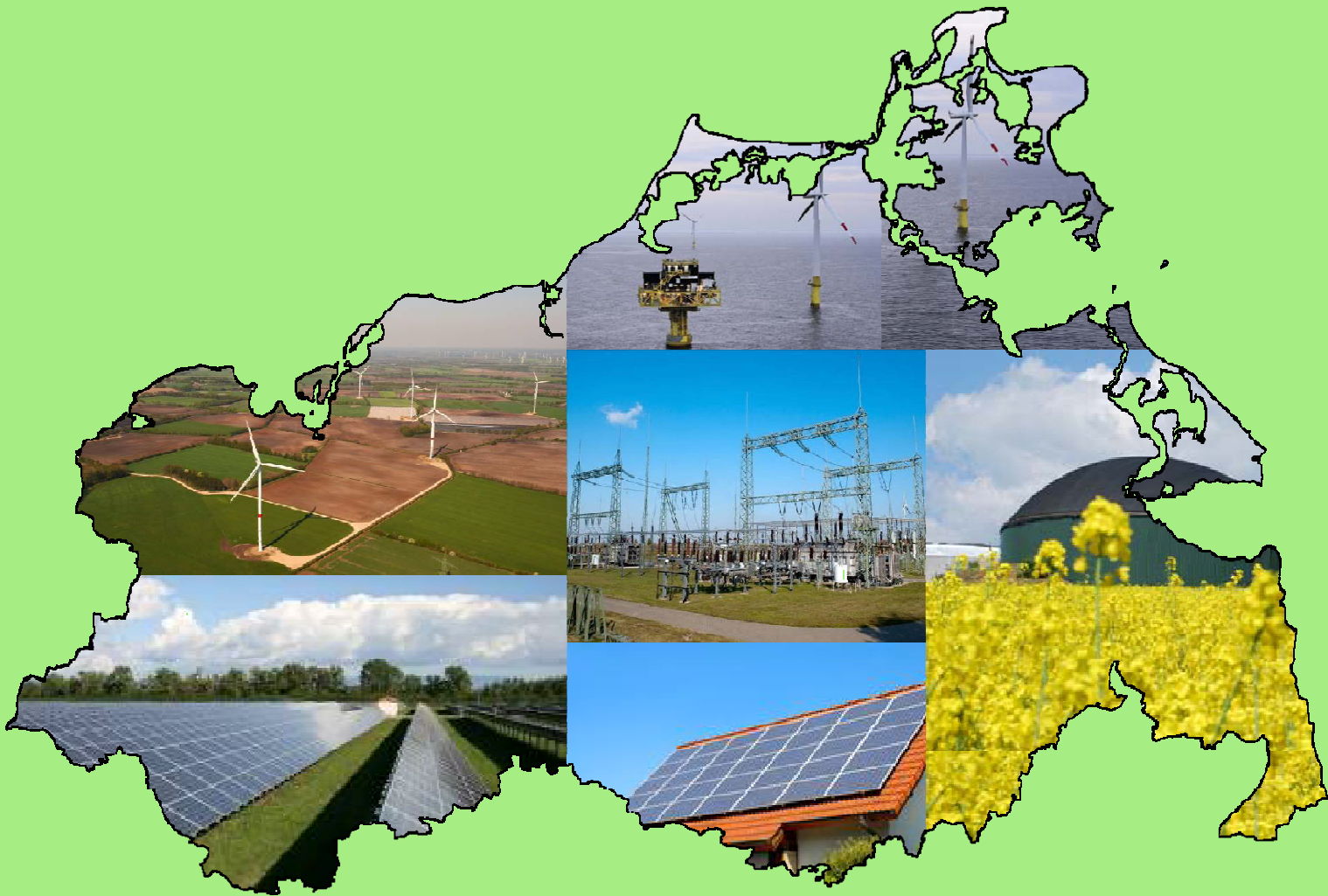


Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Mecklenburg-Vorpommern



Universität Rostock
Fakultät für Informatik und Elektrotechnik
Institut für Elektrische Energietechnik
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung

Universität
Rostock



Traditio et Innovatio

**Netzstudie M-V 2012:
Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Mecklenburg-
Vorpommern**

Endbericht (Kurzfassung)

Rostock, 31.05.2013

Titel der Studie: Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Mecklenburg-Vorpommern (kurz: Netzstudie M-V 2012)

Version: Endbericht (Kurzfassung)

Datum: 31.05.2013

Auftraggeber: Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung des Landes Mecklenburg-Vorpommern

Auftragnehmer: Institut für Elektrische Energietechnik
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung
Prof. Dr. Ing. H. Weber
Albert-Einstein-Straße 2
18059 Rostock

beteiligte Unternehmen: E.ON-edis AG
WEMAG Netz GmbH
50Hertz Transmission GmbH
Stadtwerke Waren GmbH
Fachhochschule Stralsund
Unabhängiges Centrum für empirische Markt- und Sozialforschung GmbH (UCEF)
Verband kommunaler Unternehmen (VKU)
Energiewerke Nord GmbH (EWN)

Bearbeiter: Dipl.-Ing. A. Holst
(axel.holst@uni-rostock.de; 0381 - 498 7104)

Dipl.-Wirt.-Ing. P. Kertscher
(philipp.kertscher@uni-rostock.de; 0381 - 498 7108)

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	II
Abbildungsverzeichnis.....	III
Tabellenverzeichnis	III
1 Einleitung.....	1
2 Basiszustand 2010 in M-V: Netze, Einspeiser, Verbraucher	3
2.1 Struktur der Stromnetze.....	3
2.2 Einspeiser	5
2.3 Verbrauch und Netzlasten	11
3 Prognose der Entwicklung von Einspeisung und Verbrauch.....	14
3.1 Prognose der Einspeisung bis 2025	14
3.2 Prognose des Verbrauchs und der Netzlasten bis 2025	25
3.3 Bilanzen von Einspeisung und Verbrauch bis 2025	27
4 Ermittlung des erforderlichen und optimierten Netzausbaubedarfs.....	30
4.1 Methodiken, Randbedingungen und Modelle	30
4.2 Ausbaubedarf im Höchstspannungsnetz 220/380 kV	33
4.3 Separate Netze.....	36
4.4 Ausbaubedarf im Hochspannungsnetz 110 kV.....	38
4.5 Ausbaubedarf unterlagerter Netzebenen (MS und NS).....	41
5 Erforderlicher Investitionsbedarf und Auswirkungen auf die Netzentgelte	44
5.1 Ermittlung des Investitionsbedarfs der Netzebenen	44
5.2 Auswirkungen auf die Netznutzungsentgelte.....	48
6 Zusammenfassung der Ergebnisse.....	53
7 Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	55
Literatur / Quellen.....	58

Abkürzungsverzeichnis

50Hertz	50Hertz Transmission GmbH
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BB	Brandenburg
BNetzA	Bundesnetzagentur
DSM	Demand-Side-Management
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange (Strombörse)
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
E.ON-edis	E.ON-edis AG
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GIS	Geoinformationssystem
GW	Gigawatt (10^9)
ha	Hektar
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HH	Haushalt
HS	Hochspannung ($50 \text{ kV} < U_n \leq 110 \text{ kV}$)
HöS	Höchstspannung ($U_n > 110 \text{ kV}$)
km	Kilometer
kW	Kilowatt (10^3)
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MS	Mittelspannung ($1 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$)
M-V	Mecklenburg-Vorpommern
MVA	Mega-Volt-Ampere / Einheit der Scheinleistung (10^6)
MW	Megawatt (10^6)
MWh	Megawattstunde
MWp	Megawatt Peak
N-0	ohne Redundanz
N-1	einfache Redundanz
NEP	Netzentwicklungsplan Strom
NNE	Netznutzungsentgelte
NS	Niederspannung ($U_n \leq 1 \text{ kV}$)
OWP	Offshore-Windpark
PV	Photovoltaik
PVUW	Photovoltaik-Umspannwerk
RREP	Regionale Raumentwicklungsprogramme (ab 2010)
RROP	Regionale Raumordnungsprogramme (vor 2010)
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
SW	Stadtwerk
TWh	Terawattstunden (10^{12})
UCEF	Unabhängiges Centrum für empirische Markt- und Sozialforschung
U_n	Nennspannung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW, UWs	Umspannwerk, Umspannwerke
VNB	Verteilnetzbetreiber
W	Watt
WEA	Windenergieanlage
WEG	Windeignungsgebiet
WEMAG	WEMAG Netz GmbH
Wp	Watt (Peakleistung)
WP	Windpark
WUW	Wind-Umspannwerk

Abbildungsverzeichnis

- Bild 2.1: 110-kV-Verteilnetz in Mecklenburg-Vorpommern – 12/2010
- Bild 2.2: 220-kV- und 380-kV-Übertragungsnetz in Mecklenburg-Vorpommern – 12/2010
- Bild 2.3: Bilanz der Erneuerbaren Energien in M-V - Stand 12/2010
- Bild 2.4: Entwicklung der Windenergie in Mecklenburg-Vorpommern von 1990 bis 2012
- Bild 2.5: Entwicklung der Photovoltaik in Mecklenburg-Vorpommern von 1995 bis 2012
- Bild 2.6: Entwicklung der Bioenergie in Mecklenburg-Vorpommern 1995 bis 2012
- Bild 2.7: Entwicklung der Erneuerbaren Energien in M-V 2000 bis 2012
- Bild 2.8: Anteile der VNB und der Verbrauchssektoren am Stromverbrauch in M-V 2010
- Bild 2.9: Rekonstruierter Jahresgang der Gesamtlast M-V 2010
- Bild 2.10: Zusammensetzung der Nordnetz-Gesamtlast aus den Verbrauchersektoren für den Januar 2010
- Bild 3.1: Vorhandene WEG und identifizierte Schwerpunktgebiete als Annahmen zur geplanten Teilfortschreibung der RREP
- Bild 3.2: Prognose Onshore-Windenergie in M-V bis 2025
- Bild 3.3: Geplante und in Betrieb befindliche Offshore-Windparks in der Ostsee inklusive vorgesehener Netzverknüpfungspunkte – Stand 3/2012 [12]
- Bild 3.4: Kategorisierung von PV-Anlagen auf der Grundlage des EEG 2012 [13]
- Bild 3.5: Stand und Prognose installierter elektrischer Leistung der Photovoltaik in M-V
- Bild 3.6: Entwicklung und Prognose des Gesamtwärmeverbrauchs in M-V
- Bild 3.7: Prognose der installierten elektrischen Bioenergieleistung in M-V bis 2025
- Bild 3.8: Prognose Erneuerbare Energien in M-V bis 2025
- Bild 3.9: Prognose des Verbrauchs in M-V nach Sektoren sowie im Nordnetz
- Bild 3.10: Regionale Entwicklung des Gesamtverbrauchs ländlicher UW-Gebiete bis 2025
- Bild 3.11: Vergleich der Leistungen von Einspeisung und Verbrauch in M-V 2010 zu verschiedenen Jahreszeiten
- Bild 3.12: Vergleich der Leistungen von Einspeisung und Verbrauch in M-V als Prognose des Jahres 2025 im oberen Szenario zu verschiedenen Jahreszeiten
- Bild 4.1: Erneuerbare-Energien-Einspeise-Cluster (EE-Cluster)
- Bild 4.2: Modell eines MS-Netzgebiets
- Bild 4.3: Systematik der Netzausbauberechnung
- Bild 4.4: Netzausbaumaßnahmen im Höchstspannungsnetz – mittleres Szenario 2025
- Bild 4.5: Netzausbaumaßnahmen im Höchstspannungsnetz – oberes Szenario 2025
- Bild 4.6: Optimierte separate Netze – mittleres und oberes Szenario 2025
- Bild 4.7: Netzausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz – mittleres Szenario 2025
- Bild 4.8: Netzausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz – oberes Szenario 2025
- Bild 4.9: Entwicklung der installierten EE-Leistung in den unteren Netzebenen (NS bis MS) im Nordnetz (oberes Szenario)
- Bild 5.1: Gesamtinvestitionen in die Verteil- und Übertragungsnetze bis 2025 [Mrd.€]
- Bild 5.2: Investition in den Netzausbau im Nordnetz pro Zeitscheibe - 2010 bis 2025
- Bild 5.3: kumulierte Netzinvestitionen für den Netzausbau nach Netzbetreibern bis 2025 [Mio.€]
- Bild 5.4: Zusammensetzung der Brutto-Stromkosten für einen typischen Haushaltskunden in M-V (Jahresverbrauch 3.500 kWh)
- Bild 5.5: Regionale Verteilung der NNE von Haushaltskunden in Deutschland 2011 [29]
- Bild 5.6: Prognose der Netznutzungsentgelte der E.ON-edis und WEMAG bis 2025
- Bild 5.7: Schätzung der Brutto-Strompreise exemplarischer Haushaltskunden (3.500 kWh) in M-V bis 2025

Tabellenverzeichnis

- Tabelle 2.1: Gesamte installierte EE-Leistung in M-V und Nord BB – Stand 12/2010
- Tabelle 2.2: Endverbrauch Strom in M-V 2010 (ohne Einspeiserverbräuche)
- Tabelle 3.1: Energie- und Leistungsbilanzen für M-V 2010 bis 2025 (oberes Szenario)
- Tabelle 4.1: Leistungskriterium zur Wahl der Netzebene

1 Einleitung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland schreitet stetig voran; derzeit können diese bereits über ein Fünftel des bundesweiten Bedarfs an elektrischer Energie decken. Auch Mecklenburg-Vorpommern (M-V) beteiligt sich mit seinen nicht unerheblichen Potenzialen aktiv am Umwandlungsprozess der Energiestrukturen. In dem verbrauchs-schwachen Bundesland können auf diese Weise bilanziell betrachtet bereits etwa zwei Drittel des Strombedarfs aus erneuerbaren Energien zur Verfügung gestellt werden.

Die zu großen Teilen dezentral (d.h. in den Spannungsebenen der Verteilnetze) am Energieversorgungsnetz angeschlossenen Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind dafür ausgelegt, die momentan verfügbaren regenerativen Ressourcen soweit wie möglich in Strom zu wandeln. Problematisch dabei ist, dass das Angebot insbesondere aus Wind und Sonne nicht immer dann zur Verfügung steht, wenn die orts-nahen Verbraucher den Strom benötigen. Bereits heute übersteigen in M-V die aus Erneuerbaren Energiequellen ins Netz gespeisten Leistungen den Verbrauch zeitweise erheblich. Aus diesem Grund ist ein zunehmend leistungsstärkeres Verteil- und Übertragungsnetz erforderlich, um den klimafreundlich erzeugten Strom mit der gewohnten Zuverlässigkeit in verbrauchsstarke Gebiete transportieren zu können.

Die zielgerichtete Anpassung an die neuen Erfordernisse verlangt weiterhin umfangreichen Um- und Ausbau der Netze, die ursprünglich historisch bedingt lediglich für die Bedürfnisse des Energieverbrauchs ‚maßgeschneidert‘ wurden. Um die erforderlichen Rahmenbedingungen schaffen zu können, damit der Netzausbau koordiniert und volkswirtschaftlich effektiv stattfinden kann, wurde die Universität Rostock von der Landesregierung mit der Netzstudie beauftragt. In dieser sollen alle das Netz der elektrischen Energieversorgung in M-V betreffenden Fakten gesammelt werden, um mit diesem Wissen den notwendigen und technisch optimalen Netzausbau sowie die damit verbundenen Kosten zu ermitteln. Dies ist wichtig, da die Netzausbaukosten einen nicht unerheblichen Einfluss auf die zukünftigen Strompreise der betroffenen Netzgebiete haben.

Die vorliegende Studie mit dem Titel „Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Mecklenburg-Vorpommern“ (Netzstudie M-V 2012) wurde in den Jahren 2011 und 2012 an der Universität Rostock, am Institut für Elektrische Energietechnik, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung bearbeitet. Die Ausgangssituation und Datengrundlage der Untersuchungen geht vom Jahr 2010 aus, wobei auch aktuelle Entwicklungen während der Bearbeitungszeit Berücksichtigung fanden. An dem Projekt waren neben dem Auftraggeber, dem Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung des Landes Mecklenburg-Vorpommern, die Netzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH, E.ON-edis AG, WEMAG Netz GmbH und die Stadtwerke Waren beteiligt. Teilaufgaben wurden durch die Fachhochschule Stralsund und das Unabhängige Centrum für empirische Markt- und Sozialforschung GmbH (UCEF) erarbeitet. Das Diskussionsforum der Netzstudie bildete die Netzplattform M-V, ein Fachgremium von Energieexperten des Landes einschließlich der Netzbetreiber, der beteiligten Hochschulen und Vertretern des Energieministeriums M-V.

Die Entwicklungsdynamik der Energiestrukturen im Land wurde in den letzten Jahren speziell durch das bis dahin nicht vorhersehbare Wachstum der Photovoltaik sowie durch

gesteigerte bundes- und landespolitische Zielvorgaben und angepasste Förderbedingungen geprägt. In diesem Zusammenhang ist insbesondere auch das Ziel der Landesregierung zur Verdopplung der derzeit im Land rechtskräftigen 13.500 ha Wind-Eignungsgebiete bis zum Jahr 2016 durch Teilfortschreibung der regionalen Raumentwicklungsprogramme ein wesentlicher Faktor.

Bereits die im Jahr 2009 veröffentlichte erste Netzstudie M-V [1] zeigte auf der Basis der darin erstellten Einspeiseprognosen erneuerbarer Energien einen erheblichen Ausbau- und Investitionsbedarf für die Übertragungs- und Verteilnetzstruktur aller Netzebenen in M-V auf. In der Fortschreibung der Netzstudie 2012 sollten diese Bedarfe auf der Basis aktualisierter Prognosen der Entwicklung von Einspeisung und Verbrauch erneut abgeschätzt und Rückschlüsse auf die Entwicklung der Netzentgelte sowie auf energiepolitische Erfordernisse gezogen werden. Zur Darstellung der Entwicklung wurden die Zeitschritte 2015 und 2020 genauer betrachtet; zusätzlich wurde ein Ausblick auf den Zeithorizont 2025 gegeben. Den wahrscheinlichsten Korridor abzusehender Entwicklungen spannen das obere und das mittlere Szenario auf. Das gelegentlich zu Vergleichszwecken erwähnte untere Szenario unterstellt die derzeitige Entwicklung im mittleren Szenario, jedoch ohne Fortschreibung der regionalen Raumentwicklungsprogramme der Planungsregionen im Betrachtungszeitraum.

2 Basiszustand 2010 in M-V: Netze, Einspeiser, Verbraucher

2.1 Struktur der Stromnetze

Die Strukturkennzahlen von Mecklenburg-Vorpommern (M-V) [2] machen dessen herausragendes Potenzial im Zusammenhang mit der Nutzung der Erneuerbaren Energien (EE) deutlich. Das Land mit seinen etwa 1,6 Mio. Einwohnern und einer Fläche von 23.191 km² ist das sechstgrößte, aber am dünnsten besiedelte Bundesland Deutschlands und bietet somit gute Voraussetzungen für eine überproportionale Beteiligung an der Flächen beanspruchenden Energiewende.

Der Jahresstromverbrauch im Land lag im Jahr 2010 mit rund 7 TWh bei etwa 1,3 % des deutschen Strombedarfs. Dieser Kennwert spiegelt sich auch in einem geringen spezifischen Energiebedarf [kWh/km²] wieder. Der Betrag liegt mit jährlich rund 300 MWh/km² bei gerade einmal 20 % des deutschen Mittelwerts.

Diese landestypischen Eigenschaften führen bereits heute oft zu einer leistungsmäßigen Überdeckung des Energiebedarfs, was M-V zu einem Energieexportland macht. Der Energieüberschuss betrug im Jahr 2010 etwa 1 TWh. Die Erneuerbaren Energien konnten dabei fast 60 % des bilanzierten Strombedarfs im Land decken.

Das Landschaftsbild ist mit einem erheblichen Anteil von Wasserflächen, Naturschutzflächen sowie Vogelschutzgebieten durch Naturreichtum geprägt, welcher bei der Betrachtung der EE-Potenziale berücksichtigt werden muss.

Die elektroenergetische Netzstruktur in M-V wird gleichermaßen von dem genannten Verbrauchs- und Einspeisegefüge bestimmt. Überwiegend handelt es sich demnach um ausgedehnte Landnetze oder kleinere Stadtnetzgebiete mit geringem spezifischem Verbrauch und insbesondere erstgenannte mit teilweise bereits hoher installierter EE-Leistung.

Einen Überblick über die in der Studie betrachteten Netzstrukturen und deren Ausbreitung kann man sich in den Netzkarten der Hochspannungs-Verteilnetze 110 kV (Bild 2.1) und den Höchstspannungs-Übertragungsnetzen 220/380 kV (Bild 2.2) verschaffen.

Die länderübergreifenden Netzstrukturen der WEMAG und E.ON-edis erfordern eine Ausdehnung des betrachteten Untersuchungsgebiets auf Teile von Brandenburg und die Gemeinde Amt Neuhaus in Niedersachsen. Prognosen und Berechnungsergebnisse werden daher jeweils für das untersuchte Netzgebiet (im folgenden „Nordnetz“ genannt) und speziell für M-V ausgewiesen.

Geeignete Untersuchungsgrenzen im Übertragungsnetz der 50Hertz liegen mit den Netzknotenpunkten Neuenhagen (Berlin), Wolmirstedt (Magdeburg), Krümmel (Hamburg) und Vierraden (Polen) vor.

Der Netzbetrieb in den unterlagerten NS- und MS-Netzebenen wird neben den Flächenversorgern E.ON-edis und WEMAG durch die 19 Stadtwerke in Rostock, Schwerin, Greifswald, Wismar, Neubrandenburg, Stralsund, Barth, Pasewalk, Waren, Teterow, Neustrelitz, Güstrow, Malchow, Grevesmühlen, Hagenow, Boizenburg, Ludwigslust, Parchim und Lübz realisiert. Hinzu kommen, aufgrund der länderübergreifenden Netzstrukturen, zwei weitere lokale Netzbetreiber in Perleberg und Wittenberge (Brandenburg).



Bild 2.1: 110-kV-Verteilnetz in Mecklenburg-Vorpommern – 12/2010

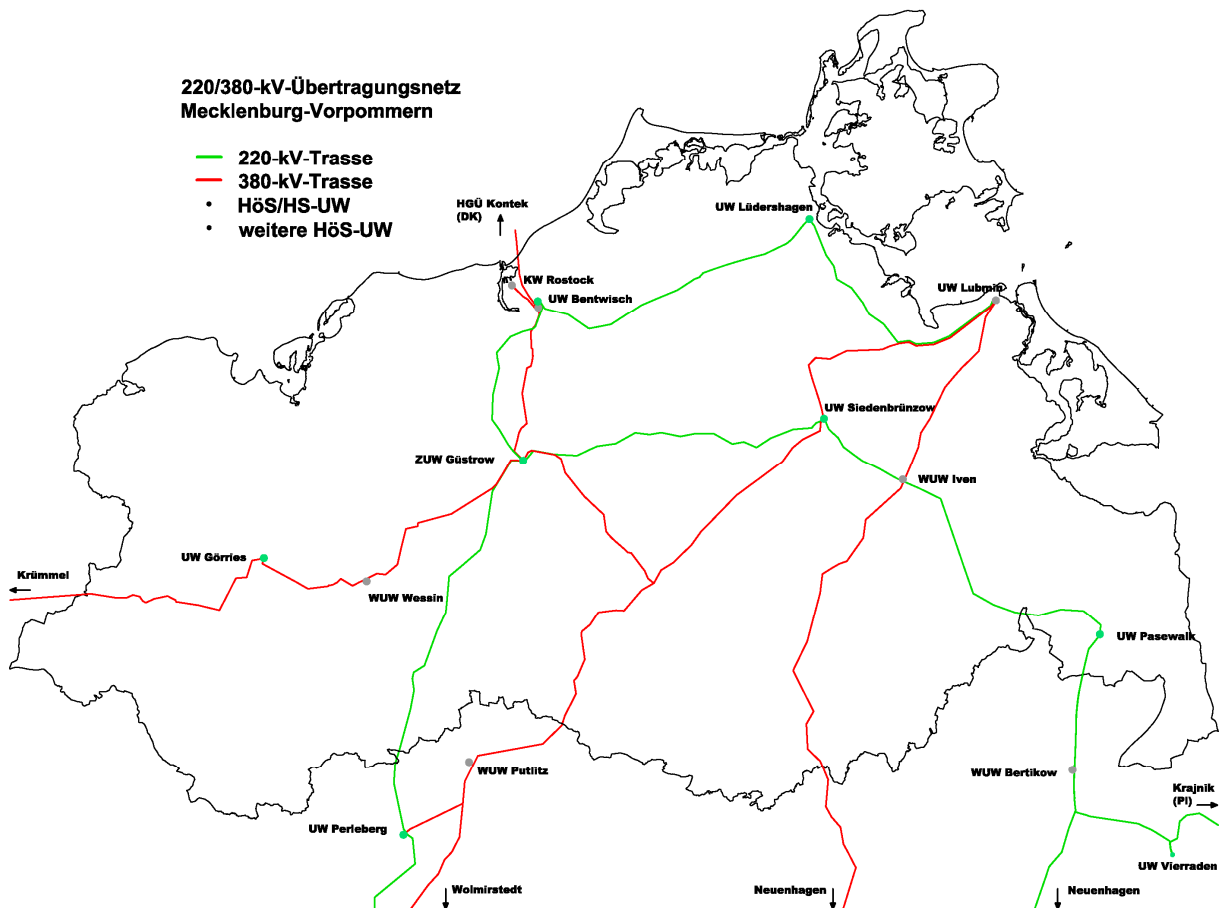


Bild 2.2: 220-kV- und 380-kV-Übertragungsnetz in Mecklenburg-Vorpommern – 12/2010

Das 110-kV-Netz in M-V besitzt eine Gesamtrassenlänge von rund 1.600 km, wobei der Anteil der E.ON-edis ca. 1.050 km und der der WEMAG ca. 550 km beträgt. Die Versorgung der unterlagerten Mittel- und Niederspannungsebene erfolgt über 62 Umspannwerke (UWs) der Verteilnetzbetreiber (43 E.ON-edis; 19 WEMAG) sowie über 20 weitere UWs von Stadtwerken, Bahn (Umformerwerke) und Industriekunden. Hinzu kommen 30 UWs (inkl. Einspeisetransformatoren in UWs der VNB) zur direkten Einspeisung regenerativer Erzeugungsanlagen in die HS-Ebene (29 Wind; 1 Solar). Davon liegen 23 auf dem Versorgungsgebiet der E.ON-edis und 7 auf dem der WEMAG.

Das Übertragungsnetz im Land umfasst insgesamt rund 810 km, wobei 470 km als 380-kV-Freileitung und 340 km als 220-kV-Freileitung ausgeführt sind. Netzkuppelstellen sind die HöS/HS-Übergabestationen in Görries, Güstrow, Bentwisch, Lüdershagen, Siedenbrünzow und Pasewalk, die Stromrichterstation des HGÜ-Kabels „Kontek“ in Bentwisch (Verbindung nach Dänemark) sowie die über die Landesgrenze führenden Trassen, nach Wolmirstedt (2x), Neuenhagen (2x) und Krümmel (Inbetriebnahme Ende 2012).

Eine Direkteinspeisung in die HöS-Ebene stellen das Kraftwerk Rostock sowie die Wind-Umspannwerke in Wessin und Iven dar. Am Netzknotenpunkt Lubmin, an dem früher das seit 1995 stillgelegte Kernkraftwerk Greifswald angeschlossen war, sind derzeit lediglich Blindleistungs-Kompensationseinrichtungen installiert.

Die länderübergreifende Netzstruktur erfordert zusätzlich die Betrachtung der HöS/HS-Übergabepunkte in Perleberg und die Wind-Einspeisepunkte in Putlitz und Bertikow.

2.2 Einspeiser

Im Basisjahr der Studie 2010 belief sich die installierte Leistung aus Erneuerbaren Energien in M-V auf rund 2 GW, wovon mit 78 % der größte Teil der Gesamtleistung auf den Bereich der Windenergie entfiel. Photovoltaik und Bioenergie brachten es auf einen Anteil von 10 % bzw. 11 %. Die sonstigen erneuerbaren Energieträger wie Wasser, Deponie- Klär- & Grubengas- sowie Geothermie spielen mit 1 % eine eher untergeordnete Rolle (Bild 2.3 links).

Betrachtet man im Gegenzug die im Land eingespeisten regenerativen Jahresenergien, welche im Jahr 2010 bereits 4,12 TWh [2] betragen, fallen die unterschiedlichen Benutzungsstunden der Energieträger ins Gewicht (Bild 2.3 rechts).

Mit rund 6.200 Volllaststunden pro Jahr besitzt die Bioenergie den höchsten Nutzungsgrad der relevanten Erzeugergruppen, bei der der 11 %-ige Anteil an der installierten EE-Leistung zu einer Stromproduktion von 35 % der bilanzierten EE-Strommenge führte.

Um einen Faktor 4 kleiner fällt die Nutzungsdauer der Windenergie aus. Mit etwa 1.600 h/a hatte diese einen Anteil von 61 % an den regenerativ erzeugten Jahresenergiemengen.

Die Photovoltaik besitzt mit derzeit durchschnittlichen 840 Jahresvolllaststunden (Faktor 7) die geringste Disponibilität. Ihr Anteil an den regenerativen Strommengen beläuft sich auf lediglich 3 %.

Die Zubaudynamik der Erneuerbaren Energien weist tendenziell über alle Sparten hinweg eine steigende Tendenz auf, wobei sich an den Zubauzahlen die Veränderungen der Rahmenbedingungen der einzelnen Energieträger widerspiegeln.

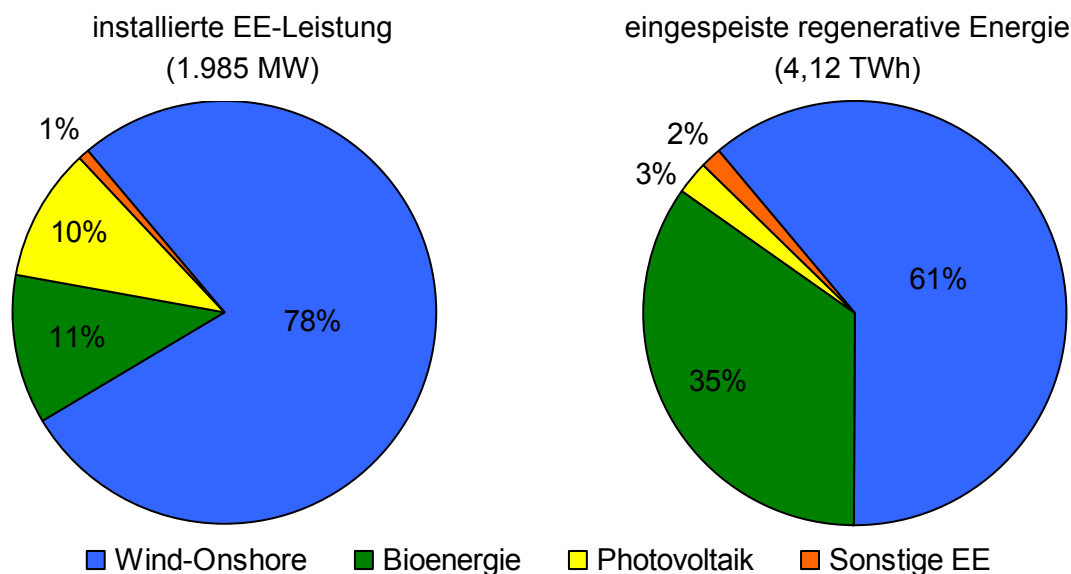


Bild 2.3: Bilanz der Erneuerbaren Energien in M-V - Stand 12/2010
 (links: Anteile der Energieträger an der installierten EE-Leistung;
 rechts: Anteile der Energieträger an der eingespeisten Energie)

Im Bereich der **Windenergie** gab es zum Arbeitsstand 12/2010 - mit Ausnahme einer Anlage im Rostocker Breitling - noch keine Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee mit Netzverknüpfungspunkten in M-V.

