon ausgehend ergeben eigene Berechnungen mit den Technologiekostenangaben des NEP 2012 ein Einsparpotenzial von 1,2 Mrd. EUR. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) kritisiert die Methodik der Netzausbauplanung nach NEP und BBP, da der Netzausbaubedarf bei vollständiger EE-Einspeisung und gleichzeitig hoher konstanter Verstromung aus Kohlekraftwerken bestimmt wird. Das liegt auch am zugrunde liegenden Szenariorahmen, der weiterhin hohe Volllaststunden vor allem für Braunkohle enthält³⁹. Dies führt nach dem DIW zu einer Überdimensionierung des Netzausbaubedarfs, die vor allem Kohlekraftwerke bevorteilt⁴⁰. Die Korridore A und D führen durch das westliche Rheinische Revier und das Ruhrgebiet bzw. durch das Mitteldeutsche und Lausitzer Revier in Ostdeutschland.

35 ÜNB (2012a)

36 BBPIG (2013)

37 ÜNB (2013b)

38 ÜNB (2013a)

39 Bundesnetzagentur (2011)

40 DIW (2013)

Die dritte Variante unterstellt daher eine Reduzierung der Kohleverstromung und einen Wegfall der Korridore A und D. Dadurch ergibt sich nach eigenen Berechnungen ein Einsparpotenzial von 3,6 Mrd. EUR im Vergleich zum Investitionsbedarf des NEP 2012.

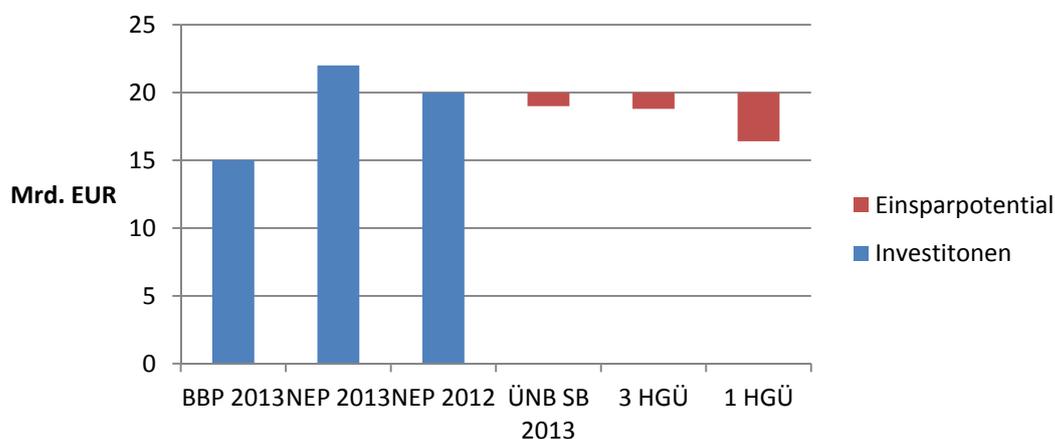


Abbildung 13: Investitionsbedarf und Einsparpotenziale im Übertragungsnetz⁴¹

Vergleich der Aufwände für AC vs. DC-Übertragungstechnologien

Der Investitionsbedarf bei einer Leitung im Übertragungsnetz hängt einerseits von der Übertragungstechnologie (AC oder DC) oder den räumlichen Ausgestaltung (Freileitung oder Erdkabel) ab, die im Folgenden untersucht werden. Gleichstromübertragung (DC, z.B. HGÜ) eignet sich für den Stromtransport über lange Distanzen. Zwar sind zunächst die Aufwendungen (durch mindestens zwei Konverterstationen an den Enden der Leitung, unabhängig von der Leitungslänge) höher als bei Wechselstromübertragung (AC). Dafür fallen bei AC alle 300 km zusätzliche Aufwendungen für Kompensationsanlagen (Umspannwerke) an (siehe Abbildung 14). Zudem werden DC-Leitungen mit zwei Leitern (bipolar) verlegt und AC-Leitungen mit drei Leitern. Nach Angaben von Siemens sind DC-Leitungen (an Land) ab einer Länge von 600 km günstiger⁴². Die dena beschreibt in der Netzstudie II einen Vorteil von DC-Leitungen (an Land) bereits ab 400 km⁴³.

⁴¹ Quellen: BBPIG 2013, ÜNB, eigene Berechnungen

⁴² Siemens (2012)

⁴³ dena (2010)

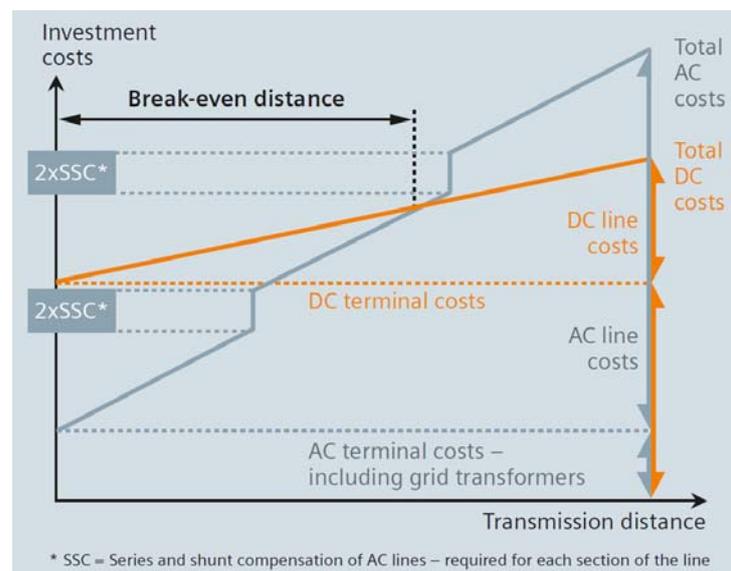


Abbildung 14: Wirtschaftlicher Vergleich AC vs. DC-Übertragungstechnologie⁴⁴

Mehraufwand Erdkabel vs. Freileitung

In Städten oder dicht besiedelten Gebieten werden aus Platzgründen eher unter der Erde verlegte Stromleitungen (Erdkabel) zum Einsatz kommen. Generell leidet die Akzeptanz der Energiewende, sobald es um die konkrete Ausgestaltung der Trassenverläufe geht. Bei der Trassenplanung auf dem Land regt sich vor allem hoher Widerstand durch Anwohner betroffener Gebiete, die zum Teil auch juristisch gegen den Netzausbau vorgehen⁴⁵. Meist geht es dabei um die geplanten Trassenverläufe oder die Forderung nach einer Verlegung von Erdkabeln. Diese schränken das Landschaftsbild nicht so stark ein wie Freileitungsmasten, jedoch muss man bedenken, dass bei einer Erdkabelverlegung weiterhin eine Sicherheitsschneise frei gehalten werden muss, die weder bewaldet noch bebaut werden darf. Der NEP hat bei der Bestimmung des Netzausbaubedarfs eine Verlegung von Erdkabeln nicht finanziell berücksichtigt. Der Bundesbedarfsplan berechnet ebenso keinen Mehraufwand für Erdkabel, gibt aber vor, dass zwei der HGÜ-Leitungen zukünftig als Pilotprojekte auf Teilstrecken mit Erdkabeln durchgeführt werden sollen. Darüber hinaus sollen auch anderen Technologien erprobt werden, wie z.B. der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen, wie im Fall des 18 km langen Teilstücks der Strecke Remptendorf-Redwitz (Fertigstellung Dezember 2012).

⁴⁴ Quelle: Siemens (2012) S. 17

⁴⁵ vgl. Deutsche Handwerks Zeitung (2013)

Im Folgenden wird daher der Mehraufwand untersucht, der bei der Verlegung von Erdkabeln anstelle von Freileitungen für den Übertragungsnetzausbau verursacht wird. In der Realität ist es eher unwahrscheinlich, dass sämtliche Übertragungsleitungen unter die Erde gelegt werden, da der Aufwand für Erdkabel bis zu fünfmal so hoch geschätzt wird⁴⁶. Vielmehr werden nach Begebenheit der Landschaft und in Abstimmung mit Anwohnern nur Teilstücke als Erdkabel verlegt werden. Das Vergleichsszenario bildet der Investitionsaufwand des NEP 2012 mit 20 Mrd. EUR für den Aus- und Umbau von 8.200 km Übertragungsnetz. In verschiedenen Szenarien werden Angaben einer BMU Studie⁴⁷ und einer Aufwandsabschätzung eines geplanten Leitungsbauprojektes (Wahle-Mecklar Leitung) nach Oswald/Jarass/Obermair⁴⁸ mit den Netzausbaulängen des NEP 2012 gerechnet (siehe Abbildung 15). Der Anteil der Erdkabel am Netzausbau in neuen Trassen wird für verschiedene Werte zwischen 0% und 100% berechnet. Nach Oswald beträgt der Investitionsbedarf zwischen 17 (0 % Erdkabelanteil) und 26 Mrd. EUR (100 % Erdkabelanteil) und nach der BMU Studie 12 bis 52 Mrd. EUR. Die Annahmen für den Investitionsbedarf des NEP erscheinen im Vergleich eher konservativ und beim BMU eher extrem (sehr niedrig bis sehr hoch).

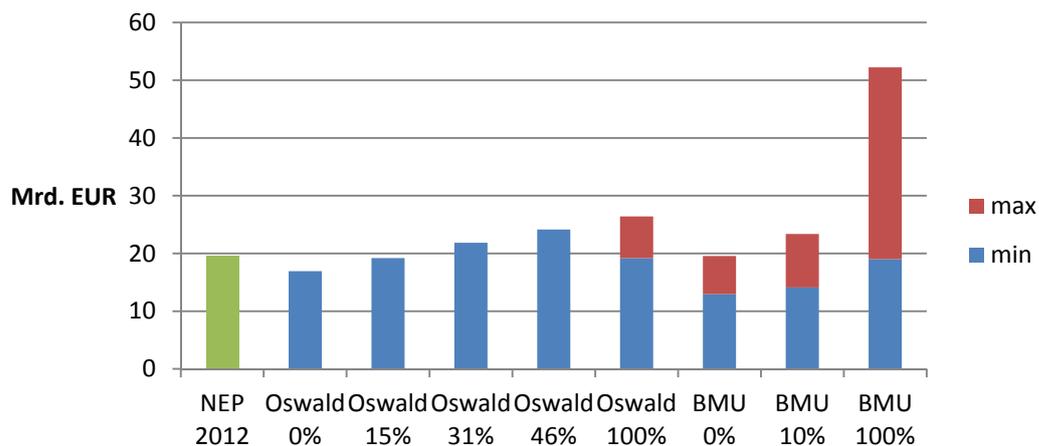


Abbildung 15: Vergleich des Investitionsbedarfs in den nächsten 10 Jahren für Freileitung vs. Erdkabel im Übertragungsnetz⁴⁹

⁴⁶ BMU (2011)

⁴⁷ BMU (2011)

⁴⁸ Jarass; Obermair (2012)

⁴⁹ Eigene Berechnungen nach ÜNB (2012a); Jarass; Obermair (2012); BMU (2011),

4.1.2 Investitionen im Verteilnetz

Die Bestimmung des Investitionsbedarfs für das Verteilnetz ist mit größeren Unsicherheiten behaftet, als die Berechnung für das Übertragungsnetz. Zum einen ist der Ausbaubedarf im Verteilnetz wesentlich umfangreicher, zum anderen werden in den Verteilnetzstudien Hochrechnungen von verschiedenen Modellnetzregionen erstellt, wobei für die Übertragungsnetze ein vollständiges Netzsimulationsmodell verwendet wird. Für den Netzausbau im Verteilnetz fallen nach Berechnungen der dena Verteilnetzstudie Investitionen zwischen 27,5 und 42,5 Mrd. EUR bis 2030 an. Die Investitionen bis 2020 der BDEW Verteilnetzstudie liegen zum Teil wesentlich niedriger als die der dena Studie für denselben Zeitraum. Umgerechnet in Annuitäten ergeben sich 1,9 bis 3 Mrd. EUR nach dena und 0,8 bis 2 Mrd. EUR nach BDEW (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5: Investitionsbedarf und Annuitäten im Verteilnetz bis 2020 bzw. 2030⁵⁰

| | dena Verteilnetzstudie | | | | | | BDEW Verteilnetzstudie | |
|-------------------------------------|---------------------------|-------------|-------------|----------------------|-------------|-------------|---------------------------|-----------------------|
| | Szenario NEP B 2022 | | | Bundesländerszenario | | | Energie- konzept | BMU Leit- szenario |
| | bis 2015 | bis 2020 | bis 2030 | bis 2015 | bis 2020 | bis 2030 | bis 2020 | bis 2020 |
| Investitionen [Mrd. EUR] | 11,4 | 18,4 | 27,5 | 13,4 | 26,7 | 42,5 | 10-13 | 21-27 |
| Annuität [Mrd. EUR] | 0,81 | 1,40 | 1,94 | 0,95 | 2,03 | 3 | 0,76-1 | 1,60-2,05 |

Wie zu erwarten war, tragen nun die einwohnerschwachen Bundesländer die höhere Investitionslast pro Einwohner. Dies sind in erster Linie mit Abstand Mecklenburg-Vorpommern, Thüringen und Sachsen-Anhalt. Es fällt auf, dass hier tendenziell die neuen Bundesländer höher belastet werden, als die alten Bundesländer.

