

Gemeinsamer Netzausbauplan

der Arbeitsgemeinschaft der ostdeutschen
110-kV-Flächennetzbetreiber

2017

NAP 2017

der ARGE der FNB Ost

I. Inhaltsverzeichnis

I.	Inhaltsverzeichnis	i
II.	Abbildungsverzeichnis	iii
III.	Tabellenverzeichnis	iv
1	Präambel	1
2	Zusammenfassung	4
3	Netzaufgabe der Verteilnetzbetreiber – Szenariengestaltung	6
3.1	Szenarien für die Entwicklung der Last	7
3.2	Szenarien für die Entwicklung der Einspeisung	8
3.2.1	Szenarien des Netzentwicklungsplanes	8
3.2.2	Szenarien des Netzausbauplanes	9
3.2.3	Differenzen der Szenarien des NAP und NEP	11
3.2.4	Prognosen der einzelnen Bundesländer	13
4	Wichtige Prämissen	17
5	Angewendete Grundsätze zur Netzplanung	18
5.1	Das NOVA-Prinzip	18
5.2	Gleichzeitigkeiten	19
5.3	Einsatz von Verfahren zur Spitzenkappung, Gleichzeitigkeitsfaktoren und der thermischen Strombelastbarkeiten von HS-Freileitungen	22
5.3.1	Grundsätze zur Spitzenkappung	22
5.3.2	Spitzenkappung in der Netzplanung.....	23
5.3.3	Spitzenkappung im Netzbetrieb.....	24
5.3.4	Wechselwirkungen zwischen Spitzenkappung, Gleichzeitigkeit und thermischer Strombelastbarkeit.....	25
5.3.5	Berücksichtigung der Spitzenkappung im NAP2017	27
5.3.6	Weitere Aspekte der praktischen Ausgestaltung der Spitzenkappung	28
5.4	Geeignete Spannungsebenen für den Anschluss von Erzeugungsanlagen	28
5.5	Einsatz neuer Technologien	30
5.6	Methodik der „separaten Netze“	34
5.7	Belastbarkeit der Betriebsmittel	35
5.8	Blindleistungsmanagement	35

6	Umsetzung des § 14.1 b EnWG	37
7	Ermittelte Engpassregionen	38
8	Gemeinsamer Ausbaubedarf	46
8.1	Benennung der Übergabepunkte aus der Übersichtskarte	48
8.1.1	Zusammenfassung der notwendigen Übergabepunkte.....	49
8.1.2	Zusammenfassung aller Leitungsneubau- und Erweiterungstrassen	50
8.2	Darstellung der notwendigen Netzausbaumaßnahmen bis 2027	57
8.2.1	Karte der Netzausbaumaßnahmen der Avacon Netz GmbH	58
8.2.2	Karten der Netzausbaumaßnahmen der E.DIS Netz GmbH.....	59
8.2.3	Karte der Netzausbaumaßnahmen der ENSO NETZ GmbH.....	60
8.2.4	Karten der Netzausbaumaßnahmen der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH.....	61
8.2.5	Karte der Netzausbaumaßnahmen der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	64
8.2.6	Karte der Netzausbaumaßnahmen der WEMAG Netz GmbH	65
8.3	Ermittlung des einsparbaren Netzausbaus bei der Anwendung von Spitzenkappung in den HS-Netzen	66
9	Wichtige neue Aufgaben der 110-kV-Flächennetzbetreiber	67
9.1	Überblick	67
9.2	Elektromobilität.....	68
9.3	Sektorkopplung.....	68
9.4	Speicher.....	69
9.5	steuerbare Lasten	69
9.6	Informations- und Kommunikationstechnik.....	69
10	Literaturverzeichnis	71
11	Anlagen	73

II. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Prognose der Erzeugungsleistung aus Photovoltaik und Windenergieanlagen der FNB Ost im Vergleich zu den Prognosezahlen des NEP 2030 (2017) für die fünf ostdeutschen Flächen-Bundesländer.....	12
Abbildung 2:	Beispielhafte Bestimmung der Gleichzeitigkeitsfaktoren für Wind- und PV-Einspeisung	20
Abbildung 3:	Beispiel für einen Einspeisegang einer PV-Anlage mit Begrenzung der einspeisbaren Leistung	22
Abbildung 4:	Beispielhafter Einspeisegang für Wind- und Solarpark ohne Spitzenkappung	25
Abbildung 5:	Belastungsgang bei Anwendung Spitzenkappung	26
Abbildung 6:	Prinzip der Messung des Leiterdurchhangs	32
Abbildung 7:	Anzahl der Maßnahmen nach §14 EEG und §§ 13, 14 EnWG im Netzgebiet der Regelzone 50Hertz	33
Abbildung 8:	Engpassgebiete der Avacon Netz GmbH in der Regelzone 50Hertz.....	38
Abbildung 9:	Engpassgebiete der E.DIS Netz GmbH.....	39
Abbildung 10:	Engpassgebiete der ENSO NETZ GmbH.....	40
Abbildung 11:	Engpassgebiete der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH im Netzgebiet Brandenburg.....	41
Abbildung 12:	Engpassgebiete der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH im Netzgebiet Sachsen-Anhalt	42
Abbildung 13:	Engpassgebiete der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH im Netzgebiet Sachsen.....	43
Abbildung 14:	Engpassgebiete der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	44
Abbildung 15:	Engpassgebiete der WEMAG Netz GmbH.....	45
Abbildung 16:	Darstellung der Ausbaumaßnahmen an Übergabepunkten zum Höchstspannungsnetz	46
Abbildung 17:	Darstellung der Ausbaumaßnahmen der Avacon Netz GmbH in Regelzone 50Hertz	58
Abbildung 18:	Darstellung der Ausbaumaßnahmen der E.DIS Netz GmbH	59
Abbildung 19:	Darstellung der Ausbaumaßnahmen der ENSO NETZ GmbH	60
Abbildung 20:	Darstellung der Ausbaumaßnahmen der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH im Netzgebiet Brandenburg.....	61
Abbildung 21:	Darstellung der Ausbaumaßnahmen der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH im Netzgebiet Sachsen-Anhalt.....	62
Abbildung 22:	Darstellung der Ausbaumaßnahmen der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH in West- und Südsachsen.....	63
Abbildung 23:	Darstellung der Ausbaumaßnahmen der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	64
Abbildung 24:	Darstellung der Ausbaumaßnahmen der WEMAG Netz GmbH.....	65

III. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Wesentliche Kenngrößen zur Untersetzung der Szenarien für NAP2017.....	11
Tabelle 2:	Gleichzeitigkeitsfaktoren für kombinierte Wind- und PV-Einspeisung nach Netzebenen.....	21
Tabelle 3:	Technische Regeln zur Ermittlung der geeigneten Spannungsebene	29
Tabelle 4:	Geeignete Spannungsebene zur Bestimmung des optimalen Netzverknüpfungspunktes	30
Tabelle 5:	Einsatz neuer Technologien in 110-kV-Netzen der FNB Ost.....	31
Tabelle 6:	Neu zu errichtende oder zu verstärkende 380/110-kV-Übergabeumspanwerke (Teil 1).....	48
Tabelle 7:	Neu zu errichtende oder zu verstärkende 380/110-kV-Übergabeumspanwerke (Teil 2).....	49
Tabelle 8:	Ausbaubedarf der FNB Ost HöS/HS-Übergabepunkte	50
Tabelle 9:	Ausbaubedarf der Avacon Netz GmbH im 110-kV-Leitungsnetz	50
Tabelle 10:	Ausbaubedarf der E.DIS Netz GmbH im 110-kV-Leitungsnetz.....	53
Tabelle 11:	Ausbaubedarf der ENSO Netz GmbH im 110-kV-Leitungsnetz	54
Tabelle 12:	Ausbaubedarf der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH im 110-kV-Leitungsnetz.....	55
Tabelle 13:	Ausbaubedarf der TEN Thüringer Energienetze GmbH&Co KG im 110-kV-Leitungsnetz.....	56
Tabelle 14:	Ausbaubedarf der WEMAG Netz GmbH im 110-kV-Leitungsnetz	57

1 Präambel

Deutschland plant gemäß den Vorgaben des Bundeswirtschaftsministeriums die Fortsetzung der Energiewende in einer nun beginnenden „zweiten Phase“, welche gekennzeichnet sein wird durch mehr Wettbewerb, einen kontinuierlicheren Ausbau der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen mit effektiver Steuerung, eine Begrenzung der Kosten, durch Akteursvielfalt und eine Verzahnung mit dem Netzausbau.

An der getroffenen Entscheidung der grundlegenden Umstellung der Energieversorgung weg von der Nutzung nuklearer und auch fossiler Brennstoffe hin zur Nutzung erneuerbarer Energien wird von Seiten des BMWi weiter festgehalten. Die Zielstellungen der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Quellen im Jahre 2025 von 40 bis 45% und bis 2050 dann von mindestens 80% des Strombedarfes bleiben damit bestehen und werden sogar bestätigt.

Die Bestimmungen zum Ausbau der dafür notwendigen Infrastruktur im EnWG richten sich nach wie vor am Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes und des damit definierten Umgangs mit dem jeweiligen Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aus.

Die Flächennetzbetreiber Ostdeutschlands (FNB Ost) erleben jedoch einen nach wie vor stetigen dezentralen Zubau von Erzeugungsanlagen als auch eine spürbare Dynamisierung und Verlagerung der Last in ihren Verteilnetzen. Diese Dynamisierung des Netzbetriebs in den Verteilnetzen wird unterstützt durch den weiteren stetigen Rückbau und den nicht realisierten Neubau von konventionellen Erzeugungsanlagen mit Anschluss an den Übertragungsnetzen.

Bereits heute übersteigt die erzeugte Energiemenge aus regenerativen Quellen in bestimmten Netzregionen der FNB Ost den Energiebedarf um bereits deutlich mehr als 100%.

Die FNB Ost bekennen sich zu einer zunehmenden Nutzung der regenerativ erzeugten Energie in der eigenen Region, was über einen deutlichen Ausbau der sogenannten Sektorenkopplung gelingen kann. Dabei sind bei der Stromnetzplanung zunehmend die Möglichkeiten des Energieaustauschs mit vornehmlich Gas- und Wärmenetzen zu berücksichtigen.

Unter dieser Zielstellung erarbeiteten die Flächennetzbetreiber Ostdeutschlands (beschränkt auf das Netzgebiet der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH) nun bereits die dritte Version ihres Netzausbauplans, um den im Vergleich zum Ausbaubedarf im



Höchstspannungsnetz ebenfalls sehr erheblichen Ausbaubedarf – insbesondere in den Hochspannungsnetzen – darzustellen.

Der hier vorliegende NAP2017 – unsere gemeinsame Netzausbauplanung der 110-kV-Flächennetzbetreiber Ostdeutschlands – wurde unter Berücksichtigung zwischenzeitlicher Erkenntnisse, insbesondere aus dem NAP2015 und dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 (2017) und entsprechender Netzentwicklungen erarbeitet. Alle Aussagen dieses Netzausbauplanes beziehen sich auf das Gebiet der FNB Ost.

Ein wichtiger Ausgangspunkt des NAP2017 ist eine umfangreiche Prognose der Last- und Einspeiseentwicklung, bei welcher insbesondere die dem Netzbetreiber bekannten Netzanschlussbegehren einschließlich dessen Erfahrungen mit Realisierungswahrscheinlichkeiten, das Erzeugungspotential, das sich aus den raumplanerischen und raumordnerischen Festlegungen nach dem jeweiligen Landesrecht ergibt und sonstige im zu beplanenden Netzgebiet vorhandenen Erzeugungsanlagen und Stromspeicher Berücksichtigung finden.

Weiteren wesentlichen Einfluss üben die regionale wirtschaftliche und demografische Entwicklung und die daraus zu erwartende regionale Strom- und Leistungsnachfrage aus.

Zusammengefasst werden mit dem NAP2017 der FNB Ost wiederum folgende Ziele angestrebt:

- Erreichung einer größeren öffentlichen Wahrnehmung sowie Erhöhung der Transparenz und Akzeptanz der 110-kV-Netze und deren Ausbau durch gemeinsame Artikulation der Netzausbauplanung,
- die Abstimmung einer gemeinsamen Strategie zur eigenen EEG-Szenarienplanung und Netzausbauplanung sowie deren Kommunikation und Vertretung gegenüber der Öffentlichkeit und dem Übertragungsnetzbetreiber der Regelzone Ost (50Hertz Transmission GmbH),
- eine umfangreiche Bestandsaufnahme der „Ist-Netze“ mit Veröffentlichung von aktuell und zukünftig fehlenden Kapazitäten (Engpassgebiete) für den Anschluss von Erzeugungsanlagen und Speichern,
- eine vergleichbare Ergebnisdarstellung der Verstärkungen, Erweiterungen oder neu zu errichtenden Netzverknüpfungspunkte zwischen Verteilnetz und Übertragungsnetz (Übergabeumspannwerke), sowie der Bezifferung des auszubauenden oder zu verstärkenden 110-kV-Leitungsnetzes,