Die Nutzung von Onshore-Windenergie im Land hatte seine Anfänge im Jahr 1989 (Wustrow, 200 kW). In den Folgejahren nahm der Zubau von Windenergieanlagen (WEA) rasant zu und erlebte seine bisherigen Höhepunkte in den Jahren 1999 (180 WEA/a) und 2001 (220 WEA/a). Wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung im Land hatte das Inkrafttreten der regionalen Raumordnungsprogramme (RROP) in den Jahren 1998/99. Diese beinhalteten erstmals die Ausweisung von Eignungsgebieten für Windenergieanlagen, welche den bis dahin erfolgten „Wildwuchs“ ablösten. Die RROP bestimmten 84 Windeignungsgebiete (WEG) mit insgesamt 8.100 ha. Durch die Neuaufstellung der Regionalen Raumentwicklungsprogramme, welche seit Juli 2011 in allen vier Planungsregionen rechtskräftig sind, wurden diese auf nunmehr 13.500 ha (+ 5.400 ha) erweitert. Die Neuaufstellung umfasst die Erweiterung von 28 bestehenden WEG (1.850 ha) sowie 25 neue WEG (3.550 ha). Der für Windenergieanlagen vorbehaltene Flächenanteil im Land beläuft sich demnach auf ca. 0,6 % der gesamten Landesfläche (2.319.300 ha).

Bis Ende 2010 waren in M-V gemäß Bild 2.4 insgesamt 1.351 WEA mit einer Gesamtleistung von 1.543 MW installiert. Ein Großteil der Anschlussleistung (91 %) ist dabei in den Verteilnetzen der E.ON-edis (72 %) und der WEMAG (19 %) integriert. Hierbei liegt der Schwerpunkt auf dem Hochspannungsnetz (43 %). Auf die HS/MS-Umspannebene entfallen 21 % und auf die MS-Ebene 27 % der Leistung. In NS-Netzen ist nur eine vernachlässigbare Anzahl kleiner WEA angeschlossen. Über einen Direktanschluss am Übertragungsnetz der 50Hertz verfügen 9 % der Anlagen.

Im nördlichen Brandenburg (Nord BB) hat in den letzten Jahren ebenfalls ein erheblicher Ausbau der Windenergie stattgefunden. Ende 2010 bestanden im relevanten Bereich 650 WEA mit einer Leistung von 974 MW. Die Hälfte dieser Anlagenleistung ist dabei über

die HöS-WUWs Bertikow und Putlitz direkt im Netz der 50Hertz angeschlossen. Die andere Hälfte teilt sich auf die Verteilnetze der WEMAG (19 %) und der E.ON-edis (31 %) auf. Das untersuchte Netzgebiet (M-V und „Nord BB“) umfasst demnach eine Gesamtzahl von 2.001 WEA mit einer installierten Leistung von 2.517 MW. Diese Zahl entspricht größenordnungsmäßig einem Zehntel der installierten Wind-Leistung Deutschlands.

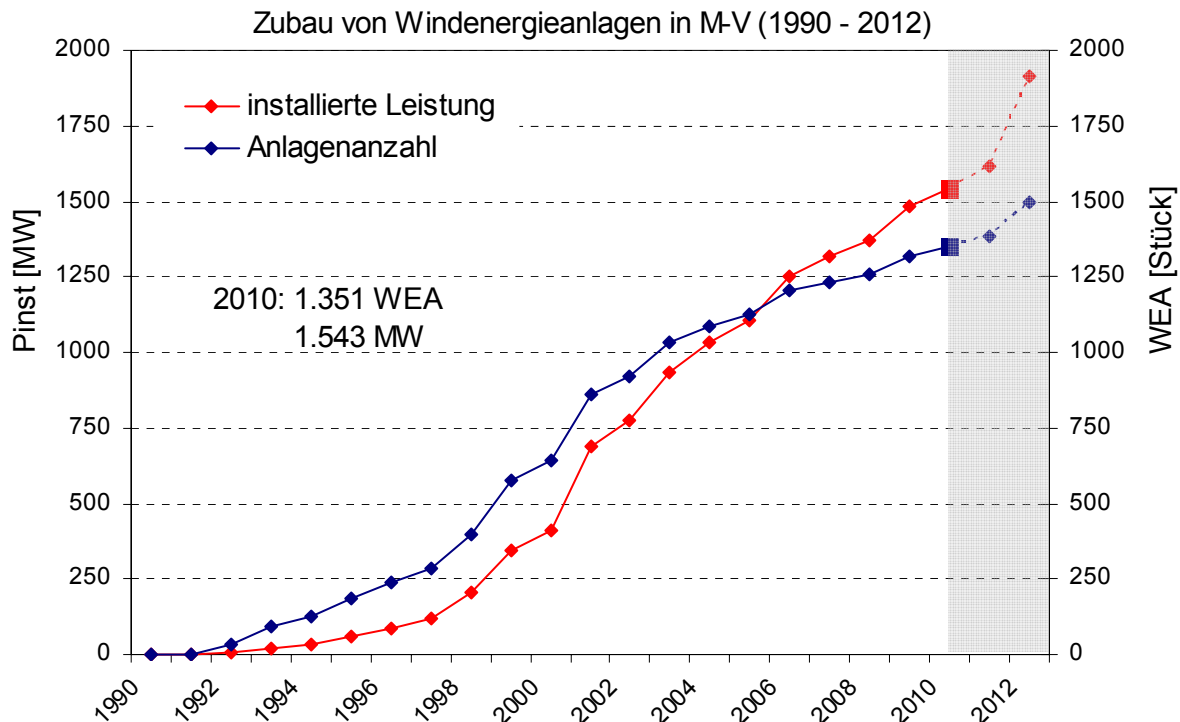


Bild 2.4: Entwicklung der Windenergie in Mecklenburg-Vorpommern von 1990 bis 2012

Die Nutzung der **Photovoltaik** (PV) in M-V beruhte Ende 2010 auf 5.768 Einzelanlagen mit einer installierten Peak-Leistung von 205 MWp (Bild 2.5). Der Großteil der Leistung (64 %) ist in den unterlagerten NS- und MS-Ebenen der WEMAG (40 MWp) und E.ON-edis (91 MWp) angeschlossen. In Netzgebieten der Stadtwerke waren zusätzlich gut 49 MWp der PV-Leistung integriert.

Aus den relevanten Bereichen außerhalb von M-V kommen zusätzlich rund 1.000 PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 33 MWp hinzu, womit sich die Gesamtleistung im untersuchten Netzgebiet auf gut 240 MW beläuft (Stand 12/2010).

Das mit Abstand größte Solarprojekt des Landes stellt der PV-Park „Tutow“ dar, welcher zum Arbeitsstand der einzige PV-Park mit eigenem HS-Umspannwerk (PVUW Kruckow) war. Hier angeschlossen sind die auf dem Flugfeld in Tutow (80 ha) entstandenen PV-Freiflächenanlage „Tutow II“ (25,5 MWp) und „Tutow III“ (13 MWp).

Insbesondere der Trend zu großen Freiflächenanlagen im Mega-Watt-Bereich hat die installierte PV-Leistung seit 2008 rapide ansteigen lassen. In der Anlagenklasse ‚> 1 MWp‘ sind in den Jahren 2009 bis 2011 insgesamt 36 PV-Großprojekte mit stetig wachsenden Größenordnungen realisiert worden. Die Gesamtleistung dieser Anlagenklasse belief sich Ende 2011 bereits auf rund 150 MW, was einem Anteil der gesamten PV-Leistung von 45 % (gesamt 2011: 328 MW) entspricht.

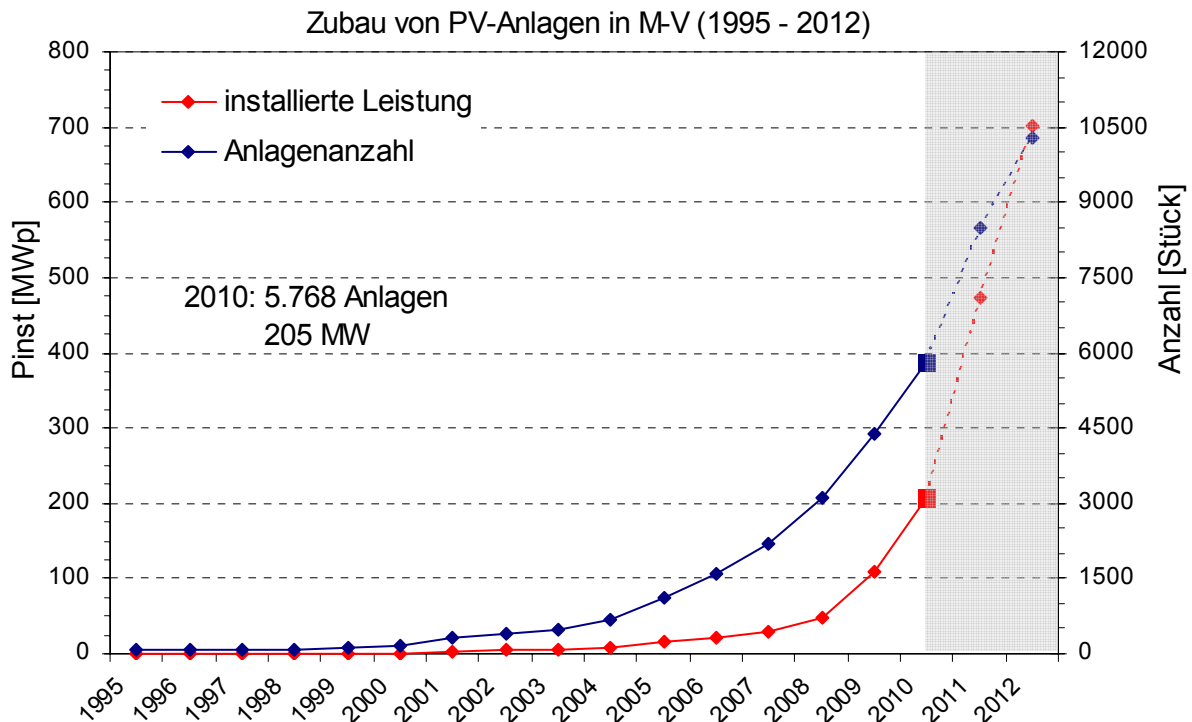


Bild 2.5: Entwicklung der Photovoltaik in Mecklenburg-Vorpommern von 1995 bis 2012

Der Bereich der **Bioenergie** umfasst die in Biomasse gespeicherte Sonnenenergie, welche nach Umwandlung in Form von Strom, Wärme oder durch Kraftstoffe genutzt werden kann. Die Energieträger lassen sich in feste, flüssige und gasförmige Bioenergieträger sowie nach den technischen Umwandlungsprozessen untergliedern.

Für die Untersuchung ist allerdings lediglich der mit dem Stromnetz verkoppelte Teil der Bioenergieanlagen von Interesse, welcher für M-V zum Basisjahr 2010 gemäß Bild 2.6 327 Anlagenstandorte mit einer installierten elektrischen Leistung von 222 MW aufweist. Die Anlagen lassen sich nach der Art der Abwärmenutzung in Anlagen mit (62 %) und ohne (38 %) KWK-Bonus untergliedern.

Die Biogas- und Biomasseanlagen sind hauptsächlich (78 %) in den NS- und MS-Netzebenen der WEMAG (61 MW) und E.ON-edis (113 MW) angeschlossen. In Stadtwerksnetzen sind vorwiegend Bioenergieanlagen mit KWK-Nutzung integriert. Deren Gesamtleistung beläuft sich auf 27 MW.

Der mit Abstand leistungsstärkste Standort für die Verstromung von Bioenergie im Land ist der Bioenergie-Park „Klarsee“ in Krackow (40 x 0,5 MW), welcher einen Netzanschluss im Einspeisenetz der ENERTRAG AG (HöS-UW Bertikow) besitzt. Weitere Großanlagen stehen in Malchin (1 x 10,6 MW; 1 x 5 MW), Wismar (1 x 7,7 MW; 2 x 5 MW), Neustrelitz (7,5 MW) und Feldberg (5 MW). Die durchschnittliche Anlagengröße der verbleibenden dezentralen Bioenergieanlagen beträgt rund 540 kW.

Für den betrachteten Bereich von Brandenburg und Niedersachsen (Nord BB) werden 49 weitere Bioenergie-Anlagen mit einer Leistung von 26,1 MW ausgewiesen, womit das untersuchte Nordnetz insgesamt über eine installierte Bioenergie-Leistung von 248 MW verfügt.

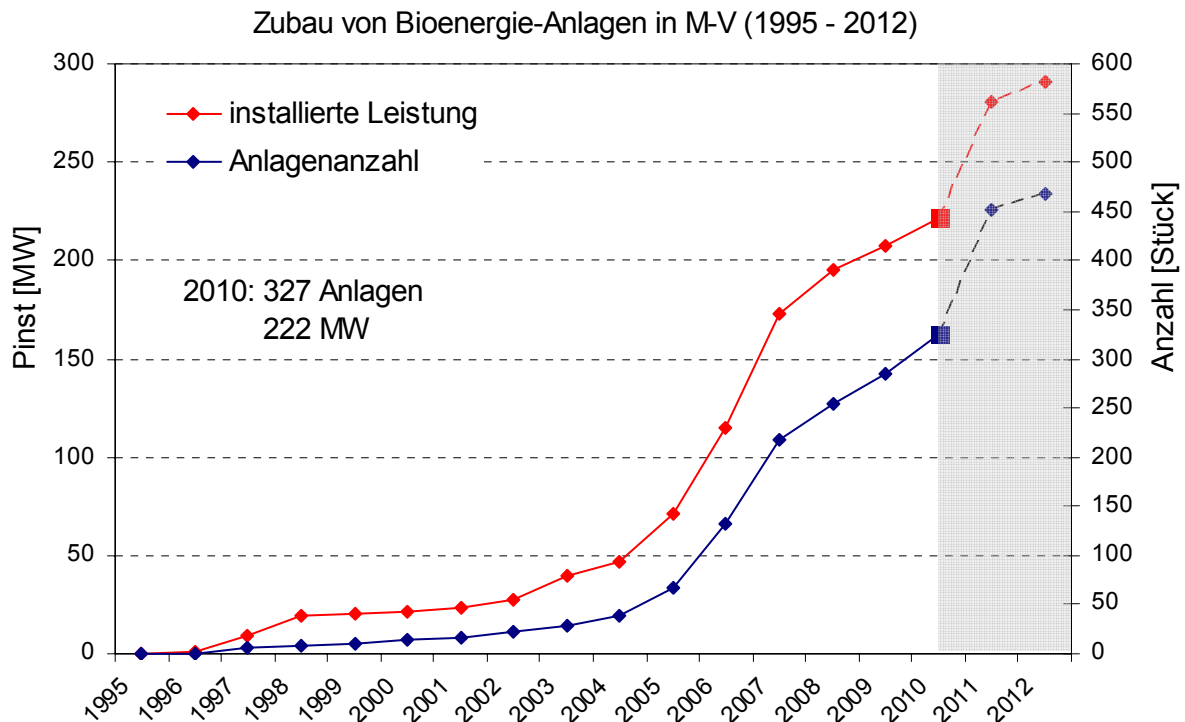


Bild 2.6: Entwicklung der Bioenergie in Mecklenburg-Vorpommern 1995 bis 2012

In der Kategorie der **sonstigen Erneuerbaren Energien** (Sonstige EE) werden aufgrund des geringen Umfangs die verbleibenden Energieträger zusammengefasst. Dieses umfasst Wasser-, Deponie-/ Klär- & Grubengas- sowie Geothermie-Kraftwerke.

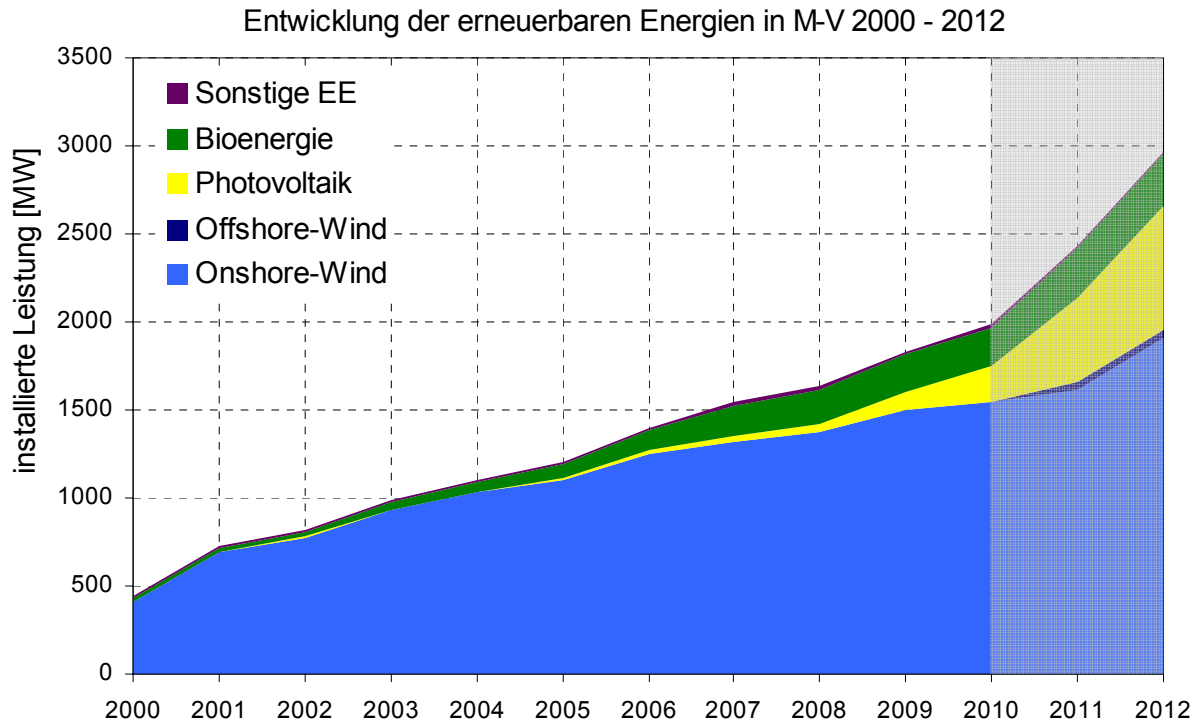
Den größten Anteil der sonstigen EE-Erzeugung in M-V machen die Deponie-/ Klär- & Grubengas-Kraftwerke mit 12,5 MW aus. Die größten derartigen Anlagen sind die Deponiegaskraftwerke in Selmsdorf (5,5 MW), Parkentin (1,8 MW) und Stavenhagen (1,4 MW).

Im Bereich der Wasserkraft gibt es in M-V 17 überwiegend kleine Kraftwerke mit einer gesamten installierten Leistung von 2,9 MW. Das mit Abstand größte Wasserkraftwerk des Landes ist das Kraftwerk „Zülow“ am Mildnitzkanal mit 1,2 MW.

Eine Netzeinspeisung elektrischer Energie aus Geothermie erfolgte ausschließlich am Standort Neustadt-Glewe, an dem sich seit 2004 ein Kraftwerk der Erdwärme-Kraft GbR mit einer maximalen Leistung von 5,5 MW_{th} und 220 kW_{el} in Betrieb befand. Die Stromerzeugung aus Erdwärme wurde ab 2009 dort jedoch eingestellt.

Die Gesamtleistung der sonstigen Erneuerbaren Energien (Sonstige EE) im Nordnetz beläuft sich auf rund 16 MW.

In zusammengefasster Form lässt sich der Ausbauzustand der stromorientierten regenerativen Energieträger in M-V aus Bild 2.7 und Tabelle 2.1 entnehmen. Während die Zubaudynamik bis zum Jahr 2009 im Wesentlichen durch die Wind- und Bioenergie bestimmt war, hat sich in den letzten Jahren die Photovoltaik stark entwickelt und stellt heute bereits den zweitgrößten Block bezüglich der installierten Leistungen (in MW) der erneuerbaren Energien in M-V dar. Im Hinblick auf die eingespeiste Energiemenge (in MWh bzw. TWh) liegt die Photovoltaik jedoch weit hinter der Wind- und der Bioenergie zurück (vgl. Beginn Kapitel 2.2).


Bild 2.7: Entwicklung der Erneuerbaren Energien in M-V 2000 bis 2012

Gesamt EE [MW] (Stand 12/2010)		Wind- energie	Photo- voltaik	Bio- energie	Sonstige EE	Summe EE
M-V	E.ON-edis	1.109,6	151,6	129,5	12	1.402,7
	davon SW-Gebiet	7,4	35,1	16,5	1,5	60,5
	WEMAG	295,2	53,6	72,1	3,8	424,7
	davon SW-Gebiet	1,3	13,9	11,2	0,8	27,2
	50Hertz	137,8	0	20,0	0	157,8
	Summe M-V	1.542,6	205,2	221,6	15,5	1.984,9
„Nord BB“	E.ON-edis	307,3	17,6	14,8	0	339,7
	davon SW-Gebiet	0	0	0	0	0
	WEMAG	182,7	15,1	11,3	0,3	209,4
	davon SW-Gebiet	0	4,8	1,1	0,3	16,1
	50Hertz	484,4	0	0	0	484,4
	Summe BB	974,4	32,7	26,1	0,3	1.033,5
gesamtes Netzgebiet	E.ON-edis	1.416,6	169,2	144,3	12	1.742,1
	davon SW-Gebiet	47,8	35,1	16,5	1,5	100,9
	WEMAG	477,9	68,7	83,4	3,9	633,9
	davon SW-Gebiet	1,3	18,7	12,3	1,1	33,4
	50Hertz	622,2	0	20,0	0	642,2
	Summe Netz	2.517	237,9	247,7	16,1	3.018,6

Tabelle 2.1: Gesamte installierte EE-Leistung in M-V und Nord BB – Stand 12/2010

Der Bereich der **konventionellen Kraftwerke** in M-V weist zum Stand 2010 eine gesamte installierte Leistung in Höhe von 943 MW aus, welche sich zum Hauptteil aus dem Steinkohlekraftwerk Rostock (509 MW_{el}) sowie den Gas- und Dampf-Heizkraftwerken in Rostock-Marienehe (110 MW_{el}), Neubrandenburg - Warliner Straße (77 MW_{el}), Schwerin - Lankow (23 MW_{el}), Schwerin - Wüstmark (52 MW_{el}) und Greifswald - Helmschäger Berg (14 MW_{el}) und den Ersatzbrennstoff-Heizkraftwerken in Rostock - Überseehafen (20 MW_{el}) und Hagenow (7 MW_{el}) zusammensetzt.

Die größte Anzahl der Anlagen befindet sich, abgesehen vom Kraftwerk Rostock (HöS-Netz) sowie den Kraftwerken an den Standorten Rostock-Marienehe, Neubrandenburg (Warliner Straße) und Schwerin-Wüstmark (HS-Netz), schwerpunktmäßig auf den MS- und NS-Netzebenen der Stadtwerke.

2.3 Verbrauch und Netzlasten

Die Analyse der lokalen Verbräuche und die daraus zu schließenden zeitlichen Verläufe der Netzlasten in M-V und im erweiterten Untersuchungsgebiet sind zunächst Grundlage für die Verbrauchsprognose des Untersuchungszeitraums. Letztendlich dienen die erhaltenen Datensätze dann als Eingangsgröße des Netzberechnungsmodells zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs (siehe Kapitel 4.1). Eine entsprechende anonymisierte Datenbasis gemeindebezogener Verbrauchsdaten des Basisjahrs 2010 wurde durch die Betreiber der ländlichen Verteilnetze bereitgestellt und um veröffentlichungspflichtige Daten der Stadtwerke ergänzt. Die Endverbräuche wurden den UW-Gebieten gemäß ihrer Kategorien Haushalt, Gewerbe und Industrie zugeordnet sowie mithilfe von Lastprofilen in Zeitverläufe umgewandelt.

Die Aufteilung der Lasten in die 3 Verbrauchersektoren gestattet es, die Entwicklung des Verbrauchs der einzelnen Sektoren unabhängig voneinander für die Zukunft fortzuschreiben. Gleiche Sektoren weisen dabei lokal unterschiedliche Entwicklungen auf. Des Weiteren erlaubt diese Aufteilung, der lokal unterschiedlichen Durchmischung der Sektoren Rechnung zu tragen und damit unterschiedliche Gesamtlastgänge pro UW-Gebiet zu generieren.

Endverbrauch Strom [GWh]	Haushalt	Gewerbe	Industrie	Gesamt
Landversorger	1.524	935	1.517	3.976
Stadtwerke	759	886	1.115	2.760
Bahn	/	/	198	198
Summe	2.283	1.821	2.829	6.933

Tabelle 2.2: Endverbrauch Strom in M-V 2010 (ohne Einspeiserverbräuche)

Die zusammengefassten Ergebnisse der Datenanalyse sind in Tabelle 2.2 gezeigt. Für das Jahr 2010 wurde in M-V ein Gesamt-Endverbrauch für Elektroenergie von 6,9 TWh ermittelt. Für das betrachtete Netzgebiet inklusive der eingeschlossenen UW-Gebiete in Nord-Brandenburg ergibt sich ein Endenergieverbrauch von Strom in Höhe von 7,6 TWh. Bild 2.8 zeigt die Verbrauchsanteile der VNB und der Verbrauchssektoren.

Setzt man den Stromverbrauch in M-V ins Verhältnis zum Stromverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland, lässt sich ein Anteil von 1,28 % im Jahr 2010 errechnen (Angaben BRD aus [3]). Bei einem Flächenanteil von 6,5 % und einem Einwohneranteil von 2 % von M-V erkennt man, dass der spezifische Stromverbrauch pro Kopf bzw. pro Flächenanteil deutlich geringer als der Bundesdurchschnitt ausfällt.

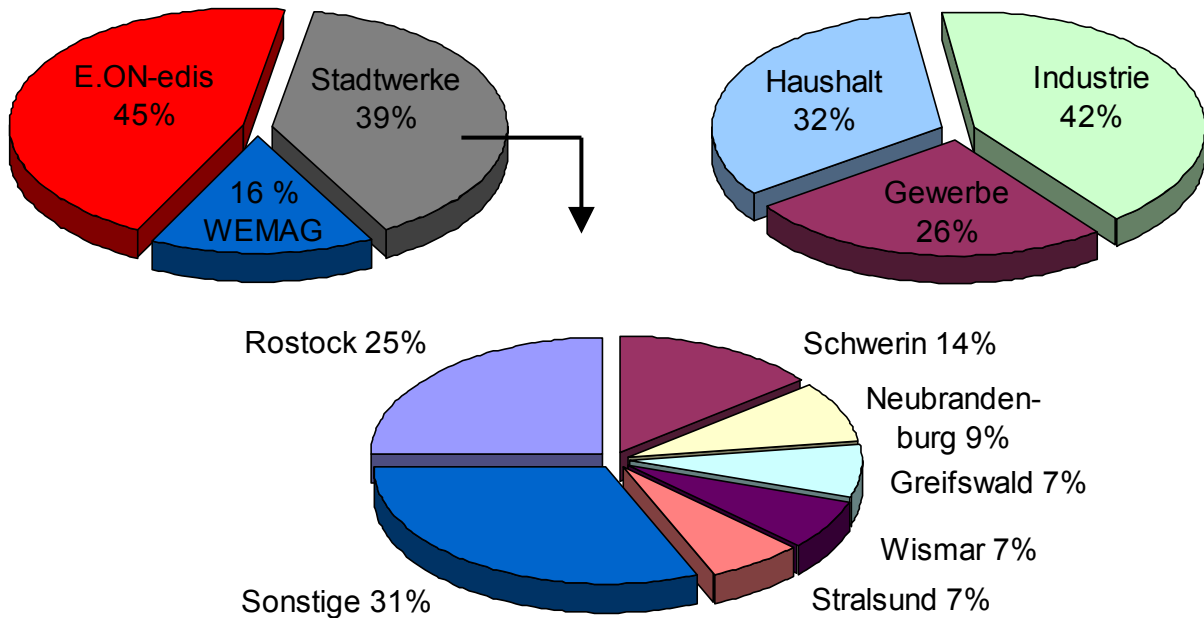


Bild 2.8: Anteile der VNB und der Verbrauchssektoren am Stromverbrauch in M-V 2010

Es lässt sich feststellen, dass zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe vergleichsweise große Netzlängen für relativ geringe Abnahmemengen erforderlich sind. Diese strukturellen Besonderheiten wirken sich bereits ohne Betrachtung dezentraler Einspeisungen nachteilig auf die Netzentgelte in dem verbrauchsarmen Bundesland aus.

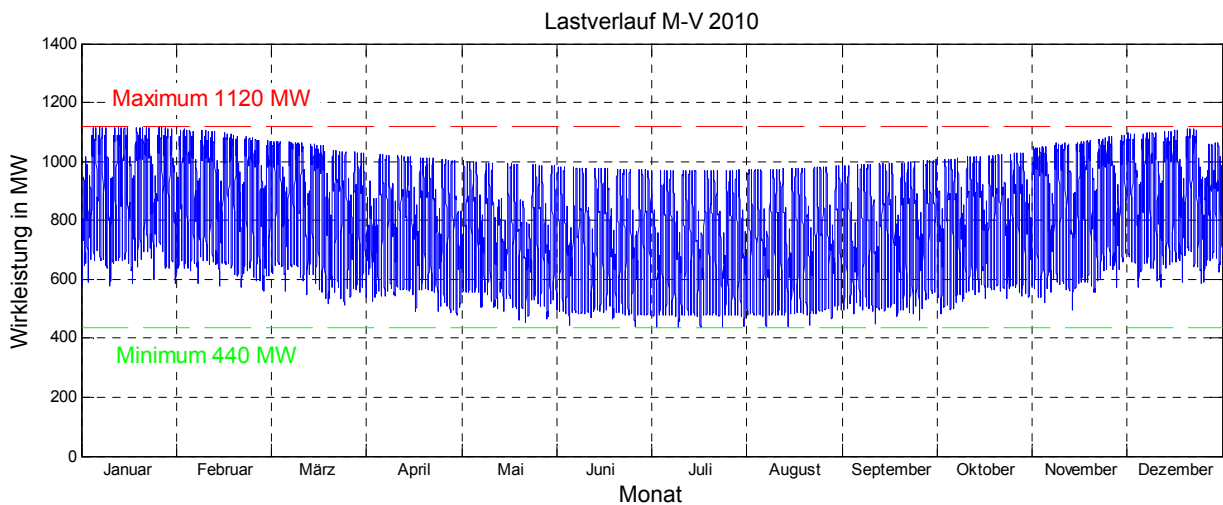


Bild 2.9: Rekonstruierter Jahrgang der Gesamtlast M-V 2010

Im Bild 2.9 ist der generierte Jahrgang der Gesamtlast M-V des Jahres 2010 mit seinen gekennzeichneten Extremwerten gezeigt. Das Maximum der Winter-Starklast liegt bei 1.120 MW. Zur nächtlichen Schwachlastzeit der Sommerperiode sinkt die Gesamtlast auf bis zu 440 MW ab. Bild 2.10 zeigt eine höhere Auflösung der Gesamtlast im Nordnetz für den Januar 2010. Im Wochenlastgang erkennt man, dass das generelle Verbrauchsmaximum zur werktäglichen Abendspitze auftritt und damit als regionale Besonderheit stark durch den Haushaltsbereich geprägt wird.

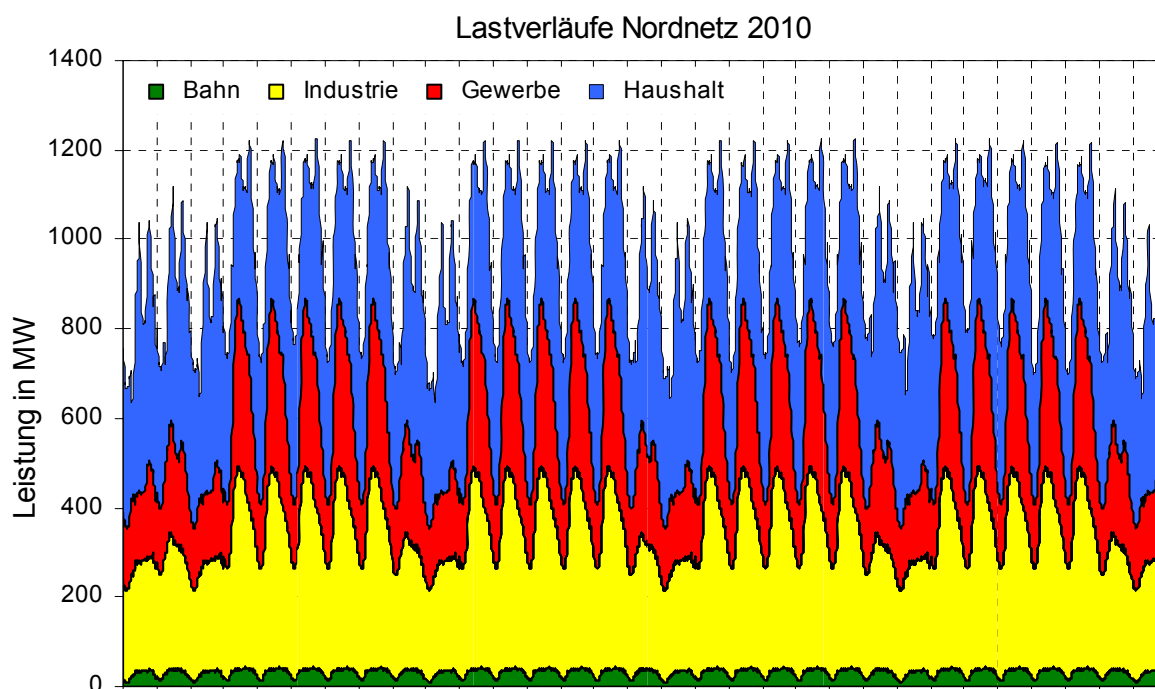


Bild 2.10: Zusammensetzung der Nordnetz-Gesamtlast aus den Verbrauchersektoren für den Januar 2010

3 Prognose der Entwicklung von Einspeisung und Verbrauch

3.1 Prognose der Einspeisung bis 2025

Zur Abschätzung der zukünftig im Land zu erwartenden Einspeiseleistung wurden durch aufwändige Detailarbeit tiefgehende Prognosen zum Ausbau regenerativer Erzeugungsanlagen erstellt. Das folgende Kapitel erklärt die getroffenen Annahmen, Methoden und Ergebnisse der Prognosen sowie deren regionale Verteilung.