Die dena Verteilnetzstudie regionalisiert den Zubau von WEA und PVA nach Bundesland und bestimmt auch den dafür notwendigen Investitionsbedarf pro Bundesland. In Tabelle 6 werden die Investitionen der Höhe nach farblich hervorgehoben, um die Unterscheidung zu erleichtern. Die höchsten Investitionen (rot) betreffen laut dena Bayern und Niedersachsen aufgrund des verstärkten Zubaus von PVA bzw. WEA. Da die Netzentgelte der Verteilnetzbetreiber regional unterschiedlich hoch ausfallen und die

⁵⁰ dena (2012); BDEW (2011)

jeweiligen Kosten der Netzbetreiber decken sollen, werden die Investitionen pro Einwohner betrachtet.

Tabelle 6: Investitionsbedarf im Verteilnetz je Bundesland⁵¹

| Bundesländer | Install. Leistung (GW) | | Zubau (GW) | | Investitionen (Mrd. €) | Investitionen pro Einwohner (€/EW) |
|--------------------------------|------------------------|-------------|-------------|-------------|------------------------|------------------------------------|
| | PV | Wind | PV | Wind | | |
| Baden-Württemberg | 2,9 | 0,4 | 7,4 | 2,2 | 2,6 | 244,0 |
| Bayern | 6,4 | 0,5 | 11,0 | 2,4 | 4,7 | 374,0 |
| Brandenburg und Berlin | 0,6 | 4,4 | 4,3 | 2,0 | 2,3 | 387,0 |
| Hessen | 0,9 | 0,6 | 4,3 | 1,7 | 1,6 | 265,0 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 0,3 | 1,6 | 0,4 | 1,2 | 1,6 | 996,0 |
| Niedersachsen und Bremen | 1,5 | 6,6 | 3,2 | 4,8 | 3,6 | 424,0 |
| Nordrhein-Westfalen | 1,9 | 2,9 | 5,2 | 4,6 | 2,9 | 163,0 |
| Rheinland-Pfalz | 0,8 | 1,4 | 2,7 | 1,9 | 1,5 | 370,0 |
| Saarland | 0,2 | 0,1 | 0,8 | 0,2 | 0,2 | 239,0 |
| Sachsen | 0,5 | 0,9 | 0,8 | 0,4 | 1,4 | 331,0 |
| Sachsen-Anhalt | 0,4 | 3,5 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 671,0 |
| Schleswig-Holstein und Hamburg | 0,7 | 3,0 | 1,8 | 6,3 | 1,9 | 406,0 |
| Thüringen | 0,3 | 0,8 | 2,0 | 2,9 | 1,6 | 699,0 |
| Deutschland | 17,4 | 26,7 | 45,4 | 32,4 | 27,5 | 336,6 |

⁵¹ dena (2012) Szenario NEP B 2022

4.1.3 Investitionen für Offshore-Netzanbindungen

Investitionen für das Offshore-Startnetz

Die Errichtung der Offshore-Windparks, vor allem in der Nordsee, wird aufgrund der Vielzahl der Netzanbindungsprojekte, der großen Entfernungen und verhältnismäßig neuer Gleichstrom-Übertragungstechnologie ein Investitionsbedarf im zweistelligen Milliardenbetrag verursachen. Der Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) rechnet bereits für das Startnetz mit 2.190 km und einer Übertragungskapazität von 8.497 MW mit einem Investitionsbedarf von 12 Mrd. EUR. Rechnet man diese Investitionen in jährliche Zahlungen um, so ergibt sich eine Annuität von 848,32 Mio. EUR.

Den Annuitäten des O-NEP werden in Abbildung 16 die jährlichen Kosten der Offshore-Netzanbindungen anhand eigener Berechnungen gegenübergestellt. Der Investitionsbedarf des Startnetzes beträgt nach eigener Recherche nur rund 10 Mrd. EUR. Im Zuge der gestaffelten bzw. verzögerten Fertigstellungszeiträume wächst der Betrag der Annuität von 0,4 Mio. EUR in 2007 bis zum konstanten Level auf 684 Mio. EUR in 2015 und erreicht damit eine vergleichbare Größenordnung. Die jährlichen Kosten für die Ostsee betragen aufgrund geringerer zu installierender Leistung (als in der Nordsee) nur 74 Mio. EUR.

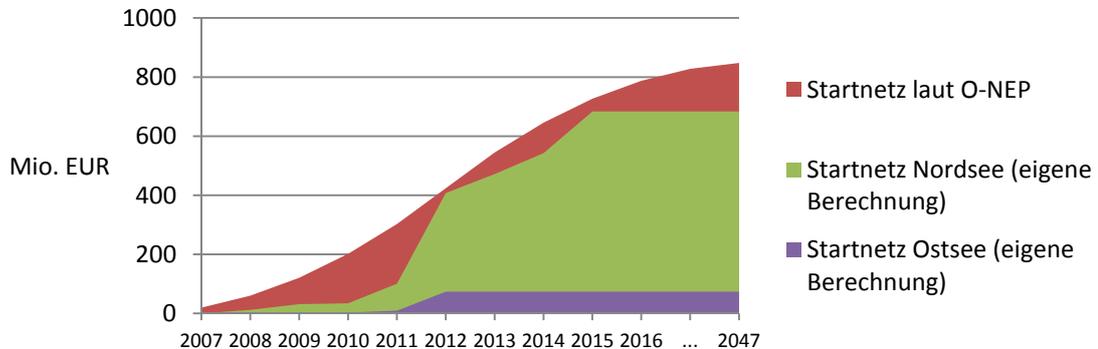


Abbildung 16: Jährliche Zahlungen für das Offshore-Startnetz⁵²

⁵² O-NEP (2013), eigene Berechnungen

Investitionen für das Offshore-Zubaunetz

Hinzu kommt ein Investitionsbedarf für das Zubaunetz von 4 bis 15 Mrd. EUR (siehe Tabelle 7). Dabei handelt sich um Aufwand für Personal, Material, Technologie und Logistik, die möglichen Schwankungen unterworfen sind. Risiko besteht vor allem durch unvorhergesehene Wetter- oder Bodenverhältnisse, Beschaffungsausgaben für Rohstoffe, juristische Verfahren (z.B. Klagen zu Trassenverläufen) oder Engpässe bei Lieferanten und Anbietern (z.B. Spezial-Installationsschiffe, Hafenliegeplätze). Auf der anderen Seite wird es mit der Zeit auch Aufwandspotenziale geben, z.B. durch Standardisierung der Installationskapazitäten und allgemeine technologische Lerneffekte.

Der Gesamtinvestitionsbedarf (inkl. Startnetz) der Offshore-Netzanbindungen nach O-NEP 2013 bewegt sich zwischen 16 und 39 Mrd. EUR. Umgerechnet in jährliche Zahlungen ergeben sich Annuitäten zwischen 1,13 und 2,76 Mrd. EUR/a. Da nach Expertenmeinung und sogar nach Angaben von TenneT mit einem wesentlich verzögerten Offshore-Ausbau gerechnet wird⁵³, werden für die Betrachtung der Gesamtkosten im nächsten Kapitel nur die Annuitäten für das Startnetz herangezogen (0,7 bzw. 0,8 Mrd. EUR/a).

Tabelle 7: Investitionsbedarf für Offshore-Netzanbindungen nach O-NEP 2013⁵⁴

| Szenario | A 2023 | B 2023 (Leitszenario) | B 2033 | C 2023 |
|--|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Übertragungs- kapazität Zubaunetz | 2,8 GW | 6,4 GW | 18,75 GW | 10 GW |
| Investitionen Zubaunetz | 4 Mrd. EUR | 10 Mrd. EUR | 27 Mrd. EUR | 15 Mrd. EUR |
| Investitionen Startnetz | 12 Mrd. EUR | 12 Mrd. EUR | 12 Mrd. EUR | 12 Mrd. EUR |
| Gesamt-Investitionen | 16 Mrd. EUR | 22 Mrd. EUR | 39 Mrd. EUR | 27 Mrd. EUR |
| Annuität (der Gesamt- investitionen) | 1,13 Mrd. EUR/a | 1,56 Mrd. EUR/a | 2,76 Mrd. EUR/a | 1,91 Mrd. EUR/a |

⁵³ TenneT (2013)

⁵⁴ O-NEP (2013)

4.1.4 Zukünftige Gesamtkosten des Netzausbaus

In Tabelle 8 werden die in den vorherigen Kapiteln bezifferten Investitionen in Annuitäten umgerechnet und nach Übertragungsnetz bzw. Verteilnetz gegliedert. Demnach fallen für das Übertragungsnetz (inkl. Offshore-Netzanbindungen) jährliche Kosten von 1,7 bis 1,8 Mrd. EUR/a an. Im Verteilnetz betragen die jährlichen Kosten im günstigsten Fall 0,7 Mrd. EUR/a (nach BDEW) bzw. steigen auf bis zu 3 Mrd. EUR/a (beim sehr ambitionierten EE-Ausbau nach der dena Verteilnetzstudie). Insgesamt ergeben sich voraussichtliche jährliche Kosten für das Stromnetz zwischen 2,4 und 4,8 Mrd. EUR/a.

Tabelle 8: Jährliche Kosten des Netzausbaus⁵⁵

| Annuitäten | min | max |
|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Bundesbedarfsplan | 1 Mrd. EUR/a | 1 Mrd. EUR/a |
| Offshore-Netzanbindungen | 0,7 Mrd. EUR/a | 0,8 Mrd. EUR/a |
| Für das Übertragungsnetz | 1,7 Mrd. EUR/a | 1,8 Mrd. EUR/a |
| dena Verteilnetzstudie | 1,9 Mrd. EUR/a | 3 Mrd. EUR/a |
| BDEW Verteilnetzstudie | 0,7 Mrd. EUR/a | 2 Mrd. EUR/a |
| Für das Verteilnetz | 0,7 Mrd. EUR/a | 3 Mrd. EUR/a |

4.2 Fazit zu zukünftigen Netzausbaukosten

Zunächst wurde in diesem Kapitel der Investitionsbedarf über die kommenden zehn Jahre für den Netzausbau im Übertragungsnetz, im Verteilnetz sowie der Offshore-Netzanbindungen verglichen. Der NEP 2012 errechnet im Basisszenario einen Investitionsbedarf von 20 Mrd. EUR bis 2022, wohingegen der BBP nach Streichungen von Netzausbaumaßnahmen nur noch 15 Mrd. EUR für denselben Zeitraum veranschlagt. Die Analyse verschiedener Einsparpotenziale ergibt mögliche Reduktionen des Investitionsbedarfs von 1 bis 3,6 Mrd. EUR. Weder der NEP noch der BBP berücksichtigen den Einsatz von Erdkabeln, die im Interesse der Anwohner das Landschaftsbild weniger einschränken und die Umwelt weniger belasten würden. Erdkabel verursachen jedoch doppelte bis fünfmal so hohe Aufwendungen für Komponenten. Die Berechnung einer stufenweisen Erdverkabelung der Neubautrassen nach NEP 2012 ergibt eine Steigerung des Gesamtinvestitionsbedarfs bis zu einem Faktor 2,6 (bei 100 % Verkabelung) gegenüber Freileitungen.

⁵⁵ Eigene Darstellung nach O-NEP (2013), ÜNB (2013a), ÜNB (2013b)

Im Verteilnetz liegen die Schätzungen für den Investitionsbedarf aufgrund größerer Unsicherheiten und fehlender Koordination zwischen 10 und 42,5 Mrd. EUR bis 2020 bzw. 2030. Der notwendige Investitionsbedarf verteilt sich unterschiedlich auf die Bundesländer. Dabei haben die neuen Bundesländer im Durchschnitt eine höhere Investitionslast pro Einwohner zu tragen.

Die Ziele des Ausbaus von Offshore-Windparks und der zugehörigen Netzanbindungen werden nach Branchenmeinung überschätzt und eine Realisierung des Zubaunetzes nach dem Basisszenario O-NEP B 2023 gilt sogar bei TenneT als unwahrscheinlich. Daher wird für den Kostenvergleich nur der Investitionsbedarf des Startnetzes herangezogen.

Die jährlichen „zukünftigen Netzausbaukosten“ für den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes nach BBP und das Offshore-Startnetz betragen zwischen 1,7 bis 1,8 Mrd. EUR/a und für das Verteilnetz 0,7 bis 3 Mrd. EUR/a. Im Vergleich dazu betragen die jährlichen „Status Quo Kosten“ der Netzbetreiber 0,4 Mrd. EUR/a für das Übertragungsnetz und 1,9 Mrd. EUR/a für das Verteilnetz. Die zukünftigen Kosten des Netzausbaus übersteigen also die Kosten des Status Quo um ein Vielfaches, wobei jedoch zu berücksichtigen ist, dass durch den Netzausbau eventuell andere geplante Ersatzinvestitionen der Netzbetreiber wegfallen könnten. Die Gesamtkosten könnten im Endeffekt geringer ausfallen, als die reine Summe der „zukünftigen Netzausbaukosten“ und der „Status Quo Kosten“⁵⁶.

Die Investitionen in die deutschen Stromnetze sind seit der Liberalisierung der Elektrizitätsbinnenmärkte 1996 stetig zurückgegangen und steigen erst seit 2003 wieder an. In den vergangenen Jahren wurde das Niveau vor der Liberalisierung wieder annähernd erreicht und wird durch den zukünftigen Netzausbaubedarf weiter ansteigen.

⁵⁶ BDEW (2011)

5 Verteilung der Ausbaukosten

In der Regel werden die Netzkosten eines jeden Netzbetreibers durch die Netznutzer der jeweiligen Spannungsebene getragen. Netznutzer können auch die Verbraucher der untergelagerten Netzebenen sein. Basis für die Verteilung der Netzkosten ist die Jahreshöchstlast, da davon ausgegangen wird, dass diese für die Netzdimensionierung bestimmend ist.