- eine weitere Verbesserung des Kompetenz- und Erfahrungsaustausches der FNB Ost zu wichtigen Fragestellungen, wie Ausbauplanungsprämissen, Szenarienverarbeitung, Trassen- und Leitungsgenehmigungsstrategien und Planungsstrategien etc.,
- eine weiter verbesserte Zusammenarbeit der Netzbetreiber hinsichtlich eines volkswirtschaftlich optimierten und gemeinsam abgestimmten Netzausbaus an den jeweiligen Grenzen der Flächennetzbetreiber (Vermeidung von Doppelstrukturen),
- eine Vorlage einer praktikablen Lösung zu den vorgehenden Veröffentlichungspflichten zum 110-kV-Netzausbau gemäß § 14 EnWG und
- eine Positionierung zu wichtigen Fragen des zukünftigen Netz- und Systembetriebs unter Beachtung der erweiterten und zusätzlichen Aufgaben der 110-kV-Flächennetzbetreiber.

Durch eine Formulierung von Szenarien, Treibern und Prämissen unserer Netzausbauplanung, eine adäquate Visualisierung der zu verstärkenden oder neu zu errichtenden Umspannwerke sowie durch eine Angabe der zu verstärkenden oder neu zu errichtenden 110-kV-Leitungstrassen soll ein hohes Maß an Transparenz, Nachvollziehbarkeit und Akzeptanz der notwendigen Ausbaumaßnahmen erreicht werden.

2 Zusammenfassung

Mit dem Inkrafttreten des EEG 2017 [1] wird die Vergütung des erneuerbaren Stroms nicht mehr wie bisher staatlich festgelegt, sondern grundsätzlich durch Ausschreibungen am Markt ermittelt. Damit sollen eine effektive jährliche Mengensteuerung erreicht und die erneuerbaren Energien stärker an den Markt herangeführt werden. Der NAP2017 der FNB Ost beantwortet die Frage des Einflusses dieses Paradigmenwechsels auf den zukünftigen Ausbaubedarf in den Hochspannungsnetzen der Netzbetreiber.

Wichtiger Arbeitsinhalt des NAP2017 war deshalb eine detaillierte Prognose der Einspeisung für die betrachteten zukünftigen Zeitbereiche unter Nutzung unabhängiger externer Expertise. Die Ergebnisse dieser netzbetreiberübergreifenden Prognose zeigen auf, dass sie nicht mit den Ergebnissen des NEP 2030 (2017) [2] übereinstimmen, sondern dass die eigene Prognose auf insgesamt deutlich höhere Einspeisewerte kommt.

Nach Auswertung der umfangreichen Netzberechnungen auf Basis der o. g. Prognose zeigt sich, dass nach wie vor der Ausbaubedarf durch die Integration vorhandener und weiter hinzukommender dezentraler Erzeugungsanlagen bestimmend für hohe Netzinvestitionen der Netzbetreiber ist, obwohl bereits erhebliche Netzteile neu errichtet oder verstärkt wurden und damit in bestimmten Netzgebieten eine erfolgreiche Integration aller bisher angeschlossenen Erzeugungsanlagen bescheinigt werden kann.

Durch den überwiegenden Anschluss der Erzeugungsanlagen in Form großer Anlagenparks an die 110-kV-Netzebene in der zurückliegenden Zeit und dem nicht zeitgleich möglichen Netzausbau haben sich in den Hochspannungsnetzen jedoch zahlreiche Netzengpässe gebildet, denen aktuell mit der bedingten Reduzierung der Einspeiseleistung begegnet wird. Der stetige weitere Zubau von Erzeugungsanlagen hat diese Situation an vielen Stellen weiter verschärft. In den Schwerpunktregionen, die durch eine besonders geringe Bezugslastdichte und einen überproportionalen Zubau von Erzeugungsanlagen geprägt sind, müssen dazu neue 110-kV-Netze errichtet bzw. vorhandene Netze massiv verstärkt werden.

Alleinstellungsmerkmal der Flächennetzbetreiber ist die 110-kV-Netzebene und damit auch die Schnittstelle zum Übertragungsnetz. In der betrachteten Netzregion müssen aktuell bis 2027 14 Netzverknüpfungspunkte neu errichtet und 25 Netzverknüpfungspunkte verstärkt werden. Diese Netzverknüpfungspunkte sind für die nächsten Jahre das zentrale Element für den Ausbau der unterlagerten Netzebenen. Diese Schnittstelle bestimmt die Ausbaugeschwindigkeit, die Netzstruktur und die Netzlängen und ist damit ein wesentliches Strukturelement. In einer weiterführenden Studie werden die Flächennetzbetreiber

untersuchen, inwieweit sich eine Sektorkopplung auf den Ausbau der Hoch- und damit der Höchstspannungsnetze auswirkt. Ziel der Flächennetzbetreiber ist es, weitgehend eine dezentrale Aufnahme, Verteilung und einen Verbrauch vor Ort über die verschiedenen Sektoren (u. a. Wärme, Gas) zu gewährleisten.

Die im NAP2017 enthaltenen Netzverknüpfungspunkte sind mit der 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz) abgestimmt. Eine verbindliche Aufnahme in den Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber für alle in Planung befindlichen Übergabepunkte muss erfolgen.

Durch den überproportionalen Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen sind im Vergleich zu Verteilnetzbetreibern außerhalb der Netzgebiete der FNB Ost nach wie vor überproportionale Investitionen notwendig. Die Ergebnisse des NAP2017 zeigen, dass trotz der Novellierung des EEG, der Berücksichtigung des NOVA-Prinzips und der Anwendung hier genannter innovativer Planungs- und Betriebsgrundsätze ein sehr erheblicher Netzausbau in der HS-Netzebene nach wie vor notwendig ist.

Unbestritten ist inzwischen die Wahrnehmung einer weiter deutlich wachsenden Rolle der 110-kV-Flächennetzbetreiber für die Netz- und Systemsicherheit des gesamten Energieversorgungssystems. Mit der zunehmenden Verlagerung auch der Erzeugung in die Verteilnetze ist deren sicherer Netzbetrieb auch für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des europäischen Verbundnetzes essentiell.

Die Themen dazu sind in gemeinsamer Arbeit der FNB Ost und 50Hertz im sogenannten „10-Punkte-Programm“ [3] adressiert und beinhalten die Aufgaben Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Netzengpassmanagement.

Alle diese Themen müssen bei der Netzausbauplanung Berücksichtigung finden. Ein abgestimmtes Vorgehen zwischen den Netzbetreibern ist notwendig.