Zusätzlich wurde die zu erwartende Entwicklung der Offshore-Windenergie und die der konventionellen Kraftwerke - auf Basis vorliegender Netzanschlussanträge - in die Untersuchung aufgenommen.

Die Einspeiseprognosen bilden die Basis der Netzausbauplanung und untergliedern sich, für die jeweiligen Sparten der Erneuerbaren Energien, in ein oberes, mittleres und teilweise unteres Szenario (nur Windenergie - siehe unten). Im oberen Szenario wird der Verlauf einer optimistischen Entwicklung dargestellt, der im Wesentlichen auf dem Ziel der Landesregierung zur Ausweisung von Windeignungsgebieten beruht. Für das mittlere Szenario wurden gewisse Widerstände und Hemmnisse unterstellt, die auch im Verlauf der bisherigen Entwicklung zu verzeichnen waren. Der Prognosehorizont liegt im Jahr 2025 mit den Zwischenschritten 2015 und 2020.

Für die **Onshore-Windenergie** lassen sich, anhand des bekannten Anlagenbestands und der in den Regionalen Raumentwicklungsprogrammen (RREP) definierten Windeignungsgebiete (WEG), gesicherte Annahmen des kurz- und mittelfristigen Zubaus neuer Anlagen treffen und somit ein hoher örtlicher und zeitlicher Detaillierungsgrad erreichen.

Der derzeit gültige Bestand an Eignungsflächen umfasst 109 WEG mit einem Umfang von 13.500 ha. Die Planung und Ausweisung der WEG unterliegt der Zuständigkeit der vier Planungsregionen Region Rostock, Westmecklenburg, Mecklenburgische Seenplatte und Vorpommern. Nach Intentionen der Landesregierung sollen die RREP [4 bis 7] noch in dieser Legislaturperiode teilweise fortgeschrieben und neue WEG ausgewiesen werden. Der Umfang dieser Maßnahmen wird im Koalitionsvertrag zwar nicht genau beziffert, Ankündigungen des Energieministeriums nach wird allerdings die Verdopplung des bisherigen Umfangs an Flächen (RREP 2011 = 13.500 ha) auf 27.000 ha angestrebt.

Zur Erreichung dieses Ziels sollen die Ausschlusskriterien für Eignungsgebiete gelockert sowie spezielle Repowering- und Testeignungsgebiete ausgewiesen werden. Die im Mai 2012 verabschiedete „Richtlinie zum Zwecke der Neuaufstellung, Änderung und Ergänzung Regionaler Raumentwicklungsprogramme in Mecklenburg-Vorpommern“ [8] bietet den regionalen Planungsverbänden Hinweise für die Teilfortschreibung der RREP. Neben dem Zubau von WEA auf noch freien bzw. neuen Eignungsflächen wird in Zukunft auch das Repowering von Altanlagen immer größere Bedeutung erlangen.

Die Kartierung des derzeitigen Anlagenbestands sowie die Zubau-Prognose erfolgen auf Basis der geographischen Koordinaten von Anlagen und WEG. Dieses ermöglicht die Durchführung eines vereinfachten Microsittings (Optimierung von Windparks nach Standortsbedingungen), welches eine detaillierte Betrachtung jeder einzelnen WEA bzw. der Windparks beinhaltet. Neben den Geodaten der Bestandsanlagen und der nach den aktuellen RREP (RREP 2011) geltenden WEG fließen spezifische Informationen über Anlagengrößen und Baujahre des Bestands, der technologischen Entwicklung (Leistung,

Rotordurchmesser), des Repowerings sowie Annahmen zu den Bedingungen der angestrebten Teilfortschreibungen der RREP in die Untersuchung ein.

Die GIS-gestützte Prognose lässt die Optimierung der Flächenausnutzung unter Berücksichtigung von Mindestabständen der WEA untereinander (3-facher Rotordurchmesser) und in südwestlicher Hauptwindrichtung (5-facher Rotordurchmesser) zu.

Zur Identifikation möglicher neuer Standorte für WEG wurden auf Grundlage der in [8] definierten Ausschlusskriterien und Rahmenbedingungen (z.B. Mindestgröße 35 ha; Abstände: zu Besiedlung 800 m bis 1.000 m, zwischen WEG 2.500 m, zu Naturschutz 500 m bis 3000 m; etc.) restriktionsfreie Suchgebiete identifiziert und auf die Zielmarke von 13.500 ha reduziert. Dies stellt allerdings eine Simulation dar. Die endgültig 2015/2016 durch die vier regionalen Planungsverbände auszuweisenden Eignungsgebiete werden in Lage und Größe von den hier verwendeten Suchräumen mehr oder weniger stark abweichen.

Im brandenburgischen Teil des Nordnetzes befindet sich ebenfalls eine große Anzahl von WEG, deren Ausweisung in der Zuständigkeit der Planungsgemeinschaften Prignitz-Oberhavel und Uckermark-Barnim liegt. Derzeit sind auch dort neue Regionalpläne in Bearbeitung. Es wird sich auf die derzeitigen Stände der sich in den Beteiligungsverfahren befindlichen Regionalpläne [9, 10] bezogen. Diese weisen im betrachteten Teil der Planungsgebiete 44 WEG mit einer Gesamtgröße von ca. 10.200 ha aus.

Die Karte in Bild 3.1 zeigt den derzeitigen Stand der WEG für M-V und Nord BB sowie qualitativ die Gebiete mit hohem Erwartungspotenzial an neuen WEG.

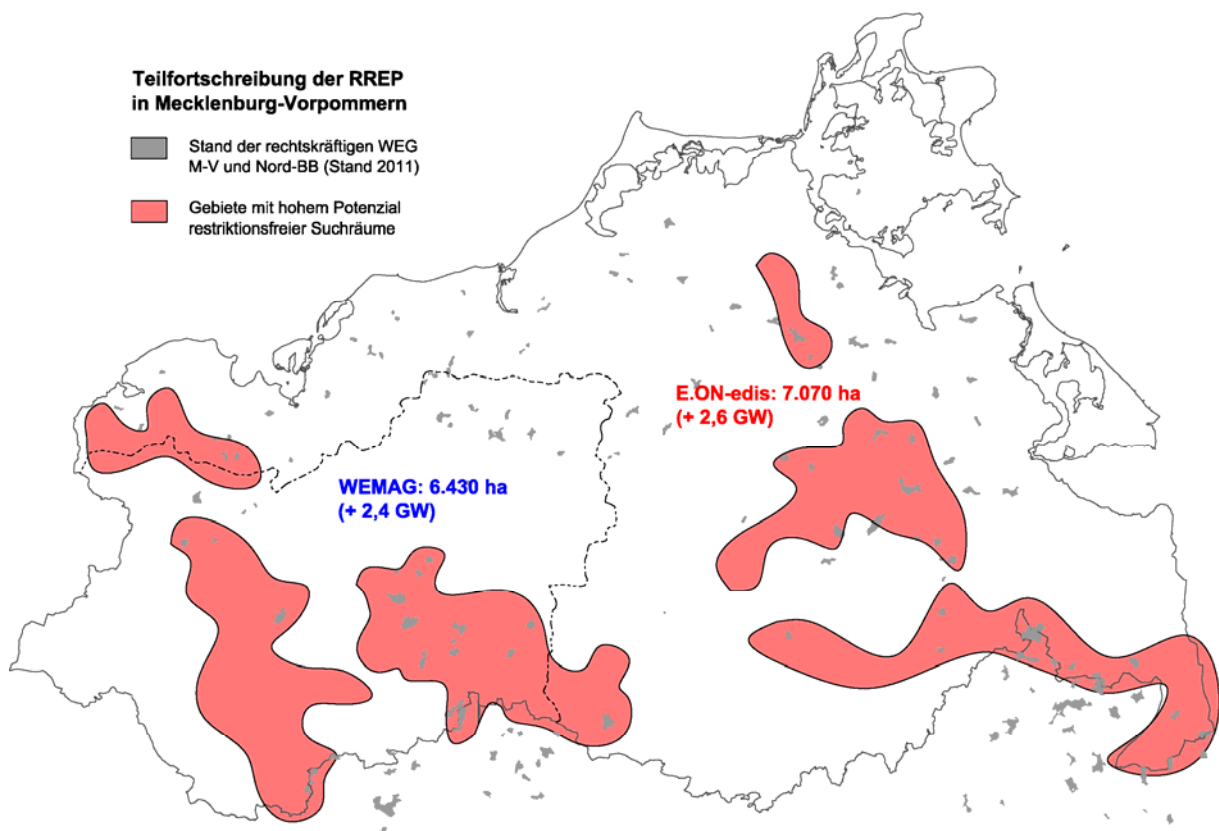


Bild 3.1: Vorhandene WEG und identifizierte Schwerpunktgebiete als Annahmen zur geplanten Teilfortschreibung der RREP

Das obere Prognose-Szenario spiegelt die Umsetzung der von der Landesregierung angestrebten Verdopplung der WEG bis zum Jahr 2014 (RREP 2014 = 27.000 ha) wieder, was unter Berücksichtigung von Projektierungs- und Bauzeiten eine Realisierung der ersten Anlagen ab 2016 zur Folge hätte. Für den brandenburgischen Teil wird eine Erweiterung der WEG um 10 % (1.000 ha) auf dann 11.200 ha angenommen.

Das mittlere Szenario entspricht der Annahme, dass die ambitionierten politischen Ziele auf größere Vorbehalte in der Bevölkerung bzw. der lokalen Verwaltung treffen und sie dadurch erst zeitlich verzögert und mit deutlich reduziertem Flächenumfang (50 %) Rechtsgültigkeit erhalten (RREP 2016 = 20.250 ha). Planungs- und Realisierungszeiten verschieben den Baubeginn auf neuen WEG demzufolge in das Jahr 2018.

Das untere Szenario beleuchtet die Entwicklung für den Fall, dass es im betrachteten Zeitraum zu keiner Fortschreibung der RREP kommt. Es dient demnach als Referenz für das Potenzial der aktuellen RREP (RREP 2011).

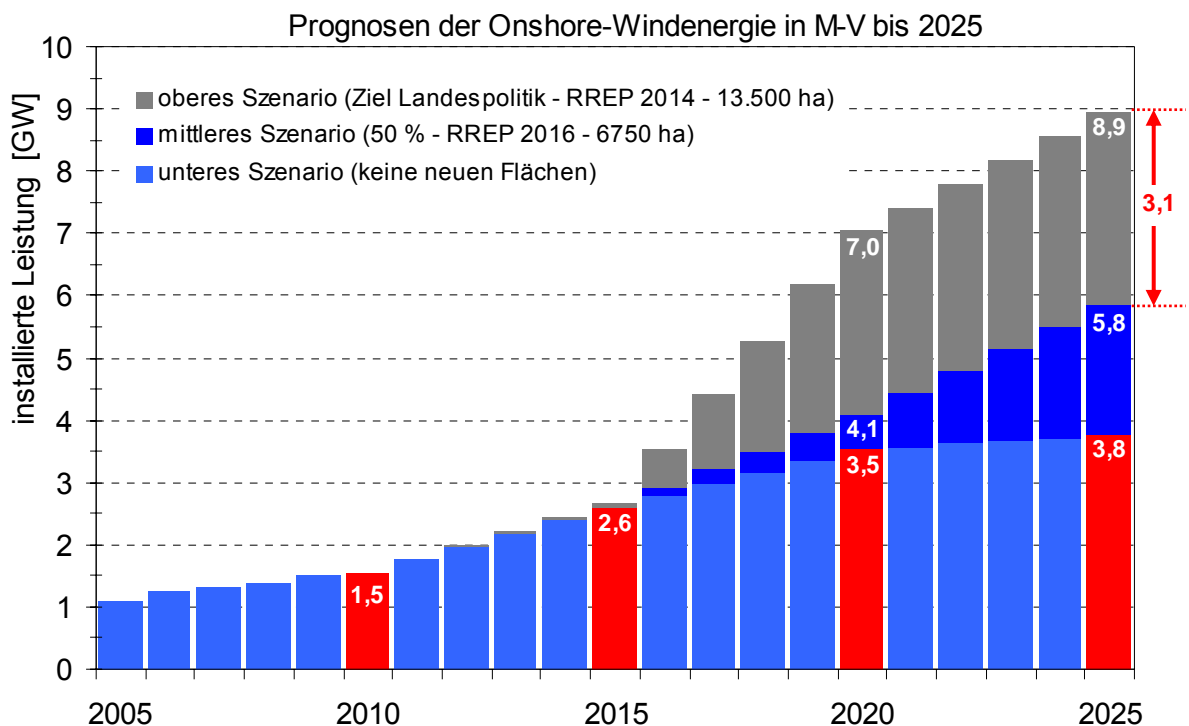


Bild 3.2: Prognose Onshore-Windenergie in M-V bis 2025

Den Annahmen des mittleren Szenarios nach entstehen bis zum Jahr 2025 auf neuen sowie noch freien WEG (RREP 2011) rund 550 WEA (1,5 GW). Repowering-Maßnahmen beinhalten in diesem Zeitraum zusätzlich ca. 600 neue Anlagen (1,9 GW), bei einem zeitgleichen Rückbau von rund 1.200 Altanlagen (minus 1,2 GW). Die Flächen der teilfortgeschriebenen RREP (RREP 2016) bieten bis 2025 ein zusätzliches Potenzial für 600 weitere Anlagen (2,1 GW). Ausgehend vom heutigen Stand (2010: 1,5 GW) käme es bis 2025 somit zu einem Anstieg der installierten Wind-Leistung auf 5,8 GW. Dabei wird die mittlere Leistung einer neu installierten WEA mit 2,5 MW bis 2015, 3 MW bis 2020 und bis zu 4 MW bis 2025 angenommen.

Analog beschreibt das obere Szenario einen Zubau von rund neuen 600 WEA (1,6 GW) auf freien Flächen der bestehenden WEG (RREP 2011). Zusätzlich führt ein ehrgeizigeres Repowering zu einem Rückbau von insgesamt 1.300 WEA (minus 1,5 GW), bei

gleichzeitigem Zubau von 700 neuen WEA (2,2 GW) auf frei werdenden Flächen. Die Verdopplung der Eignungsgebiete führt darüber hinaus zu einer Flächenkapazität für 1.500 WEA (5 GW). Zusammengefasst entstünde bis zum Jahr 2025 ein Anstieg der installierten Wind-Leistung im Land auf 8,9 GW.

Dem unteren Szenario zufolge, welches aus den Annahmen des mittleren Szenarios bei Vernachlässigung der Flächen aus potentiellen Teilfortschreibungen der RREP besteht, summiert sich die Wind-Leistung auf rund 3,8 GW in 2025. Die derzeit gültigen RREP bieten folglich ein Potenzial für den Zubau (d.h. Neubau und Repowering) von 2,3 GW.

Einen Überblick über die Prognose-Szenarien sowie deren Dynamik bietet die Darstellung in Bild 3.2.

Für die in BB liegenden Anteile liefert die Prognose eine Steigerung der installierten Leistung von heute 974 MW (12/2010) auf 2.533 MW (mittleres Szenario) bis 2.871 MW (oberes Szenario).

Im Bereich der **Offshore-Windenergie** sind in den letzten Jahren die ersten Projekte realisiert worden. Neben der 2,5-MW-Anlage im Rostocker Breitling ist mit dem Offshore-Windpark (OWP) „EnBW Baltic 1“ am 31.05.2011 der erste in der Ostsee ans Netz gegangen. EnBW Baltic 1 besteht aus 21 WEA vom Typ „Siemens SWT 2.3-93“ mit einer installierten Leistung von 48,3 MW. Die Netzanbindung erfolgt, ausgehend von einer Umspannplattform, über eine 77 km lange 150-kV-Drehstromverbindung (Seekabel 61 km) am HöS-UW Bentwisch [11].



Bild 3.3: Geplante und in Betrieb befindliche Offshore-Windparks in der Ostsee inklusive vorgesehener Netzverknüpfungspunkte – Stand 3/2012 [12]

Zur Abschätzung zukünftiger Entwicklungen im Ostseeraum können die bei der 50Hertz vorliegenden Netzanschlussanträge genutzt werden. Abbildung 3.3 zeigt die Übersicht der geplanten Offshore-Standorte, Kabeltrassen und Netzverknüpfungspunkte mit Stand 06/2012.

In den nächsten Jahren soll die vorhandene Seekabeltrasse, ausgehend vom OWP EnBW Baltic 1, bis zur Untiefe „Kriegers Flak“ im Dreiländereck zwischen Deutschland, Dänemark und Schweden verlängert werden. Der dort geplante und bereits in der Realisierung befindliche OWP EnBW Baltic 2 soll 80 WEA und eine installierte Leistung von 288 MW umfassen, was die Anschlussleistung im HöS-UW Bentwisch auf ca. 340 MW erhöht.

Parallel zu diesen Projekten sind der OWP Arcadis Ost 1 (Netzanschluss HöS-UW Lüdershagen; Trassenführung über Insel Rügen) sowie die Windparks Wikinger und Arkona-Becken Südost (Netzanschluss HöS-UW Lubmin) am weitesten entwickelt.

In Summe wird bis zum Jahr 2015 mit einer in M-V angeschlossenen Offshore-Windleistung von 1,5 GW gerechnet. In den Folgejahren wird sich diese Entwicklung auf 2,2 GW in 2020 und 3 GW in 2025 fortsetzen. Die geplanten Windparks sind zum Großteil in der ausschließlichen Wirtschaftszone nord-östlich der Insel Rügen im Seegebiet Pommersche Bucht gelegen und werden an den Netzverknüpfungspunkt Lubmin angeschlossen.

Die Nutzung der **Photovoltaik** (PV) wird nur auf Dachflächen und definierten Freiflächen über die Bestimmungen des EEG [13] mit festgelegten Tarifen vergütet. Im Unterschied zu den Eignungsgebieten für Windenergie sind qualifizierte Flächen für PV-Anlagen nicht konkret ausgewiesen. Geeignete Flächen liegen zwar umfangreich vor, allerdings ist die Wahrscheinlichkeit ihrer tatsächlichen Nutzung mit größeren Unsicherheiten verbunden. Die potenziell geeigneten Flächen müssen zusätzlich zur Eignung für eine Vergütung nach EEG über bestimmte Standorteigenschaften bezüglich Ausrichtung, Verschattung, Baustatik etc. verfügen. Ferner stellen die Gemeinden in der Regel Bebauungspläne für Freiflächen-PV-Anlagen auf.

Bei der Nutzung von möglichen Einzelstandorten muss sich die PV überdies gegenüber konkurrierenden Nutzungsarten wie z.B. Solarthermie auf Hausdächern und Gewerbeflächen oder anderweitiger Verwertung von landwirtschaftlichen bzw. gewerblichen Flächen etablieren.

Es besteht ein erheblicher Unterschied zwischen theoretischem und erschließbarem Potenzial, womit die Abschätzung des Grades der Nutzungssättigung der bereitstehenden Potenzialflächen von entscheidender Bedeutung ist. Die Entwicklung kann über eine logistische Wachstumfunktion (Sigmoidfunktion) abgebildet werden.

Gemäß EEG 2012 [13] lassen sich PV-Anlagen und die damit einhergehenden Potenziale gemäß Bild 3.4 kategorisieren.

Bei den Dachanlagen handelt es sich im Wesentlichen um Anlagen auf Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie auf Gewerbe- und Industriegebäuden. Die Anlagen an Lärmschutzwänden sind von geringerer Bedeutung und können pauschal in den Potenzialen an Autobahnen und Schienenwegen enthalten sein.

Freiflächenanlagen können auf Konversionsflächen, bisher unbebauten Gewerbegebieten sowie seit der EEG-Gesetzesänderung im Juli 2010 [14] auf Flächen längs von Schienenwegen und Autobahnen errichtet werden. Mit selbiger Neuerung wurden reine Ackerflächen aus der Förderung ausgeschlossen.

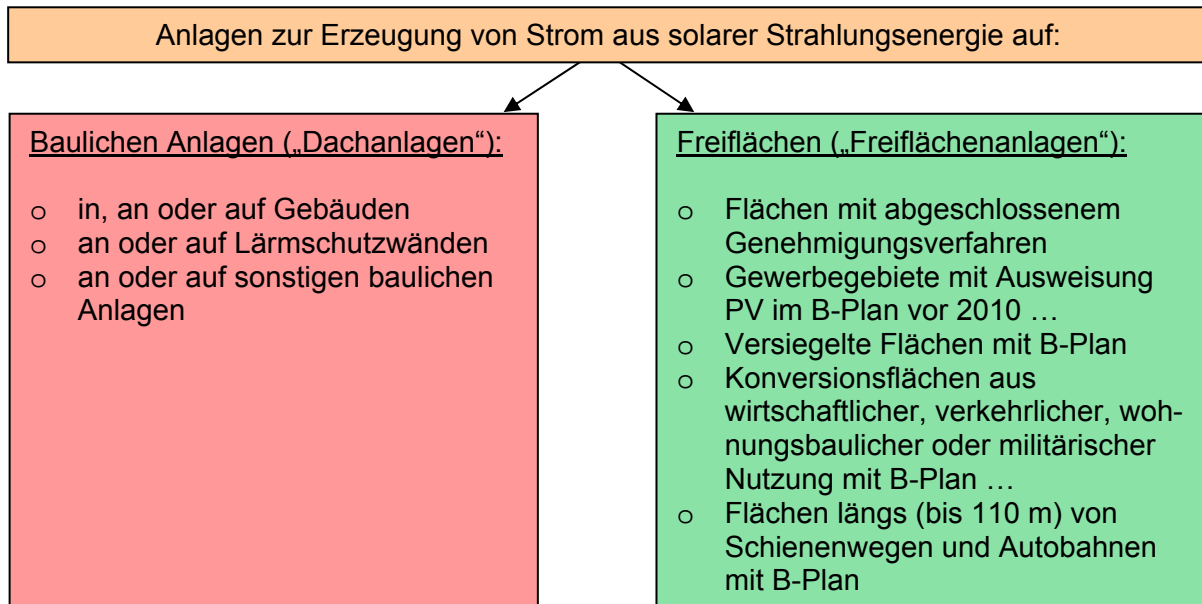


Bild 3.4: Kategorisierung von PV-Anlagen auf der Grundlage des EEG 2012 [13]

Für Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen kommen im Wesentlichen ehemalige Militärstandorte, ungenutztes Gelände auf Flugplätzen, geschlossene Deponien sowie ehemals befestigte Brachen aus Landwirtschaft und Tierhaltung in Frage. Des Weiteren entstehen in letzter Zeit auch häufig Anlagen auf bergbaulichen Betriebsflächen von Abbaugesellschaften (z.B. Kiestagebaue).

Die Entwicklung von Dachflächenanlagen lässt sich über einen statistischen Ansatz untersuchen. Hierzu werden Annahmen zur Globalstrahlung, Kaufkraft sowie der durchschnittlichen Anlagengröße pro Dachkategorie benötigt. Auf diese Weise lässt sich der Sättigungswert des Ausbaus berechnen, welcher dem wirtschaftlich erschließbaren Potenzial für PV-Anlagen auf Dachflächen und in Gewerbegebieten entspricht.

Um dem Größenunterschied zwischen den bisherigen Ausbauständen der Bundesländer Rechnung zu tragen, wurde der maximale Sättigungsfaktor im mittleren Szenario mit 30 % der Dachflächen etwas geringer angesetzt, im oberen Szenario wurde der Wert von 40 % verwendet.

Aus der logistischen Wachstumsfunktion ergibt sich für Dach- und Gewerbeflächen der größte Zuwachs bis zum Zeitschritt 2015. Soweit sich bis dahin keine grundlegenden Änderungen der Randbedingungen ergeben, steigt die installierte Leistung in dieser Kategorie von 140 MWp auf 673 MWp (mittleres Szenario) bis 801 MWp (oberes Szenario). Für das Jahr 2025 erreicht die Prognose für Dachanlagen und Gewerbegebiete einen 99 %igen Sättigungszustand, was einer installierten Peak-Leistung von 977 MWp im mittleren und 1.411 MWp im oberen Szenario entspricht. Wesentliche technologische Fortschritte können mittelfristig zu höheren Leistungen führen.

Dem Potenzial auf Konversionsflächen kann sich ebenfalls über statistische Datensätze (Flächennutzung der Städte und Gemeinden) genähert werden. In den Angaben des statistischen Landesamtes zu Betriebsflächen und Abbau- und Deponieflächen enthalten. Standorte von Flugplätzen liegen über die Bundesstatistik zum Luftverkehr vor.

Zur Vorauswahl geeigneter Standorte wurde ein Verhältnis zwischen Betriebs- und Gewerbeflächen in den Gemeinden herangezogen. Ist das Verhältnis größer als 3 kann dies eine Hinweis auf ungenutzte Betriebsflächen wie beispielsweise geschlossene Deponien sein. Ab einer Betriebsfläche größer 25 ha sind den Gemeinden 2-MWp- und ab 50 ha 3-MWp-Anlagen zugeordnet worden. Beim Abbauland kam ebenfalls der Flächenbezug zur Anwendung. Ab einer Abbaufäche von 50 ha kamen 3-MWp- und ab 100 ha 5-MWp-Anlagen zum Einsatz.

Dem mittleren Szenario nach entstehen auf diese Weise 51 Anlagen auf Konversions- und Abbaufächen mit einer Leistung von 139 MWp.

Für das obere Szenario wurden die Flächenbezüge auf 20 / 40 ha bei Betriebsfläche und 40 / 80 ha bei Abbaufäche herabgesetzt. Die sich ergebende Gesamtleistung beträgt dann 217 MWp aus 80 Anlagen.

Konversionsanlagen auf freien bzw. nicht mehr genutzten Flächen regionaler Flugplätze, wurden durch Analyse der jeweiligen Standorte zugeordnet. Auf 10 der 21 Flugplätze im Land wurden geeignete Flächen identifiziert und je nach Größe mit Anlagen unterschiedlicher Leistungsklassen (10 MWp, 15 MWp, 20 MWp, 30 MWp und 50 MWp) bestückt. Das noch verfügbare Potenzial beläuft sich demzufolge in M-V auf 155 MWp (mittleres Szenario) bis 250 MWp (oberes Szenario).

Insgesamt konnte für Konversionsflächen ein Potential von 294 MWp (mittleres Szenario) bis 476 MWp (oberes Szenario) ermittelt werden.

Das Ausbaupotenzial von PV-Anlagen an Autobahnen und Schienenwegen basiert wiederum auf einer geodatenbasierten Untersuchung und wurde in Zusammenarbeit mit dem Lehrstuhl für Geodäsie und Geoinformatik der Universität Rostock ermittelt [15].

Gemäß EEG §32(1) sind dort Flächen bis 110 m von der äußeren Fahrbahnkante zulässig, sofern ein Bebauungsplan diese vorsieht. Für die Ermittlung stehen umfangreiche amtliche Geodaten zur Verfügung, welche das technische Potenzial quantifizierbar machen. Durch die Kartierung standortrelevanter Faktoren ist eine Abschätzung des unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nutzbaren Anteils möglich.

Weiteren Rahmenbedingungen wurde durch einen umfangreichen Anforderungskatalog Rechnung getragen, welcher u.a. Annahmen zu minimalen und maximalen Abständen zur Fahrbahn-Außenkante (Gleise: 20 m; Autobahn: 40 m – bis 110 m), Mindestgröße für PV-Freiflächenanlagen (≥ 3 ha), Nähe zu potenziellen Netzverknüpfungspunkten in Abhängigkeit ihrer Flächengröße (klein: 3 ha – 10 ha = MS-Anschluss; mittel: 10 ha - 25 ha = HS/MS-Anschluss; groß: >25 ha = HS-Anschluss) oder zu bevorzugten Flächenarten (bevorzugt: Acker- und Grünland; ausgenommen: Forstgebiete, bebauten Gebiete, Naturschutzgebiete, Nationalparks, Biosphärenreservaten,...) heranzieht.

Um optimal geeignete Standorte zu identifizieren, wurde in einem weiteren Schritt eine Kategorisierung und Priorisierung der Flächen vorgenommen. Die Wirtschaftlichkeit der Netzanbindung und die geographische Exposition des jeweiligen Straßen- oder Schienenabschnitts zur Sonne (Hangneigung) fanden ebenso Berücksichtigung. Hierzu konnten Unterkategorien von AA (am besten geeignet) bis CC (gerade noch geeignet) gebildet und mit Ausbauwahrscheinlichkeiten hinterlegt werden.

Eine automatisierte GIS-Analyse konnte die Brutto-Potenzialflächen an Autobahnen und Schienenwegen (40.946 ha) zunächst auf Nettoflächen von 13.456 ha reduzieren und durch die Kategorisierung weiter verfeinern. In der obersten Kategorie (AA-Flächen) sind nur noch 1.321 ha enthalten. Die Kategorien AB, BA und BB umfassen weitere 6.489 ha.

Im mittleren Szenario wird davon ausgegangen, dass 50 % aller AA-Flächen, 30 % aller AB- bzw. BA-Flächen und 20 % aller BB-Flächen bis 2025 mit PV-Anlagen bebaut und zu 50 % bis 70 % ausgenutzt werden. Bei einem Flächenbedarf der PV-Freiflächenanlagen von 2,5 ha/MWp beläuft sich das zu nutzende Potenzial an Autobahnen und Schienenwegen bis 2025 auf eine installierte PV-Leistung von 613 MWp (mittleres Szenario).

Das obere Prognose-Szenario enthält einen Aufschlag von 10 % auf die getroffenen Eingrenzungen und weist eine PV-Leistung von 935 MWp aus.

Die Gesamtheit der Teilprognosen (PV auf Dach- und Gewerbeflächen, Konversionsflächen und an Autobahnen und Schienenwegen) beschreibt einen Zuwachs der PV-Leistung im Land von derzeit 205 MWp (12/2010) auf 2 GWp (mittleres Szenario) bis 2,9 GWp (oberes Szenario) bis 2025 (siehe Bild 3.5).