Für einzelne Kostenarten dürfen die Netzbetreiber die anfallenden Kosten auf andere Netzbetreiber wälzen, so dass die Kostenbelastung in Abhängigkeit des Letztverbraucherabsatzes gleichmäßig auf alle Netznutzer verteilt wird.

5.1 Kostenverteilung des Offshore-Netzausbaus

Grundlage des Ausbaus im Offshore-Bereich ist der Offshore-Netzentwicklungsplan. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die darin definierten Offshore-Netzanbindungen für Offshore-Windparks zu bauen und zu betreiben (EnWG 2014). Die anfallenden Kosten werden jedoch zwischen den vier Übertragungsnetzbetreibern entsprechend ihres Letztverbraucherabsatzes gewälzt. Die Wälzung ist im EnWG § 17d definiert:

ENWG:

§ 17d Umsetzung des Offshore-Netzentwicklungsplans

(1) Betreiber von Übertragungsnetzen, in deren Regelzone der Netzanschluss von Offshore-Anlagen erfolgen soll (anbindungsverpflichteter Übertragungsnetzbetreiber), haben die Leitungen entsprechend den Vorgaben des Offshore-Netzentwicklungsplans zu errichten und zu betreiben. Sie haben mit der Umsetzung der Netzanschlüsse von Offshore-Anlagen entsprechend den Vorgaben des Offshore-Netzentwicklungsplans zu beginnen und die Errichtung der Netzanschlüsse von Offshore-Anlagen zügig voranzutreiben. ...

...

(4) Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang ihrer Kosten nach Absatz 1 und den §§ 17a und 17b über eine finanzielle Verrechnung untereinander auszugleichen; § 9 Absatz 3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes ist entsprechend anzuwenden.

Grundsätzlich sind von den anfallenden Netzkosten für das Offshore-Netz alle Netzebenen betroffen, da die Kosten in den obersten Netzebenen (Hoch- und Höchstspannung) auftreten und dann auf die Kunden der Netzebene entsprechend ihres Leis-

tungsanteils an der Spitzenlast gewälzt werden. Die niedrigeren Netzebenen stellen dabei ebenfalls einen Kunden der höchsten Netzebene dar.

5.2 Regionale und Kostenverteilung des Onshore-Netzausbaus im Übertragungsnetz

Grundsätzlich finden sich die Kosten des Übertragungsnetzes in den Netzentgelten der jeweiligen Regelzone wieder. Lediglich die im EnLAG definierten Pilot-Ausbauprojekte und die damit verbundenen Mehrkosten durch Kabellösungen können zwischen den Netzbetreibern gewälzt werden. Für die Kostenwälzung wird auf das KWK-Gesetz verwiesen (EnLAG §2 Absatz 4)⁵⁷. Die anfallenden Kosten für die Freileitungen fallen jedoch bei den jeweiligen Netzbetreibern an.

Insgesamt betrifft ein Großteil der EnLAG-Vorhaben die Netzgebiete von Amprion und Tennet (siehe Abbildung 17). Im Netzgebiet der Transnet-BW sind nur sehr wenige EnLAG-Vorhaben zu realisieren. Im Tennet Netzgebiet liegt 30 % des Letztverbrauchs und ca. 35 % der Netzausbaumaßnahmen bezogen auf die zugebauten Trassenlängen. Umgekehrt ist das Verhältnis im Transnet-BW Gebiet, in dem lediglich 5 % der Netzausbaumaßnahmen liegen aber ca. 13 % des Letztverbrauchs. Im Amprion-Netzgebiet liegt mit 37 % der größte Teil der Netzausbaumaßnahmen. Der Anteil des Letztverbrauchs in der Amprion Regelzone liegt mit 36 % in einer ähnlichen Größenordnung. In der 50 Hertz Regelzone fällt mit 23 % der Netzausbaumaßnahmen bei ca. 20 % des Letztverbrauchs ein etwas überproportionaler Netzausbau an.

Betrachtet man die einzelnen Bundesländer dann sind jeweils über 400 km Leitungszubau in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen zu realisieren (siehe Tabelle 9). Über 200 km Leitungszubau liegen dann jeweils in Schleswig-Holstein und in Brandenburg. Bezogen auf die Einwohnerzahl haben Brandenburg mit 86 km pro 1 Mio. Einwohner bzw. Schleswig-Holstein mit 73 km pro 1 Mio. € die höchsten spezifischen Ausbauwerte. Bayern und Baden-Württemberg haben mit 10 bzw. 8 km pro 1 Mio. Einwohner die niedrigsten spezifischen Ausbauwerte.

⁵⁷ Bundesregierung (2009)

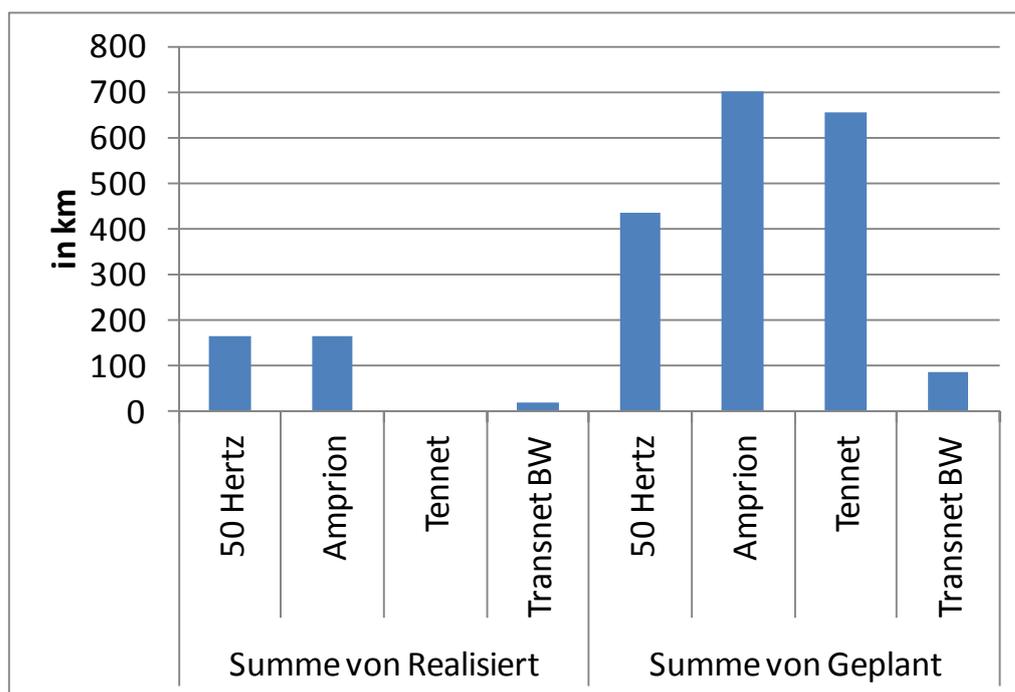


Abbildung 17: Bereits realisierte und geplante Netzausbauvorhaben im Übertragungsnetz nach EnLAG⁵⁸

Tabelle 9: EnLAG-Ausbauvorhaben nach Bundesland und Netzbetreiber⁵⁹

| | NW | NI | BB | SH | HE | BY | TH | BW | RP | MV | ST | Summe |
|---------------------------------|------------|------------|------------|--------------|------------|------------|------------|-----------|-----------|-------------|-----------|-------------|
| 50 Hertz | | | 211 | 16,5 | | | 116 | | | 48,5 | 43 | 435 |
| Amprion | 428 | 142 | | | 58 | | | | 74 | | | 702 |
| Tennet | | 267 | | 191 | 70 | 127 | | | | | | 655 |
| Transnet BW | | | | | | | | 85 | | | | 85 |
| Summe | 428 | 409 | 211 | 207,5 | 128 | 127 | 116 | 85 | 74 | 48,5 | 43 | 1877 |
| <i>Bisher realisiert</i> | <i>61</i> | <i>0</i> | <i>3</i> | <i>16,5</i> | <i>48</i> | <i>0</i> | <i>53</i> | <i>21</i> | <i>58</i> | <i>48,5</i> | <i>43</i> | <i>352</i> |

⁵⁸ Bundesnetzagentur (2013a)

⁵⁹ Bundesnetzagentur (2013a)

5.3 Kostenverteilung im Verteilnetz

Die Verteilung des Investitionsbedarfs des Verteilnetzausbau nach der dena Verteilnetzstudie ergibt eine Mehrbelastung für die neuen Bundesländer durch höhere Investitionen pro Einwohner. Die Städte Berlin, Bremen und Hamburg wurden dabei den angrenzenden Bundesländern zugeordnet. Im Folgenden werden die Preisniveaus der durchschnittlichen Netzentgelte pro Bundesland verglichen. Dabei wurden in einer eigenen Recherche die Netzentgelte für Haushaltskunden mit Standard-Lastprofil und einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 3.500 kWh in der Niederspannungsebene von 62 VNB untersucht (siehe Tabelle 10). Im Ergebnis sind die Netzentgelte in allen neuen Bundesländern höher als in den alten Bundesländern, was mit der jeweiligen Einwohnerdichte in den Bundesländern korreliert. Die Netzentgelte schwanken dabei von 4,98 ct/kWh in Nordrhein-Westfalen auf bis zu 7,55 ct/kWh in Brandenburg. Das durchschnittliche Netzentgelt in Deutschland beträgt 5,79 ct/kWh.

Tabelle 10: Investitionen im Verteilnetz und Entwicklung der Netzentgelte⁶⁰

| Bundesländer | Investitionen bis 2030 (Mrd. €) | Investitionen pro Einwohner (€/EW) | Netzentgelt 2013 [ct/kWh] | | Steigerung Netzentgelte 2012-2013 [%] | |
|--------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|---------------------------|----------------|---------------------------------------|-------|
| Baden-Württemberg | 2,6 | 244,0 | 5,38 | Städte separat | 6,8% | |
| Bayern | 4,7 | 374,0 | 5,50 | BE | 11,4% | BE |
| Brandenburg und Berlin | 2,3 | 387,0 | 7,55 | 5,10 | 14,2% | 3,2% |
| Hessen | 1,6 | 265,0 | 5,84 | | 6,9% | |
| Mecklenburg-Vorpommern | 1,6 | 996,0 | 6,44 | HB | 14,5% | HB |
| Niedersachsen und Bremen | 3,6 | 424,0 | 5,84 | 4,03 | 9,9% | 10,4% |
| Nordrhein-Westfalen | 2,9 | 163,0 | 4,98 | | 4,5% | |
| Rheinland-Pfalz | 1,5 | 370,0 | 5,61 | | 4,7% | |
| Saarland | 0,2 | 239,0 | 5,40 | | 4,5% | |
| Sachsen | 1,4 | 331,0 | 6,79 | | 12,5% | |
| Sachsen-Anhalt | 1,6 | 671,0 | 6,44 | HH | 8,7% | HH |
| Schleswig-Holstein und Hamburg | 1,9 | 406,0 | 5,20 | 5,33 | 0,4% | 3,1% |
| Thüringen | 1,6 | 699,0 | 5,95 | | 5,0% | |
| Deutschland | 27,5 | 336,6 | 5,79 | | 7,7% | |

⁶⁰ Quellen: dena (2012), Verivox (2013), eigene Recherche

Ein Vergleich der Netzentgeltsteigerung von 2012 auf 2013 des Strompreisvergleichsportals Verivox hat ergeben, dass die Netzentgelte überdurchschnittlich in den neuen Bundesländern sowie Bayern und Niedersachsen gestiegen sind⁶¹. Hier zeigt sich, dass die Netzentgelte in strukturell schwachen neuen Bundesländern gestiegen sind, aber auch in den Bundesländern mit hohem EE-Zuwachs (Bayern: PVA, Niedersachsen: WEA). Im Schnitt sind die Netzentgelte in Deutschland um 7,7 % gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Die Abbildung 18 visualisiert die Preisniveaus der Netzentgelte in Deutschland auf Niederspannungsebene für Haushalte mit 3.500 kWh Verbrauch pro Jahr.