Der gemeinsame Netzausbauplan 2017 der FNB Ost leistet dazu einen wichtigen Beitrag.

3 Netzaufgabe der Verteilnetzbetreiber – Szenariengestaltung

Für die Erarbeitung und Plausibilisierung einer abgestimmten Netzausbauplanung ist es notwendig, für die betrachteten Zeiträume Szenarien für die Entwicklung von maximaler und minimaler Bezugsleistung und der jeweils angeschlossenen Erzeugungsleistung als wesentliche bestimmende Planungskriterien zu definieren. Im Rahmen der Erarbeitung der vorliegenden Netzausbauplanung wurden die folgenden Szenarien gemeinsam untersucht, verglichen und definiert:

Szenarien für die Entwicklung der Last:

- eigene Prognosen der jeweiligen Verteilnetzbetreiber (VNB) auf Basis regionaler demografischer und wirtschaftlicher Entwicklungen,

Szenarien für die Entwicklung der Erzeugungsanlagen:

- Analyse zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien durch einen externen Dienstleister für alle am NAP2017 beteiligten Unternehmen unter Berücksichtigung der Ausweisungen von Windeignungsflächen durch die regionalen Planungsverbände/-gemeinschaften und Untersuchungen zu Potentialen von Photovoltaikanlagen auf Freiflächen und Gebäuden und
- Szenarien A, B, und C des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber NEP 2030 (2017).

Erzeugungsanlagen, die nicht dem EEG unterliegen, werden nach technischer Abschätzung des jeweiligen VNB und auf Basis der heute angeschlossenen und eingespeisten Leistungen in der Netzausbauplanung zugrunde gelegt, wobei bekannte Entwicklungen zur zukünftig geplanten Fahrweise einbezogen worden sind.

Auf Basis der Last- und Erzeugungsszenarien gibt es aus Sicht der Kombinatorik und unter der Annahme der planerischen Berücksichtigung von Extremwerten vier mögliche Szenarien:

- „Starklast mit maximaler Erzeugung“,
- „Starklast ohne Erzeugung“,

- „Schwachlast mit maximaler Erzeugung“,
- „Schwachlast ohne Erzeugung“.

Von diesen vier möglichen „Worst-Case-Szenarien“, zwischen denen sich alle denkbaren Netzzustände bewegen, sind erfahrungsgemäß zwei Szenarien für die Netzausbauplanung im Hochspannungsnetz besonders auslegungsrelevant:

- „Starklast ohne Erzeugung“ („Starklastfall“),
- „Schwachlast mit maximaler Erzeugung“ („Erzeugungsfall“).

In ländlichen Netzregionen mit bereits sehr hoher installierter Einspeiseleistung und gleichzeitig sehr geringer Last stellt der Erzeugungsfall bei Netzdimensionierung und Netzausbau die auslegungsrelevante Größe dar.

In verdichteten, städtischen Strukturen mit hoher Bezugsleistung und wenig Flächenpotenzial für den Auf- und Ausbau von EEG-Erzeugungsanlagen dominiert dagegen der Starklastfall.

Auf Basis aller Szenarien, jedoch besonders unter Berücksichtigung des Starklast- und des Erzeugungsfalls, wird für den vorliegenden NAP2017 das nach Einschätzung der beteiligten Netzbetreiber für die aktuelle Mittel- und Langfristplanung der Netzinvestitionen zugrunde zu legende Leitszenario mit Betrachtungsfokus 2027 verwendet. Das Jahr 2027 wurde vor dem Hintergrund eines zehnjährigen Betrachtungszeitraums gewählt. Dieser soll dann in Analogie zur periodischen Überarbeitung der ÜNB-Netzentwicklungspläne weiter fortgeschrieben und ggf. aktualisiert und präzisiert werden. Für perspektivische Betrachtungen werden darüber hinaus in Einzelfällen die nach o. g. Methodik prognostizierten Entwicklungen bis 2030 und 2035 zugrunde gelegt.

3.1 Szenarien für die Entwicklung der Last

Für die Entwicklung der Last verwenden die VNB jeweils ihre eigene Prognose, die sich im Regelfall auf die heute vorhandene Bezugsleistung stützt.

Dabei wird für die Erstellung des NAP2017 in Anlehnung an die DENA-Verteilnetzstudie [4] im Regelfall von einer konstanten Lastsituation oder bereits von einer leicht sinkenden Last (insbesondere in ländlich geprägten Regionen mit negativer demografischer Entwicklung) ausgegangen. In Gebieten mit prognostiziert gleicher Last wird erwartet, dass Effizienzsteigerungen zumindest teilweise durch neue elektrische Anwendungen wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge kompensiert werden.

In Anlehnung an die DENA-Verteilnetzstudie bleibt innerhalb der Erarbeitung des NAP2017 der für die Belastung des HS-Netzes entlastend wirkende Einsatz von Speichern zunächst unberücksichtigt, da entsprechende Effekte derzeit nicht mit ausreichender Güte abgeschätzt werden können.

3.2 Szenarien für die Entwicklung der Einspeisung

3.2.1 Szenarien des Netzentwicklungsplanes

Im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplanes (NEP) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im zweijährigen Turnus werden Szenarien für die Entwicklung der installierten Leistungen der EEG-Erzeugungsanlagen von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und der Bundesnetzagentur vorgelegt. Die Szenarien spannen einen Szenariorahmen auf, der von der Bundesnetzagentur konsultiert und freigegeben wird.

Im NEP 2030 (2017) sind die zugrunde gelegten Szenarien folgendermaßen definiert, vgl. [2]:

- Szenario A – Konservatives Szenario ohne Berücksichtigung der Klimaschutzziele und mit größerem Anteil konventioneller Kraftwerke,
- Szenario B – Transformationsszenario mit Berücksichtigung der Klimaschutzziele und einer zunehmenden Energiewende,
- Szenario C – Innovationsszenario mit Berücksichtigung der Klimaschutzziele und einem schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien sowie deutliche Entwicklungen von Sektorenkopplung und innovativen Stromanwendungen.

Es wird angenommen, dass Kraftwerke auf der Basis fossiler Energieträger als große Erzeugungseinheiten am Übertragungsnetz angeschlossen sind und damit keinen Einfluss auf den Ausbaubedarf der Verteilnetze haben.