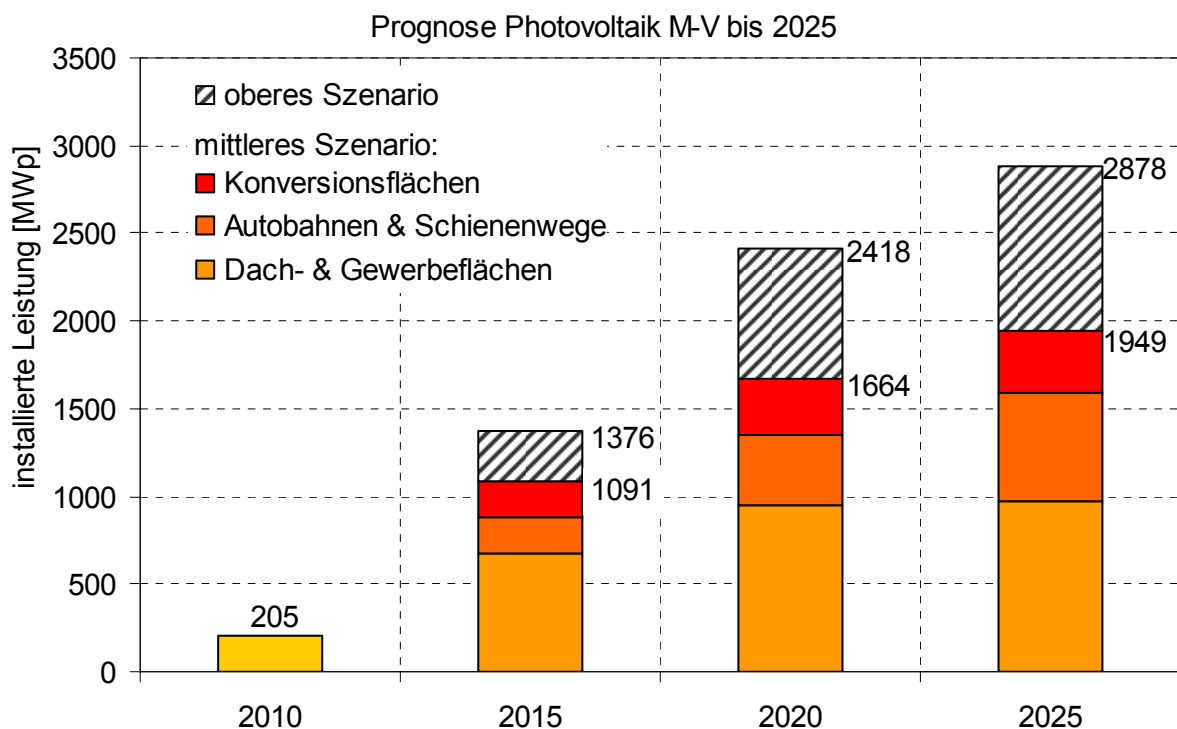


Bild 3.5: Stand und Prognose installierter elektrischer Leistung der Photovoltaik in M-V

Im Gegensatz zu den eignungsflächenbegrenzten Potenzialen von Windenergie und Photovoltaik lässt sich bei der **Bioenergie** kaum über die Potenzialflächen auf den zukünftig möglichen Ausbau schließen. Zwar kann man davon ausgehen, dass die auf nicht landwirtschaftlich genutzten Flächen gewachsene Biomasse zu großen Teilen zur Energiegewinnung herangezogen werden kann. Der Anteil der landwirtschaftlich verwertbaren Flächen steht jedoch immer in Nutzungskonkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion. Die tatsächliche Nutzungsart orientiert sich dabei am ehesten am Marktpreis für landwirtschaftliche und bioenergetische Produkte.

Bei der Verwertung der Bioenergie sind mittlerweile über das EEG Restriktionen eingeführt worden. Eine reine Verstromung biogener Stoffe wird nicht mehr vergütet. In §27 Absatz 3 EEG [13] wird vielmehr eine Verwertung der anfallenden Wärme von dauerhaft mindestens 60 % vorgeschrieben. Zusätzlich ist ab 2014 die Anlagengröße zur Stromerzeugung aus Biogas auf 750 kW beschränkt, falls eine Vergütung nach EEG in Anspruch genommen

werden soll. Ausnahmen gelten für Anlagen, welche sich über das Marktprämienmodell direkt vermarkten.

Es ist also davon auszugehen, dass - bis auf wenige Ausnahmen - die Stromerzeugung aus Bioenergie langfristig nur noch in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erfolgen wird. Demzufolge kann der Schlüssel zur Ermittlung des strombezogenen Bioenergieausbaus in der Ermittlung des Wärmebedarfs im Land und dessen regenerativer Deckungsrate liegen.

Im Strategiepapier „Neue Energiepolitik für M-V“ der SPD-Landtagsfraktion [16] wird davon ausgegangen, dass eine Deckung des Wärmebedarfs von Privathaushalten und Wirtschaft in M-V im Jahr 2030 von bis zu 50 % möglich ist. Im aktuellen Koalitionsvertrag wurde zwar kein konkretes Ziel formuliert, eine Fortsetzung des begonnenen landesweiten Aufbaus von Bioenergiedörfern [17] soll aber zur Erhöhung des Anteils der EE an der Wärmeversorgung beitragen.

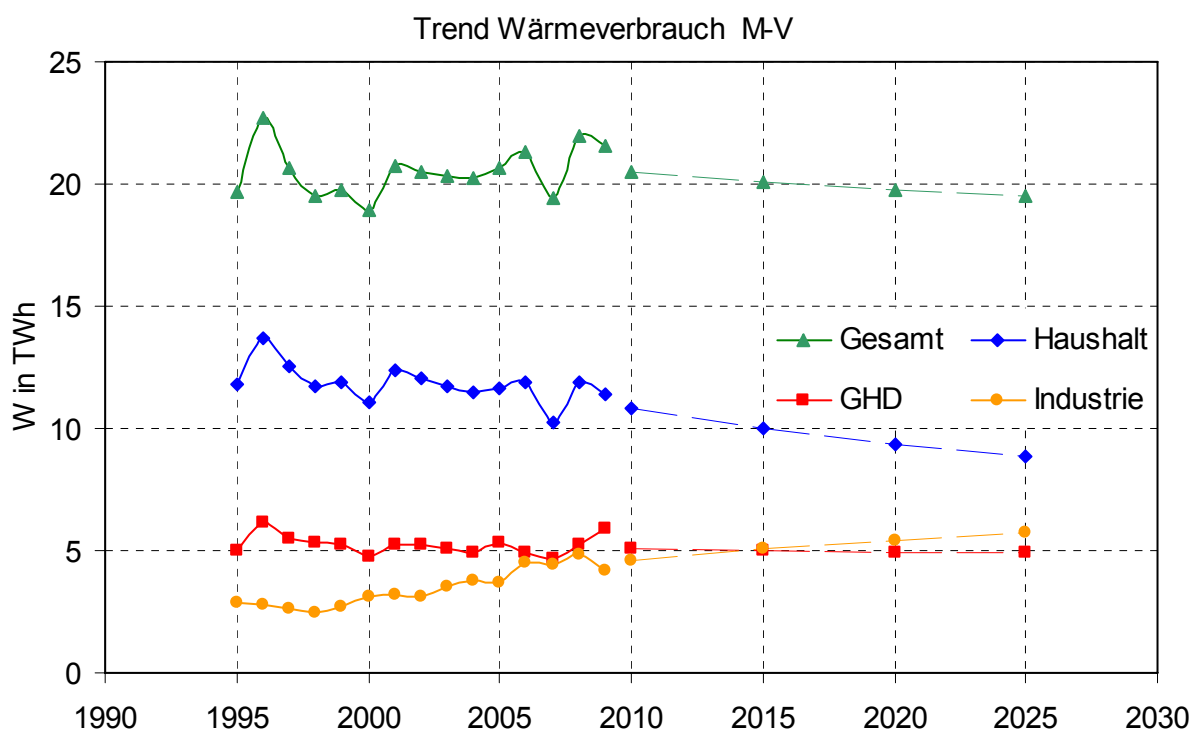


Bild 3.6: Entwicklung und Prognose des Gesamtwärmeverbrauchs in M-V

Auf Basis einer Analyse des Wärmebedarfs in M-V, welcher in den letzten 15 Jahren relativ konstant bei etwa 20 TWh lag, wurde der Trend für die kommenden 15 Jahre leicht rückläufig prognostiziert. Während sich für den Haushaltssektor eine sinkende Tendenz von 11 TWh auf 9 TWh zeigt, ist in den Sektoren Gewerbe (GHD) und Industrie ein konstanter bzw. wachsender Wärmeverbrauch zu erkennen (siehe Bild 3.6).

Als Standorte für Bioenergieanlagen kommen in erster Linie Bioenergiedörfer mit angeschlossenen Nahwärmenetzen infrage, welche mit Biogas-KWK-Anlagen in Größenordnungen von maximal 750 kW aufgebaut werden. Auch Biomasseanlagen kleinerer Größe und mit fortschrittlicher Verbrennungstechnologie sind denkbar. Beispiele vorhandener Bioenergiedörfer sind Ivenack, Herrmannshof und Neuhoﬀ / Neuenkirchen.

Als Anlagen zur Erweiterung oder Ergänzung von Fernwärmenetzen in Stadt-Umland-Allianzen werden eher Biomasse-KWK-Anlagen mit Anlagengrößen von 5 bis 20 MW unter Nutzung von Holz bzw. Getreidestroh gesehen.

Aufgrund der relativ geringen elektrischen Anschlussleistungen ist davon auszugehen, dass die Anlagen ausnahmslos in den Verteilnetzen angeschlossen werden.

Bezüglich der technologischen Entwicklung bei Bioenergieanlagen wird eine Steigerung der Volllaststunden von derzeit etwa 6.200 auf 7.200 im Jahr 2025 vorausgesetzt. Aus den zu installierenden Biomasseanlagen werden dabei etwa zwei Drittel der zusätzlich erforderlichen Wärmeenergie bereitgestellt; ein Drittel kommt aus Biogasanlagen.

Insgesamt zeigt die Prognose eine mäßige Entwicklung der Bioenergie im Land. Die derzeit installierte elektrische Leistung von 222 MW (2010) steigt demnach auf 327 MW (mittleres Szenario) bzw. 431 MW (oberes Szenario). In Bild 3.7 ist die diesbezügliche Entwicklung der Szenarien bis 2025 dargestellt.

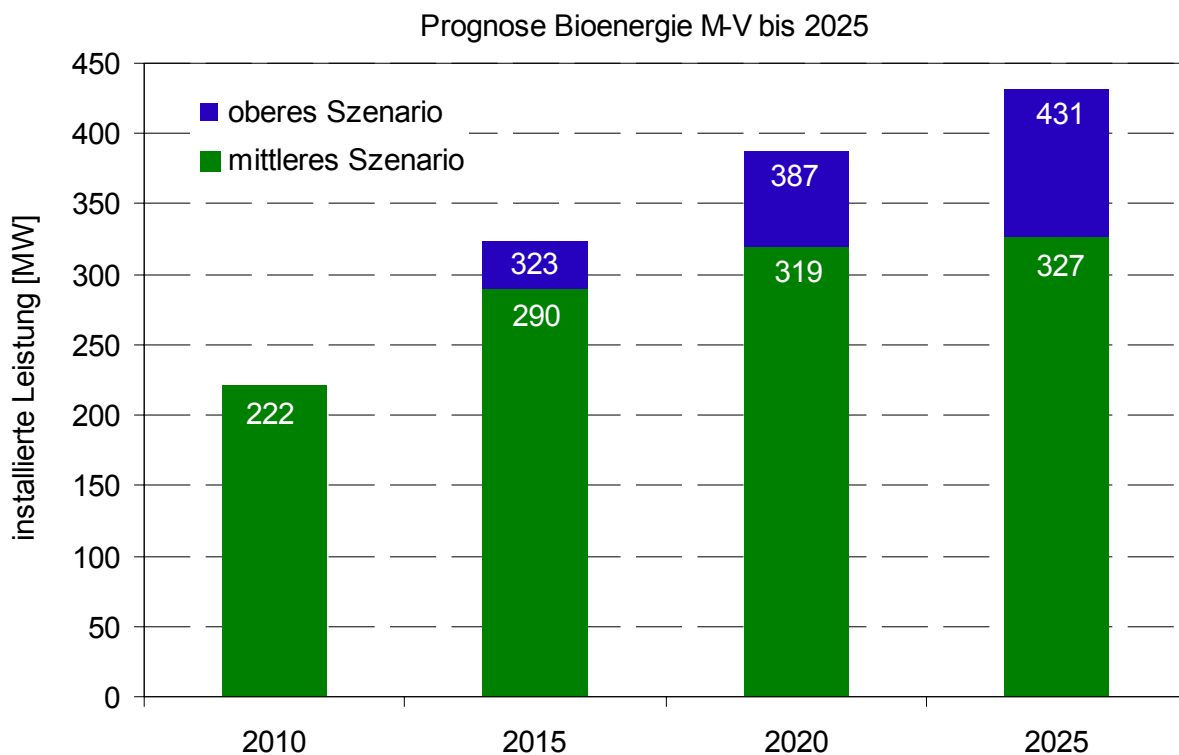


Bild 3.7: Prognose der installierten elektrischen Bioenergieleistung in M-V bis 2025

Im Bereich der **sonstigen erneuerbaren Energien** (Wasserkraft, Deponie-/ Klär- & Grubengas und Geothermie) mit einem derzeitigen Bestand von rund 16 MW im Land belief sich die durchschnittliche jährliche Steigerung der letzten 10 Jahre auf etwa 2 %. Dieser retrospektive Wert wird über den gesamten Prognose-Zeitraum konstant fortgeschrieben. Diese Interpolation erhöht die installierte Leistung bis 2025 auf 21 MW. Auf differenzierende Szenarien wurde verzichtet.

Neben der Modernisierung alter Wasserkraftanlagen wird vor allem die Nutzung von Deponie- und Klärgas zur Stromproduktion als Ausbaufaktor gesehen. Für eine wirtschaftliche Nutzung der Geothermie zur Stromproduktion, wie im Fall von Neustadt-Glewe, gibt es laut einer im Auftrag des Landes durchgeführten Studie zu hydrothermalen Stromerzeugungspotenzialen in M-V [18] keine nennenswerten Standorte.

Die **Gesamprognose der Erneuerbaren Energien** im Land ergibt sich durch Summation der aufgeführten Teilprognosen. So wächst die installierte Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien bis 2025 von knapp 2 GW in 2010 auf 11 GW (mittleres Szenario) bis 15 GW (oberes Szenario). Bild 3.8 zeigt die eingeschätzte Entwicklung für das mittlere Szenario, die Differenz zum oberen Szenario ist durch den grauen Bereich markiert.

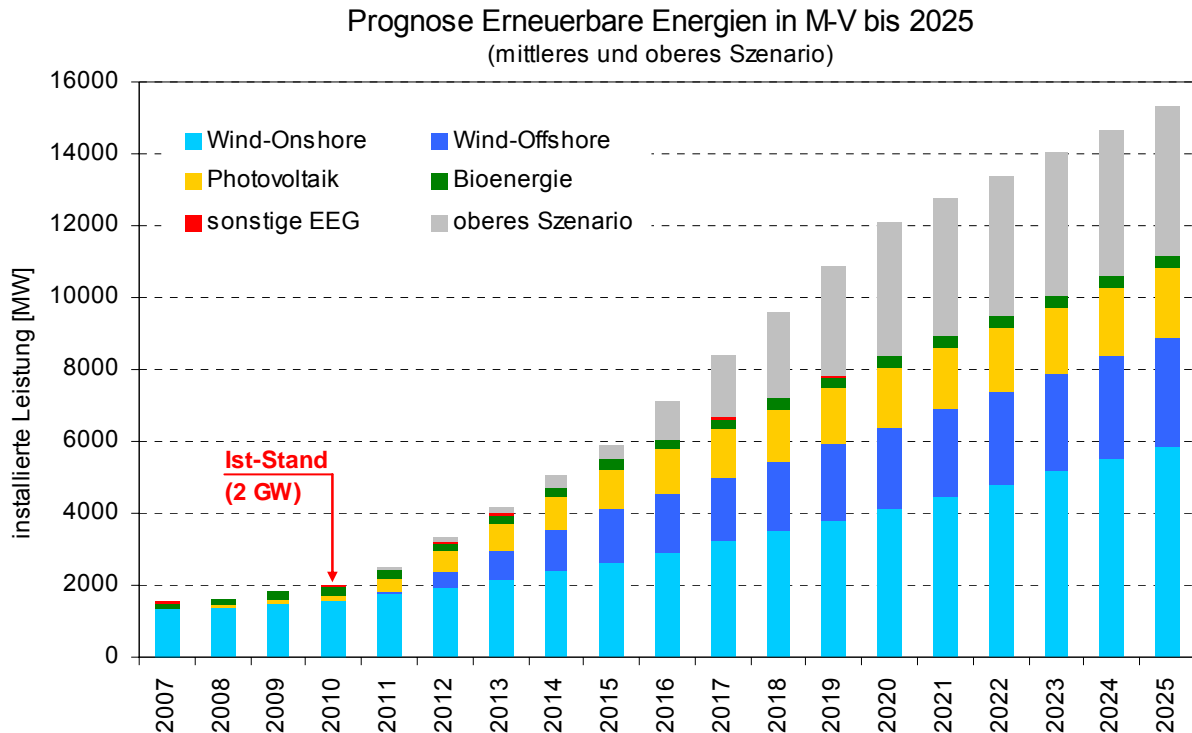


Bild 3.8: Prognose Erneuerbare Energien in M-V bis 2025

Die Entwicklung **konventioneller Kraftwerke** im Land betrifft ausschließlich den „Energiestandort Lubmin“. Auf der Basis von Informationen zu Netzanschlussbegehren im Übertragungsnetz sowie darüber hinaus auf bekannten Projektdetails der Energiewerke Nord GmbH (EWN) werden am Standort Lubmin eine sich bereits in der Realisierung befindliche gasgefeuerte KWK-Anlage und zwei Großkraftwerksprojekte in der Untersuchung abgebildet. Die KWK-Anlage der WINGAS GmbH & Co. KG, welche der Aufwärmung des über die Nord Stream-Pipeline anlandenden Erdgases dienen soll, wird vermutlich noch im Jahr 2013 in Betrieb gehen. Die installierte elektrische Leistung von 50 MW_{el} soll einen Netzanschluss am Verteilnetz der E.ON-edis erhalten.

Als Großkraftwerksprojekte werden ein Gaskraftwerk der EnBW Kraftwerke AG mit bestehendem Netzanschlussantrag sowie ein weiteres der EWN genannt. Beide Kraftwerke sollen über jeweils 3 Gasturbinen mit einer Leistung von je 600 MW_{el} verfügen. Aufgrund des langwierigen Prozesses bis zum tatsächlichen Baubeginn ist allerdings nicht mit einer Inbetriebnahme vor dem Jahr 2020 zu rechnen.

Wegen der bisher noch unklaren Entwicklung auf dem Erdgasmarkt sowie der generell schwierigen Rahmenbedingungen für den Bau neuer konventioneller Kraftwerke wird im mittleren Szenario der Studie nur eines der beiden Kraftwerksprojekte (1,8 GW) angesetzt. Die Umsetzung beider Kraftwerksprojekte (3,6 GW) ist lediglich im oberen Szenario abgebildet.

3.2 Prognose des Verbrauchs und der Netzlasten bis 2025

Für die Betrachtung zukünftiger Netzzustände spielt die perspektivische Entwicklung der Nachfragesituation nach Elektroenergie eine wesentliche Rolle. Die in dieser Studie vorgenommenen Abschätzungen zur Entwicklung des Strombedarfs der verschiedenen Sektoren und ihrer lokalen Auflösung basieren grundsätzlich auf den Ergebnissen der Netzstudie 2009 [1].

Darin wurden vom Sozial- und Marktforschungsinstitut UCEF mit hohem Aufwand kleinräumige Prognosen für Haushalt und Gewerbe unter Einbeziehung demografischer und sozialer Faktoren für das Untersuchungsgebiet vorgenommen. Für die hier vorliegende Neuauflage wurde sich zum Ziel gesetzt, durch die detaillierte Untersuchung exemplarischer ländlicher und kleinstädtischer Bereiche die vorhandenen Prognosen zu validieren und anhand neuer Entwicklungstendenzen zu bewerten. Für die Analysen wurde auf ein Strombedarfsmodell zurückgegriffen, mit dem sich Einflüsse aus der Veränderung von Einwohnerzahlen und von regionalen Strukturen auf Strombedarfe abschätzen lassen [19].

Es konnte nachgewiesen werden, dass regionale Strukturveränderungen von Bevölkerung, Wohnverhältnissen und anderen regionalen Parametern selbst bei konstant bleibenden Bevölkerungszahlen erhebliches Gewicht für die Veränderung von Strombedarfen besitzen können. Die Wirkung schlägt sich insbesondere im ländlichen Raum bei den Verbräuchen im Haushalts- und Gewerbesektor nieder [20]. So wird davon ausgegangen, dass sich der Gesamtverbrauch im Haushaltssektor in M-V bis 2025 um 16 % verringern wird, im Gewerbebereich sind es etwa 5 %. In einigen ländlichen Bereichen ist dabei mit Rückgängen im Bereich Haushalt von über 30 %, im Bereich Gewerbe mit 20 % zu rechnen. Die erhoffte kompensierende Wirkung gesteigerten Verbrauchs im Industriesektor durch wirtschaftliche Zuwächse lässt den Gesamtverbrauch perspektivisch bei jährlich etwa 7 TWh stagnieren.

Eine grobe Orientierung der Entwicklung zukünftiger sektoraler Energieverbräuche zeigt Bild 3.9.

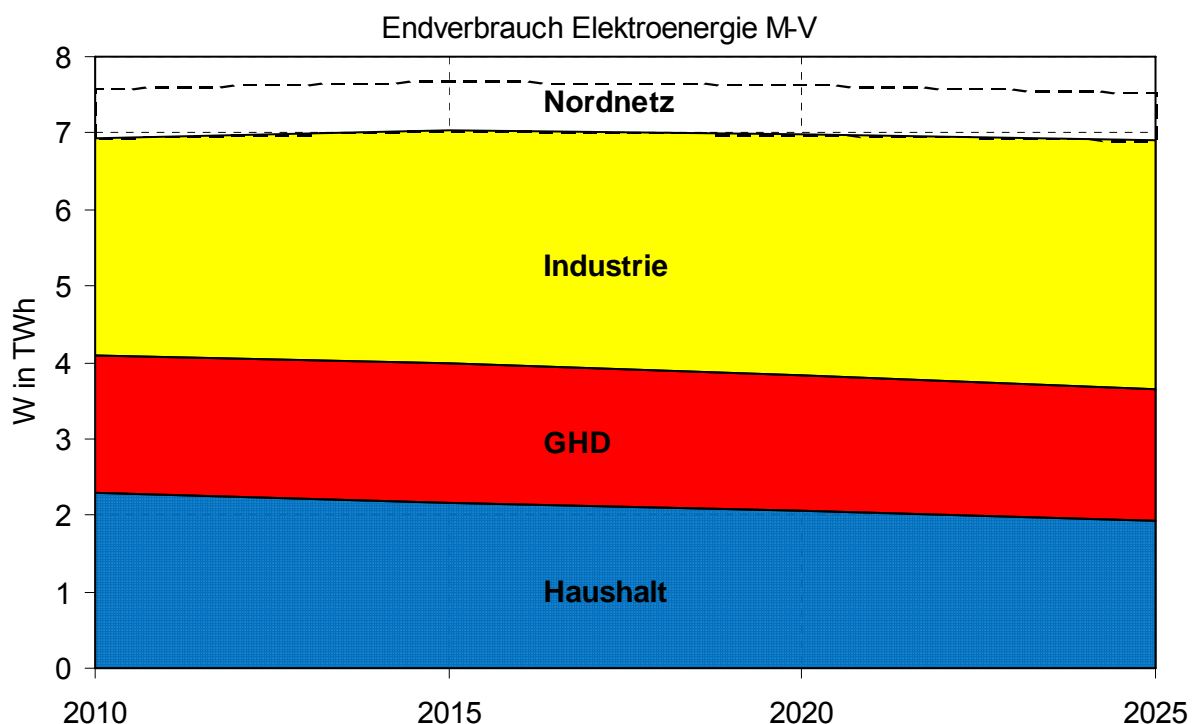


Bild 3.9: Prognose des Verbrauchs in M-V nach Sektoren sowie im Nordnetz

Zu erkennen ist, dass sich bei etwa stetigem Gesamtverbrauch bis 2025 die Anteile der Sektoren verschieben. Nach 2025 ist mit weiter fallenden Elektroenergieumsätzen herkömmlicher Verbraucher zu rechnen.

Für die Berechnungen bis zum Jahr 2025 wurden ausschließlich die klassischen Strukturen des Verbrauchs elektrischer Energie berücksichtigt. Eine zunehmende Deckung von Energiebedarfen im Bereich von Wärme und Mobilität durch Elektroenergie bis 2025 wurde zunächst vernachlässigt. Deren zukünftiger Einfluss wird nicht in Frage gestellt, entsprechende Nutzungsprofile und die zeitliche Umsetzung sind jedoch bisher zu ungewiss. Bei zügiger Entwicklung der Transformation von Verbrauchssektoren in den Elektroenergiebereich sind positive Wirkungen auf den Netzausbau zu erwarten. Dazu ist die Einführung von finanziellen Anreizen in der Energiepreisstruktur erforderlich.

Die geografische Verteilung der Gesamt-Verbrauchsentwicklung ländlicher UW-Gebiete ist Bild 3.10 zu entnehmen. Es zeigt sich, dass insbesondere die östlichen Landesteile von stärkeren Rückgängen in der Stromnachfrage betroffen sein werden. Zusätzlich besteht eine Tendenz zur Konzentration der Verbräuche um die urbanen Gebiete.

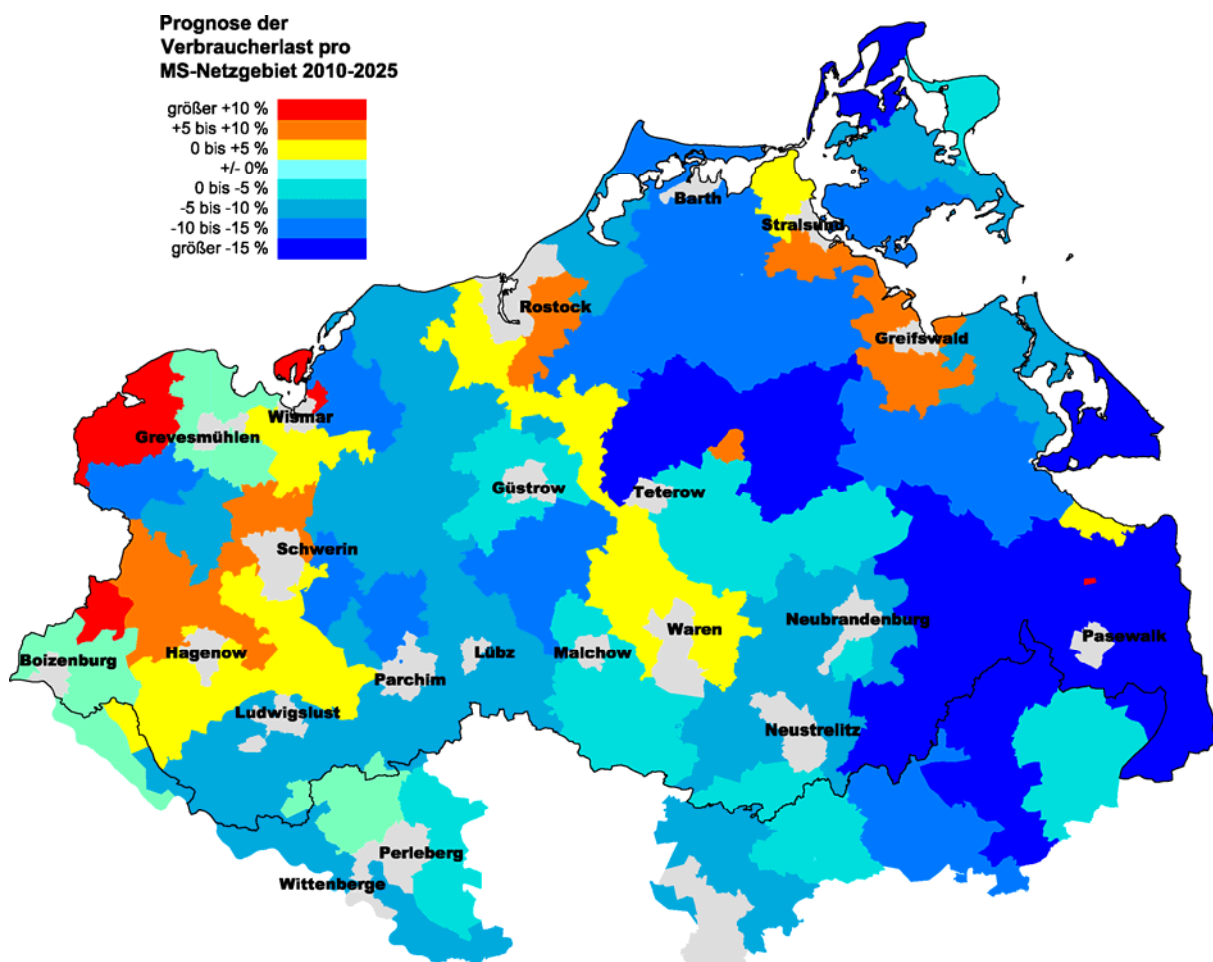


Bild 3.10: Regionale Entwicklung des Gesamtverbrauchs ländlicher UW-Gebiete bis 2025

3.3 Bilanzen von Einspeisung und Verbrauch bis 2025

Die in den vorhergehenden Abschnitten beschriebenen Prognosen für Einspeisung und Verbrauch in Mecklenburg-Vorpommern lassen in Verbindung mit den erstellten repräsentativen Lastprofilen und unter Vernachlässigung der Netzverluste zu, Bilanzen der momentanen Leistungen sowie der Jahresenergien zu erstellen. Aufbauend auf dem Ausgangszustand 2010 wird im Folgenden gezeigt, wie sich die Entwicklung der Bilanzen bis 2025 auf der Grundlage der erstellten Prognosen vollziehen kann.

Bild 3.11 zeigt den Vergleich der momentanen Leistungen der gesamten Netzeinspeisung und des Verbrauchs in M-V für den Stand 2010 für einen Sommer- und einen Wintermonat.

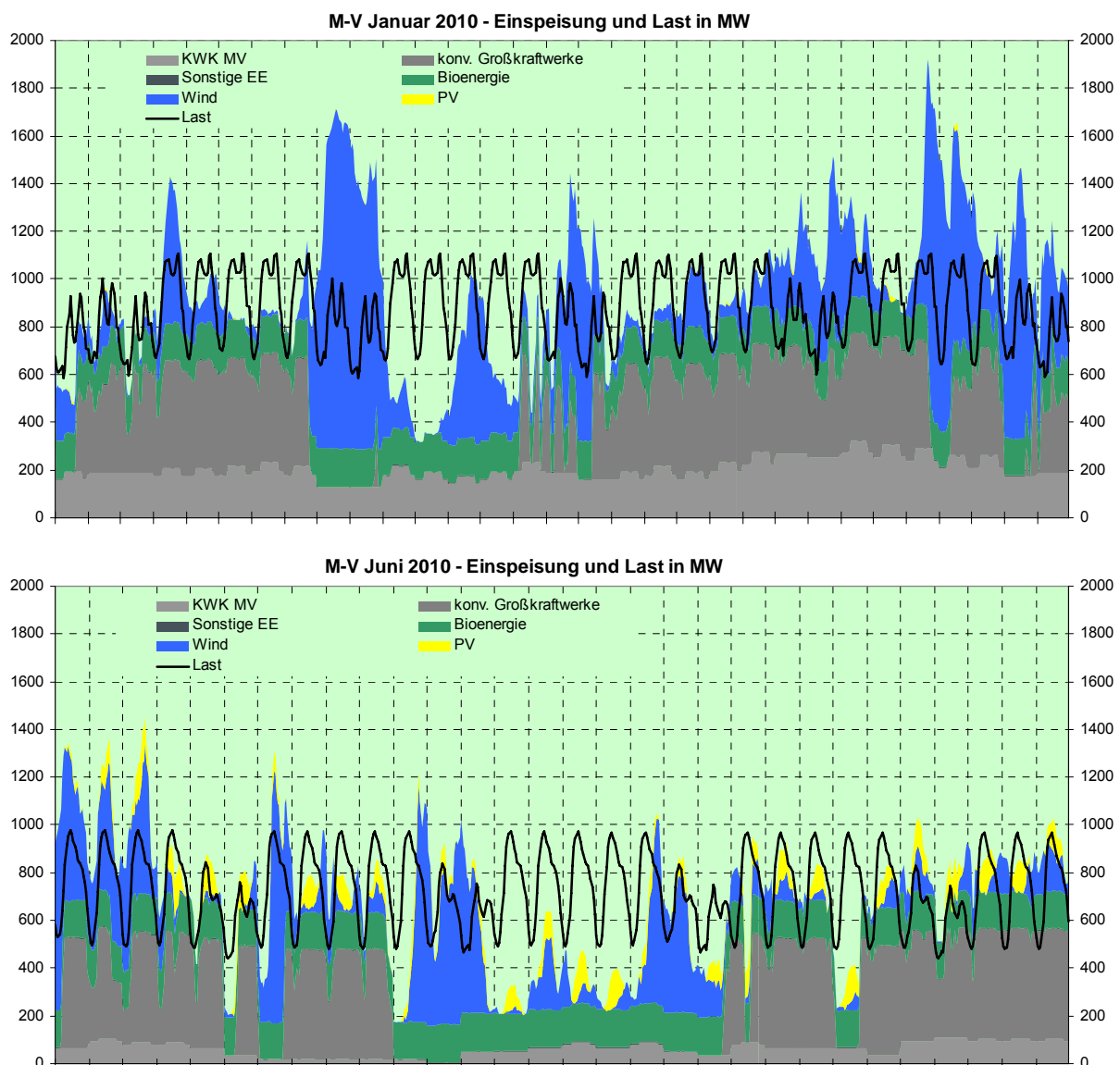


Bild 3.11: Vergleich der Leistungen von Einspeisung und Verbrauch in M-V 2010 zu verschiedenen Jahreszeiten

Der bilanzielle Leistungsüberschuss im Jahr 2010 betrug maximal 1.240 MW, wobei die Spitzen des Überschusses zu unterschiedlichen Zeiten des Jahres – vor allem in der Winter- und Übergangszeit – auftraten. Zu diesen Zeitpunkten entstehen bereits seit einigen Jahren

häufig lokale Netzengpässe, bei denen über das Netzsicherheitsmanagement in das Erzeugungsgeschehen eingegriffen werden muss. Die maximale Unterdeckung der Last betrug etwa 730 MW. Zu den Zeiten der Unterdeckung wird zusätzliche, nicht in M-V produzierte Leistung benötigt und aus anderen Regionen bezogen. Im Jahr 2010 überwogen bereits die Zeitpunkte mit Leistungsüberschuss.