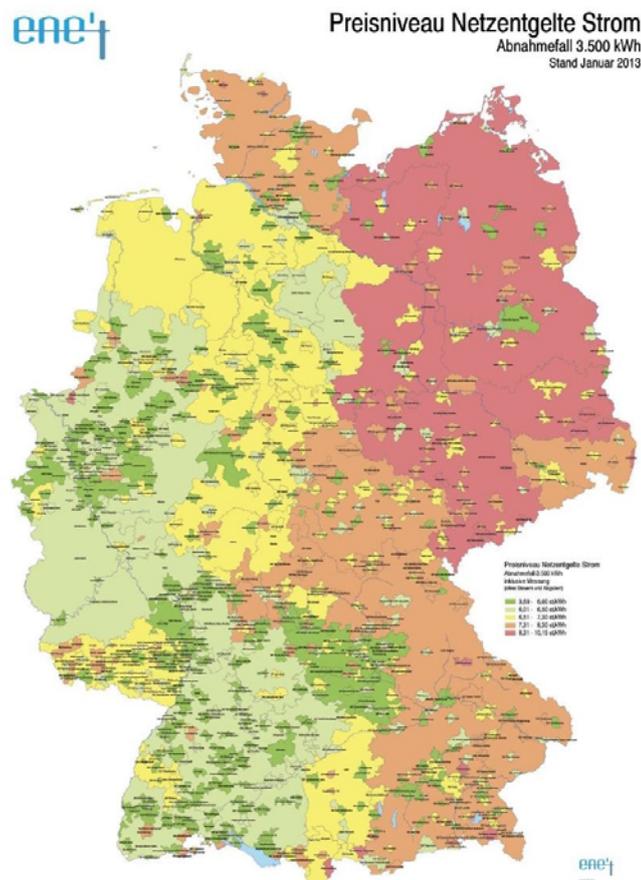


Abbildung 18: Preisniveau der Netzentgelte für Haushalte in Deutschland⁶²

61 Verivox (2013)

62 Quelle: ene't (2013)

5.4 Individuelle Netzentgelte

Für stromintensive Unternehmen gewährt die StromNEV eine teilweise oder gänzliche Befreiung von der Zahlung der Netznutzungsentgelte. §19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV sieht ein individuelles Netzentgelt bei atypischer Netznutzung (abweichend vom durchschnittlichen Lastgang) vor und § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV eine Befreiung der Netzentgelte bei besonders hohem Stromverbrauch. Aufgrund ihres von der Jahreshöchstlast der Netzebene abweichenden bzw. ihres durchgehend und gleichmäßigen Strombezugs haben die stromintensiven Unternehmen eine stabilisierende Wirkung auf das Stromnetz und senken den kostspieligen Regelleistungsbedarf, wofür sie finanziell entlastet werden sollen.

Rabatte für stromintensive Unternehmen bei den Netzentgelten sind nicht neu. Bis 2008 wurden Unternehmen, die mehr als 7.500 Jahresbenutzungsstunden hatten, um bis zu 50 % von der Zahlung der Netzentgelte befreit. Bis 2011 sogar schon bis zu 80 % bei mindesten 7.000 Benutzungsstunden. Durch die StromNEV Novelle im August 2011 wurde dann die 100%ige Befreiung eingeführt bei 7.000 Benutzungsstunden und mindestens 10 GWh Jahresstromverbrauch⁶³. Ab 2014 gilt eine Staffelungsregelung mit maximal 90 % Netzentgeltereduktion bei mindestens 8.000 Jahresbenutzungsstunden und 10 GWh Jahresstromverbrauch.

Befreite Strommenge und finanzielles Wälzungs-volumen

Folgende Informationen beziehen sich auf Daten aus Kleinen Anfragen an die Bundesregierung⁶⁴, die Auskunft geben über die Anzahl der Anträge, die begünstigten Strommengen und das finanzielle Volumen der entgangenen Netzentgelterlöse. Teilweise liegen für die Daten auch Branchen- und Bundesländerwerte vor und werden später ergänzt durch eigene Recherchen. Im Jahr 2011 hat die Bundesnetzagentur 938 Anträge auf ein reduziertes, individuelles Netzentgelt genehmigt (Satz 1) sowie 202 Anträge auf komplette Netzentgeltebefreiung. Diese Beschlüsse sind unbeschränkt gültig, solange sich die Versorgungssituation nicht wesentlich ändert oder der Netzbetreiber gewechselt wird⁶⁵. Die Anzahl der Anträge ist in 2012 insbesondere für den Satz 1 (Netzentgeltereduktion) um das 2,5-fache gestiegen, jedoch wurden nur 300 neue Anträge bewilligt (Stand Mai 2013). Dem ersten Monitoringbericht der Bundesnetzagentur ist zu entnehmen, dass für 2010 und 2011 entgangene Erlöse von 137 bzw. 163 Mio. EUR für Satz 1 und 33 bzw. 220 Mio. EUR für Satz 2 entstanden sind, die damals noch

⁶³ vgl. VCI (2011)

⁶⁴ Bundesregierung (2012a); Bundesregierung (2012b); Bundesregierung (2013)

⁶⁵ Bundesnetzagentur (2012a)

in der Netzentgelteberechnung berücksichtigt wurden. Seit 2012 werden die entgangenen Erlöse über die § 19-Umlage auf alle Letztverbraucher gewälzt. Der Wälzungsbetrag für 2012 wurde zu Beginn des Jahres von der Bundesnetzagentur festgelegt auf 140 Mio. EUR für Satz 1 und 300 Mio. EUR für Satz 2. Erst für 2013 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern die begünstigte Strommenge veröffentlicht, wonach sich der Wälzungsbetrag von insgesamt 805 Mio. EUR für 2013 ergibt (siehe Tabelle 11).

Tabelle 11: Wälzungsvolumen und Anzahl der Anträge auf individuelle Netzentgelte⁶⁶

| | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|--|--------|--------|-------|--------|
| Satz 1 „atypische Nutzer“ (Netzentgeltereduktion) | | | | |
| Neuanträge bei der BNA | | 1.288 | 3.178 | |
| davon bewilligte Anträge (BNA) | | 938 | 300 | |
| Begünstigte Strommenge [GWh] | | | | 19.476 |
| Finanzielles Volumen [Mio. EUR] | 137 | 163 | 140 | 163 |
| Satz 2 „Großverbraucher“ (Netzentgeltebefreiung) | | | | |
| Neuanträge bei der BNA | | 279 | 136 | |
| Davon bewilligte Anträge (BNA) | 23 | 202 | | |
| Begünstigte Strommenge [GWh] | 17.308 | 30.981 | | 55.085 |
| Finanzielles Volumen [Mio. EUR] | 33 | 220 | 300 | 643 |
| Finanzielles Volumen gesamt [Mio. EUR] | 170 | 383 | 440 | 805 |

Befreite Strommenge nach Branche und Bundesland

Die Abbildung 19 beschreibt die Netzentgeltebefreiung nach Satz 2 laut Angaben der Bundesregierung⁶⁷. Betrachtet man die nach Satz 2 befreite Strommenge im Zeitraum 2011 bis August 2012 von rund 31 TWh, so fällt auf, dass von den in Kapitel 3 beschriebenen energieintensiven Industrien⁶⁸ vor allem die Aluminium- und Chemieindustrie von der Befreiung profitieren und zusammen mehr als die Hälfte der befreiten Strommenge beziehen. Die 31 TWh verteilen sich an erster und zweiter Stelle auf die beiden bevölkerungsreichsten Bundesländer Nordrhein-Westfalen und Bayern.

⁶⁶ Bundesregierung (2012b); BMWi (2012); Bundesregierung (2013)

⁶⁷ Bundesregierung (2012a); Bundesregierung (2012b)

⁶⁸ Energieintensive Industrien: Baustoffe, Chemie, Glas, NE-Metalle, Papier und Stahl

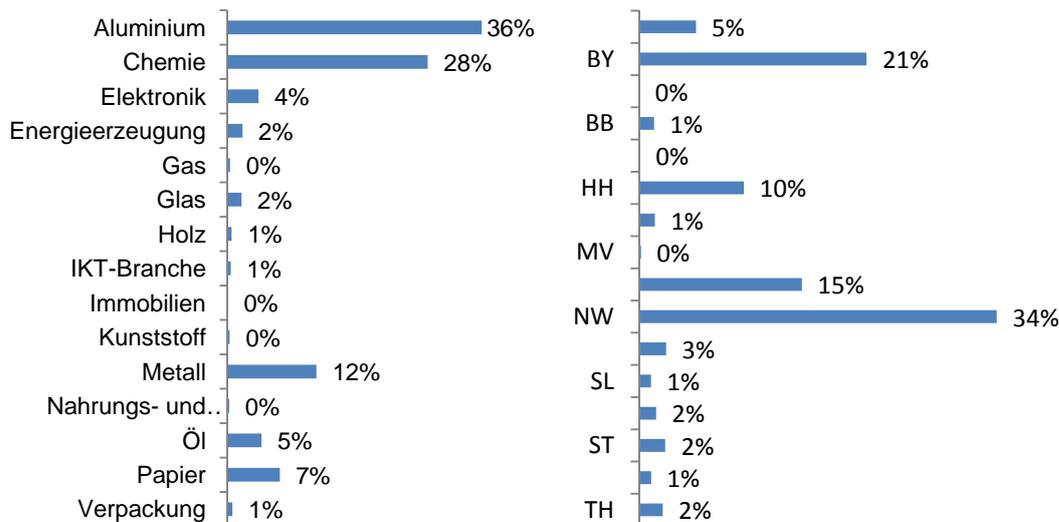


Abbildung 19: Anteil der befreiten Strommenge (§19 Abs. 2 Satz 2) nach Branche und Bundesland⁶⁷

Auffallend ist hier, dass Baden-Württemberg erst an fünfter Stelle folgt, obwohl es den dritten Platz im Bundesländervergleich nach Einwohnerzahl und BIP belegt⁶⁹.

Die folgende Tabelle 12 zeigt die befreiten Strommengen und korrespondierenden entgangenen Erlöse pro Bundesland, jeweils nach den zwei Quellen Bundesregierung (2012a) für den Zeitraum 2011 bis März 2012 und Bundesregierung (2012b) für den Zeitraum 2011 bis August 2012. Nach den aktuellsten Daten belaufen sich die entgangenen Erlöse für 2011 bis August 2012 auf insgesamt rund 220 Mio EUR. Es fällt auf, dass Nordrhein-Westfalen im Vergleich zu Bayern mit rund 50 Mio. EUR ähnlich hohe entgangene Erlöse hat, jedoch bei fast doppelt so hoher befreiter Strommenge. Im bundesländerweiten Vergleich der entgangenen Erlöse pro befreiter Strommenge macht sich eine große Streuung bemerkbar. Vor allem die neuen Bundesländer haben fast doppelt so hohe entgangene Erlöse pro kWh wie die alten Bundesländer, was die unterschiedlich hohen Netzentgelte in Ost und West widerspiegelt.

⁶⁹ Statista (2013)

Tabelle 12: Befreite Strommengen und entgangene Erlöse pro Bundesland⁶⁷

| | Befreite Strommenge nach Bundesland (Satz 2) | | | | Entgangene Erlöse | |
|----------------------------|---|------------------|-------------------|------------------|-------------------|------------------|
| | In TWh | | In Mio. EUR | | In ct/kWh | |
| | 2011 - März 12 | 2011 - Aug 12 | 2011 - März 12 | 2011 - Aug 12 | 2011 - März 12 | 2011 - Aug 12 |
| Baden-Württemberg | 0,36 | 1,66 | 3,25 | 13,42 | 0,91 | 0,81 |
| Bayern | 3,34 | 6,65 | 23,33 | 49,08 | 0,70 | 0,74 |
| Berlin | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Brandenburg | 0 | 0,43 | 0 | 5,17 | 0 | 1,19 |
| Bremen | 0,02 | 0,02 | 0,20 | 0,20 | 0,82 | 0,82 |
| Hamburg | 2,76 | 3,06 | 28,18 | 32,02 | 1,02 | 1,05 |
| Hessen | 0,04 | 0,46 | 0,51 | 3,80 | 1,18 | 0,83 |
| Meckl.-Vorpommern | 0,02 | 0,05 | 0,35 | 0,84 | 1,86 | 1,64 |
| Niedersachsen | 1,09 | 4,76 | 6,65 | 25,40 | 0,61 | 0,53 |
| Nordrhein-Westfalen | 8,53 | 10,46 | 39,98 | 53,47 | 0,47 | 0,51 |
| Rheinland Pfalz | 0,54 | 0,79 | 4,72 | 6,53 | 0,88 | 0,83 |
| Saarland | 0,35 | 0,35 | 1,51 | 1,51 | 0,44 | 0,44 |
| Sachsen | 0,32 | 0,49 | 4,98 | 7,41 | 1,55 | 1,50 |
| Sachsen-Anhalt | 0,16 | 0,76 | 2,10 | 10,25 | 1,34 | 1,35 |
| Schleswig-Holstein | 0,30 | 0,35 | 2,11 | 2,44 | 0,71 | 0,70 |
| Thüringen | 0,25 | 0,69 | 3,25 | 8,68 | 1,28 | 1,26 |
| Deutschland | 18,07 | 30,98 | 121,13 | 220,20 | 0,67 | 0,71 |
| alte Bundesländer | 17,32 | 28,55 | 110,45 | 187,86 | 0,77 | 0,72 |
| neue Bundesländer | 0,75 | 2,43 | 10,68 | 32,34 | 1,51 | 1,39 |

„ZDF-Liste“ und eigene Recherche

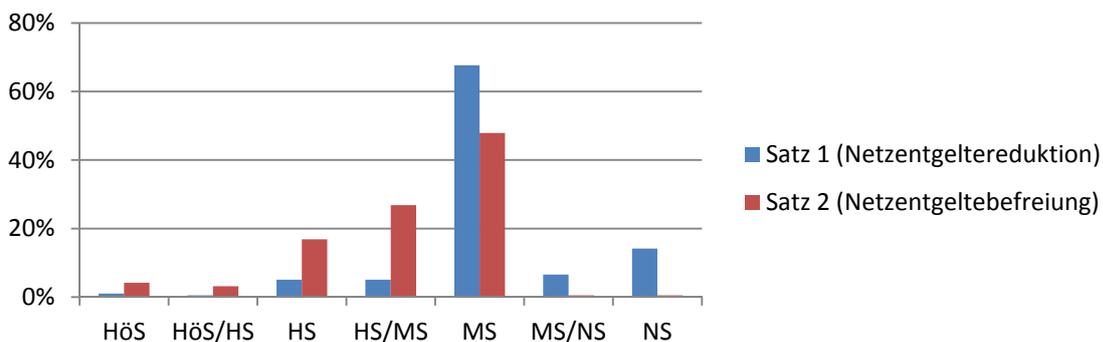
Neben den Daten, die über die Antworten der Kleinen Anfragen an die Bundesregierung verfügbar sind, veröffentlichte die Bundesnetzagentur in der Beschlusskammer 4 einen Teil der Anträge. Diese wurden von der Redaktion des ZDF-Magazins Frontal21 Ende 2012 zusammengefasst⁷⁰ und summieren sich auf 2.563 Anträge (von denen ein Viertel genehmigt worden ist) zu Satz 1 für die Jahre 2011 und 2012 sowie 357 Anträge (wovon die Hälfte genehmigt worden ist) für Satz 2 (siehe Tabelle 13). Damit enthält die sogenannte „ZDF-Liste“ 95 % der genehmigten Anträge nach Satz 2, die über die Angaben der Bundesregierung verfügbar sind, aber nur die Hälfte der Anträge zu Satz 1. Dies liegt daran, dass die Online-Veröffentlichung der Bundesnetzagentur keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt und weitere Daten nur auf schriftliche Anfrage herausgegeben werden.