3.2.2 Szenarien des Netzausbauplanes

Für die Erstellung des NAP2017 wird ein Leitszenario zugrunde gelegt. Das Szenario enthält für jeden Flächennetzbetreiber die Ausbauprognose aller Erzeugungseinheiten aus Windenergie, Photovoltaik, Biomasse und sonstigen Einspeiseanlagen. Den wesentlichen Einfluss auf die Netzausbauplanung der FNB Ost haben die Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Im Bereich der Biomasseanlagen wird nur von einem gemäßigten Zuwachs ausgegangen, da die Flächen zum Anbau der Einsatzstoffe für Biomassenanlagen bereits großflächig ausgenutzt sind. Auch berücksichtigt sind die Entwicklungen der sonstigen Einspeiser, wie z.B. Geothermie-, Wasser- und Gaskraftwerke sowie Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

Das Szenario für die maßgeblichen Energieträger Wind und Photovoltaik wurde durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) für alle Flächennetzbetreiber erstellt [5]. Durch die Erarbeitung und Plausibilisierung der Prognosewerte von einem unabhängigen Dritten wird zum einen die Anwendung einheitlicher Vorgehensweisen für alle beteiligten Netzbetreiber sichergestellt, zum anderen hat das hiermit beauftragte Unternehmen FfE bereits umfangreiche Erfahrungen bei der Prognosedatenerarbeitung und Regionalisierung durch seine Mitwirkung im NEP der Übertragungsnetzbetreiber sammeln können.

Für die Erarbeitung der Prognosewerte hat FfE fünf wesentliche Arbeitsschritte durchgeführt:

1. Eine Aktualisierung und Validierung der Datenbasis zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit dem Ziel, ein vollständiges, georeferenziertes und mit Metadaten angereichertes Bestandsplanwerk der Windenergieanlagen im Untersuchungsgebiet aufzubauen. Photovoltaikanlagen wurden hingegen vollständig auf Gemeindeebene mit Angabe des Anlagentyps (Gebäude oder Freifläche) abgebildet.
2. Erarbeitung eines Modells zur Entwicklung des Bestandes an Windenergieanlagen durch Betrachtung des Rückbaus bzw. Weiterbetriebs von Windenergieanlagen unter Vorgabe einer festen technischen Lebensdauer.

3. Analyse und Aufbereitung der regionalplanerischen und/oder raumordnerischen Festlegungen der Bundesländer zu Windeignungs- bzw. Windvorranggebieten sowie deren Einfluss auf den Zubau oder das Repowering von Windenergieanlagen.
4. Erarbeitung einer sogenannten „Bottom-Up-Modellierung“ für das Leitszenario zur Entwicklung des Bestands von Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen ausgehend von der aktuellen Antragslage und auf Basis der Ausschreibungsmethodik des EEG 2017 unter Berücksichtigung der Entwicklung des Zubaus im gesamten Bundesgebiet.
5. Aufbereitung und Aggregation der Ergebnisse in eine von den Netzbetreibern gewünschte Form, damit diese die Prognosedaten anschließend in Netzberechnungen integrieren können.

Die Ergebnisse der extern durch FfE erarbeiteten Prognosedaten wurden für eine vorausschauende Zehnjahresplanung von jedem Netzbetreiber plausibilisiert.

Gegenüber dem NAP2015 mit einer prognostizierten installierten Erzeugungsleistung von 43 GW für 2025 ergibt sich im NAP2017 nun für 2027 im Szenario der FNB Ost eine installierte Erzeugungsleistung von rund 47 GW (vgl. Tabelle 1).

Den wesentlichen Beitrag liefern dabei Windenergie und Photovoltaik. Im NAP2015 wurde für diese beiden Energieträger in Summe eine installierte Leistung von 38,8 GW in 2025 prognostiziert, der NAP2017 erwartet nun für 2027 eine installierte Leistung von 41,3 GW. Durch die Ausschreibungsverfahren für Windenergieanlagen wird zwar eine Dämpfung beim Ausbau von Windenergieanlagen erwartet (ca. 1,8 GW weniger trotz des um 2 Jahre fortgeschrittenen Planungshorizonts). Dies wird aber durch eine erhöhte Prognose bei Photovoltaikanlagen mehr als ausgeglichen.

	Avacon Netz (nur Regelzone 50Hertz)	E.DIS Netz	ENSO NETZ	MITNETZ STROM	TEN	WEMAG Netz	Summe
Leistung in MW - Istwerte in 2016							
Starklast*	710	2.400	1.189	3.044	1.355	415	9.113
Schwachlast*	290	950	422	1.280	602	144	3.688
max. Bezug ****	240	1.423	1.054	2.490	1.348	249 ***	6.804
max. Rück- speisung****	1.640	2.959	0	2.876	623	656 ***	8.754
Prognose für Bezug und Einspeisung 2027							
max. Bezug ****	220	1.370	1.100	2.200	1.300	89 ***	6.279
max. Rück- speisung****	3.700	13.200	400	7.480	3.350	2.830 ***	30.960
Prognose aller dezentrale Erzeugungsanlagen 2027							
Wind**	3.880	9.447	601	6.533	2.742	2.151	25.354
PV**	1.240	5.573	839	5.657	1.642	962	15.913
Biomasse**	190	592	70	328	305	128	1.613
Sonstige Erzeugung**	350	1.162	410	1.750	600	5	4.277
Summe der instal- lierten Erzeugungs- leistung	5.660	16.774	1.920	14.268	5.289	3.246	47.157

Tabelle 1: Wesentliche Kenngrößen zur Untersetzung der Szenarien für NAP2017

* - max. Lastabnahme nach StromNZV §17

** - Summe der installierten Leistung

*** - hier ist ein vertikaler Austausch an gemeinsamen Übergabestellen mit der E.DIS Netz berücksichtigt

**** - von/an Übertragungsnetzbetreiber

3.2.3 Differenzen der Szenarien des NAP und NEP

In der Erstellung des Leitszenarios für den NAP2017 sind Abweichungen zu den Prognosen des NEP 2030 (2017) zu erkennen. Diese Differenzen sind zum einen durch die unterschiedlichen Betrachtungshorizonte und zum anderen durch die wesentlichen Unterschiede in der Top-Down-Modellierung (NEP) und der Bottom-Up-Modellierung (NAP) zu erklären.

Abbildung 1 zeigt die Entwicklungsszenarien des NEP und die Prognose der Bottom-Up-Modellierung des verwendeten NAP-Leitszenarios im direkten Vergleich. Es ist zu erkennen, dass eine deutliche Abweichung der prognostizierten EEG-Entwicklung zwischen NAP und

NEP vorliegt. Der direkte Vergleich bezieht sich hier auf die maßgeblichen Windenergie- und Photovoltaikanlagen, da diese Energieträger aufgrund der dynamischen Entwicklungen und der im Vergleich zu anderen Energieträgern hohen installierten Leistungen für den Netzausbau maßgeblich sind.