Die Netto-Stromerzeugung im Jahr 2010 betrug 8,6 TWh [2], die aus erneuerbaren Energien 4,1 TWh. Bei einem Endverbrauch von 6,9 TWh wurden demzufolge etwa 58 % des Verbrauchs bilanziell aus EE-Anlagen gedeckt. Dass diese Aussage nur für die bilanzierte Gesamtenergie gilt, wird aus Bild 3.11 deutlich.

Aus Sicht der Netzbelastungen ist die Leistungsbilanz zunächst von geringer Aussagekraft, da sich erstens die Belastungen je nach Örtlichkeit und Netzebene stark unterscheiden und zweitens das Netz durch Leistungsansätze zusätzliche Belastungen erfahren kann. Die Zusammenstellung gibt Auskunft darüber, mit welchen Gleichzeitigkeiten die Einspeisungen auftreten und in welcher Form sich die einzelnen Profile überlagern bzw. ergänzen.

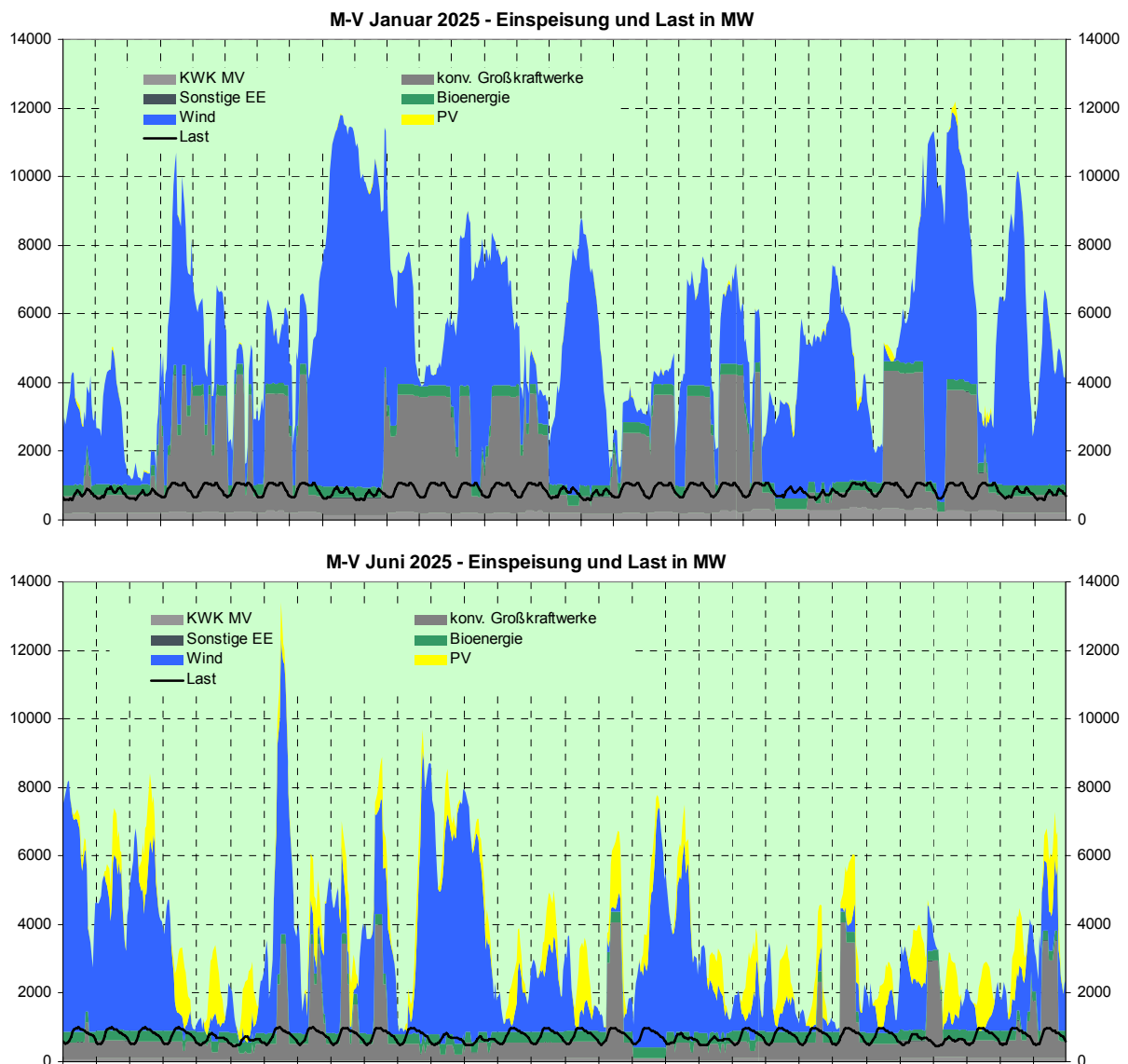


Bild 3.12: Vergleich der Leistungen von Einspeisung und Verbrauch in M-V als Prognose des Jahres 2025 im oberen Szenario zu verschiedenen Jahreszeiten

Das Bild 3.12 zeigt die Aufskalierung der Leistungsbilanz M-V für das Jahr 2025 im oberen Szenario. Es zeigt sich, dass die Einspeisungen ein Vielfaches der Last betragen und demzufolge die zu exportierenden Leistungsüberschüsse stark ansteigen. Neben den Einspeisungen aus EE-Anlagen kommen ab 2020 vermutlich zusätzliche Einspeiser durch neue konventionelle Kraftwerke hinzu. Zeitweise können sich dann höhere Einspeisungen konventioneller und regenerativer Quellen überlagern und zu erhöhten Netzbelastungen führen. Das Netz muss für die Kombination aller Einspeisepprofile ausgelegt sein.

Der Leistungsüberschuss kann sich bis 2025 auf Spitzenwerte von bis zu 12,9 GW erhöhen. In Zeiten geringster Einspeisung treten dennoch Leistungsdefizite von bis zu 150 MW auf, obwohl diese Zeitpunkte dann bereits weniger als 1 % des Jahres ausmachen.

Rein bilanziell ist ab 2025 gemäß dem oberen Szenario etwa die gut 6fache Deckung des Strombedarfs im Land möglich. Aus EE-Anlagen steht bilanziell dann etwa die 4,7fache Menge elektrischer Energie zur Verfügung. Die überschüssige Energie muss in südlichere Regionen Deutschlands mit geringerer regenerativer Deckungsrate exportiert werden. Es ist gemäß Kapitel 3.2 ebenso denkbar, weitere Latsektoren zur Deckung aus elektrischer Energie heranzuziehen und somit den Verbrauch im Land zu erhöhen.

In Tabelle 3.1 sind zusammenfassend die Eckdaten der Leistungs- und Energiebilanzen für M-V für die relevanten Zeitschritte zusammengestellt.

Energie- und Leistungsbilanzen für M-V	2010	2015	2020	2025
maximale Last	1.120 MW	1.120 MW	1.110 MW	1.095 MW
minimale Last	440 MW	450 MW	450 MW	445 MW
maximale Einspeisung	1.985 MW	4.865 MW	9.480 MW	13.800 MW
minimale Einspeisung	155 MW	230 MW	320 MW	430 MW
maximale Unterdeckung	730 MW	595 MW	220 MW	150 MW
maximale Überdeckung	1.235 MW	3.855 MW	8.445 MW	12.920 MW
Endenergieverbrauch Strom	6,9 TWh	7,0 TWh	7,0 TWh	6,9 TWh
Netto-Stromerzeugung	8,6 TWh	17,9 TWh	31,5 TWh	42,6 TWh
EE-Netto-Stromerzeugung	4,1 TWh	13,7 TWh	25,5 TWh	32,5 TWh

Tabelle 3.1: Energie- und Leistungsbilanzen für M-V 2010 bis 2025 (oberes Szenario)

4 Ermittlung des erforderlichen und optimierten Netzausbaubedarfs

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der strukturierten Netzausbauplanung für die Hoch- (HS) und Höchstspannungsebene (HöS) bis zum Jahr 2025 beschrieben (Kapitel 4.1 bis 4.4). Der Ausbaubedarf der darunter angeordneten Spannungsebenen basiert auf exemplarischen Betrachtungen und ist im Kapitel 4.5 beschrieben.

4.1 Methodiken, Randbedingungen und Modelle

Die durch die Zunahme dezentraler Einspeiser immer öfter auftretende Lastflussumkehr sowie das geänderte Spannungsgefälle im Rückspeisefall führen zu neuen Belastungszuständen des Netzes. Aufgrund der wetterbedingten eher stochastischen Charakteristik der Wind- und PV-Einspeisung fällt es zunehmend schwer, durch definierte Berechnungsszenarien die extremen und auslegungsrelevanten Betriebszustände aller Netzteile in ausreichender Genauigkeit zu erfassen. Ungünstige aber in der Realität auftretende Kombinationen verschiedener Einspeiserarten sowie der Last sind oft durch Annahmen nicht vorhersehbar bzw. können durch Worst-Case-Annahmen bisweilen auch überbewertet werden. Um die Realität genauer abbilden zu können, ist die Rechnung mit geschlossenen Jahreszeitreihen das probatere Mittel. Die Lastflussrechnung mit den 35.040 Viertelstunden-Werten des Basisjahres 2010 wurde daher in dieser Studie für alle Ausbaurechnungen verwendet.

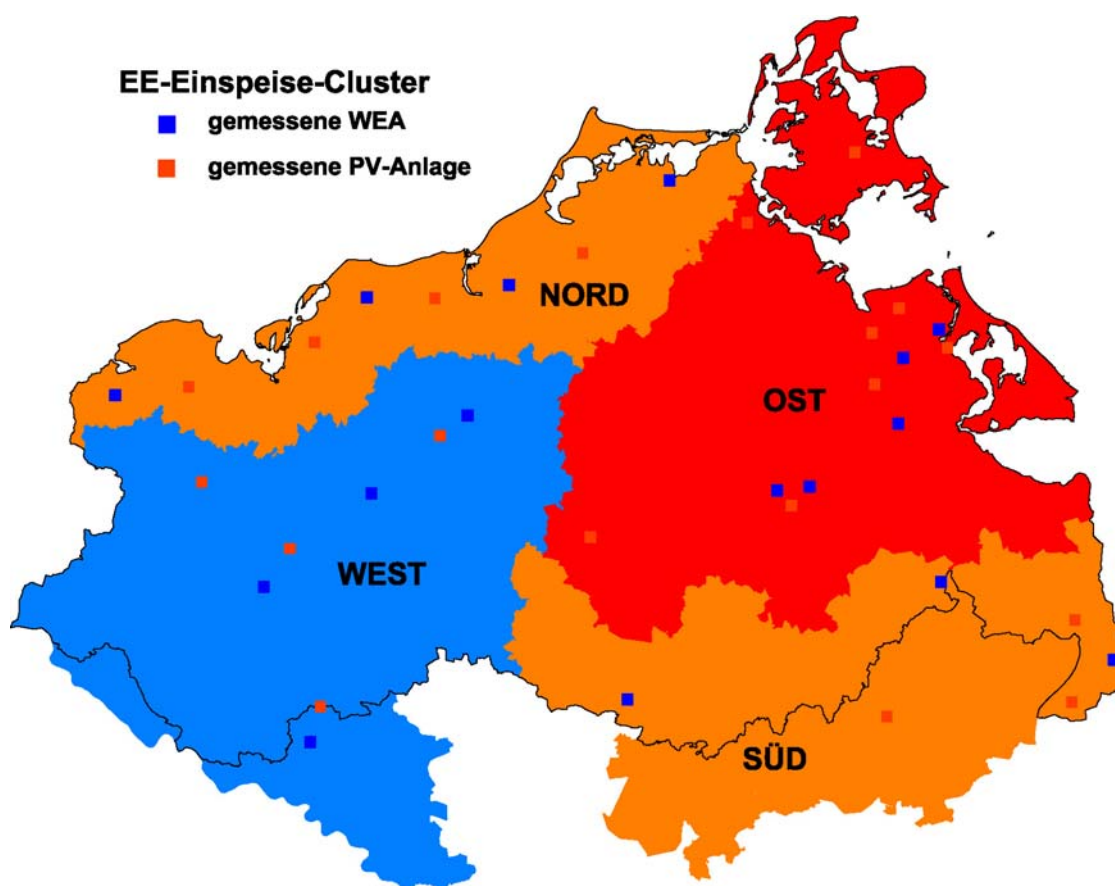


Bild 4.1: Erneuerbare-Energien-Einspeise-Cluster (EE-Cluster)

Grundlage für diese Methode ist das Vorliegen von repräsentativen Jahrgängen der Wirk- und Blindleistung aller Quellen und Senken des betrachteten Netzgebiets. Die anlagenbezogenen Zeitreihen werden nach Maßgabe der Jahresarbeit aus den repräsentativen Jahrgängen auf die tatsächliche Größe skaliert.

Einspeisezeitreihen für Anlagen Erneuerbarer Energien wurden aus Messdatenreihen des Jahres 2010 abgeleitet. Um ein repräsentatives Bild zu erhalten, wurden Messungen einer Vielzahl im Land verteilter Einzelanlagen bzw. Energieparks einbezogen und aufbereitet. Um die regionalen Unterschiede zeitgleicher Einspeisung ansatzweise erfassen zu können, wurden dazu EE-Gebietscluster gemäß Bild 4.1 gebildet. Dabei zeigten sich teilweise beachtliche Differenzen zwischen örtlich entfernten korrespondierenden Clusterzeitreihen.

Für die Verbraucher erfolgte eine Rekonstruktion der Lastgänge aus der Kombination einer Vielzahl verschiedener lokal gültiger Standardlastprofile sowie speziellen Sonderlastprofilen.

Die zu erwartenden Einspeiseprofile konventioneller Großkraftwerke lassen sich durch Marktsimulationsanalysen abschätzen. Grundlage dieser Simulationen ist ein Optimierungsmodell, welches analog auch zur Kraftwerkseinsatzplanung Verwendung findet. Die Zielfunktion der Optimierung wird durch die minimalen Erzeugungskosten formuliert. Die hier verwendeten Eingangsdaten wurden in einer Modellrechnung der 50Hertz ermittelt.

Konventionelle wärmegeführte KWK-Anlagen erhielten spezielle temperaturabhängige Einspeiseverläufe für Anlagen unterschiedlicher Größenklassen.

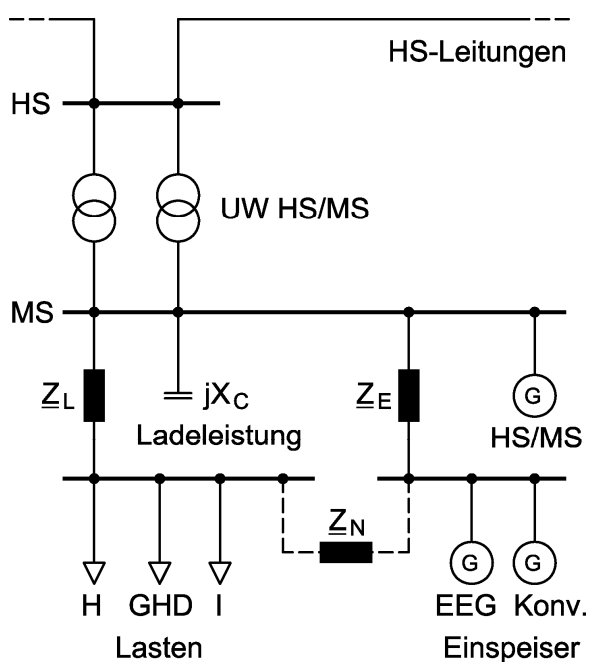


Bild 4.2: Modell eines MS-Netzgebiets

Für die erforderliche Netzberechnung kam die Software DigSILENT PowerFactory zur Auswahl. Im aufgebauten Netzmodell ist das Netzgebiet des Nordnetzes der Hoch- und Höchstspannungsebene detailgetreu abgebildet. Die Lastflusszustände außerhalb des Betrachtungsgebiets werden durch ein vereinfachtes europäisches Randnetz justiert. Dem Höchstspannungsnetz unterlagerte Netzebenen außerhalb des Betrachtungsgebietes sind durch Ersatzimpedanzen repräsentiert.

Die unterste Last- und Einspeiseebene der Berechnungen bilden die MS-Umspannungsgebiete. Diese werden durch ein vereinfachtes Modell gemäß Bild 4.2 abgebildet. Eine höhere Auflösung der Mittelspannungsebene

würde unvermeidbar höheren Aufwand ohne größeren Zugewinn an Detailschärfe für die Lastflusszustände der Hoch- und Höchstspannungsnetze bedeuten. Die MS-Netze werden dementsprechend in einem Modell gemäß [1, 21] konzentriert und anhand der von den VNB bereitgestellten Daten parametrisiert. Die initiale Zuordnung der EE-Anlagen zu einer Netzebene erfolgt nach dem für die Netzebenen optimierten Leistungskriterium gemäß Tabelle 4.1.

Methodisch wird für die Ausbauplanung zunächst der Endausbauzustand in den Netzen für die Zeitscheibe 2025 berechnet. Das Zielnetz wird hierfür im mittleren und oberen Szenario parallel ermittelt, um einen steten Abgleich der Netzausbauvarianten und die Kompatibilität der Ausbaumaßnahmen zu gewährleisten. Auf diese Weise wird ein Masterplan, d.h. ein möglichst robuster und nachhaltiger Fahrplan des Netzausbaus, angestrebt (Bild 4.3).

Netzebene	installierte Anlagenleistung	EE-Anlagentypen
NS (7)	bis 50 kW	PV EFH/MFH-Dächer
MS/NS (6)	> 50 bis 200 kW	PV Industriedächer
MS (5)	> 0,2 bis 5 MW	Bioenergieanlagen; Windenergie; PV Freiflächen, Gewerbegebiete
HS/MS (4)	> 5 bis 10 MW	Windenergie; PV Freiflächen
HS (3)	> 10 MW	Windenergie; PV Freiflächen

Tabelle 4.1: Leistungskriterium zur Wahl der Netzebene

Die Ausgangsbasis der Netzausbauplanung bildet das Startnetz. Dieses beinhaltet zunächst die grob vordefinierten separaten Netze für Erzeugungsanlagen (siehe Kapitel 4.2), welche im Verlauf der Netzoptimierung schrittweise weiter nach ökonomischen und technischen Gesichtspunkten optimiert werden.

Es wird angenommen, dass die separaten Netze ab dem Zeitschritt 2020 zur Verfügung stehen können. Die Realisierungszeitpunkte aller weiteren Ausbaumaßnahmen werden im Anschluss anhand der Übergangszeitpunkte 2020 und 2015 ermittelt, wobei aus den Zwischenständen gegebenenfalls weiterer Ausbaubedarf entstehen kann.

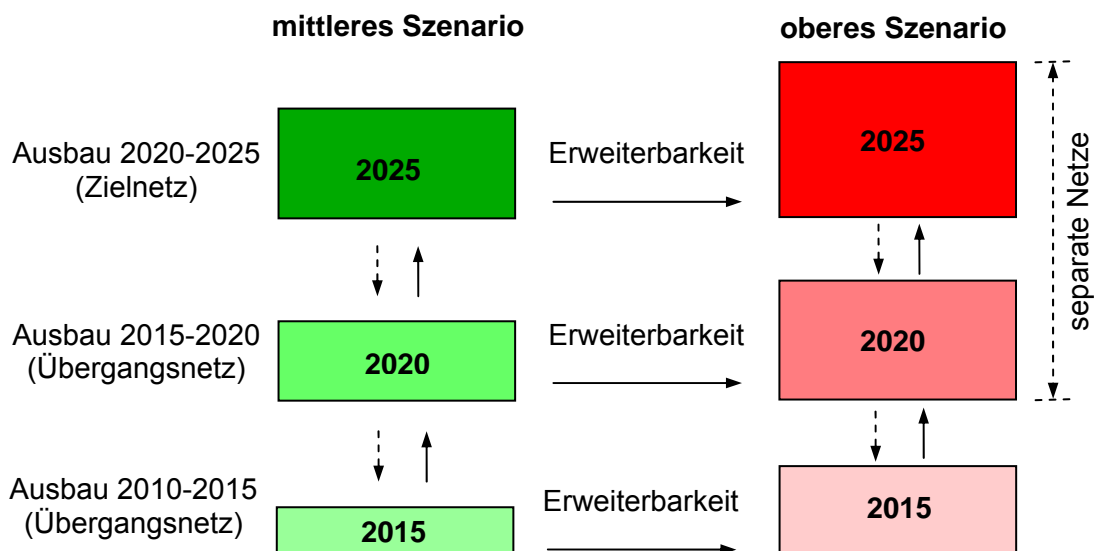


Bild 4.3: Systematik der Netzausbauberechnung

Als Bauart bei den ‚öffentlichen‘ Netzen wird die Freileitungsbauweise in vorhandener Trasse als Standardlösung bevorzugt. Diese stellt den besten Kompromiss zwischen technischen

Erfordernissen und wirtschaftlichem Handeln dar. Bei neu zu wählenden Trassen wird aufgrund von Hemmnissen im Genehmigungsverfahren durch Akzeptanzprobleme von Kabelbauweise ausgegangen.

Als planerischer Grundsatz für den Netzausbau in der HöS- und HS-Ebene gilt das (n-1)-Prinzip. Nach Ausfall eines Betriebsmittels muss der Weiterbetrieb des Netzes ohne eine Verletzung von Grenzwerten gewährleistet sein. Die planerische Auslastungsgrenze wurde bei 90 % der thermischen Grenzlast festgelegt, um ausreichende Reserven für die bei Rechnungen mit standardisierten Profilen nicht erfassbaren Streuungen um das statistische Mittel sowie Extremzustände anderer Witterungsjahre vorhalten zu können. Je nach Spannungsebene wurden kurzzeitige Überlastungsfähigkeiten der Betriebsmittel bis zu 30 % vorausgesetzt, sofern die Überlastungen durch lokale Anlagenregelung kurzfristig beseitigt werden können. Für separate Netze, die ausschließlich dem Zweck der Einspeisung dienen, wird aus ökonomischen Gründen die weniger redundante (n-0)-sichere Auslegung gewählt. Im Fehlerfall muss die Einspeisung dabei soweit reduziert werden, dass die thermische Grenzbelastung der verbliebenen Betriebsmittel nicht überschritten wird.

Zur Steuerung des Blindleistungshaushalts erwies sich die Beteiligung aller Einspeiseanlagen durch Q(U)-Regelung mit einem Arbeitsbereich $0,95 \text{ untererregt} \leq \cos \varphi \leq 0,95 \text{ übererregt}$ als zielführend. Diese Aspekte, speziell ein Blindleistungs-Gesamtkonzept aller Spannungsebenen, sollte Gegenstand weiterer Untersuchungen sein.

4.2 Ausbaubedarf im Höchstspannungsnetz 220/380 kV

Der Szenariorahmen bedingt im betrachteten Teil des HöS-Netzes der 50Hertz mitunter erheblichen Netzausbaubedarf. Neben der Verstärkung vorhandener und der Schaffung neuer HöS/HS-Netzverknüpfungspunkte zur Entlastung der unterlagerten Netzebenen und der Realisierung separater Netze, welche ausschließlich zur Bündelung von Erzeugerleistung dienen sollen (siehe Kapitel 4.3), ist die Umsetzung einer Reihe von Netzverstärkungen für den Leistungs transit in den südlichen und westlichen Teil Deutschlands notwendig.

Priorität bei der Planung besitzen die im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) als dringlich definierten Maßnahmen sowie die Prämisse zur vorrangigen Nutzung vorhandener Trassenkorridore. Bei der Planung wurde den im Netzentwicklungsplan 2012 (NEP 2012) [22] aufgeführten Maßnahmenpaketen besonderes Augenmerk gewidmet und deren Relevanz geprüft.

Bis zum Jahr 2015 wird den Berechnungen zufolge die Dringlichkeit einer Realisierung der „Uckermarkleitung“ (EnLAG) bestätigt. Zur Vermeidung von Netzengpässen wird zusätzlich deren Verlängerung bis zum Netzknotenpunkt Pasewalk (NEP 2012: Projekt 36 – Maßnahme 21 „Uckermarkleitung Nord“) bis 2015 vorausgesetzt.

Entgegen des derzeitigen Planungsstandes ist den Berechnungen zufolge allerdings eine Ausführung als Hochstrom-Freileitung notwendig. Mit Blick auf das obere Szenario ist, auf dem Teilstück zwischen Bertikow und Vierraden, sogar eine über die Hochstromleitung hinausgehende Übertragungskapazität erforderlich.

Die bereits seit Dezember 2012 in Betrieb befindliche Nordleitung zwischen Görries und Krümmel (EnLAG) wurde entsprechend ab dem Zeitschritt 2015 aufgeführt. Problematisch ist in diesem Zusammenhang, dass die bereits umgesetzte Ausführung als Standard-Freileitung

ebenfalls im oberen Szenario als nicht ausreichend erachtet und für die Erfordernisse des Prognosehorizonts 2025 angepasst werden müsste. Der dabei maßgebliche berechnete Leistungsaustausch beruht allerdings im Wesentlichen auf den Ergebnissen der Marktsimulation mit den dabei definierten Randbedingungen und ist für den konkreten Fall durch Berechnungen mit aktualisierten Randbedingungen erneut zu verifizieren.

Darüber hinaus umfasst die Netzausbaubauplanung im HöS-Netz den Neubau der bestehenden 220-kV-Freileitung zwischen Güstrow und Wolmirstedt als 380-kV-Hochstrom-Freileitung auf vorhandener Trasse. Das Projekt hat eine Gesamtlänge von 195 km. Besondere Bedeutung besitzt diese Maßnahme im Hinblick auf die von der Bundesnetzagentur veröffentlichte bestätigte Fassung des Netzentwicklungsplans 2012 [23]. Diese stellt die fachliche Grundlage des sich noch im parlamentarischen Prozess befindlichen Bundesbedarfsplanes dar und hat lediglich 51 der von den Netzbetreibern eingebrachten 74 Maßnahmenpakete als erforderlich eingestuft.

Die Maßnahme „Güstrow-Wolmirstedt“ (NEP: P34 – M22) wird darin als wirksam und bedarfsgerecht aber nicht dringlich bewertet und deshalb nicht in die bestätigte Fassung übernommen.

Der aktualisierte Szenariorahmen dieser Studie weist allerdings über alle Szenarien hinweg einen Bedarf der Umrüstung dieser Verbindung auf 380 kV bis spätestens zum Jahr 2020 aus. Vor diesem Hintergrund wurde eine spezielle Parametervariation (Anpassung Offshore-Windenergie und konventionelle Kraftwerke an Szenariorahmen NEP 2013) durchgeführt, welche diesen Bedarf untermauert. Die Ausbaumaßnahme „Güstrow-Wolmirstedt“ zeigt sich dabei sehr robust. Lediglich im Falle keines Neubaus von Kraftwerken am Standort Lubmin und wesentlichen Verzögerungen im Ausbau der Offshore-Windenergie zeigt sich die Maßnahme erst im Zeitschritt 2020 bis 2025 als dringend erforderlich.

Die Ergebnisse für das obere Szenario gehen sogar über das ursprüngliche Maßnahmenpaket des NEP hinaus. Hiernach ist bis 2020, bedingt durch die doppelte Kraftwerksleistung am Netzknotenpunkt Lubmin und dem höheren Zubau an Erneuerbaren Energien, zusätzlich die Umrüstung der bestehenden 220-kV-Trasse von Lubmin über Lüdershagen und Rostock nach Güstrow (NEP: P35 – M78) auf 380 kV notwendig. Hinzu kommt die Einbindung und ggf. Umstellung der Umspannwerke Lubmin, Lüdershagen, Bentwisch und Güstrow. Während die bis 2020 im mittleren Szenario getroffenen Ausbaumaßnahmen auch im entsprechenden Zeitschritt 2025 ausreichend Kapazität bereitstellen, erfordert das obere Szenario bis 2025 zusätzlich eine Verstärkung der Netzkapazität zwischen Lubmin und Neuenhagen (220 km; Hochstromleiterseil). Als Alternative wurde die im NEP aufgeführte Maßnahme 84 (Projekt 21) zwischen Pasewalk und Lubmin geprüft. Der Ausbau dieser Leitung wirkt sich jedoch nachteilig auf die Belastung der ohnehin stark belasteten Uckermarkleitung aus und wurde aus diesem Grund nicht weiter berücksichtigt.

In Summe belaufen sich die notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen im untersuchten Netzgebiet der 50Hertz auf rund 430 km (mittleres Szenario) bis 810 km (oberes Szenario). Der auf das Gebiet von Mecklenburg-Vorpommern entfallende Anteil auszubauender HöS-Trassen beträgt dabei je nach Szenario 134 km bis 400 km. Die in den Bildern 4.4 und 4.5 dargestellten Pläne zeigen den erforderlichen Ausbauzustand für das mittlere und obere Szenario bis zum Zeitschritt 2025.