⁷⁰ ZDF (2012)

Tabelle 13: Anträge auf Netzentgeltebefreiung nach ZDF-Liste⁷¹

| Anträge | Satz 1 „atypische Nutzer“ (Netzentgeltereduktion) | | Satz 2 „Großverbraucher“ (Netzentgeltebefreiung) | |
|-----------------------|--|-----|---|-----|
| genehmigt | 605 | 24% | 190 | 53% |
| eingestellt | 155 | 6% | 51 | 14% |
| in Bearbeitung | 539 | 21% | 23 | 6% |
| offen | 1.264 | 49% | 93 | 26% |
| Gesamtanzahl | 2.563 | | 357 | |

Die ZDF-Liste umfasst insgesamt 153 verschiedene Netzbetreiber. Nach § 27 Absatz 1 StromNEV sind die Netzbetreiber dazu verpflichtet, die in ihrem Netzgebiet geltenden Netzentgelte im Internet zu veröffentlichen. Dies gilt insbesondere auch für die individuellen Netzentgelte. Jedoch kommen dieser Veröffentlichungspflicht nicht alle Netzbetreiber nach. Die größten 30 Netzbetreiber dieser Liste stellen bereits 88 % aller Anträge auf individuelle Netzentgelte und wurden einer weiteren Recherche unterzogen. Dabei stellte sich heraus, dass nur 40 % die Aktenzeichen der Antragsvorgänge und nur ein Fünftel die tatsächliche Netzentgeltereduktion und die angeschlossene Spannungsebene veröffentlicht. Abbildung 20 zeigt die Verteilung der genehmigten Anträge auf die Spannungsebenen. Es fällt auf, dass sich die Netzentgeltereduktion auf die Mittel- und Niederspannungsebene konzentriert und die Netzentgeltebefreiung auf Mittelspannungsebene und darüber. Das ist plausibel, da nur die besonders stromintensiven Unternehmen von der Befreiung profitieren und der Stromverbrauch eines Unternehmens mit der angeschlossenen Spannungsebene zunimmt.

Abbildung 20: Verteilung der Anträge auf der ZDF-Liste nach Satz 1 und 2 pro Spannungsebene⁷¹

⁷¹ Quelle: ZDF-Liste, eigene Recherche, siehe Anhang

Eine weitere Analyse der Netzentgelte-Reduktion nach Satz 1 anhand der ZDF-Liste zeigt in Abbildung 21, dass die Mehrheit der genehmigten Reduktionen zwischen 10 % und 30 % des veröffentlichten regulären Netzentgeltes betragen. Eine Reduktion um 50 % der Netzentgelte erhalten 4 Antragsteller (eine Bäckerei, eine Geflügelmastfarm, ein Zementwerk und ein Energieerzeuger). Die 60 % Reduktion erhält die Ferropolis GmbH (Museum, Veranstaltungsbetrieb). Unter den fünf 70 % Reduktionen befinden sich vier Energieerzeuger und ein Metallwerk. Die vier 80 % Reduktionen betreffen Pumpspeicherwerke.

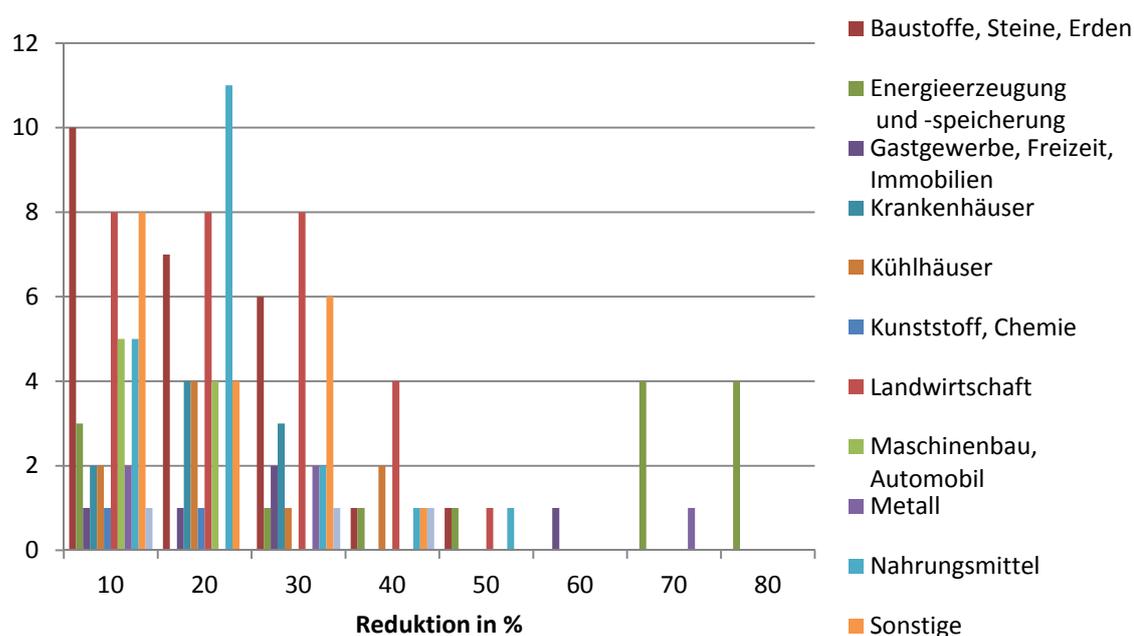


Abbildung 21: Anzahl und Höhe der veröffentlichten Netzentgeltereduktion (Satz 1) nach Branche⁷²

Häufigkeit der Anträge nach Bundesländer und Branche

Die Analyse der einzelnen Anträge nach Satz 1 und 2 anhand der Daten der ZDF-Liste ergibt ein ganz unterschiedliches Bild, aus welchen Bundesländern die meisten Anträge stammen und welche Branchen (über das produzierende Gewerbe hinaus) betroffen sind. Abbildung 22 zeigt die Häufigkeit der insgesamt gestellten, genehmigten, abgelehnten, sich in Bearbeitung befindenden und noch offenen Anträge für jedes Bundesland. Besonders auffällig ist hierbei, dass ein Viertel aller gestellten und genehmigten Anträge nach Satz 1 von Unternehmen aus Bayern stammt. Die Analyse der gestellten und genehmigten Anträge nach Satz 2 ergibt ein ähnliches Bild

⁷² Quelle: ZDF-Liste, eigene Recherche

wie die Daten, die von der Bundesregierung veröffentlicht wurden. Dort führen die wirtschaftsstarken Bundesländer angeführt von Nordrhein-Westfalen, Bayern, Niedersachsen und Baden-Württemberg⁷³.

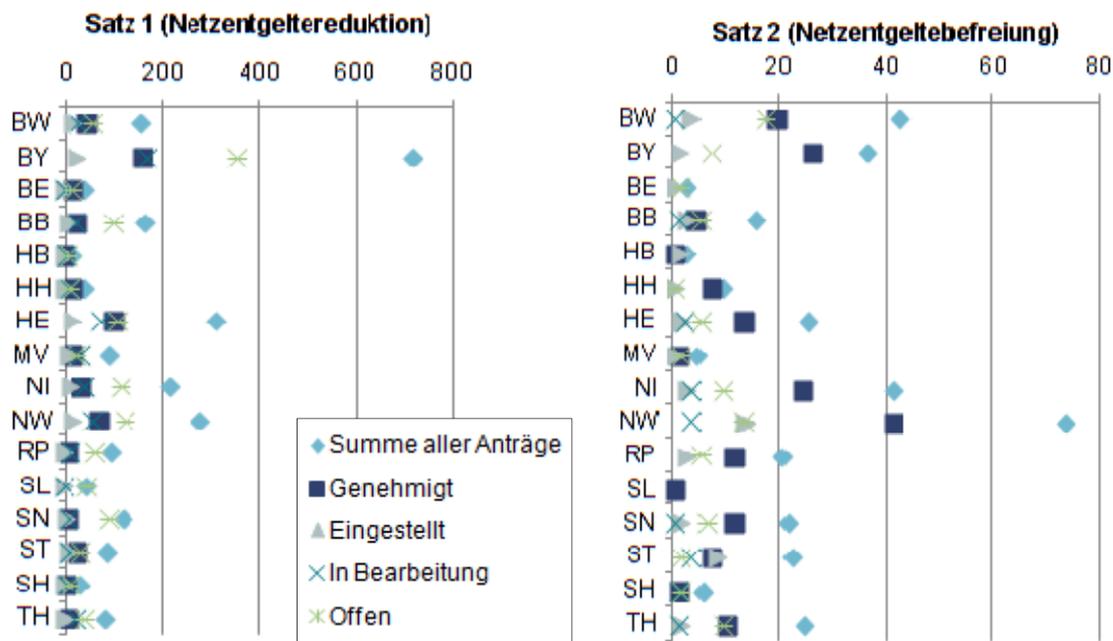


Abbildung 22: Häufigkeit und Status der gestellten Anträge nach Satz 1 und 2⁷³

Die Entlastung bei den Netzentgelten soll der netzstabilisierenden Wirkung von stromintensiven Unternehmen Rechnung tragen. Bei näherer Betrachtung der Branchenzugehörigkeit der Antragsteller zeigt sich jedoch ein sehr breites Bild (Abbildung 23). Die Anträge nach Satz 2 spiegeln die energieintensiven Industrien wider, allen voran Chemie, Glas und Papier. Auffälliger sind die genehmigten Anträge nach Satz 1. Die größte Gruppe stellen Kühlhäuser dar, gefolgt von der Nahrungsmittelindustrie und sozialen/öffentlichen Einrichtungen. In der Gruppe der Nahrungsmittelindustrie reicht das Spektrum von Bäckereien und Supermärkten bis zu größeren Nahrungsmittelproduzenten, bei den sozialen/öffentlichen Einrichtungen handelt es sich meist um Pflegeeinrichtungen, Behindertenwerkstätten und Behörden. Im Gesamtbild von allen gestellten, genehmigten, eingestellten, sich in Bearbeitung befindlichen und offenen Anträgen sind die beiden Gruppen Nahrungsmittel und soziale/öffentliche Einrichtungen überproportional häufig vertreten. Ebenso finden sich unter den genehmigten Anträgen zu Satz 1 die in den Medien zitierten Golfclubs, Freizeiteinrichtungen und Hotels, für die die Netzentgeltereduktion ungerecht und zweifelhaft erscheint, da sie einen Wettbewerbs-

⁷³ Quelle: ZDF-Liste, eigene Recherche

vorteil gegenüber nicht-privilegierten Unternehmen der gleichen Branche haben. Darüber hinaus kommen auch solche Unternehmen in den Genuss der Netzentgeltereduktion, die höchst unwahrscheinlich abwanderungsgefährdet sind wie der Deutsche Wetterdienst oder die Bremer Straßenbahn AG⁷⁴.