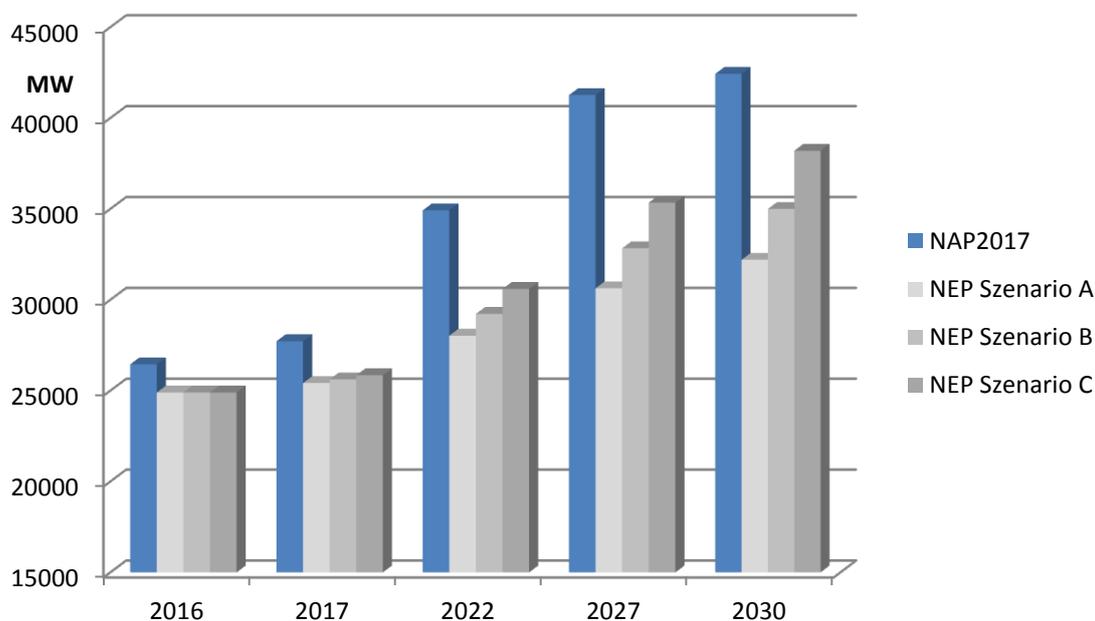


Abbildung 1: Prognose der Erzeugungsleistung aus Photovoltaik und Windenergieanlagen der FNB Ost im Vergleich zu den Prognosezahlen des NEP 2030 (2017) für die fünf ostdeutschen Flächen-Bundesländer.

Die Prognose des NAP übersteigt deutlich alle Szenarien des NEP. Wesentliche Unterschiede sind in den unterschiedlichen Ansätzen begründet. Während die Prognose des NEP eine bestmögliche Verteilung festgeschriebener Entwicklungsziele als Top-Down-Verteilung darstellt, werden in der Prognose des NAP Detailinformationen, wie sie nur ein Bottom-up Ansatz liefern kann, berücksichtigt. Zu diesen Detailinformationen gehört insbesondere die Berücksichtigung ausgewiesener oder in Ausweisung befindlicher Vorrangflächen für Windenergie. Darüber hinaus werden die Anlagenbestände hochaufgelöst in die Flächenkulisse integriert, so dass anhand definierter Parameter ein Entwicklungsszenario hoher Qualität für den Zubau von Windenergieanlagen entsteht.

Für die Photovoltaikprognose erfolgt eine Unterteilung in Freiflächen- und Dachanlagen. Für die Entwicklung der PV-Dachanlagen wurde dabei auf eine Vielzahl statistischer Daten von Gebäude- und Siedlungstypen zurückgegriffen. Diese regionalen Gebäudemodelle wurden mit Analysen zu u. a. Dachaufbauten, siedlungstypischer Verschattung und weiteren

Angaben verschnitten. Die Prognose der PV Dachanlagen erfolgt über die Potentialermittlung von gemeindespezifischen Parametern zur Beschreibung der Ausbaudynamik. Der verwendete Ansatz für die Freiflächen-PV-Anlagen besteht in einer Unterteilung in Konversionsflächen und Verkehrswege. Unter Einbeziehung der Ausschreibungsmethodik und der Analyse geeigneter Flächen erfolgt die Prognose dieser Anlagen.

Bei der Erarbeitung der Prognose wurden mit sehr großem Aufwand regionale Gegebenheiten und landespolitische Ziele berücksichtigt. Der im NAP2017 zu Grunde gelegten Prognose kann deshalb eine sehr hohe Güte bescheinigt werden. Die Prognosedaten der FNB Ost sind substantiiert und realistisch.

Es wäre wünschenswert diesen Grad an Detailinformationen auch in die Erstellung des NEP einfließen zu lassen, um so den Mehrwert auch in den weiteren Planungen der NEP zu erhalten.

3.2.4 Prognosen der einzelnen Bundesländer

Parallel zu den Szenarien, die von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Erstellung des NEP entwickelt werden, gibt es in den einzelnen Bundesländern ebenfalls Prognosen über den Ausbau der EEG-Einspeisungen. Die Flächennetzbetreiber wirken hier aktiv bei der Erarbeitung und dem Abgleich mit den einzelnen Bundesländern zusammen, wodurch sich eine hohe Detailabstimmung mit den Planungen der Bundesländer ergibt. Sofern vorhanden wurden im NAP2017 aktuelle Ausbaustudien der einzelnen Bundesländer berücksichtigt.

Die Flächennetzbetreiber wirkten und wirken aktiv auf eine Angleichung der Prognosen der Bundesländer, der Prognosen der ÜNB im Rahmen der Entwicklung des NEP 2030 (2017) und der eigenen detaillierten und regional unteretzten Prognosen hin.

Land Brandenburg:

Aktuell wird vom Land Brandenburg eine neue Energiestrategie erarbeitet, in welcher auch Prognosen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien auf Basis von externen Prognoserechnungen des Unternehmens Prognos enthalten sind. Demnach sieht Brandenburg die im NEP für 2030 veranschlagten Zahlen für Windenergie (6,9 bis 7,4 GW) als deutlich zu gering an, nachdem bereits heute 6,4 GW Windenergieanlagen in Brandenburg installiert sind. Bereits Anfang 2019 wird in Brandenburg mit einer installierten

Gesamtleistung Windenergie von 7,2 GW gerechnet. Erste Berechnungen von Prognosen ergeben aktuell sogar eine Ausbauleistung von 8,5 GW in 2030, welche aus Sicht des Ministeriums für Wirtschaft und Energie bei eher 9,5 GW zu veranschlagen sind. Den NEP-Prognosen für PV für 2030 (2017) von 3,6 – 4,3 GW stehen aus dem Land realistische Prognosewerte von 5,5 GW entgegen.