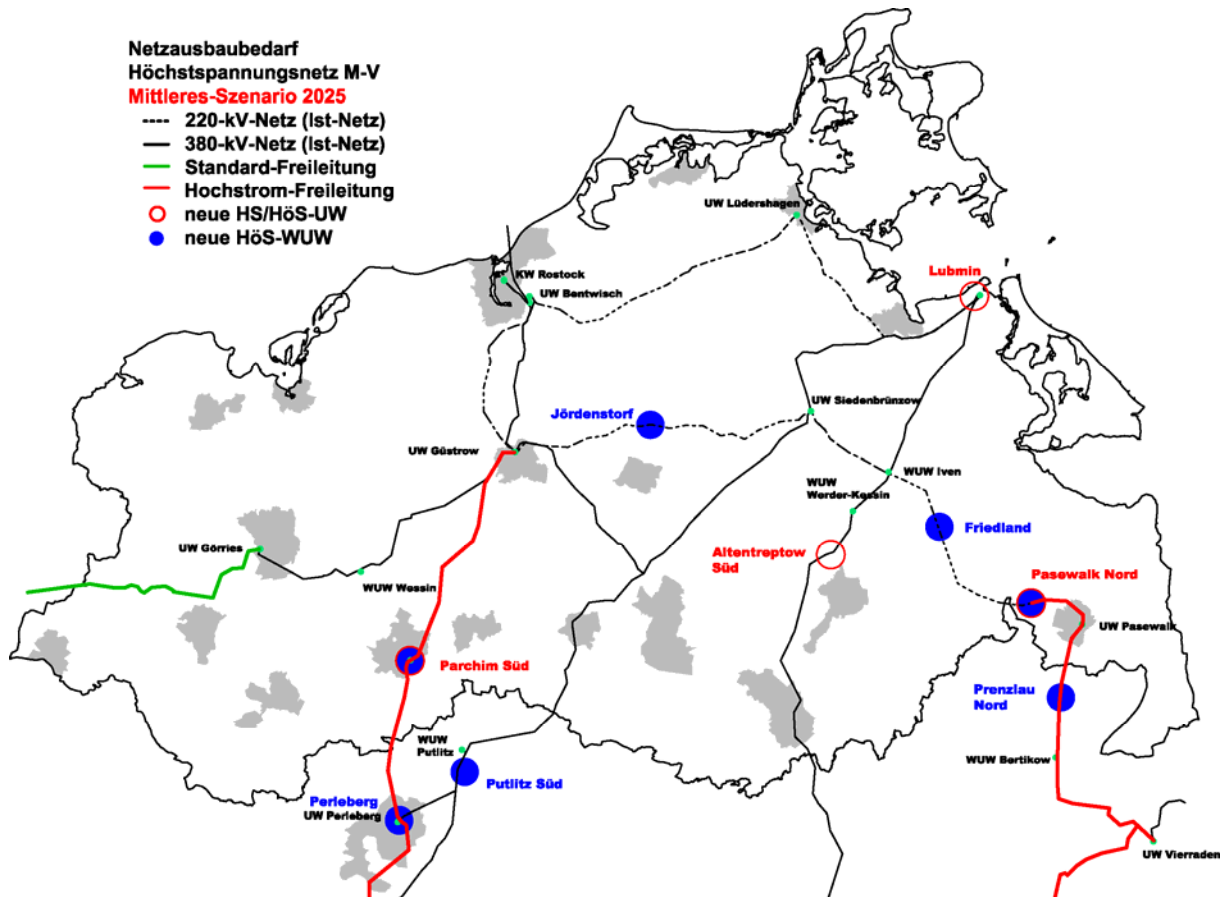


Bild 4.4: Netzausbaumaßnahmen im Höchstspannungsnetz – mittleres Szenario 2025

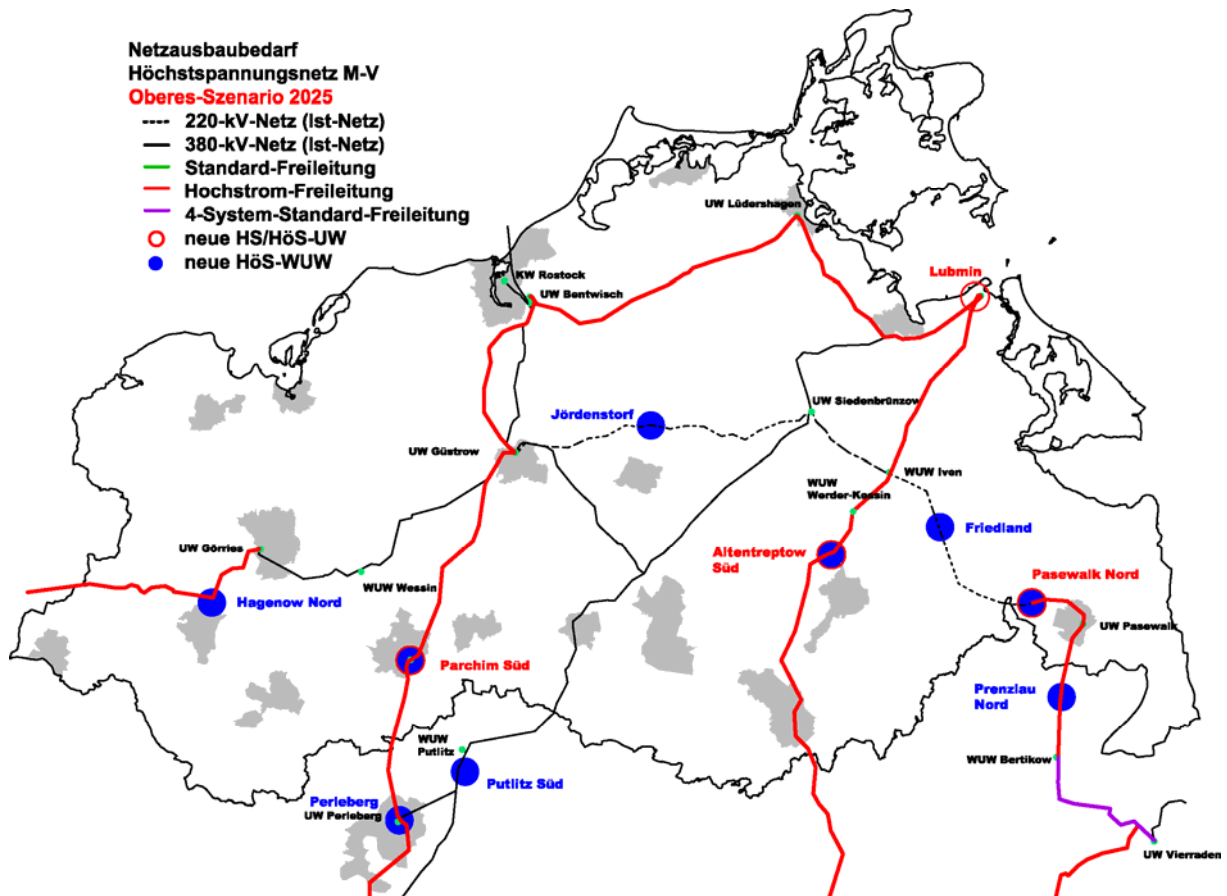


Bild 4.5: Netzausbaumaßnahmen im Höchstspannungsnetz – oberes Szenario 2025

Der Bau einer HGÜ-Verbindung von M-V nach Süddeutschland - wie im Szenario B2032 des NEP 2012 dargestellt - könnte hingegen zu einer stärkeren Entlastung des HöS-Netzes führen. Die Einbindung eines solchen leistungsstarken Netzknotenpunkts wurde gesondert untersucht und im Hinblick auf das Übertragungsnetz als durchaus konkurrenzfähig zum erweiterten klassischen Netzausbau eingestuft. Um jedoch einen lohnenden Effekt erzielen zu können, musste die HGÜ-Verbindung dabei auf eine Übertragungsleistung von 4 GW ausgelegt werden (zwei 2-GW-Systeme).

Wesentliche Vorteile bezüglich der Investitionskosten gegenüber dem klassischen Netzausbau ließen sich dabei nicht feststellen. Dazu sind weitere Untersuchungen mit neuen Erkenntnissen zu Bauweise und Herstellkosten der HGÜ-Technik erforderlich. Speziell die Einflüsse auf die Lastflüsse in den unterlagerten Netzebenen sind dabei nicht zu unterschätzen. Hier sollten weitergehende Untersuchungen den einzuberechnenden zusätzlichen bzw. geänderten Netzausbau im 110-kV-Verteilnetz einschließen

Neben den auszubauenden Freileitungstrassen ist auch eine Vielzahl von Transformatoren im HöS-Netz von kritischen Auslastungszuständen betroffen.

Den Berechnungen zufolge besteht bis 2015 bereits ein erheblicher Bedarf zur Erweiterung bestehender bzw. zum Bau neuer Umspannwerke zur Aufnahme von EE-Leistung im Nordnetz.

Neben den bereits in Vorbereitung befindlichen Erweiterungen der Umspannwerke in Perleberg, Siedenbrünzow, Bentwisch und Güstrow sind Neu- und Umbauplanungen von Netzverknüpfungspunkten in Parchim Süd, Lubmin, Altentreptow Süd und Pasewalk Nord unerlässlich. Mit dem weiterhin stetigen Zubau an Einspeisern sind schließlich auch Görries und im oberen Szenario zusätzlich Lüdershagen vom Zubau an Übertragern betroffen.

Der geplante Umbau der 220-kV-Trasse von Neuenhagen bis Pasewalk erfordert zusätzlich den Einsatz zweier 380/220-kV-Netzkuppler, deren Einbindung ggf. zunächst am Standort Bertikow und nach Fertigstellung der Trassen und des neuen Umspannwerks Pasewalk Nord erfolgen muss. In Summe werden 14 neue Transformatoren bis zum Jahr 2015 und bis zu 20 Transformatoren bis zum Jahr 2020 im HöS-Nordnetz benötigt. Der Gesamtbedarf neuer 380/110kV- bzw. 380/220kV-Transformatorkapazitäten - ohne Berücksichtigung der separaten Netze - beläuft sich bis 2025 auf 20 bis 22 Stück respektive 7,4 GW / 8,4 GW Transformatorenleistung. Hinzu kommen bis zu 14 weitere Transformatoren bzw. 4,3 GW Transformatorenleistung für den Anschluss der vorgesehenen separaten Netze (Kapitel 4.3).

4.3 Separate Netze

Der Aus- und Umbau im Übertragungsnetz über das Jahr 2015 hinaus wird im Wesentlichen durch hohe Rückspeisungen aus den unterlagerten Netzen, die Erschließung neuer WEG, die Einbindung der Offshore-Windenergie und dem Neubau von Gaskraftwerken getrieben. Insbesondere für leistungsstarke Windparks sind zur Entlastung unterlagerter Netzebenen zukünftig vermehrt Verknüpfungspunkte mit dem Höchstspannungsnetz zweckmäßig. Die Integration der großen lokalen regenerativen Erzeugungsleistungen kann durch separate Netzstrukturen (im Folgenden separate Netze genannt) erfolgen. Durch die Entkopplung von der öffentlichen Versorgung sind kostengünstige und weniger redundante Netzstrukturen möglich, für die aus Abwägungen zwischen verschiedenen Umsetzungsproblematiken die Kabelbauweise bevorzugt wird.

Die Wahl der Standorte und die Ausdehnung derartiger separater Netze ist demnach Teil der technisch und wirtschaftlich optimalen Netzausbauplanung in der HöS- und HS-Ebene. Aufgrund planerischer und rahmenpolitischer Vorlaufzeiten werden diese frühestens ab dem Zeitschritt 2020 in den Maßnahmenkatalog aufgenommen.

In der Untersuchung wurden bereits im Ausgangsnetz vorläufige separate Netze definiert und diese schrittweise an den Endausbauzustand herangeführt. Insgesamt wurden sieben (mittleres Szenario) bzw. neun (oberes Szenario) separate Netze benannt, deren Realisierung einen Teil der Gesamtlösung des Netzausbaus darstellt. In den Berechnungen wird von der Realisierung der separaten Netze in 110-kV-Kabelbauweise ausgegangen.

Zu nennen sind die im Bereich der südöstlichen Bundesländergrenze von M-V und BB festgelegten separaten Netze „Prenzlau Nord“ (installierte Leistung 2025: mittleres Szenario 520 MW / oberes Szenario 730 MW), „Pasewalk Nord“ (370 MW / 450 MW), „Putlitz Süd“ (530 MW / 910 MW) und „Perleberg“ (490 MW / 590 MW), sowie die im Land verteilten separaten Netze „Parchim Süd“ (340 MW / 360 MW), „Jördenstorf“ (120 MW / 130 MW), „Friedland“ (130 MW / 250 MW), „Altentreptow Süd“ (- / 340 MW) und „Hagenow Nord“ (- / 600 MW).

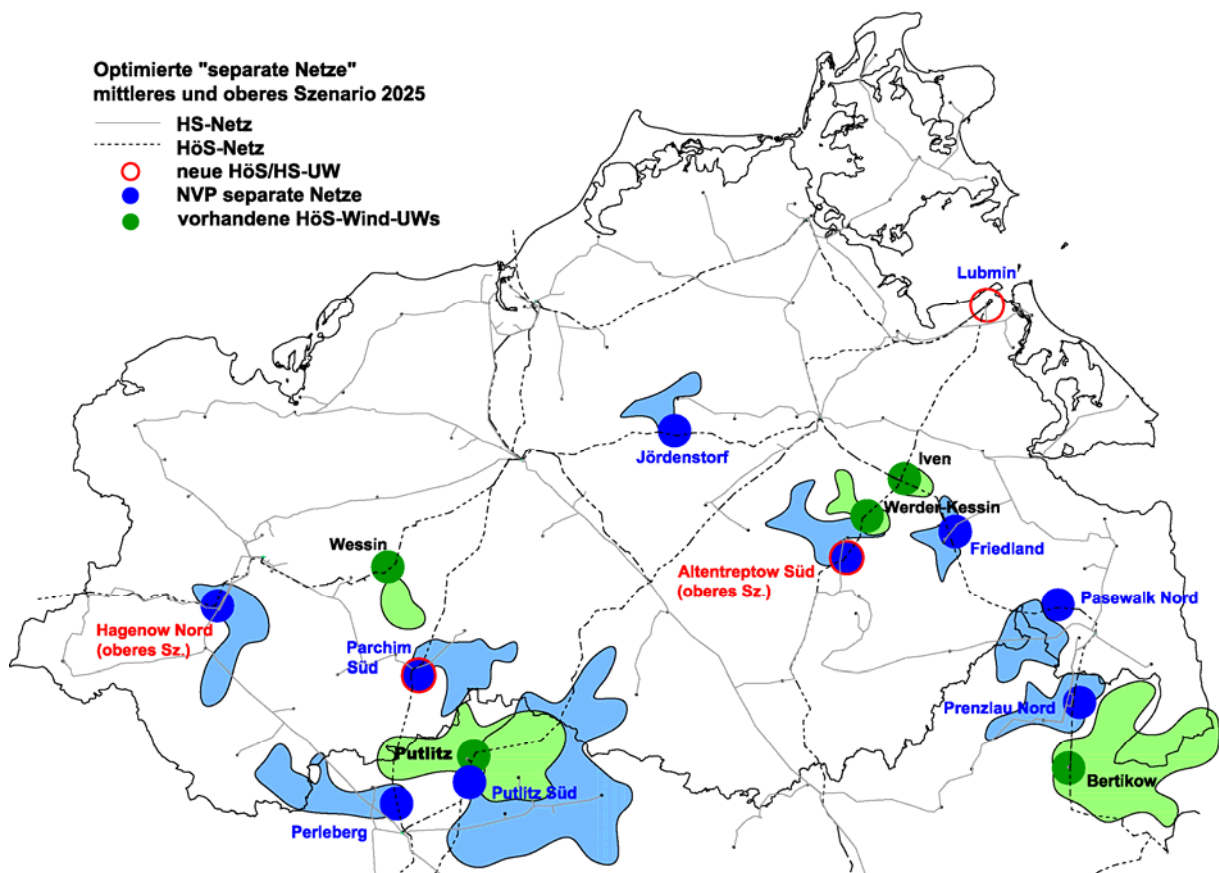


Bild 4.6: Optimierte separate Netze – mittleres und oberes Szenario 2025

Für das bestehende separate Netz der ENERTRAG mit Anschluss in Bertikow ist ebenfalls ein deutlicher Zuwachs der installierten Leistung auf 740 MW bzw. 870 MW ermittelt worden, welcher auf der Erweiterung bestehender Windparks, dem Repowering von Altanlagen sowie der Erschließung weiterer Eignungsgebiete im unmittelbaren Umfeld des bestehenden 110-kV-Kabelnetzes beruht.

In Summe werden in diesen separaten Netzen rund 2,5 GW (mittleres Szenario) bzw. 4,4 GW (oberes Szenario) Windenergie zusammengeführt. Inklusive der Leistungssteigerungen in bestehenden Wind-UWs, erhöht sich die an HöS-Einspeisepunkten installierte EE-Leistung (onshore) bis 2025 auf 4 GW (mittleres Szenario) bzw. 6 GW (oberes Szenario). Die Karte in Abbildung 4.6 zeigt eine Übersicht der gewählten Standorte und deren Ausdehnung.

4.4 Ausbaubedarf im Hochspannungsnetz 110 kV

Der Netzausbau in der Hochspannungsebene der E.ON-edis und WEMAG ist, wie bereits beschrieben, sehr eng mit den Lösungen in der Höchstspannungsebene verknüpft. Die Abwägung zwischen konventionellen Netzausbauvarianten, der Integration von EE-Erzeugungsanlagen in separaten Netzen und dem Ausbau des Übertragungsnetzes macht ständige Rückkopplungen der Berechnungsergebnisse erforderlich.

Zusätzlich zu den Rückspeisungen aus dezentralen Anlagen wird das Hochspannungsnetz zunehmend mit überlagerten Lastflüssen beaufschlagt, die aus der stark belasteten Höchstspannungsebene in die Hochspannungsebene ausweichen (parasitäre Lastflüsse). In diesem Zusammenhang kann zukünftig ggf. auch durch weitere Netztrennungsmaßnahmen Ausbaubedarf vermindert werden.

Die Ausbauforschung zeigt bereits für die kurz- bis mittelfristige Planung bis 2015 mehrere Projekte auf, die zum überwiegenden Teil auch Bestandteile geplanter Umbau- und Neubaumaßnahmen der Netzbetreiber sind und sich für das mittlere und obere Szenario nur geringfügig unterscheiden.

Als fest geplante Netzausbaumaßnahmen wurden unter anderem die 2012 in Betrieb gegangene grunderneuerte Freileitungstrasse Güstrow – Bützow – Wismar sowie die Freileitung zwischen Perleberg und Hagenow (Hochstrom-Freileitung) eingestuft.

Im Weiteren werden aus den Planungen zur Entlastung bzw. Auftrennung von UW-Gebieten der Freileitungsneubau zwischen Malchin und Stavenhagen, der Neubau mehrerer HS-Schaltanlagen sowie die Einbindung der genannten HöS/HS-Netzverknüpfungspunkte in Lubmin, Altentreptow Süd, Pasewalk Nord (alle E.ON-edis) und Parchim Süd (WEMAG) berücksichtigt.

Darüber hinaus ergeben sich aus (n-0)- und (n-1)-Zuständen im Hochspannungsnetz sowie von weiteren (n-1)-Fällen im Höchstspannungsnetz Überlastungen lokaler Leitungstrassen, deren Beseitigung über den Vergleich meist mehrerer Ausbauvarianten zu erfolgen hatte.

Im Netzgebiet der WEMAG betrifft dies zunächst (bis 2015) die Trassen Güstrow – Brüel – Görries sowie Görries – Parchim, welche in Folge eines Fehlers auf der „Nordleitung“ im Übertragungsnetz massiv überlastet wären.

Speziell im Fall der Leitung Güstrow – Brüel – Görries wurde der klassische Ansatz des Netzausbaus mit der Variante einer Netzauftrennung verglichen. Aus technischer und wirtschaftlicher Sicht stellt sich die Netzauftrennung im UW Brüel als vorteilhaft dar. Diese erzwingt allerdings den Neubau der bestehenden Freileitung zwischen Brüel und Güstrow, da die Leitung bisher nur einsystemig ausgeführt ist.

Im HS-Netz der E.ON-edis sind ebenfalls bereits bis 2015 einige auslastungsbedingte Ausbaumaßnahmen anzuführen. Diese sind im Wesentlichen die Ersatz-Neubauprojekte:

- Pasewalk – Eggesin – Ducherow,
- Pasewalk – Neubrandenburg – Altentreptow Süd,
- Bentwisch – Grimmen,
- Lüdershagen – Greifswald – Siedenbrünzow und
- Greifswald – Lubmin.

Spezielles Augenmerk bei der Auslegung muss auf die (n-1)-Schaltzustände im Übertragungsnetz gelegt werden. Im Vordergrund stehen dabei Leitungsausfälle zwischen Lubmin und Siedenbrünzow sowie auf der Uckermarkleitung. Diese sind für einen Großteil der Überlastungen auf den Trassen Bentwisch – Grimmen, Lüdershagen – Siedenbrünzow und Pasewalk – Neubrandenburg verantwortlich.

Im Zeitschritt 2020 erweitert sich der Maßnahmenkatalog für das mittlere Szenario in der Hauptsache um den Ausbau zwischen Bentwisch und Schutow, von hier aus weiterführend in Richtung Kröpelin und Güstrow sowie von Siedenbrünzow nach Grimmen und Jarmen. (alle auf dem Netzgebiet der E.ON-edis)

Das obere Szenario erfordert bis 2020 allerdings bereits wesentlich größere Anstrengungen beim Netzausbau. Herauszustellen sind hierbei im Netz der E.ON-edis die Verlängerung der Ausbaumaßnahmen Schutow – Kröpelin über Wismar bis Grevesmühlen, der Neubau der Trassen Siedenbrünzow – Malchin, Lüdershagen – Grimmen – Siedenbrünzow, Altentreptow Süd – Neustrelitz und Pasewalk – Löcknitz. Im Netzgebiet der WEMAG bedingt der starke Zubau Erneuerbarer Energien zusätzlichen Ausbaubedarf zwischen Lüz und dem neuen Netzverknüpfungspunkt Parchim Süd sowie von Görries über Gadebusch bis Schönberg. Zur Optimierung der Netzausbaumaßnahmen mussten unter anderem netzgebietsübergreifende Anschlusskonzepte für Windparks gefunden werden.

Für das Zielnetz 2025 sind nach den umfangreichen Ausbausritten nur noch punktuelle Verstärkungen der Netzkapazität notwendig.

Im mittleren Szenario sind dies, neben einigen verzögert auftretenden Maßnahmen aus dem oberen Szenario 2020, die Neubauabschnitte Fürstenberg – Klosterwalde und Lüdershagen – Kenz. Die Trasse zwischen Güstrow und dem Abzweig zum UW Krakow tritt im oberen Szenario zusätzlich auf den Plan.

In Summe belaufen sich die notwendigen Netzausbaumaßnahmen im HS-Netz auf 788 km (mittleres Szenario) bis 1.012 km (oberes Szenario) Freileitung. Auf die E.ON-edis entfällt davon rund 75 % der erforderlichen Trassenkilometer. Der Anteil der Ausbaumaßnahmen in M-V beläuft sich davon auf gut 730 km bis 940 km (93 %).

Eine detaillierte Übersicht der Ausbaumaßnahmen kann den Karten in Bild 4.7 und 4.8 entnommen werden.

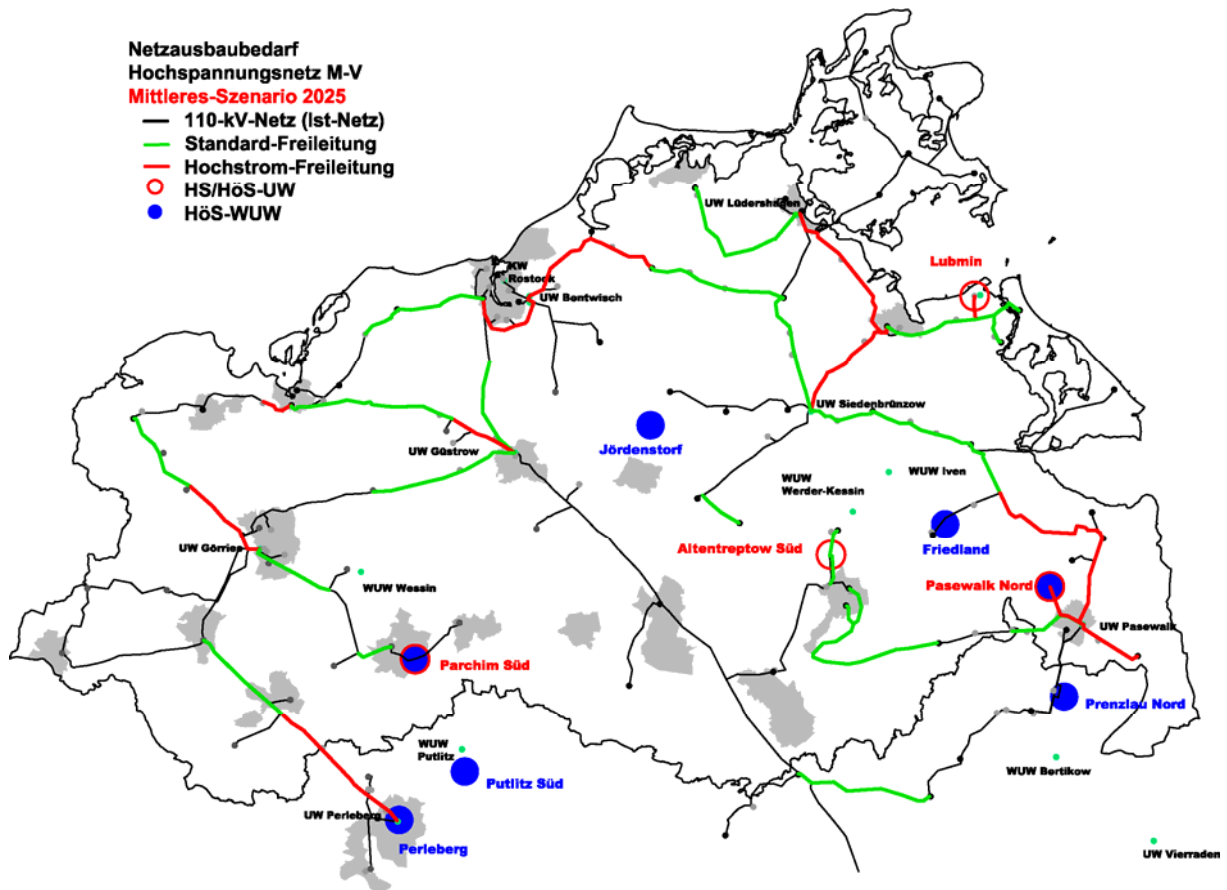


Bild 4.7: Netzausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz – mittleres Szenario 2025

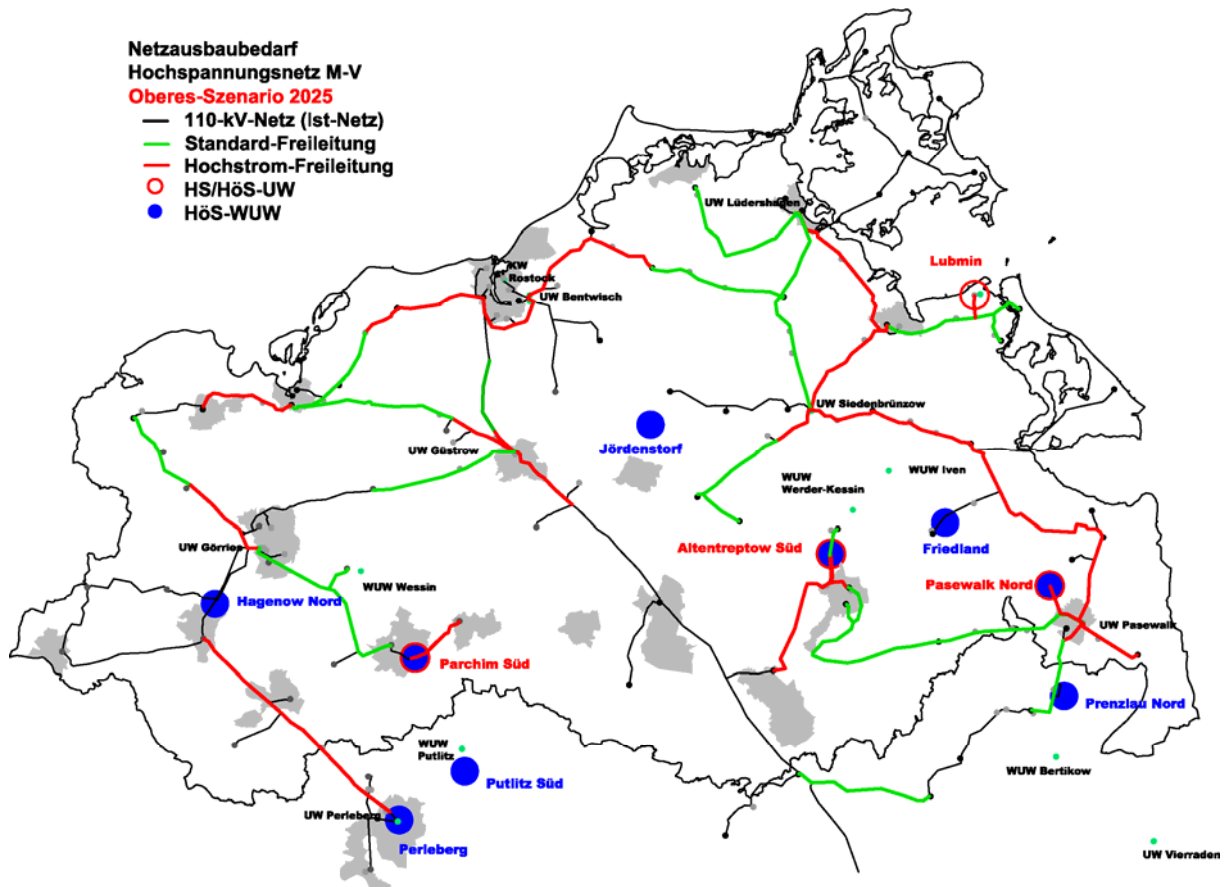


Bild 4.8: Netzausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz – oberes Szenario 2025

4.5 Ausbaubedarf unterlagerter Netzebenen (MS und NS)

Im Nordnetz existieren derzeit etwa 80 städtische, ländliche oder gemischte MS-Netzgebiete mit jeweils einer Vielzahl (bis zu 300) unterlagerter NS-Bereiche bzw. Ortsnetze. Eine Untersuchung des Ausbaubedarfs dieser unterlagerten Netzebenen kann folglich nur auf exemplarischem Wege erfolgen. Die so erarbeiteten repräsentativen Ergebnisse werden anschließend in verallgemeinerter Form auf das Untersuchungsgebiet angewendet und in geschätzte aufzuwendende Investitionen hochgerechnet. Zur Auswahl exemplarischer Untersuchungen kamen dabei die MS-Netzbereiche Bützow (WEMAG) und Malchin (E.ON-edis). Des Weiteren standen Daten der Stadtwerke Waren stellvertretend für (klein)städtische Verteilnetze zu Auswertungszwecken zur Verfügung. Für die Ermittlung verallgemeinerter Faktoren aufzuwendender Investitionen der verschiedenen Netzebenen wurde sich auf die unterlagerte Studie der FH Stralsund [24] gestützt.

Die Netze der Mittel- und Niederspannungsebene dienen der regionalen bzw. örtlichen Verteilung. Sie sind in der Regel radial vom Einspeisepunkt aus aufgebaut und weisen geringe Vermaschungsmöglichkeiten auf. Sie sind heute eher Mischnetze, wobei in ländlichen MS-Netzen der Freileitungsanteil, in städtischen MS-Netzen sowie in NS-Netzen der Kabelanteil überwiegt.

Als Besonderheit für die MS-Netze in M-V sind die geringe Besiedlungsdichte sowie ein kontinuierlicher Rückgang des Verbrauchs in den ländlichen Bereichen zu nennen. Dadurch ergeben sich vergleichsweise große Leitungslängen bei abnehmender Belastung jedoch stetig steigendem Zubau regenerativer Anschlussleistung. Bild 4.9 zeigt die erwartete Entwicklung des kumulierten EE-Ausbaus in den MS- und NS-Netzen des Nordnetzes.

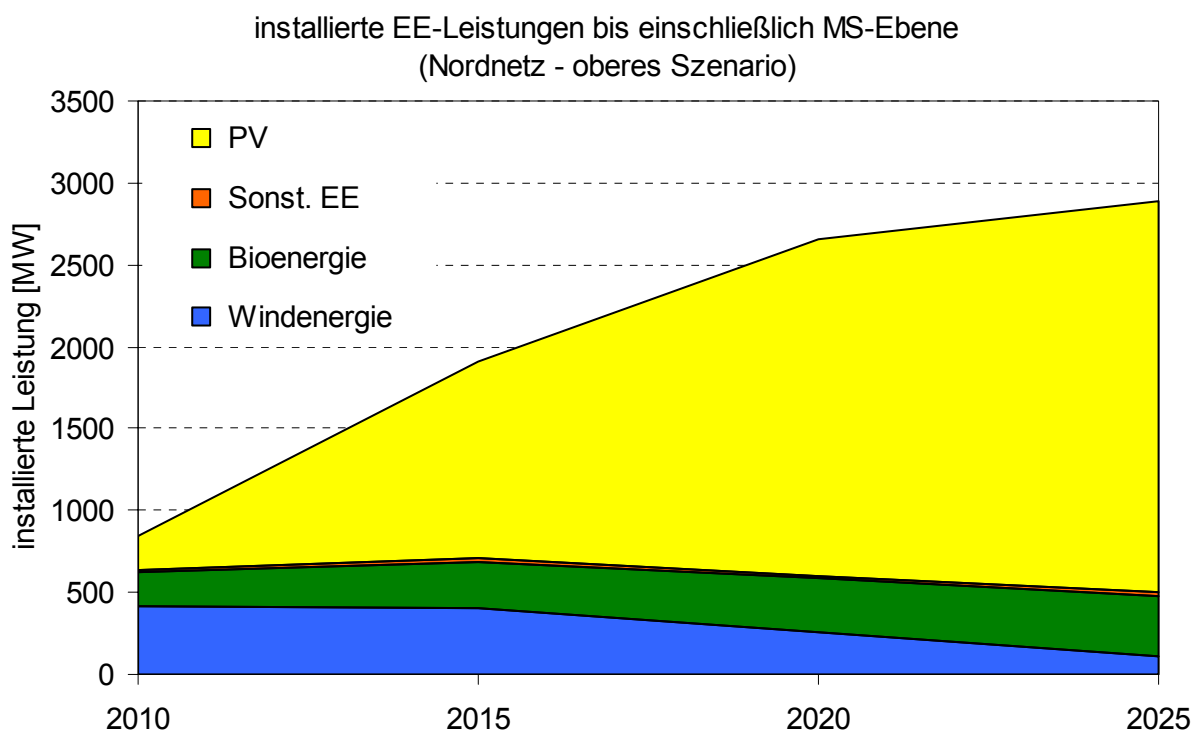


Bild 4.9: Entwicklung der installierten EE-Leistung in den unteren Netzebenen (NS bis MS) im Nordnetz (oberes Szenario)

Der Rückgang der Belastung wirkt bei weiter voranschreitendem EE-Ausbau verstärkend bezüglich der maßgeblichen Problematiken der Betriebsmittelauslastung und der Spannungsqualität.