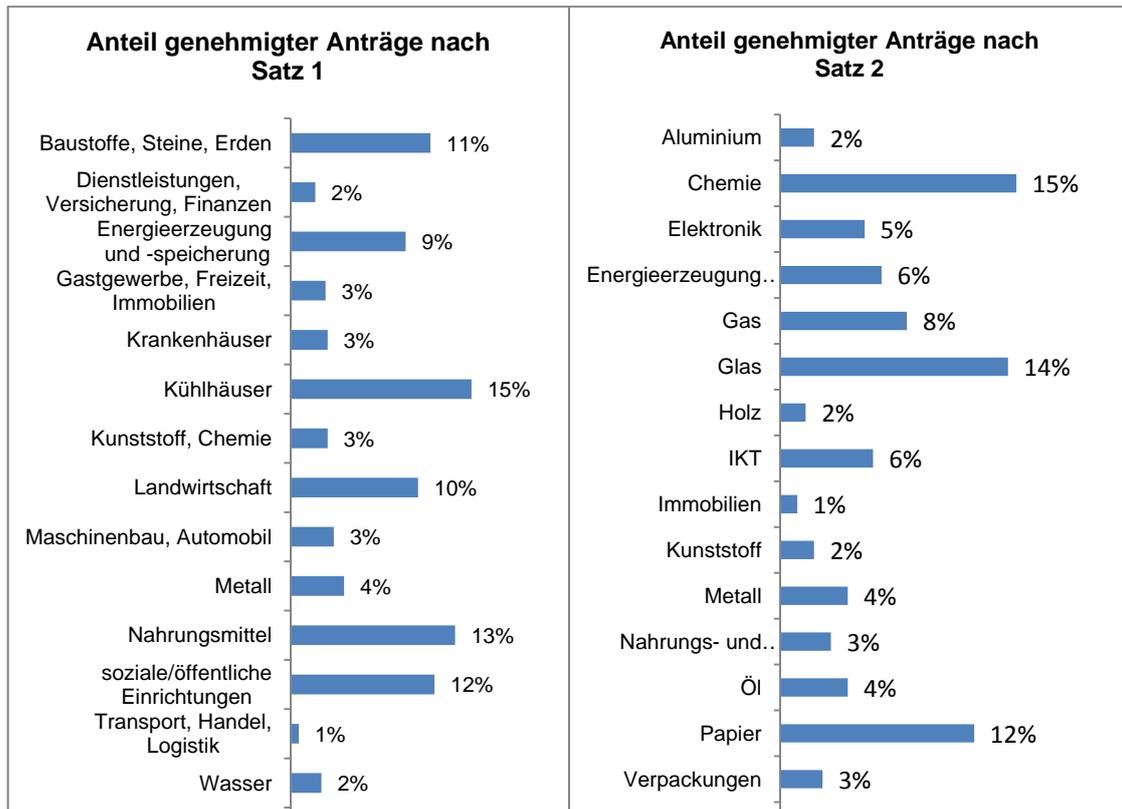


Abbildung 23: Verteilung der Anträge nach Satz 1 und 2 nach Branchen⁷⁴

⁷⁴ Quelle: ZDF-Liste, eigene Recherche

5.5 Zusätzliche Netzumlagen

5.5.1 § 19 StromNEV-Umlage

Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, entgangene Erlöse aus individuellen Netzentgelten (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV) bzw. Netzentgeltebefreiung (Satz 2) den nachgelagerten Netzbetreibern zu erstatten. Die entstehenden Kosten werden über eine Umlage auf alle Letztverbraucher gewälzt. Die § 19 StromNEV-Umlage wurde 2011 mit der EnWG Novelle beschlossen und ist 2012 in Kraft getreten.

Ermittlung der § 19 Umlage

Die Umlage bemisst sich am Umfang der entgangenen Erlöse, die den Netzbetreibern durch die Netzentgeltebefreiung entstanden sind. Für 2012 wurden die entgangenen Erlöse durch die Bundesnetzagentur auf 440 Mio. EUR (140 Mio. EUR für Satz 1 und 300 Mio. EUR für Satz 2) festgelegt⁷⁵ (siehe Tabelle 14), die auf die Letztverbraucher umgelegt wird. Der Anteil der Umlage je Letztverbraucher errechnet sich durch die Anteile der Letztverbraucher am Gesamtverbrauch. Für die Letztverbraucher nach Kategorie B (mehr als 100.000 kWh/a Stromverbrauch) und C (mehr als 4 % Stromkosten am Umsatz) sind jedoch Obergrenzen für die Umlage definiert. Das Produkt aus Letztverbrauch von 75.699 GWh für Kategorie C und einer festgelegten Umlage von 0,025 ct/kWh ergibt dann einen Umlagebetrag von 18,925 Mio. EUR. Die Berechnung für Kategorie B erfolgt analog. Der Differenzbetrag vom Gesamtumlagebetrag von 440 Mio. EUR und den Umlagebeträgen für Kategorie B und C ergibt 317,078 Mio. EUR. Bezogen auf den Letztverbrauch der Kategorie A von 209.347 GWh resultiert die § 19 StromNEV Umlage von 0,151 ct/kWh für 2012.

Tabelle 14: Datenbasis zur §19 StromNEV-Umlage 2012 je Letztverbraucher (LV)⁷⁵

| Kategorie | Summe | §19 Abs. 2 S. 1 | §19 Abs. 2 S. 2 | |
|---|---------|-----------------|-----------------|-------------|
| Entgangene Erlöse [TEUR] (von BNetzA festgelegt) | 440.000 | 140.000 | 300.000 | |
| Abgabe an LV | Summe | Kategorie A | Kategorie B | Kategorie C |
| Letztverbrauch [GWh] | 493.039 | 209.347 | 207.994 | 75.699 |
| | 100% | 42,5% | 42,2% | 15,4% |
| Umlage je LV-Kategorie | Summe | Kategorie A | Kategorie B | Kategorie C |
| Umlagebeträge [TEUR] | 440.000 | 317.078 | 103.997 | 18.925 |
| Umlage gemäß Prognose 2012 [ct/kWh] | | 0,151 | 0,05 | 0,025 |

⁷⁵ ÜNB (2012b)

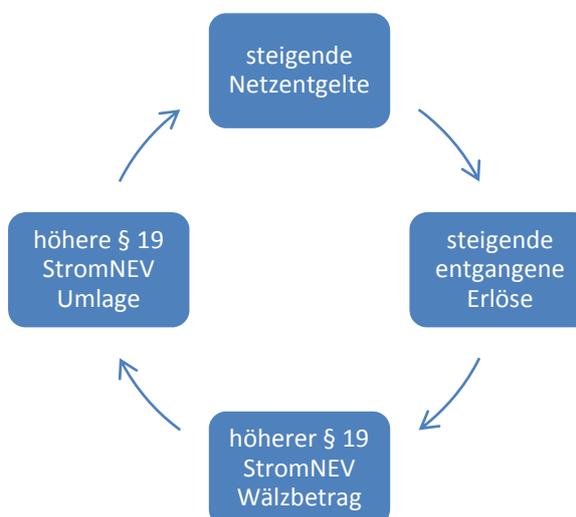
Die Ermittlung der Umlage für 2013 erfolgt analog. Die befreite Strommenge lag 2013 bei ca. 75.000 GWh und die entgangenen Erlöse bei ca. 800 Mio. EUR (siehe Tabelle 15).

Tabelle 15: Datenbasis zur §19 StromNEV-Umlage 2013 je Letztverbraucher (LV)⁷⁵

| Kategorie | Summe | §19 Abs. 2 S. 1 | §19 Abs. 2 S. 2 | |
|---------------------------------------|---------|-----------------|-----------------|-------------|
| Netzentgeltbefreite Strommengen [GWh] | 74.561 | 19.476 | 55.085 | |
| Entgangene Erlöse [TEUR] | 805.238 | 162.710 | 642.528 | |
| Abgabe an LV | Summe | Kategorie A | Kategorie B | Kategorie C |
| Letztverbrauch [GWh] | 495.604 | 205.843 | 222.046 | 67.716 |
| | 100% | 41,50% | 44,80% | 13,70% |
| Umlage je LV-Kategorie | Summe | Kategorie A | Kategorie B | Kategorie C |
| Umlagebeträge [TEUR] | 805.238 | 677.286 | 111.023 | 16.929 |
| Umlage gemäß Prognose 2013 [ct/kWh] | | 0,329 | 0,05 | 0,025 |

Entlastung für Großverbraucher

Der Anstieg der § 19 StromNEV-Umlage von 0,151 auf 0,329 ct/kWh in 2013 zeigt die Abhängigkeit der Umlage von der Höhe der befreiten Strommengen und entgangenen Erlösen. Je mehr Unternehmen von der Zahlung der Netzentgelte begünstigt oder sogar befreit werden, desto größer ist der Wälzbetrag, der wiederum auf alle Letztverbraucher umgelegt wird. Abbildung 24 veranschaulicht den Wälzungsprozess⁷⁶. Die Umlage nach Kategorie A gilt für jeglichen Stromverbrauch bis 100.000 kWh. Großverbraucher und die stromintensive Industrie (Kategorien B und C) mit einem darüber hinausgehenden Stromverbrauch, zahlen für jede zusätzliche kWh eine gedeckelte, reduzierte Umlage.



Private Haushalte haben einen Anteil am Gesamtstromverbrauch von

Abbildung 24: §19 StromNEV-Umlage Wälzungsmechanismus⁷⁶

⁷⁶ Quelle: eigene Darstellung

27 %⁷⁷, was 133,8 TWh des Letztverbrauchs ergibt. Multipliziert mit der Umlage von 0,151 ct/kWh ergibt sich ein Umlagebetrag von rund 202 Mio. EUR. Damit zahlen die privaten Haushalte annähernd die Hälfte der entgangenen Erlöse.

§ 19 StromNEV-Umlage 2014

Durch das OLG Düsseldorf-Urteil zur Netzentgeltebefreiung und durch die daraus resultierende StromNEV-Novelle wird sich die Netzentgeltebefreiung ändern. Ab 2014 ersetzt eine Rabatt-Staffelung die komplette Netzentgeltebefreiung, mit dem Ergebnis, dass Großverbraucher einen Pflichtanteil an den Netzentgelten von zehn bis 20 % selber tragen müssen. Dadurch ist das entgangene Erlösvolumen im Vergleich zu 2013 wieder von 805 Mio. EUR auf ca. 630 Mio. EUR gesunken (siehe Tabelle 16). Rückwirkend sind auch die Stromverbrauchsgrenzen verändert worden, ab der nur eine reduzierte § 19 StromNEV-Umlage gezahlt werden muss. Dadurch muss ein Teil der Umlageerhebung rückabgewickelt werden. Die Umlage sinkt durch die veränderte Verbrauchsgrenze für Letztverbraucher der Kategorie A' (weniger als 1 GWh Stromverbrauch pro Jahr) von 0,151 ct/kWh bzw. 0,329 ct/kWh auf 0,129 ct/kWh bzw. 0,266 ct/kWh in 2012 bzw. 2013. Für 2014 liegt die Umlage für Letztverbraucher der Kategorie A' bei 0,187 ct/kWh.

Tabelle 16: Datenbasis zur §19 StromNEV-Umlage 2014 je Letztverbraucher (LV)⁷⁵

| Kategorie | Summe | §19 Abs. 2 S. 1 | §19 Abs. 2 S. 2 | |
|--|---------|-----------------|-----------------|--------------|
| Netzentgeltbefreite Strommengen [GWh] | 82.038 | 22.827 | 59.412 | |
| Entgangene Erlöse [TEUR] | 629.796 | 191.132 | 438.664 | |
| Abgabe an LV | Summe | Kategorie A' | Kategorie B' | Kategorie C' |
| Letztverbrauch [GWh] | 490.604 | 266.970 | 156.336 | 67.298 |
| | 100% | 54,40% | 31,90% | 13,70% |
| Umlage je LV-Kategorie | Summe | Kategorie A' | Kategorie B' | Kategorie C' |
| Umlagebeträge [TEUR] | 593.874 | 498.882 | 78.168 | 16.824 |
| Umlage gemäß Prognose 2013 [ct/kWh] | | 0,187 | 0,05 | 0,025 |

⁷⁷ AGEB (2013a)

5.5.2 Offshore-Haftungsumlage

Die Investitionen in den Ausbau von Offshore-Windparks und insbesondere die Offshore-Netzanbindungen sind mit einem großen Realisierungs- und Finanzierungsrisiko behaftet für Windparkbetreiber, und damit auch für den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber. Der Betreiber eines Offshore-Windparks trägt ein gewisses Risiko, wie im Beispiel von Riffgat 1, wenn der Netzanschluss nicht rechtzeitig zur Fertigstellung des Windparks zur Verfügung steht. Die Frage des Haftungsrisikos und möglicher Entschädigungszahlungen hat in der Vergangenheit zur Verzögerung im Offshore-Netzausbau beigetragen.

Ein mit der EnWG Novelle 2012 beschlossener Belastungsausgleich in Form einer Offshore-Haftungsumlage soll hier Abhilfe schaffen und das Haftungsrisiko der Übertragungsnetzbetreiber reduzieren. Der Übertragungsnetzbetreiber haftet weiterhin für einen nicht rechtzeitig fertiggestellten Netzanschluss oder für Störungen an der Netzanbindung während des Betriebs für die dem Windpark-Betreiber entstehenden Kosten mit einem Eigenanteil von bis 110 Mio. EUR pro Jahr bzw. 17,5 Mio. EUR pro Schadensereignis. Der übrige Teil der Kosten kann vom Übertragungsnetzbetreiber als Aufschlag auf die Netzentgelte auf alle Letztverbraucher umgelegt werden. Für Letztverbraucher mit einem jährlichen Stromverbrauch bis zu 1.000.000 kWh (Gruppe A) darf die Umlage höchstens 0,25 ct/kWh betragen und für darüber hinausgehende Strombezüge höchstens 0,05 ct/kWh (Gruppe B). Für Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromkostenanteil mindestens 4 % des Umsatzes beträgt (Gruppe C), darf die Umlage für Strombezüge über 1.000.000 kWh höchstens die Hälfte der Umlage wie für Gruppe B betragen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die Höhe der Offshore-Haftungsumlage für das folgende Jahr jeweils am 15. Oktober zu veröffentlichen. Die Offshore-Haftungsumlage wird 2013 erstmalig fällig und wurde entsprechend der Tabelle 17 auf die zulässigen Höchstwerte festgelegt, da noch nicht genügend Erfahrungswerte über juristische Verfahren im Rahmen der Haftungsrisiken vorliegen. In der Zukunft könnte sie wie die § 19 StromNEV-Umlage über einen Nachtrag ausgeglichen werden. Für 2014 bleiben die Haftungsumlagen unverändert, womit sich ein finanzielles Volumen von ca. 760 Mio. €/a ergibt.