Land Mecklenburg-Vorpommern:

In einem breiten gesellschaftlichen Konsens hat sich Mecklenburg-Vorpommern auf die Energiewende eingestellt, diese bietet viele Vorteile und bedeutende Chancen. Das Kabinett hat dazu im Februar 2015 eine energiepolitische Konzeption verabschiedet. Gleichberechtigte Themenfelder dieser Konzeption sind Ausrichtung der Bürgerbeteiligung, Energiepolitik und Klimapolitik auf die Energiewende. Aufgrund seines flächenmäßigen Anteils am Bundesgebiet von ca. 6,5 % möchte Mecklenburg-Vorpommern diesen prozentualen Anteil auch am zukünftigen Strombedarf in Deutschland bereitstellen.

Freistaat Sachsen:

Der Freistaat Sachsen hat seine klimapolitischen Ziele im „Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012“ [6] veröffentlicht. Mit Bezug auf die Energieerzeugung wird dabei Wert auf eine gleichberechtigte Nutzung der heimischen Braunkohle und erneuerbarer Energie gelegt. Entsprechend moderat sind die formulierten Ausbauziele. So wird bezogen auf das Jahr 2012 das Potenzial zur Verdoppelung der Energieerzeugung aus Solarenergie bis 2022 gesehen. Für den gleichen Zeitraum wird mit einer Steigerung der Energieerzeugung aus Biomasse und Windenergie um jeweils 30% gerechnet. Das Potenzial der Wasserkraft ist im Wesentlichen erschlossen, so dass nur noch mit geringer Steigerung der diesbezüglichen Energieerzeugung gerechnet wird. Als Gesamtziel wird verfolgt, den Anteil erneuerbarer Energie am Bruttoelektroenergieverbrauch auf 28% zu steigern. Der Freistaat Sachsen legt durch die im Allgemeinen hohe Siedlungsdichte besonderen Wert auf eine verträgliche Ausweisung neuer oder erweiterter Windeignungsgebiete und bevorzugt dazu Gebiete mit hoher technogener Vorbelastung wie Bergbaufolgefleichen, Kraftwerksstandorte und Konversionsflächen.

Land Sachsen-Anhalt:

Die Landesregierung Sachsen-Anhalt hat im April 2014 das Energiekonzept 2030 [7] veröffentlicht. Darin bekennt sich die Landesregierung zum Ziel, weiterhin ein führendes Land bei Ausbau und Nutzung der erneuerbaren Energien zu sein. Bei der Nutzung von



Biomasse werden nur noch vergleichsweise geringe Potenziale gesehen (Steigerung der Energiegewinnung aus Biomasse um max. 16% bis 2030). Es wird allerdings trotzdem mit einer deutlichen Zunahme der installierten Leistung von Biomasseanlagen von 390 MW auf 600 MW gerechnet. Begründet wird dies mit der Erwartung, dass Biomasseanlagen künftig sehr viel flexibler eingesetzt werden als bisher.

Bei Windenergieanlagen rechnet die Landesregierung mit einer installierten Leistung von ca. 6,5 GW in 2030. Das ist eine Steigerung um mehr als 60% im Vergleich zum Bezugsjahr 2014. Aktuell sind ca. 1% der Landesfläche für Windeignungs- und -vorranggebiete ausgewiesen. In Sachsen-Anhalt stehen viele Windenergieanlagen außerhalb von ausgewiesenen Windeignungs- und -vorrangflächen. Das Land bietet Gemeinden die Möglichkeit, für diese Standorte die Ausweisung von Windeignungs- und -vorrangflächen zu beantragen. Werden diese Flächen mitgezählt, hat das Land bereits jetzt das von der Bundesregierung angestrebte Ziel, 2% der Landesfläche als Windeignungs- und -vorrangflächen auszuweisen, erfüllt. Die weitere Leistungssteigerung wird deshalb im Wesentlichen durch das Auffüllen und Verdichten bestehender Windeignungs- und Windvorrangflächen und durch Repowering erreicht.

Bei Photovoltaik wird mit dem Potenzial einer Steigerung um das 2 bis 4-fache bezogen auf die Erzeugung des Jahres 2014 gerechnet. Photovoltaikanlagen auf Gebäuden wird Vorrang gegenüber Freiflächenanlagen eingeräumt. Zur Förderung wurden daher Genehmigungsverfahren für Gebäude-PV-Anlagen vereinfacht. Geothermie und Wasserkraft spielen in Sachsen-Anhalt eine untergeordnete Rolle.

Freistaat Thüringen

In Thüringen hat die Landesregierung die Verdreifachung der Windvorranggebiete im Koalitionsvertrag [8] als politisches Ziel festgeschrieben. Danach sollen die Flächen für Windnutzung von derzeit 0,3 % auf 1 % der Landesfläche erweitert werden. Dies impliziert somit mindestens eine Verdreifachung der aktuell installierten Windleistung als langfristiges Ziel. Zur Umsetzung der Verdreifachung der Windvorrangflächen wurden sogenannte Präferenzraumstudien für die Ermittlung von Windeignungsgebieten erarbeitet. Darin sind auch Eignungsflächen für die Nutzung von Windenergie in Waldflächen enthalten, um das 1-Prozent-Ziel der Landesregierung zu erreichen. Inwieweit die Ausweisung von Vorranggebieten im Wald zur Erfüllung der politischen Ziele beiträgt, hängt letztendlich von der wirtschaftlichen Bewertung der ausgewiesenen Standorte ab.

Darüber hinaus werden derzeit die Regionalpläne der vier Planungsgemeinschaften zur Ausweisung von Windvorranggebieten überarbeitet. Die finale Fertigstellung dieser

Unterlagen soll bis März 2018 abgeschlossen sein. Bis zu diesem Zeitpunkt herrscht eine gewisse Unsicherheit sowohl bei den Anlagen- als auch bei den Netzbetreibern, die eine zielgerichtete Planung erschweren. Nichtsdestotrotz weisen aktuelle Tendenzen darauf hin, dass der weitere Zubau von Windenergieanlagen in der nördlichen Hälfte Thüringens stattfinden wird.