Der PV-Anteil in den Netzen der NS- und MS-Ebene steigt von 22 % im Jahr 2010 auf bis zu 82 % im Jahr 2025 an, während die installierte Leistung der Windenergie von 54 % auf bis zu 4 % absinken könnte. Der Rückgang der vornehmlich in der MS- sowie der Umspannebene HS/MS angeschlossenen Windenergieleistung ist auf die steigende installierte Leistung beim Repowering zurückzuführen, wodurch höhere Netzebenen für den Anschluss gemäß Kapitel 4.1 zu wählen sind. Diese hier gemäß Tabelle 4.1 vorausgesetzte überaus wünschenswerte Entwicklung hin zu optimierten Anschlusslösungen durch klare Zuordnung der Anschlussleistungen zu den Netzebenen ist jedoch bisher gesetzlich nicht abgesichert. Sofern weiterhin die Möglichkeit besteht, durch Ausweichlösungen die für Windenergie zukünftig eher ungeeigneten unteren Netzebenen zu belasten, werden ungleich höhere Ausbaurkosten anfallen.

Die Problematiken der unteren Netzebenen bei immer weiterem Anstieg der EE-Leistung sind insbesondere zum einen die thermische Auslastung der ursprünglich für die Versorgung von Verbrauchern ausgelegten Betriebsmittel und zum anderen die Spannungsproblematik der NS-Netze.

Bei der Auslastung der Betriebsmittel sind vor allem die Transformatoren der Umspannwerke und Ortsnetzstationen sowie die ländlichen Mittelspannungsleitungen durch die leistungsstarken Rückspeisungen – auch im Zusammenhang mit dem (n-1)-Kriterium – betroffen. Dies ist insbesondere in den ländlichen Verteilnetzen der Fall, da hier im Vergleich zu den städtischen Bereichen die entsprechende Konzentration kompensierender Lasten fehlt.

Mit der Spannungsproblematik sind zunehmende Probleme bei der Versorgung der Verbraucher mit normgerechter Spannung umschrieben. Gemäß DIN EN 50160 muss die Spannung am Übergabepunkt zum Verbraucher auf der Niederspannungsebene 230 V Sternspannung $\pm 10\%$ betragen. Der Verteilnetzbetreiber hat durch eine Koordinierung der Spannungsdifferenz-Margen in den verschiedenen Netzebenen für die Sicherung der Spannungsqualität Sorge zu tragen. Insbesondere in den Niederspannungsnetzen wird das Spannungskriterium in Zukunft stärkerer Treiber der Netzausbaukosten werden.

Zusätzlich zum klassischen Netzausbau existieren alternative Möglichkeiten, durch die der Netzausbaubedarf in den unteren Netzebenen verringert werden kann. Dazu gehören Optimierungsmöglichkeiten der vorhandenen Netze durch gezielte Blindleistungssteuerung, die Optimierung der Spannungskoordination von UW-Bereichen durch Einzelfalluntersuchung und die Automatisierung der Spannungsregelung in MS-Netzen mit Unterstützung der Netzleittechnik. Dazu sind ggf. weitere Spannungsmesspunkte erforderlich, die eine Anpassung des Spannungsniveaus des MS-Netzes in Abhängigkeit von Einspeise- und Lastzustand ermöglichen. Eine weitere Alternative der Spannungsregelung auf der NS-Ebene bietet auch der Ortsnetztransformator mit automatischer Stufenstellung (RONT), der die Niederspannungsnetze vom Spannungsniveau der MS-Ebene entkoppelt. Die Vorbelastung des Spannungsniveaus wird dann lediglich durch das Regelband und die Stufenweite des RONT bestimmt, sodass die Spannungsdifferenz-Marge der NS-Ebene

stark erhöht und durch Einführung von Spannungsmessung an ausgewählten Netzknotenpunkten weiter optimiert werden kann.

Die Untersuchung der exemplarischen MS-Netze machte deutlich, dass die Ausbaurkosten der Netze je nach deren speziellen Besonderheiten recht unterschiedlich ausfallen können. Für die ländlichen Netzgebiete wurden in Abhängigkeit von Netz- und Verbraucherstruktur sowie der Einspeisesituation MS-Netzausbaurkosten zwischen 40 und 150 € pro kW Zubauleistung ermittelt, wobei Maßnahmen der Sternpunktbehandlung sowie des Netzschutzes noch nicht berücksichtigt sind.

Bei den Umspannwerken stellt sich die Frage, ob die installierte Transformatorenleistung für zukünftige Belange ausreichend ist, oder ob Transformatorenleistung nachzurüsten ist. Für den zweiten Fall muss zunächst geprüft werden, ob die Nachrüstung des UW durch einen dritten Transformator möglich ist bzw. ob ein Trafotausch wirtschaftliche Vorteile bringt. Eine Alternative dazu stellt die Aufteilung des UW-Gebiets durch Einfügen eines neuen UW in zwei Versorgungsbereiche dar, wodurch durch Verringerung des Versorgungsradiuses insbesondere die Spannungsproblematik verbessert werden kann, sofern die Versorgungsstruktur eine sinnvolle Netzauftrennung zulässt. Zumindest bei der Existenz unabhängiger Lastzentren bietet sich diese Möglichkeit an. Eine weitere Alternative stellt die kostengünstigere Errichtung von Einspeiser-UW dar, wobei die hochspannungsseitige Einbindungsmöglichkeit in günstiger lokaler Position zu den Bereichen hoher Einspeiserpotenziale Voraussetzung ist. Insbesondere für den Fall, dass die hohen Konzentrationen an Einspeiseleistung fernab vom vorhandenen UW liegen, ist diese Möglichkeit prädestiniert.

Die Analyse der Daten ergab, dass zum Zeitschritt 2025 bis zu 25 von insgesamt 79 Umspannwerken (Stand 2010) auszubauen bzw. durch ein zusätzliches UW zu entlasten sind (oberes Szenario). Bei 13 der Umspannwerke wurde von der Möglichkeit zur Nachrüstung eines Transformators ausgegangen. Stadtwerkseigene Umspannwerke sind für den Untersuchungszeitraum auf der Grundlage der Prognosen und den gesetzten Rahmenbedingungen von dem Ausbau nicht betroffen.

5 Erforderlicher Investitionsbedarf und Auswirkungen auf die Netzentgelte

In den nachfolgenden Ausführungen werden die Erkenntnisse zum erforderlichen Netzausbau in den Verteil- und Übertragungsnetzen zusammengeführt und der resultierende Investitionsbedarf sowie dessen Auswirkungen auf die Netznutzungsentgelte (NNE) dargestellt.

5.1 Ermittlung des Investitionsbedarfs der Netzebenen

Die ermittelten Ausbaumaßnahmen in der HS- und HöS-Netzebene können überschlägig anhand von spezifischen Herstellkostenansätzen in einen entsprechenden Investitionsbedarf pro Spannungsebene umgerechnet werden. Verwendung dabei fanden auf kalkulatorischen Ansätzen der Netzbetreiber 50Hertz, E.ON-edis und WEMAG basierende harmonisierte Annahmen zu Herstellkosten.

Bezüglich des Freileitungsneubaus unterscheiden sich die spezifischen Herstellkosten der Baumaßnahmen im Wesentlichen durch die Wahl des jeweiligen Leiterseils und die dabei erforderlichen Masttypen.

Den Annahmen entsprechend belaufen sich die Herstellkosten einer HS-Freileitung - je nach Ausführungsart - auf 400 T€ bis 480 T€ pro Trassenkilometer und im HöS-Netz auf 850 T€ bis 1.300 T€. Ebenfalls zu berücksichtigen sind die Kosten für den Rückbau und die Entsorgung der zu ersetzenden Freileitungen.

Für die Verlegung von HS-Kabel in separaten Netzen (1600 mm²; 1 x 191 MVA) wird ein Herstellkostensatz vom 980 T€/km angesetzt, womit diese im Vergleich zu einer HS-Freileitung (Doppelsystem-Hochstrom; 2 x 198 MVA) pro Übertragungsleistungseinheit um den Faktor 4,2 teurer ist.

Neben dem Bau von Freileitungen entfallen zusätzlich eine Reihe von Kosten auf den Neubau und die Erweiterung von Umspannwerken sowie auf die Einbindung der neuen Freileitungsstrassen und Transformatoren in die Umspannwerke. Darüber hinaus wurden unter anderem Kostensätze für den Komplettneubau von HS-Schaltanlagen oder den Neubau von HöS/HS-Netzverknüpfungspunkten einkalkuliert.

Die Umrechnung des Ausbaubedarfs in äquivalente Investitionen liefert bis zum Jahr 2025 für das untersuchte Netzgebiet (Nordnetz) eine Bandbreite von insgesamt 1,3 Mrd.€ (mittleres Szenario) bis 2,0 Mrd.€ (oberes Szenario). Auf die in M-V liegenden Netzteile entfällt davon mit 0,9 Mrd.€ (mittleres Szenario) bis 1,5 Mrd.€ (oberes Szenario), ein Anteil von gut 70 %.

Die Reduktion durch nicht in M-V liegende Netzbestandteile ist verständlicherweise in der HöS-Ebene am größten (50 % bis 60 %).

Die zeitliche Untersetzung der Investitionen für das Nordnetz und den davon für M-V geltenden Anteil ist in Bild 5.1 detailliert aufgeführt. Demnach besteht mit rund 85 % bis 90 % der Investitionen ein Großteil des Handlungsbedarfs bereits in den Jahren bis 2020.

Allein der Ausbau bis 2015 beläuft sich im Nordnetz auf 626 Mio.€ bis 744 Mio.€. Im darauf folgenden Intervall liegt der Bedarf mit 516 Mio.€ bis 945 Mio.€ nochmals auf diesem sehr hohen Niveau.

Der mit Abstand größte Anteil des Investitionsbedarfs (> 80 %) entfällt dabei auf den HÖS- und HS-Leitungsausbau. In die Investitionen in das HS-Netz wurden neben den Freileitungstrassen der öffentlichen Versorgung auch die HS-Anschlusslösungen (Kabeltrassen) der separaten Netze integriert, da diese Kostenanteile ohne die separaten Netze als HS-Ausbaubedarf ausgewiesen würden.

Mit einem Investitionsbedarf von rund 110 Mio.€ stellt die HÖS/HS-Umspannebene den drittgrößten Posten dar. Deren Treiber ist der hohe Bedarf an Transformatorleistung und die dazu erforderliche Trafo-Infrastruktur.

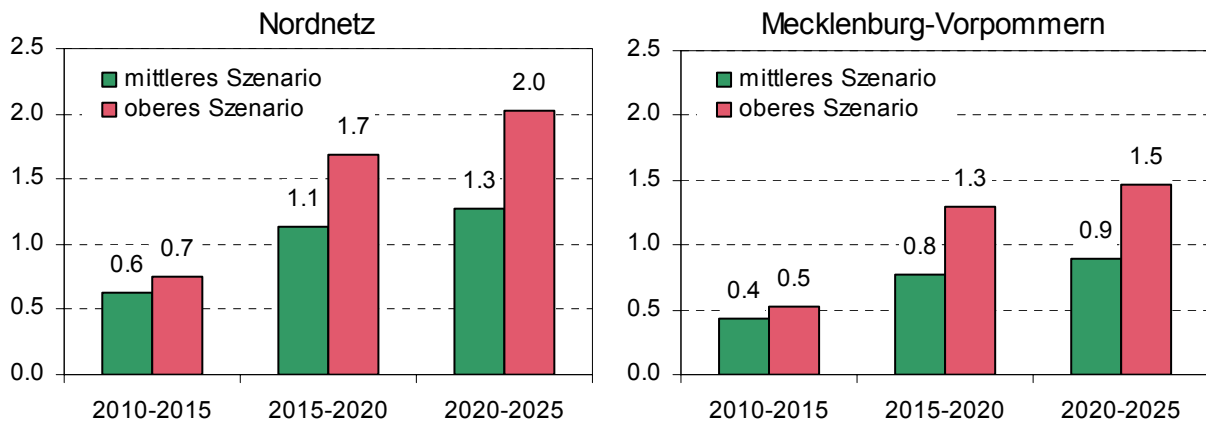


Bild 5.1: Gesamtinvestitionen in die Verteil- und Übertragungsnetze bis 2025 [Mrd.€]
(links – Nordnetz; rechts - Mecklenburg-Vorpommern)

In den genannten Investitionsbeträgen ist im Weiteren auch der prognostizierte Ausbaubedarf der unterlagerten Netzebenen (HS/MS, MS, MS/NS, NS) enthalten. Insgesamt summiert sich dieser auf 130 Mio.€ bis 225 Mio.€, wobei der größte Anteil durch den Ausbau der Mittelspannungsnetze entstehen dürfte.

In Bild 5.2 ist die zeitliche Verteilung der aufzuwendenden Investitionsmittel je Spannungsebene im Nordnetz für das Beispiel des mittleren Szenarios aufgeführt.

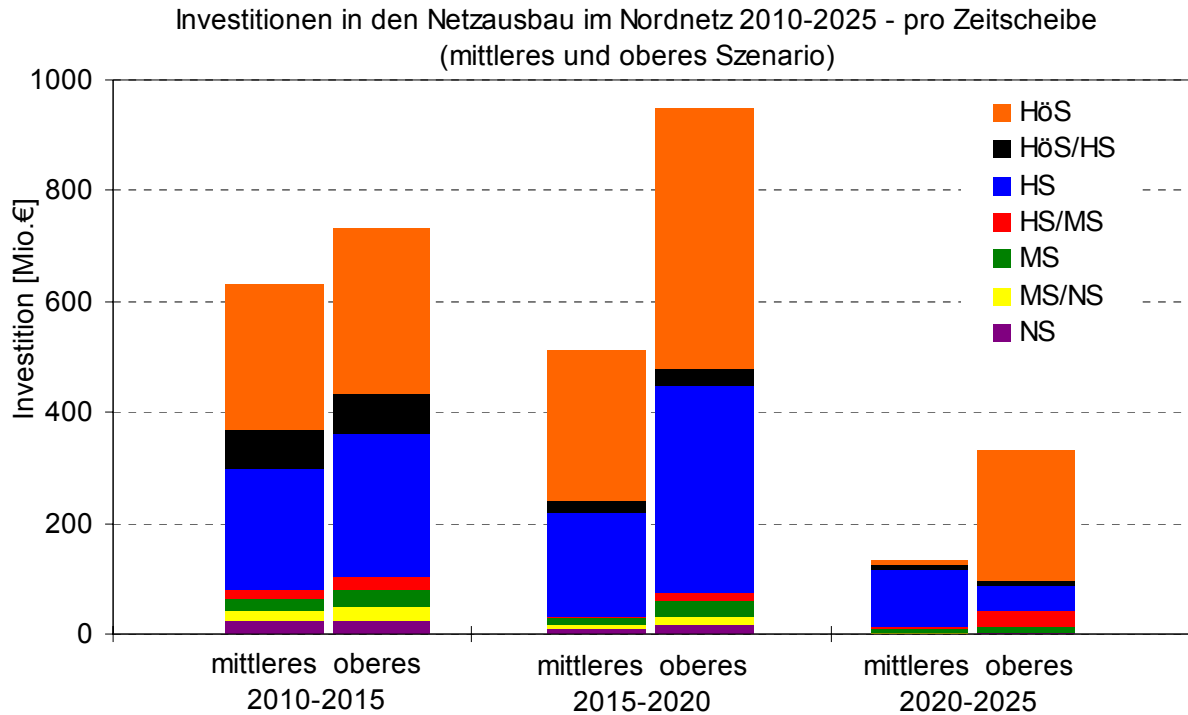


Bild 5.2: Investition in den Netzausbau im Nordnetz pro Zeitscheibe - 2010 bis 2025

Die durch den Wandel der Einspeiser- und Verbrauchsstrukturen hervorgerufenen Kosten des Netzausbaus lassen sich darüber hinaus auch auf die betroffenen Netzbetreiber aufschlüsseln. In Bild 5.3 ist diesbezüglich eine Aufteilung der Kosten für das gesamte Untersuchungsgebiet und für den Netzanteil in M-V dargestellt.

Der Gesamtinvestitionsbedarf bei 50Hertz beläuft sich für das Nordnetz auf 643 Mio.€ (mittleres Szenario) bis 1.118 Mio.€ (oberes Szenario), was einem Anteil an den gesamten Netzausbaumaßnahmen von über 50 % entspricht. Die hiervon auf M-V entfallenden Investitionen betragen im Übertragungsnetz 35 % bis 43 %.

In den unterlagerten Verteilnetzebenen untergliedern sich die relevanten Investitionsbestandteile neben den bei den großen Verteilnetzbetreibern E.ON-edis und WEMAG auflaufenden Investitionen auch auf die im Netzgebiet der Stadtwerke (19 M-V, 2 BB). Die Eigentumsgränze zwischen Stadtwerken und VNB stellt in der Regel die mittelspannungsseitige Sammelschiene der HS/MS-Transformatoren bzw. im Fall von stadtwerkseigenen Umspannwerken die primärseitige Klemme der HS/MS-Transformatoren dar.

Der mit Abstand größte Anteil der Investitionen in den Verteilnetzen entfällt auf die auch flächenmäßig am breitesten vertretene E.ON-edis, deren Ausbaubedarf sich in den NS- bis HS-Netzebenen bis 2025 auf 420 Mio.€ bis 620 Mio.€ beläuft. Das entspricht einem Anteil von rund 66 % bis 69 % des gesamten Ausbaubedarfs der Verteilnetze im Untersuchungsgebiet. Der Anteil der WEMAG an den Investitionen in das Verteilnetz summiert sich auf 200 Mio.€ bzw. 260 Mio.€, was einen Anteil von gut 30 % der gesamten Investitionen ausmacht.

Wie bereits dargestellt, ist in den NS- und MS-Netzebenen der Stadtwerke strukturbedingt mit vergleichsweise geringerem EE-bedingten Netzausbau zu rechnen. Die ohnehin eng vermaschten Netzstrukturen verfügen über hohe Verbrauchsanteile und einen hauptsächlich aus Bio- und PV-Anlagen bestehenden Zuwachs der Erzeugerleistung. Dementsprechend kann, im Gegensatz zu den dünnbesiedelten ländlichen Gebieten, von einer wesentlich höheren Aufnahmekapazität der Stadtwerksnetze ausgegangen werden. Die relevanten EE-bedingten Netzinvestitionen der Stadtwerke summieren sich auf rund 20 Mio.€ und 30 Mio.€.

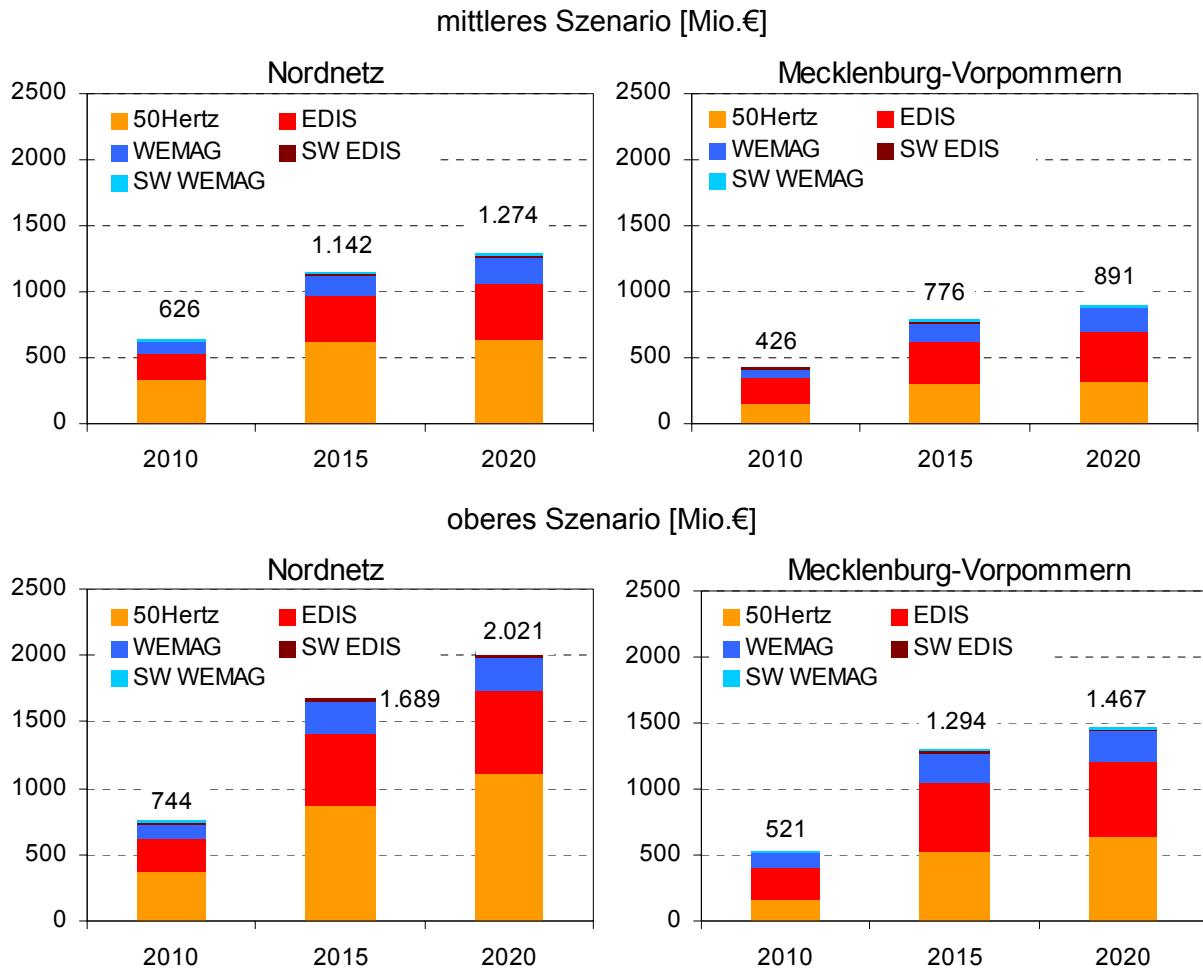


Bild 5.3: kumulierte Netzinvestitionen für den Netzausbau nach Netzbetreibern bis 2025 [Mio.€] (links – Nordnetz; rechts - M-V)

5.2 Auswirkungen auf die Netznutzungsentgelte

Der Strompreis für Kunden setzt sich aus einer Reihe von Bestandteilen zusammen, welche sich in Erzeugung, Transport und Vertrieb sowie den Kostenblock Steuern und Abgaben gliedern lassen.

Der Kostenblock Erzeugung, Transport und Vertrieb beinhaltet neben den Netznutzungsentgelten der Netzbetreiber den Handelspreis für Strom an der European Energy Exchange (EEX) und die Vertriebskosten inklusive einer Gewinnmarge.

Der Anteil Steuern und Abgaben untergliedert sich in die Bestandteile EEG- und KWK-Umlage, Konzessionsabgabe, den Ausgleich für die Netzentgeltbefreiung stromintensiver Betriebe, die Offshore-Haftungsumlage sowie Strom- und Umsatzsteuer.

Betrachtet man die Brutto-Stromkosten der exemplarischen Kundengruppen (Haushaltskunde mit 3.500 kWh; NS-SLP Gewerbekunden mit 50.000 kWh) im Landnetz der E.ON-edis für das Jahr 2013, so belaufen sich die durchschnittlichen Preise auf 30 Cent/kWh (Haushaltskunde) bzw. 28,3 Cent/kWh (Gewerbekunde).

Abbildung 5.4 zeigt die prozentuale Zusammensetzung der Kosten am Beispiel eines üblichen Haushaltskunden. Demzufolge zahlen die Kunden in M-V mit gut 30 % den mit Abstand größten Teil der Stromkosten für die Netznutzung. In Summe belaufen sich die Steuern und Abgaben (EEG-Umlage, KWK-Umlage, Konzessionsabgabe, Umlage nach §19 StromNEV, Offshore-Haftungsumlage, Stromsteuer und Mehrwertsteuer) an den Stromkosten sogar auf 47 %, wobei deren größte Einzelposition die EEG-Umlage (18 %) ist.

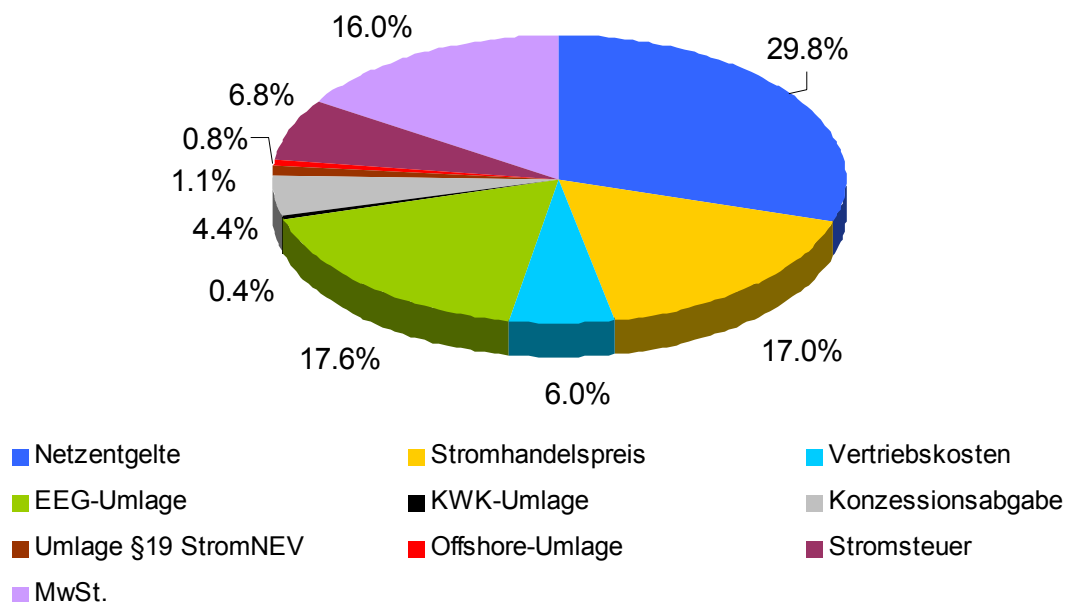


Bild 5.4: Zusammensetzung der Brutto-Stromkosten für einen typischen Haushaltskunden in M-V (Jahresverbrauch 3.500 kWh)

Die Kalkulationskosten und die Anwendung der Netznutzungsentgelte (NNE) sind in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) sowie der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) geregelt. Die NNE beinhalten die gesamten für den Transport der Energie entstandenen Kosten der Netzbetreiber. Die Abrechnung der Netznutzung erfolgt in Abhängigkeit des

Jahresenergieverbrauchs und der Netzanschlussebene. Hierbei fallen Kosten für die Nutzung aller vorgelagerten Netz- und Umspannebenen an (StromNEV §3 Abs. 2) [25].

Aufgrund dieser Systematik ergeben sich erhebliche regionale Unterschiede in der Höhe der NNE, da diese – neben weiteren relevanten Kosten – stark von der Absatzstruktur, der Altersstruktur der Betriebsmittel, der Größe des zu versorgenden Gebietes und der installierten Einspeiseleistung abhängen. So ergibt sich in einer sehr dicht besiedelten Region bzw. einem städtischem Gebiet ein weitaus geringeres Entgelt für die Netznutzung als in einem weitläufigem Landnetz mit geringem Absatz.

In den ländlichen Gebieten der WEMAG und E.ON-edis liegen die Netznutzungsentgelte 2013 eines repräsentativen Haushaltskunden mit 8,3 Cent/kWh [26] bzw. 8,9 Cent/kWh [27] knapp 15 % über dem bundesweiten Durchschnitt von 6,04 Cent/kWh des Jahres 2012 [28]. Die Karte in Bild 5.5 weist die Höhe der NNE aller deutschen Netzbetreiber für den Stand 2011 aus und zeigt ein deutliches Ost-West-Gefälle in Deutschland, welches maßgeblich auf die strukturellen Unterschiede in der Bevölkerungsdichte und damit den Stromverbrauch, den Ausbau der Erneuerbaren Energien und das Alter der Betriebsmittel zurückzuführen ist.

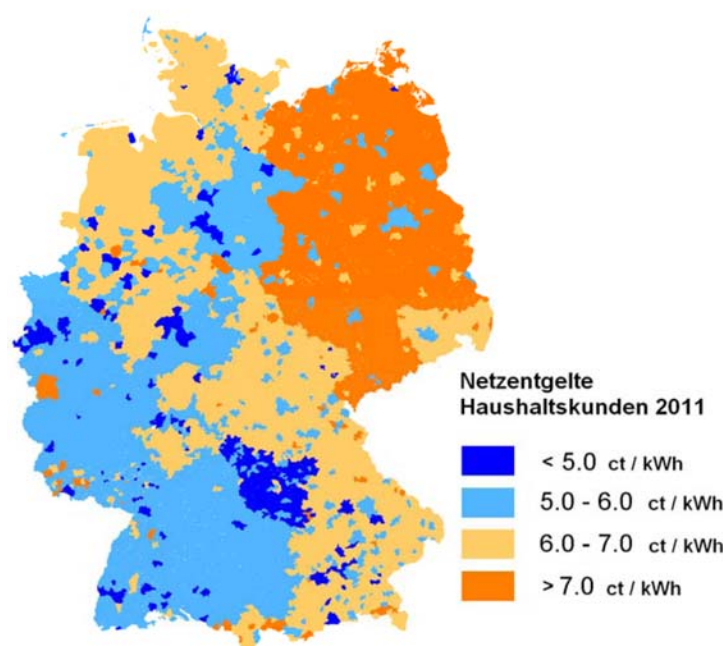


Bild 5.5: Regionale Verteilung der NNE von Haushaltskunden in Deutschland 2011 [29]

Für die Untersuchung der mit der Einspeise- und Verbrauchsentwicklung einhergehenden Steigerung der NNE wurde ein vereinfachtes Berechnungsverfahren entwickelt, welches sich nur auf die vom EE-bedingten Netzausbau tangierten Kostenbestandteile bezieht und auf der derzeit aktuellen StromNEV [25] beruht. Ziel der Untersuchung ist die Bestimmung prozentueller Zuwachsraten der NNE mit Bezug auf das Basisjahr 2013.

Die Entwicklung der NNE im Übertragungsnetz kann aufgrund des relativ kleinen Untersuchungsgebiets nur schwer prognostiziert werden. Zusätzlich lassen sich Sondereffekte wie z.B. der Redispatch, die Anbindung von Offshore-Windparks oder der Bau nationaler HGÜ-Verbindungen (NEP) nur schwer erfassen. Bezüglich der zukünftigen Entwicklung wird daher angenommen, dass die heutigen Verhältnisse der Netznutzungsent-

gelte zwischen VNB und ÜNB bestehen bleiben und die NNE der 50Hertz den detaillierten Prognosen der Verteilnetzebenen folgen.

Aus Zwecken der Vereinfachung flossen weitere umfangreiche Annahmen in die Modellbildung ein. Bei der Arbeit mit den Modellen zur Berechnung der Netznutzungsentgelte waren federführend die Fachabteilungen der Netzbetreiber (Regulierungsmanagement) eingebunden. Wesentliche Eingangsdaten in das Modell waren die EE-Bilanzen, die Netzverluste sowie die Investitionsberechnungen.

Das Berechnungsmodell der Netznutzungsentgelte zeigt für die Verteilnetze einen Anstieg der Erlösobergrenzen und somit der auf die Netzkunden umzulegenden Kosten auf. Je nach Szenario liegt die Steigerung bis zum Jahr 2025 zwischen 19 % und 37 %.