Tabelle 17: Offshore-Haftungsumlage nach Letztverbrauchern

| Jahr | LV Gruppe A | LV Gruppe B | LV Gruppe C |
|------|--------------|--------------|--------------|
| 2013 | 0,250 ct/kWh | 0,050 ct/kWh | 0,025 ct/kWh |

5.6 Übersicht der Entlastungen von Abgaben und Entgelten für die Industrie

Insgesamt stehen den energieintensiven bzw. stromintensiven Industrien eine Reihe von Rabatte und Befreiungen bei den Energiekosten zu. Die beschriebenen Rabatten und Befreiungen bei den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 Satz 1 und 2 StromNEV machen dabei mit 440 Mio. EUR in 2012 nur einen Bruchteil der Entlastungen von insgesamt rund 13 Mrd. EUR aus (siehe Abbildung 25). Der Großteil fällt auf die Vergünstigungen bei der Energie- und Stromsteuer („Ökosteuer“), die 1999 eingeführt wurde. Die Energiesteuer fällt dabei auf sämtliche Energieerzeugnisse an (z.B. Benzin, Diesel, Kohle, Heizöl) und die Stromsteuer auf den aus dem Netz bezogenen Strom. Das Entlastungsvolumen stellt mit rund 5 Mrd. EUR den größten Entlastungsanteil in der Gesamtbetrachtung dar. Die Mehrwertsteuer kann erstattet werden oder wird von den Unternehmen im Rahmen der Wertschöpfungskette weitergereicht und wird daher hier nicht aufgeführt.

Die Konzessionsabgabe unterscheidet sich je Einwohnerzahl der jeweiligen Städte oder Gemeinden, in der sich der Letztverbraucher befindet und kommt ausschließlich der Kommune zu Gute. Mit der Abgabe soll die Kommune für die Raum- und Wege-nutzung durch den Betrieb von Leitungen entschädigt werden. Die Konzessionsabgabe ist stark reduziert oder entfällt komplett für energieintensive Unternehmen. Das führt zu einer Entlastung von rund 3,6 Mrd. EUR in 2012.

Seit 2002 gilt das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG). Der Betrieb von KWKG-Anlagen soll ähnlich wie die EE-Anlagen nach EEG gefördert werden. Beide Umlagen werden dabei über alle anderen Letztverbraucher deutschlandweit gewälzt. Die EEG-Umlage, die für Haushaltskunden in 2013 5,277 ct/kWh beträgt, kann für energieintensive Unternehmen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung nach §40ff EEG auf bis zu 1 % der normalen EEG-Umlage reduziert werden oder sogar auf 0,05 ct/kWh begrenzt werden. Für selbst erzeugten Strom gilt die Eigenverbrauchsregelung, wonach keine EEG-Umlage fällig wird, wenn der Strom selber verbraucht wird und nicht ins öffentliche Netz eingespeist wird. Die Entlastungen durch die Besondere Ausgleichsregelung und das Eigenstromprivileg machen insgesamt den zweitgrößten Entlastungsanteil mit rund 4,3 Mrd. EUR aus.

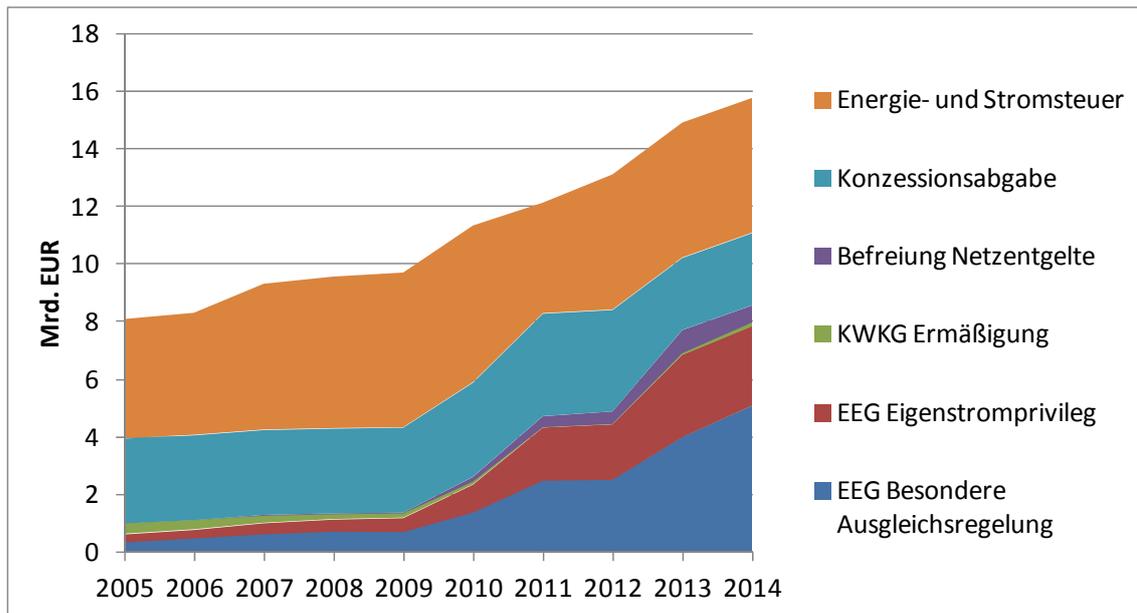


Abbildung 25: Entlastungsvolumen der Industrie bei Netzentgelten, KWKG, EEG, Konzessionsabgabe, Energie- und Stromsteuer⁷⁸

⁷⁸ Quelle: eigene Berechnungen nach ISI (2014) und FÖS (2013b)

6 Schlussfolgerungen

6.1 Netzausbau und Netzkosten

Jährliche Kosten für Netzausbau steigen bis 2022 auf 3 bis 4 Mrd. €/a

Die zunehmende regenerative Stromerzeugung hat die Verteilungs- und Übertragungsaufgabe des Stromnetzes radikal verändert. In der Vergangenheit mussten die Übertragungsnetze vordergründig für den überregionalen Stromtransport und die Verteilnetze für die Verteilung bis zu den Endverbrauchern konzipiert werden. Mit zunehmendem EE-Anteil müssen die Netze aufgrund volatiler Einspeisung und Rückspeisung in höhere Netzebenen um- bzw. ausgebaut werden. Der Netzausbau findet im Übertragungsnetz zum Teil an bereits gesetzlich festgelegten Engpassstellen (nach EnLAG/NABEG Maßnahmen) statt und es besteht ein zusätzlicher Bedarf an überregionalen HGÜ-Korridoren („Stromautobahnen“) für den Stromtransport über lange Entfernungen vom windreichen Norden zu den Verbrauchszentren im Süden und Westen.

Im Verteilnetz entfällt der Netzausbau nach aktuellen Studien auf Gebiete mit hoher Globalstrahlung (PVA) bzw. hohen Windgeschwindigkeiten (WEA) und dort wo bereits eine hohe EE-Dichte vorherrscht, d.h. WEA im Norden und Westen und PVA im Süden und Westen. Der notwendige Investitionsbedarf im Verteilnetz fällt generell stärker in den Gebieten mit größerem EE-Ausbau aus. Die Investitionslast pro Einwohner hingegen ist aber auch in den bevölkerungsschwachen neuen Bundesländern groß und sogar höher als in den alten Bundesländern.

Das Verteilnetz hat mit 1,75 Mio. km einen Anteil von 98 % an der Gesamtlänge des deutschen Stromnetzes. Auf das Übertragungsnetz fällt aktuell eine Stromkreislänge von rund 35.000 km bzw. eine Trassenlänge von ca. 18.000 km. In der Regel sind die Trassen im Übertragungsnetz mit 2 Stromkreisen ausgestattet, so dass die Stromkreislänge ca. doppelt so lang ist wie die Trassenlänge. Die untersuchten Studien zum Netzausbaubedarf prognostizieren bis 2022 für das Übertragungs- und Verteilnetz einen zusätzlichen Netzausbaubedarf von jeweils bis zu einem Fünftel der bereits existierenden Netzlänge. Das Investitionsvolumen im Übertragungsnetz ist bereits von 0,5 Mrd. EUR/a in 2007 auf ca. 1 Mrd. EUR/a in 2013 angestiegen. Durch den geplanten Netzausbau bis 2022 würden zusätzliche Investitionen von bis zu 2,1 Mrd. EUR/a hinzukommen⁷⁹. Im Verteilnetz sind die Investitionen von ca. 2,1 Mrd. EUR/a in 2007 auf über 3 Mrd. EUR/a in 2013 angestiegen. Durch die geplanten Ausbaumaßnahmen

⁷⁹ Inkl. Offshore-Netzanbindungen

im Verteilnetz bis 2022 würden zusätzliche Investitionen von bis zu 2 Mrd. EUR/a entstehen (siehe Tabelle 18). Damit erreichen die deutschen Netzbetreiber wieder das Investitionsniveau vor der Liberalisierung des Elektrizitätsbinnenmarktes von 1996, nach der die jährlichen Investitionen zunächst kontinuierlich zurückgegangen waren.

Tabelle 18: Zusammenfassung des Ausbaus im Verteil- und Übertragungsnetz

| | | min bis 2022 | max bis 2022 | Quelle |
|--------------------------------------|--|-----------------|-----------------|---------------------------------|
| Für das Übertragungsnetz | | | | |
| Onshore | Annuitäten in Mrd. €/a | 1 | 1,3 | NEP, Bundesbedarfsplan |
| | Investitionen in Mrd. € | 15 | 20 | NEP, Bundesbedarfsplan |
| | Neubau in Trassen km (neue Trassen) | 2.800 | 3.800 | NEP, Bundesbedarfsplan |
| | Neu- und Umbau in km (bestehende Trassen, bezogen auf Stromkreislänge) | 2.900 | 4.400 | NEP, Bundesbedarfsplan |
| Offshore | Annuitäten in Mrd. €/a | 0,7 | 0,8 | Startnetz O-NEP |
| | Investitionen in Mrd. € | 10 | 12 | eigene Abschätzungen, |
| | Kapazität in GW | 8,5 | 8,5 | Startnetz O-NEP |
| | Neubau in km | 2.190 | 2.190 | |
| Summe Übertragungsnetz | | | | |
| | Annuitäten in Mrd. €/a | 1,7 | 2,1 | |
| | Investitionen in Mrd. € | 25 | 32 | |
| Für das Verteilnetz | | | | |
| | Annuitäten in Mrd. €/a | 1,4 | 2 | dena Verteilnetzstudie |
| | Investitionen in Mrd. € | 18 | 27 | |
| | Ausbau in km | 94.000 | 129.000 | NEP B2022, Bundesländerszenario |
| Verteil- und Übertragungsnetz | | | | |
| | Annuitäten in Mrd. €/a | 3,1 | 3,8 | |
| | Investitionen in Mrd. € | 43 | 59 | |

Basierend auf den durchgeführten Studien und Abschätzungen wird eine Steigerung der Kosten für die Übertragungs- und Verteilnetze um maximal ca. ein Fünftel der heutigen Kosten innerhalb der nächsten 10 Jahre als Obergrenze erwartet. Praktische Er-

fahrungen bzw. weitere Studien werden zeigen, ob alle insbesondere in den Verteilnetzen identifizierten Maßnahmen auch notwendig sind, um den Strom aus Erneuerbaren Energien zu integrieren. Durch eine intelligente Vernetzung von Erzeugung, Nachfrage und Netzbetrieb werden hier Kostensenkungen erwartet. Darüber hinaus ist eine Differenzierung der Investitionen in zusätzliche Investitionen für den Ausbau Erneuerbarer Energien und Ersatzinvestitionen zum Erhalt der Netze schwierig. Dadurch lassen sich vermutlich auch beachtliche Ersatzinvestitionen einsparen.

6.2 Kostenverteilung

Regionale Differenzierung der Netzentgelte wird sich weiter verstärken

Die Strompreise für Haushaltskunden und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sind in den letzten zehn Jahren gestiegen, was zum Großteil auf die Steigerung der Erzeugungskosten und die Anhebung der EEG-Umlage zurückzuführen ist. Die Netzentgelte, über die die Netzbetreiber ihre Kosten für den Netzausbau und Betrieb finanzieren, machen dabei ein Viertel des Strompreises bei den Haushaltskunden aus und ein Drittel bei GHD. Für die stromintensiven Unternehmen gelten meist Sondertarife. Der Strompreis ist für die Großabnehmer zwar auch bis 2009 gestiegen, aber seitdem wieder gefallen, da er sich stark an den Großhandelspreisen der Strombörse orientiert. Zudem sind die Großabnehmer meistens von der Zahlung der Netzentgelte und sonstiger Abgaben und Steuern befreit oder zahlen nur einen Minimalanteil.

Die Netzentgelte sind für alle Stromkunden mit der Einführung der Anreizregulierung zunächst um bis zu 20 % gesunken und steigen aber wieder seit 2011. Die Steigerung fällt besonders hoch aus für Haushaltskunden und kleinere Gewerbe und Industriebetriebe und soll nach Einschätzungen der Bundesnetzagentur auch in Zukunft weiter ansteigen, da die Investitionen für den Netzausbau eingepreist werden. Die Netzentgelte sind heute für Haushaltskunden in den neuen Bundesländern im Durchschnitt höher als in den alten Bundesländern. In struktur- und einwohnerschwachen Bundesländern korrelieren hohe heutige Netzentgelte mit hohem zukünftigem Investitionsbedarf pro Einwohner. Für diese Bundesländer ist zu erwarten, dass der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien zu überproportionalen Anstiegen der Netzentgelte führen wird, wenn das jetzige Netzentgeltesystem bestehen bleibt. Dieser Effekt lässt sich heute zum Teil bereits beobachten. So korreliert ein hoher EE-Ausbau auch mit höheren Steigerungsraten für Netzentgelte in den Fällen Bayern (PVA) und Niedersachsen (WEA).