Neben den direkten Netzinvestitionen haben die vermiedenen Netznutzungsentgelte einen erheblichen Anteil von rund 30 % bis 40 % an dieser Entwicklung. Im Untersuchungszeitraum unterliegen diese einem Wachstum von 50 % bis 90 %.

Die absolute Steigerung der NNE im Übertragungsnetz ist nach den Modellvorgaben an die Erlösobergrenze der Verteilnetze gekoppelt, an denen sie derzeit einen Anteil von rund 18 % hat.

In Summe wird demnach ein Anstieg der Netznutzungsentgelte bis 2025 von 25 % bis 40 % in der NS-Ebene und 30 % bis 50 % in der HS-Ebene prognostiziert. Es ist zu beachten, dass mögliche weitere Effekte aus gesetzlichen oder regulatorischen Änderungen, Kostenveränderungen außerhalb dieser Studie sowie weitergehende Änderungen von Berechnungsparametern (z.B. Inflation) zusätzlich wirken und diese Ergebnisse beeinflussen.

Am Beispiel der exemplarischen Kundengruppen lässt sich die Spanne der prognostizierten Steigerung der NNE aufzeigen. Der mögliche Entwicklungskorridor ist in Bild 5.6 dargestellt. Für einen Haushaltskunden im ländlichen Verteilungsnetz bedeutet die aufgeführte Prognose einen Anstieg der Netznutzungsentgelte bis 2025 um 2,2 Cent/kWh bis 3,5 Cent/kWh (Netto). Ein Gewerbekunde muss mit einer vergleichbaren Netto-Preissteigerung von 1,9 Cent/kWh bis 3,3 Cent/kWh rechnen.

In Summe bedeutet dies eine jährliche Mehrbelastung für die Netznutzung eines typischen Haushaltskunden von 90 € bis 145 € (inkl. MWSt). Für einen typischen Gewerbekunden fallen Mehrkosten von jährlich 950 € bis 1.650 € (Netto) an.

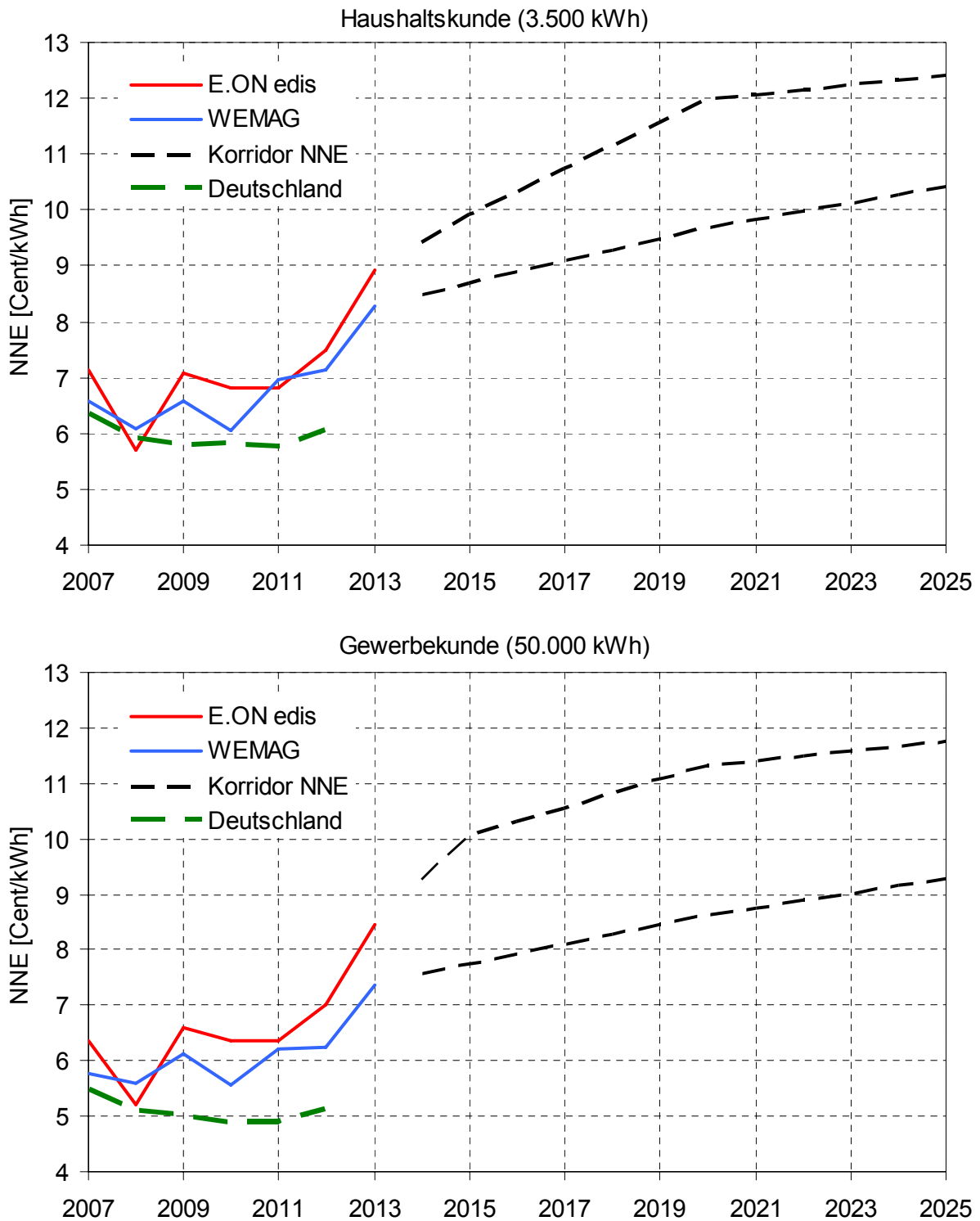


Bild 5.6: Prognose der Netznutzungsentgelte der E.ON-edis und WEMAG bis 2025 (oben - Haushaltskunde 3.500 kWh; unten - Gewerbekunde 50.000 kWh)

Neben dem Anstieg der Netznutzungsentgelte, welcher sich aus den Erfordernissen des Netzausbaus bereits ableiten lässt, unterliegen auch die weiteren Bestandteile des Strompreises in Zukunft vielfältigen Einflüssen.

Insbesondere die EEG-Umlage sowie der Stromhandelspreis sind in dieser Hinsicht sensibel, da diese neben den Netzkosten den größten Veränderungen im Zusammenhang

mit dem strukturellen Umbau des Energiesystems unterliegen können und sich in den Berechnungsmodellen gegenseitig beeinflussen.

Vorsichtigen Schätzungen aus heutiger Sicht zufolge wird der Strompreis bis 2020 um rund 20 % zulegen. Den größten Anteil daran hat neben den Netznutzungsentgelten die EEG-Umlage, welche von heute 5,277 Cent/kWh auf bis zu 8 Cent/kWh in 2020 ansteigen kann. Bei linearer Interpolation bis 2025 wird sich die Teuerung des Endkundenpreises auf bis zu 30 % zum Basisjahr 2013 erhöhen.

Angesichts der politischen Einflüsse auf Komponenten des Strompreises und des wachsenden Anpassungsdrucks der Energiewirtschaft an die veränderten Versorgungsstrukturen orientieren sich die Prognosen im Wesentlichen an den heute geltenden Rahmenbedingungen. Die in diesem Zusammenhang zu berücksichtigenden Faktoren sind nur schwer zu fixieren, werden in Zukunft allerdings erheblichen Einfluss auf den Strompreis nehmen.

Einen Überblick über eine mögliche Entwicklung des Strompreises bis zum Jahr 2025 ist in Bild 5.7 gezeigt. Dargestellt ist die Entwicklung der Strompreisbestandteile für einen typischen Haushaltsverbraucher (3.500 kWh), welche eine Steigerung auf etwa 39 Cent/kWh (+ 30 %) aufweist. Der abgebildete Prognosekorridor beinhaltet im Maximum einen Anstieg um bis zu 60 %. Die jährliche Mehrbelastung liegt demnach zwischen 300 € und 600 € pro Haushalt.

Genauere Details lassen sich aus der Studie „Entwicklung der Preise für Strom und Gas in Mecklenburg-Vorpommern bis 2020“ erwarten, welche das Land M-V im Laufe des Jahres 2013 veröffentlichen wird.

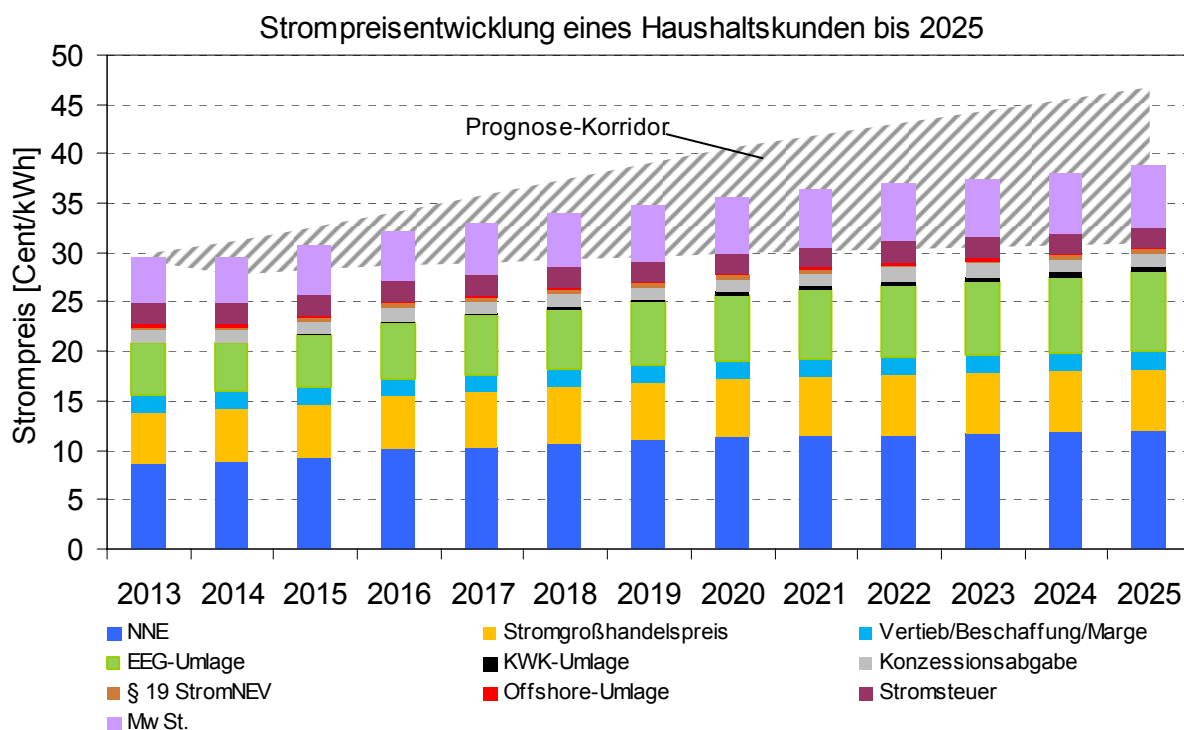


Bild 5.7: Schätzung der Brutto-Strompreise exemplarischer Haushaltskunden (3.500 kWh) in M-V bis 2025

6 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Jahr 2010 waren in M-V Anlagen regenerativer Energieerzeugung mit einer installierten Leistung von etwa 2 GW am Netz. Fast 80 % der Leistung entfiel auf die Windenergie, jeweils etwa 10 % auf Bioenergie und Photovoltaik. Es zeichnete sich aber schon deutlich ab, dass die Photovoltaik dabei starke Wachstumspotenziale besaß. Im Jahr 2012 konnte die Photovoltaik ihren Anteil bereits auf etwa 20 % ausbauen.

Mit 4,1 TWh eingespeister elektrischer Energie aus regenerativen Quellen konnte M-V seinen Strombedarf im Jahr 2010 bereits zu fast 60 % aus erneuerbaren Energien decken. Davon wurde etwa 60 % aus Windenergie produziert, 35 % stammte aus Bioenergie und lediglich 2 % aus der Photovoltaik.

Die aktuellen Raumentwicklungsprogramme (RREP) der Planungsregionen in M-V weisen seit 2011 in Summe 13.500 ha Eignungsflächen für Windenergie aus. Von der Landesregierung wird bis zum Jahr 2016 eine Verdopplung der rechtskräftigen Eignungsflächen durch Teilfortschreibung der RREP angestrebt. Dieser Schritt ermöglicht die Installation von bis zu 8,9 GW Onshore-Windenergie (oberes Szenario) im Land M-V bis zum Jahr 2025. Einschließlich der Offshore-Windenergie und aller weiteren elektrischen Einspeiseanlagen Erneuerbarer Energien gehen die Autoren von Anschlussleistungen bis zu 15,3 GW bis 2025 im oberen Szenario aus. Einschließlich eines veranschlagten Zubaus von bis zu 3,65 GW konventioneller Kraftwerksleistung (oberes Szenario) können dann im Jahr 2025 zwischen 13,9 GW (mittleres Szenario) und 20 GW (oberes Szenario) Gesamt-Einspeiseleistung am Netz installiert sein.

Auf der Verbrauchsseite wird von einer relativ konstanten Gesamt-Endenergie von etwa 7 TWh im Land ausgegangen, wobei sich die tageszeitliche und saisonale Schwankungsbreite des Leistungsbedarfs zwischen 0,45 und 1,1 GW bewegt. Die Stagnation des Energieverbrauchs geht jedoch mit Verschiebungen der Verbrauchssektoren vom Haushalts- zum Industriebereich sowie mit lokalen Verschiebungen in die urbanen Ballungszentren und einer stärkeren Senkung des Verbrauchs im Osten des Landes einher. Die verbreitete Erschließung neuer ggf. auch steuerbarer Lasten etwa auf dem Verkehrs- und Wärmesektor wurden dabei zunächst nicht berücksichtigt. In dieser Option zeichnet sich weiter zu untersuchendes Potenzial zur Optimierung und effizienten Nutzung zukünftiger Netzstrukturen ab.

Von diesen Betrachtungen abgeleitet kann in der Jahresbilanz davon ausgegangen werden, dass in M-V bis 2025 die 4- bis 5fache Menge des Bedarfs an elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien gewonnen werden wird. Bei Einschluss der konventionell erzeugten elektrischen Energie steht die gut 5 bis 6fache Strommenge im Land bereit. Es wird deutlich, dass der Export elektrischer Energie aus M-V stetig ansteigen wird. Die intensivere und intelligente Nutzung elektrischer Energie auch in anderen Bereichen des Energiebedarfs (Wärme, Klimatisierung, Mobilität) sowie die Verflechtung dieser Bereiche auch in Verbindung mit Energiespeichern wird neben dem Ausbau der Netz- und Einspeisestrukturen zu den zukünftigen Kernaufgaben zur Umsetzung der Energiewende zählen.

Bei Betrachtung der zeitlichen Einspeisecharakteristiken 2025 zeigt sich, dass Überdeckungen der Last in M-V in Spitzen von bis zu 13 GW möglich sind, wobei zu Zeitpunkten geringer Einspeisung bisweilen Leistung aus anderen Regionen bezogen werden muss. Für die daraus abzuleitende zeitweise hohe Belastung des Übertragungsnet-

zes und der Verteilnetze wirkt verstärkend, dass die EE-Einspeisungen sich zum Teil lokal stark konzentrieren. Betroffen sind insbesondere die östlichen und westlichen Bereiche an der Landesgrenze zu Brandenburg sowie die Einspeisepunkte der geplanten Offshore-Windparks in Rostock, Stralsund und Lubmin.

Für die Berechnungen der erforderlichen Netz-Infrastrukturen der Ausbauszenarien ist das (n-1)-Kriterium für die Versorgung der Verbraucher der Planungsgrundsatz. Die Abwägung von technischen Erfordernissen, zeitlichen Problemen im Genehmigungsverfahren und wirtschaftlichen Aspekten führt dazu, dass die Bauweise auszubauender Verbindungen in der Hoch- und Höchstspannungsebene fast vollständig in vorhandenen Trassen und Freileitungsbauweise vorgeschlagen wird.

Eine vollständige Integration aller EE-Anlagen in die vorhandene Netzstruktur ist unter Berücksichtigung von Aspekten der Wirtschaftlichkeit und der Genehmigungsfähigkeit kaum denkbar. An Punkten starker Konzentration von Einspeisepotenzial kam daher nur die Bündelung durch separate Netze mit direkter Verbindung zum Höchstspannungsnetz in Frage. Auf diese Weise wurden je nach Szenario 7 bis 9 neue Verknüpfungspunkte identifiziert. Davon ausgehend wurden zahlreiche Varianten entwickelt und schrittweise nach ökonomischen Gesichtspunkten optimiert. Das Ergebnis ist eine weitgehend optimierte und koordinierte Netzstruktur. Beim Bau dieser neuen separaten Einspeisernetzwerke wird der Kabelbauweise der Vorzug gegeben.

Der auf der Basis dieser Prämissen abzuleitende **Ausbaubedarf in M-V bis 2025 umfasst in der Höchstspannungsebene zwischen 140 und 400 Leitungskilometer sowie bis zu 7,3 GVA Transformatorenleistung. Hinzu kommen 830 bis 1100 Leitungskilometer im Hochspannungsnetz einschließlich der separaten Einspeisernetze sowie weitere erhebliche Ausbaubedarfe in den unterlagerten Netz- und Umspannebenen.** Die dabei erforderlichen **Investitionen** auf dem Landesgebiet M-V belaufen sich auf **0,9 bis 1,5 Mrd.€** wobei etwa 80 % davon auf den Leitungsausbau in der Hoch- und Höchstspannungsebene entfallen.

Für die vollständige Integration der Erneuerbaren Energien müssen fast 90 % der veranschlagten Investitionsmittel bereits bis zum Jahr 2020 in die Netzinfrastuktur fließen.

Auf der Basis dieser Entwicklungen wird abgeschätzt, dass die **Netzentgelte bis 2025 bei den VNB ländlicher Gebiete kontinuierlich auf bis zu 150 % ansteigen** werden. Da es weitere bisher nicht quantifizierbare Einflussfaktoren gibt, wird tendenziell eher von einem stärkeren Anstieg ausgegangen. Für einen **durchschnittlichen Drei-Personen-Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a würde dies einen zusätzlichen Netzkosten-Anteil von mindestens etwa 4 €ct/kWh resp. 140 €/a** bedeuten. Bei einem städtischen Netzbetreiber können die Erhöhungen weniger stark ins Gewicht fallen. Zwar sind diese von den steigenden Netzkosten der überlagerten Netzebenen ebenfalls betroffen, jedoch wird zumindest in den unterlagerten Netzebenen von geringerem Ausbaubedarf ausgegangen.

7 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Landesregierung M-V hat sich zum Ziel gestellt, einen essentiellen Beitrag zur Energiewende durch die Nutzung der umfangreichen erneuerbaren Ressourcen in M-V zu leisten. Um die zur Verfügung stehenden regenerativen Quellen effizient nutzen zu können, ist ein leistungsfähiges Energieversorgungsnetz erforderlich, das einerseits unter wirtschaftlichen und technischen Aspekten zu optimieren ist und andererseits mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien Schritt halten muss. Der aus derzeitiger Sicht notwendige technische und zeitliche Um- und Ausbaubedarf ist in dieser Studie ermittelt worden. Die schnelle Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen sowie auch die solidarische Verteilung der mit der Energiewende einhergehenden Belastungen erfordert die Anpassung von rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Dazu ist die Unterstützung der Landesregierung durch eine zweckdienliche Energiepolitik - auch unter dem Gesichtspunkt der Entwicklung der Strompreise im Land - vonnöten. In diesem Zusammenhang werden folgende Empfehlungen gegeben.

Der Netzausbau ist mit Hinblick auf die Umlage der Kosten auf die Netznutzungsentgelte auf den minimal erforderlichen Umfang zu begrenzen. Dazu dienen sowohl eine ausgewogene Betriebsmittelstruktur und optimierte Anschlusslösungen von Einspeiseanlagen als auch nachfolgend benannte alternative Maßnahmen.

Aufgrund der zunehmenden Dominanz von witterungsgebundenen Einspeisern sind selten auftretende Leistungsspitzen für die Dimensionierung der Netzbetriebsmittel zunehmend ausschlaggebend. Der gesetzlich geforderte Ausbau der Netze zur Aufnahme der vollständigen Erzeugungsleistung ist äußerst aufwändig. Durch die **gezielte einspeiserseitige Abregelung extremer Leistungsspitzen zu den auslegungsrelevanten Zeitpunkten** kann der Netzausbaubedarf kurzfristig verringert werden, ohne gravierende Einbußen der Einspeisung regenerativer Energie hinnehmen zu müssen. Das Optimum sollte durch wirtschaftliche Betrachtungen ermittelt und durch Gesetzesänderungen ermöglicht werden.

Auf lange Sicht werden bei verstärkter Nutzung elektrischer Energie in neuen Verbrauchssektoren (Mobilität, Wärme) nutzbare DSM-Potenziale erschlossen. Die netzdienliche Nutzung der steuerbaren Lasten sowie der dezentralen Speicher sollte aus Effizienzgründen langfristig einen optimalen Netzausbau unterstützen und zusätzlich die möglichst vollständige Integration regenerativer Energie ermöglichen.

Möglicherweise kann bezüglich der Integration konventioneller Kraftwerke, in gewissen Grenzen, für die Zukunft auch ein **Optimum zwischen Netzausbau und Redispatch** erreicht werden, um den Netzausbau zu begrenzen und gleichzeitig hohe Übertragungsverluste zu vermeiden. Dazu sind weitere Untersuchungen empfehlenswert.

Der Ausbau in der vorgeschlagenen optimierten Form ist nur möglich, wenn Planungen koordiniert, strukturiert umgesetzt und die dafür nötigen gesetzlichen Grundlagen geschaffen werden. Auf der Basis der heutigen Rechtslage und des bestehenden Regulierungsrahmens sind die angenommenen **kostenoptimalen zeitlichen und räumlichen Koordinierungen für Anschlusslösungen zur Integration der Einspeiseanlagen** bisher nicht realisierbar. Es fehlen die Sicherheiten zur **Refinanzierung der Investitionen** für die Betreiber der Netze, der erforderliche **zeitliche Planungsvorlauf** und die Voraussetzungen für kurze Genehmigungsverfahren sowie die rechtliche Handhabe zur Durchsetzung volkswirtschaft-

lich optimierter Einspeisestrukturen. **Raumordnerische Maßnahmen** könnten ggf. zur zeitlichen Steuerung koordinierter Lösungen beitragen.

Bei der **Wahl der Bauweise von Leitungen** (Freileitungen oder Kabel) sind technische, ökonomische, terminliche und umweltschutzrelevante Kriterien zu beachten. Auch die Verfügbarkeit sowie Gesichtspunkte beim Betrieb der Anlagen spielen eine Rolle. Eine Bauartentscheidung sollte unter Abwägung aller Interessenslagen und Faktoren getroffen werden können. Pauschale gesetzliche Vorgaben wirken bezüglich der Senkung der Ausbaurkosten eher kontraproduktiv.

Der zügige Ausbau der Netze auf der Verteilnetz- und Übertragungsnetzebene erfordert die **Novellierung und Modernisierung des Regulierungsrahmens**. Es müssen Anreize geschaffen werden, um Investitionen für die Betreiber der Netze attraktiv zu machen und um Zeitverzögerungen zu vermeiden.

In der Netzstudie M-V 2012 wurden die aus heutiger Sicht wahrscheinlichsten Entwicklungspfade erneuerbarer Energien in M-V aufgezeigt. Auf der Basis dieser Ergebnisse sollte die Landesregierung versuchen, bei der **Regulierungsbehörde und in den entsprechenden Fachgremien (z.B. Netzentwicklungsplan)** dafür zu werben, bei Vorliegen solider Untersuchungen stärker diese an der Realität orientierten Annahmen für die Szenarien einfließen zu lassen. Damit besteht eine höhere Wahrscheinlichkeit, dass in naher Zukunft benötigter Netzausbau bedarfsgerecht umgesetzt werden kann.

Die für die Energiewende erforderlichen Transformationsprozesse können nur gelingen, wenn ein breiter Konsens zu den Zielen und die erforderliche Kompromissbereitschaft in der Gesellschaft vorliegen. Hierzu ist unter anderem eine **solidarische Verteilung der zu tragenden Lasten** vonnöten, sei dies bei der Belastung durch Kosten der Energiewende oder durch entstehende Einflüsse auf Landschaft, Natur und Umwelt. Insbesondere die Begrenzung und die gerechte Umlage der beim Umbau der Energiesysteme anfallenden Kosten auf die Gesamtheit der Nutznießer sind dringend geboten.

Um regionale Benachteiligungen zu unterbinden, wäre die **bundesweite solidarische Wälzung aller mit Erschließung und Verteilung verbundenen Kosten** anzustreben. Die Stromverbraucher in Mecklenburg-Vorpommern sind durch die hohen Potenziale an Windenergie, die Offshore-Windenergie, den Redispatch und durch vermiedene Netzentgelte in Verbindung mit einem geringen Verbrauch, der die Berechnungsgrundlage für die Netzentgelte bildet, besonders benachteiligt. Das gesamte **Konstrukt des Netzentgeltsystems** sollte bezüglich seiner noch aktuellen Eignung bezüglich einer Gleichverteilung der Kosten zur Disposition gestellt werden. Das betrifft vor allem die **Systematik der vermiedenen Netzentgelte, der Befreiung spezieller Einspeiser und Verbraucher von Netzentgelten, die Anreizregulierungsverordnung sowie die Umlageregulungen**.

Die Prozesse und Entwicklungen in Verbindung mit der Energiewende sind durch hohe Dynamiken gekennzeichnet. Die jeweils erforderlichen Schritte sollten durch eine enge **Kooperation von Politik, Wissenschaft, Industrie, Umweltverbänden und insbesondere der Energiewirtschaft** diskutiert und zum Erfolg geführt werden. Die Einrichtung und Verstärkung der Arbeit von entsprechenden Fachgremien ist dabei zu empfehlen. Auch um zu einem gesellschaftlichen Konsens zu gelangen, ist die neutrale und fachlich fundierte wissenschaftliche Begleitung des bedeutenden Prozesses der Energiewende erforderlich. Die Landesregierung M-V kann sich dabei auf die im Land vorhandenen Ressourcen

stützen. Die auch zukünftige **Ausbildung von Fachkräften im Land** durch die Unterstützung der Bildungseinrichtungen ist dafür notwendige Voraussetzung.

Neben den Stromanwendungen besteht der auf regenerative Deckung umzustellende Energiebedarf vor allem im Bereich der Wärmenutzung und im Bereich Verkehr. So beträgt die Energiemenge des Wärmebedarfs in M-V beispielsweise das 3fache der durch Elektroenergie umgesetzten Arbeit. In Zukunft werden die Verflechtungen der Elektroenergie mit dem Wärme- und Verkehrsbereich zwangsläufig zunehmen. Die damit verbundene Erhöhung des steuerungs-fähigen Verbrauchs elektrischer Energie kann positiven Einfluss auf den Netzausbaubedarf in M-V haben und sollte weiter voran getrieben werden. Nichtsdestotrotz sollten die **Verringerung des Wärmebedarfs sowie die effiziente Nutzung der Wärme aus Erneuerbaren Energien und Abwärme** beispielsweise durch den Ausbau von Nah- und Fernwärmenetzen und durch Solarthermie den geförderten Maßnahmen im Strombereich nicht nachstehen.

Literatur / Quellen

- [1] Universität Rostock: Netzintegration der Erneuerbaren Energien in Mecklenburg-Vorpommern [<http://www.regierung-mv.de>], Rostock, September 2009.
- [2] Statistisches Landesamt (2011): Statistischer Jahresbericht M-V 2011, Schwerin, 2011.
- [3] AG Energiebilanzen e.V. (AGEB): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2012, Berlin, 2013.
- [4] Regionaler Planungsverband Mittleres Mecklenburg/Rostock: Landesverordnung über das Regionale Raumentwicklungsprogramm Mittleres Mecklenburg/Rostock (RREP MMR-LVO M-V), 22. August 2011.
- [5] Regionaler Planungsverband Westmecklenburg: Landesverordnung über das Regionale Raumentwicklungsprogramm Westmecklenburg (RREP WM-LVO M-V), 31. August 2011.
- [6] Regionaler Planungsverband Mecklenburgische Seenplatte: Landesverordnung über das Regionale Raumentwicklungsprogramm Mecklenburgische Seenplatte (RREP MS-LVO M-V), 15. Juni 2011.
- [7] Regionaler Planungsverband Vorpommern: Landesverordnung über das Regionale Raumentwicklungsprogramm Vorpommern (RREP VP-LVO M-V), 19. August 2010.
- [8] Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung M-V: Richtlinie zum Zwecke der Neuaufstellung, Änderung und Ergänzung Regionaler Raumentwicklungsprogramme in Mecklenburg-Vorpommern, Schwerin, 22.05.2012.
- [9] Regionale Planungsgemeinschaft Prignitz-Oberhavel: Regionalplan Prignitz–Oberhavel Sachlicher Teilplan „Rohstoffsicherung / Windenergienutzung“, Entwurf 11.2010.
- [10] Regionale Planungsgemeinschaft Uckermark-Barnim: Regionalplan Uckermark-Barnim Sachlicher Teilplan "Windnutzung, Rohstoffsicherung und -gewinnung", Entwurf 03.2011.
- [11] EnBW: Referenzflyer – EnBW Windpark Baltic 1, URL: http://www.enbw.com/content/de/windkraft_offshore/baltic1, Stand 12.2011.
- [12] 50Hertz Transmission: Karte – Windparks in der Ostsee und Netzanbindung, URL: <http://www.50hertz.com/Offshore>, Stand 06.2011.
- [13] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG): BGBl. Jg. 2008 Teil 1, Nr. 49, Bonn Oktober 2008, letzte Änderung 2011.
- [14] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). BGBl. Jg. 2008 Teil 1, Nr. 49, Bonn Oktober 2008, Gesetzesänderung EEG Juli 2010.
- [15] Holst A., P. Kertscher, G. Grenzdörffer: GIS-basierte Ermittlung von Freiflächen-PV-Potenzialen in Mecklenburg-Vorpommern, 8. GeoForum MV 2012, Rostock April 2012.
- [16] SPD-Landtagsfraktion M-V: Mecklenburg-Vorpommern als Leitregion für wirtschaftliche Entwicklung durch den Ausbau erneuerbarer Energien, Berlin, März 2011.
- [17] Landesverbände M-V/Landtagsfraktion SPD und CDU: Koalitionsvereinbarung 2011-2016, 6. Wahlperiode, Schwerin, Oktober 2011.
- [18] Ministerium für Wirtschaft, Bau und Tourismus M-V: Möglichkeiten der Stromerzeugung aus hydrothermalen Geothermie in Mecklenburg-Vorpommern, Schwerin 8/2003.
- [19] UCEF: Prognostische Abschätzungen von Strombedarfen privater Haushalte und gewerblicher Kleinverbraucher bis 2020, Rostock, 2008.
- [20] UCEF: Prognostische Abschätzungen von Strombedarfen privater Haushalte und gewerblicher Kleinverbraucher bis 2030, Rostock, 2011.
- [21] Holst A., P. Kertscher: Analyse und Prognose der Stromverbrauchsstruktur in Mecklenburg-Vorpommern, 13. Symposium Maritime Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, Rostock Oktober 2010.

- [22] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2012 – 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 15.8.2012.
- [23] Bundesnetzagentur: Bestätigter Netzentwicklungsplan Strom 2012, Bonn, 25.11.2012.
- [24] Fachhochschule Stralsund: Netzanalyse zu Auswirkungen der dezentralen Energieeinspeisung aus EEG-Anlagen in vorwiegend ländliche bzw. städtische Mittelspannungsnetze, Stralsund, 2012.
- [25] Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV): BGBl. I S. 2225 (25.07.2005), Berlin, zuletzt geändert durch (BGBl. I S. 1690) am 28.07.2011.
- [26] E.ON-edis: Veröffentlichung der Netznutzungsentgelte, URL: <http://www.eon-edis.com>, Stand: 01.2013.
- [27] WEMAG: Veröffentlichung der Netznutzungsentgelte, URL: <http://www.wemag-netz.de>, Stand: 01.2013.
- [28] Bundesnetzagentur (BNetzA): Monitoringbericht 2012, Bonn, 5.2.2013.
- [29] Bundesnetzagentur (BNetzA): Monitoringbericht 2011, Bonn, 2012.