Energieintensive und atypische Netznutzer profitieren zu Lasten sonstiger Netznutzer

Der Großteil der stromintensiven Unternehmen ist von den Netzentgelten befreit oder zahlt nur einen reduzierten Anteil der Netzentgelte, die nicht-privilegierte Unternehmen zahlen müssen. Das Entlastungsvolumen bei den Netzentgelten ist von 440 Mio. EUR in 2012 auf 805 Mio. EUR in 2013 gestiegen und liegt in 2014 bei ca. 640 Mio. EUR. Jedoch zeigen sich Schwachstellen bei der Antrags- und Befreiungspraxis sowie ungleich verteilte Netzentgeltereduktionen nach Branchen oder nach Bundesländern. Die hohe Anzahl von Reduktionsanträgen, von denen ein Großteil aus nicht energieintensiven Branchen stammt, wurde nur zum Teil von der Bundesnetzagentur bearbeitet und über die Hälfte der Anträge war lange Zeit noch offen oder in Bearbeitung. Ebenso war die Rechtslage und die Übergangsregelung durch eine Abschaffung der Netzentgeltebefreiung hin zu einer Rabattstaffelung eine Zeitlang unklar.

Energie- und stromintensive Unternehmen profitierten beim Strompreis neben der Netzentgeltebefreiung von zahlreichen anderen Entlastungen von Abgaben oder Steuern in der Summe von rund 13 Mrd. EUR in 2012. Die Befreiungen und Rabatte bei den Netzentgelten stellen mit 440 Mio. EUR in 2012 (und 805 Mio. EUR in 2013) nur einen kleinen Anteil der Entlastungen dar. Die Entlastungen für die Unternehmen werden über eine Kostenwälzung von den restlichen nicht-privilegierten Letztverbrauchern wie Haushalte und GHD häufig mitfinanziert.

6.3 Anpassungen am Netzentgeltesystem

Die Netzentgelte sind regional unterschiedlich und ein Indikator für den Investitionsbedarf eines Netzbetreibers. Nach dem aktuellen Regulierungssystem sind die Verteilnetzbetreiber in der Genehmigung von Investitionsbudgets benachteiligt und somit auch bei großen Investitionsaufwendungen. Gerade in Anbetracht des deutschlandweiten Netzausbaubedarfs wäre es zu untersuchen, inwiefern lokale oder regionale Netzausbauvorhaben von überregionalem oder nationalem Interesse sind und eine bundesweite Kostenwälzung umsetzbar ist. Mögliche Ansatzpunkte sind die Einführung von einheitlicheren Netzentgelten und die Beteiligung von Einspeisern an der Netzfinanzierung.

Nach bisheriger Gesetzgebung sind EE-Anlagenbesitzer bei Eigenverbrauch von der Zahlung der Netzentgelte befreit und bekommen bei der Einspeisung ins Netz eine garantierte Einspeisevergütung. Obwohl sie ihren Strom zum Teil selber erzeugen, profitieren sie von der Sicherheit, bei unzureichender regenerativer Eigenerzeugung Strom aus dem öffentlichen Netz zu beziehen. Dadurch dass die Netzentgelte in der

Niederspannung bisher vor allem arbeitsabhängig, d.h. nach Verbrauch zu entrichten sind, beteiligen sich EE-Anlagenbesitzer durch Eigenverbrauch im Niederspannungsbereich weniger an der Finanzierung der Netze und führen zu höheren Netzentgelten für die restlichen Letztverbraucher. Leistungsabhängigere Netzentgelte würden eine stärkere Beteiligung von Netznutzern mit Eigenverbrauch sicherstellen und stellen daher eine Anpassungsmöglichkeit für das Netzentgeltsystem dar.

7 Referenzen

50Hertz (2012): 50Hertz Transmission GmbH - Pressemitteilung: 50Hertz verstärkt Stromnetz am Leitungsempass in Thüringen. , URL: http://www.50hertz.com/de/file/20121204_PM_HTLS-Inbetriebnahme_FINAL.pdf.pdf [Zugriff: 4.10.2013]

BBPIG (2013): Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz). , URL: <http://www.gesetze-im-internet.de/bbplg/BJNR254310013.html> [Zugriff: 18.9.2013]

BDEW (2011): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. - Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020. , URL: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/44DBCA3C5A6D2227C125785B003CE0B6/\\$file/2011-03-30_BDEW-Gutachten%20EEG-bedingter%20Netzausbaubedarf%20VON.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/44DBCA3C5A6D2227C125785B003CE0B6/$file/2011-03-30_BDEW-Gutachten%20EEG-bedingter%20Netzausbaubedarf%20VON.pdf) [Zugriff: 10.10.2013]

BMU (2011): Bundesumweltministerium - Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien. , URL: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_netzausbau_bf.pdf [Zugriff: 11.9.2013]

BMWi (2012): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie - Erster Monitoringbericht „Energie der Zukunft“. , URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/erster-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [Zugriff: 1.10.2013]

Bundesnetzagentur (2011): Genehmigung des Szenariorahmens 2012. , URL: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/HintergrundinfosPressekonferenzen/111207Szenariorahmen/111207PKSzenariorahmenHintergrundpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [Zugriff: 25.7.2013]

Bundesnetzagentur (2012): Leitfaden zur Genehmigung von Befreiungen von Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV. , URL: http://www.hsn-magdeburg.de/ContentFiles/Downloads/Netznutzung_Entgelte_Leitfaden%C2%A719_2Satz2.pdf [Zugriff: 30.9.2013]

Bundesnetzagentur (2013a): Status der Netzausbau-Vorhaben aus dem EnLAG. 4.2013, URL: http://www.netzausbau.de/cln_1911/DE/Vorhaben/EnLAG-Vorhaben/EnLAGVorhaben-node.html [Zugriff: 9.10.2013]

Bundesnetzagentur (2013b): Monitoringbericht 2013.

Bundesnetzagentur (2013c): Aktuelle Rechtsfragen der Energiewende aus der Sicht der Bundesnetzagentur, Achim Zerres, Abteilungsleiter Energieregulierung, Berlin, 22. Januar 2013 online: <http://files.enreg.eu/material/2013/22.01.2013.Zerres.pdf> [Zugriff: 27.06.2013]

Bundesnetzagentur (2013d): Bundesbedarfsplan 2012 online: http://data.netzausbau.de/Alfa/NEP/NEP2022_Bestaetigung.pdf

Bundesregierung (2009): Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), URL: <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enlag/gesamt.pdf> [Zugriff: 9.10.2013]

Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, URL: http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf [Zugriff: 18.9.2013]

Bundesregierung (2011): Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG), URL: <http://www.gesetze-im-internet.de/nabeg/index.html#BJNR169010011BJNE000301140> [Zugriff: 9.10.2013]

Bundesregierung (2012a): Drucksache 17/9279 - Kleine Anfrage: Netznutzungsentgelte für Höchststromverbraucher, URL: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/092/1709279.pdf> [Zugriff: 1.10.2013]

Bundesregierung (2012b): Drucksache 17/10700 - Kleine Anfrage: Abgeschaffte Netzentgelte für die stromintensive Industrie, URL: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/107/1710700.pdf> [Zugriff: 30.9.2013]

Bundesregierung (2013): Drucksache 17/13614 - Kleine Anfrage: Abgeschaffte Strom-Netzentgelte für die Industrie, URL: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/136/1713614.pdf> [Zugriff: 30.9.2013]

Consentec (2012): Consentec GmbH - Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO I), URL: http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Gutachten_NEMO_I.pdf [Zugriff: 28.8.2013]

dena (2010): Deutsche Energie-Agentur GmbH - Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025.

URL: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF [Zugriff: 9.10.2013]

dena (2012): Deutsche Energie-Agentur GmbH - Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.

URL: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf [Zugriff: 5.10.2013]

Deutsche Handwerks Zeitung (2013): Online-Artikel: Klagewelle gegen Netzausbau erwartet. 14.2.2013, URL: <http://www.deutsche-handwerks-zeitung.de/klagewelle-gegen-netzausbau-erwartet/150/3095/198219/> [Zugriff: 11.10.2013]

DIW (2013): Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V. - Wochenbericht Nr. 20+21 2013: Die Netzsituation bleibt stabil. Mai.2013, URL: http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.421219.de/13-20-1.pdf [Zugriff: 11.10.2013]

ene't (2013): ene't GmbH - Netzentgelte Vergleich Deutschland. 11.9.2013, URL: <https://download.enet.eu/download/ausliefern/quelle/198/nns-access.pdf> [Zugriff: 11.9.2013]

EnWG (2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz). BGBl I 2005, 1970, URL: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf [Zugriff: 16.9.2013]

FÖS (2013): Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) e.V. - Ausnahmeregelungen bei den Stromnetzentgelten - Entwicklungen und Ausblick. URL: <http://www.foes.de/pdf/2013-06-Ausnahmeregelungen-bei-Stromnetzentgelten.pdf> [Zugriff: 3.10.2013]

FÖS (2013b): Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) e.V. - Ausnahmeregelungen für die Industrie bei Energie- und Strompreisen, URL: www.foes.de/pdf/2013-09-Industrierausnahmen-2005-2014.pdf [Zugriff: 3.10.2013]

ISI (2014): Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung, Analysen im Rahmen des Forschungsvorhaben IMPRES, Juli 2014, URL: <http://www.impres-projekt.de/impres-de/index.php> [Zugriff: 31.07.2014]

Jarass, Lorenz; Obermair, G.M. (2012): Welchen Netzausbau erfordert die Energiewende?. Münster: MV-Verlag,

URL: <http://www.jarass.com/home/index.php/DE/energie/buecher-und-umfangreiche-gutachten/460-welchen-netzumbau-erfordert-die-energiewende> [Zugriff: 1.9.2013]

OLG Düsseldorf (2013): Oberlandesgericht Düsseldorf - Netzentgeltebefreiung für stromintensive Unternehmen ist nichtig (Urteil VI-3 Kart 14/12 (V)). ,
URL: <http://dejure.org/dienste/vernetzung/rechtsprechung?Gericht=OLG%20D%FCseldorf&Datum=06.03.2013&Aktenzeichen=3%20Kart%2014/12> [Zugriff: 30.9.2013]

O-NEP (2013): Übertragungsnetzbetreiber - Offshore-Netzentwicklungsplan 2013, zweiter Entwurf. ,
URL: http://www.netzentwicklungsplan.de/ONEP_2013_2%20Entwurf_Teil%20I.pdf [Zugriff: 21.9.2013]

Siemens (2012): Siemens AG - Power Engineering Guide Edition 7.0. ,
URL: http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/energy-topics/power%20engineering%20guide/PEG_70.pdf [Zugriff: 11.10.2013]

Statista (2013): Statista GmbH - Vergleich der Bundesländer - Statista Dossier 2013. ,
URL: <http://de.statista.com/statistik/studie/id/11844/dokument/vergleich-der-bundeslaender-statista-dossier/> [Zugriff: 1.10.2013]

TenneT (2013): TenneT TSO GmbH - Pressemitteilung: hohe jährliche Leerkosten bei Anbindung von Offshore-Windparks. Mai.2013,
URL: http://www.tennet.eu/de/index.php?eID=pmkfdl&file=fileadmin%2Fdownloads%2Fnews%2F130516_PM_Offshorestudie.pdf&ck=b11fd87bfa9698bb7f9b23186bb3d3df&forcedl=1&pageid=885 [Zugriff: 7.10.2013]

TU Graz (2012): Technische Universität Graz - Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz (NEMO II). ,
URL: http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Gutachten_NEMO_II.pdf [Zugriff: 28.8.2013]

ÜNB (2012a): Übertragungsnetzbetreiber - Netzentwicklungsplan Strom NEP 2012 (2. Entwurf). ,
URL: http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012_2/NEP2012_2_Kapitel_1_bis_8.pdf [Zugriff: 1.1.2012]

ÜNB (2012b): Übertragungsnetzbetreiber - Datenbasis zur § 19 StromNEV Umlage 2012. ,
URL: http://www.eeg-kwk.net/de/file/Internetveroeffentlichung_Paragraph_19StromNEV.pdf [Zugriff: 2.10.2013]

ÜNB (2013a): Übertragungsnetzbetreiber - Einflussgrößen auf die Netzentwicklung - Sensitivitätenbericht 2013. ,

URL: http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/pdf/20130701_Sensitivit%C3%A4tenbericht.pdf [Zugriff: 10.10.2013]

ÜNB (2013b): Übertragungsnetzbetreiber - Netzentwicklungsplan Strom NEP (2013), zweiter Entwurf. ,

URL: http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2013_2_Entwurf_Teil_1_Kap_1_bis_9.pdf [Zugriff: 11.10.2013]

VCI (2011): Verband der Chemischen Industrie e.V. - Pressemitteilung: Behauptungen und Fakten zum Thema Netzentgelte. 11.2011,

URL: <https://www.vci.de/Themen/Energie-Klima-Rohstoffe/Strom-Gas-Markt/Seiten/Behauptungen-und-Fakten-zum-Thema-Netzentgelte.aspx> [Zugriff: 1.10.2013]

Verivox (2013): Verivox GmbH - Netzentgeltevergleich 2013. ,

URL: <http://www.computerbild.de/artikel/cb-Aktuell-Internet-Strom-Netzgebuehren-Vergleich-8407471.html> [Zugriff: 4.8.2013]

ZDF (2012): Zweites Deutsches Fernsehen Redaktion Frontal21 - Liste der Unternehmen, die einen Rabatt der Stromnetzentgelte beantragt haben. ,

URL: <http://www.zdf.de/ZDF/zdfportal/blob/25344578/1/data.pdf> [Zugriff: 30.9.2013]