Mit dem Entwurf eines Windenergieerlasses des Thüringer Ministeriums für Infrastruktur und Landwirtschaft wurden zudem die rechtlichen Voraussetzungen für die Ausweisung von neuen Windvorranggebieten geschaffen. In dieser Unterlage sind u. a. Aussagen zu Abstandsregelungen sowie zu harten und weichen Tabuzonen enthalten. Im Zuge des Repowerings kann es evtl. zur Vergrößerung der ursprünglich ausgewiesenen Fläche bestehender Windparks kommen.

Derzeit wird die Verabschiedung eines Klimagesetzes durch das Thüringer Umweltministerium vorangetrieben, mit dem Ziel, die Energieversorgung bis 2040 bilanziell auf einen Mix aus 100 Prozent erneuerbarer Energien umzustellen. Vor diesem Hintergrund wird neben dem Ausbau der Windenergie die Photovoltaik das zweite wichtige Standbein werden, so dass auch hier mit einer deutlichen Zunahme der Anlageninstallationen zu rechnen ist.

4 Wichtige Prämissen

Der Netzausbauplan 2017 der FNB Ost (NAP2017) ist u. a. als aktualisierte Detaillierung und Plausibilisierung der BMWi Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie) [9] und der DENA-Verteilnetzstudie [4] zu sehen.

Die Aktivitäten des vorliegenden Netzausbauplanes beinhalten die Umsetzung folgender wichtiger Prämissen:

- Berücksichtigung der mit den jeweiligen Netzbetreibern abgestimmten EEG-Szenarien der jeweiligen Bundesländer (vgl. Abschnitt 3.2.4),
- Berücksichtigung vorliegender Erkenntnisse und Szenarien zur Lastentwicklung u. a. der Industrielasten, im gewerblichen Bereich und des demografischen Wandels im Privathaushaltsbereich gemäß Abschnitt 3,
- planerische Berücksichtigung der bereits in der DENA-Verteilnetzstudie aufgeführten Optimierungspotenziale im 110-kV-Netz, z. B. die Berücksichtigung von Mehrfachbündelleitern (vgl. Abschnitt 6).
- Berücksichtigung aktueller technischer Vorgaben, u. a. aktueller technischer VDE-FNN-Anwendungsregeln

5 Angewendete Grundsätze zur Netzplanung

5.1 Das NOVA-Prinzip

Die Netzplanung, insbesondere zur Integration von Erzeugungsanlagen in die Verteilnetze, erfolgt auf Basis von Modellen und deren Berechnung mittels aktuellster softwarebasierter Planungswerkzeuge. Dabei ist es stetes Ziel, die Modelle immer weiter zu verfeinern, um ein möglichst genaues Abbild der Realität zu erhalten und somit unnötige Netzreserven, die sich aus einer unscharfen Netzmodellierung ergeben, weiter zu reduzieren. Eine Maßnahme in diesem Sinne ist zum Beispiel die Berücksichtigung von maximal in der Realität auftretenden Gleichzeitigkeitsfaktoren zwischen verschiedenen Erzeugungsanlagen und –formen (vgl. Abschnitt 6.2).

Wird auf Basis der Planungsergebnisse oder aus dem Betrieb der Netze heraus ein Handlungsbedarf festgestellt, wird nach dem sogenannten **NOVA**-Prinzip verfahren. Dies bedeutet, dass grundsätzlich die **NetzOptimierung** vor einer **NetzVerstärkung** erfolgt und diese wiederum vor **NetzAusbau**. Neben der reinen technischen Abwägung werden die jeweiligen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen in die Entscheidungsfindung einbezogen.

Typische Maßnahmen der verschiedenen Maßnahmenklassen des NOVA-Prinzips sind:

NetzOptimierung:

- Schaltzustandsoptimierung
- Freileitungsmonitoring
- Auslastungsmonitoring

NetzVerstärkung:

- Bodenabstandserhöhungen von Freileitungen zur sukzessiven Erhöhung der Trassierungstemperatur auf bis zu 80°C (soweit noch nicht gegeben)
- Um-/ Zubeseilung auf bestehendem Gestänge mit konventionellem Al/St-Seil
- Einsatz von Hoch- oder Höchsttemperaturleiterseilen
- Ersatzneubau von Freileitungen, ggf. mit Bündelleitern

NetzAusbau:

- Neubau auf neuen Trassen als Freileitung oder Kabel bzw. Bau sogenannter „separater Netze“ (vgl. Abschnitt 6.7)

Die FNB Ost wenden bei ihrer Netzplanung für die Erstellung dieses Netzausbauplanes das NOVA-Prinzip vollständig an. Alle nachfolgend aufgezeigten Netzausbauerfordernisse sind also notwendig, weil die Mittel der Netzoptimierung und der Netzverstärkung bereits vollständig ausgeschöpft wurden oder für die prognostizierten Belastungen nicht ausreichend sind.

5.2 Gleichzeitigkeiten

Die zeitgleiche Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen hat einen wesentlichen Einfluss auf die benötigte Netzkapazität. Insbesondere das Verhalten der Windenergie- und Photovoltaikanlagen muss aufgrund der direkten Wetterabhängigkeit für die Netzausbauplanung bewertet werden. Es besteht Grund zu der Annahme, dass eine Ausbauplanung basierend auf der installierten Leistung aller Erzeugungsanlagen aufgrund der flächenmäßigen Ausdehnung der betrachteten Versorgungsgebiete zur Überdimensionierung der 110-kV-Netze führen kann.

Als Ergebnis der Untersuchung werden sogenannte Gleichzeitigkeitsfaktoren ermittelt, die als Maß für die zeitgleiche Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen (PV) jeweils untereinander als auch in deren Kombination dienen und bei der Erarbeitung des NAP2017 in den Netzberechnungsvarianten ohne Spitzenkappung (vgl. Abschnitt 6.3) zur Anwendung kamen.

Zur Bestimmung der Gleichzeitigkeitsfaktoren wurden nachfolgende Grundsätze aufgestellt und von den beteiligten Netzbetreibern einheitlich angewendet:

- Auswertung der Zeitreihen (Viertelstundenwerte) aller leistungsgemessenen Erzeugungsanlagen vom Typ Wind und PV,
- Betrachtung des jeweiligen Versorgungsgebietes der Netzbetreiber, ggf. Unterteilung in galvanisch getrennte HS-Netze,
- Auswertezeitraum ist mindestens ein vollständiges Kalenderjahr,
- Bezugsgröße ist jeweils die kumulierte installierte Leistung der Windenergie- bzw. PV-Anlagen eines Netzgebietes,
- nur Berücksichtigung der Anlagen, für die ein vollständiger Datensatz im gesamten Auswertezeitraum vorliegt → konstante Bezugsgröße gewährleisten.

Je größer die betrachtete Fläche und die kumulierte installierte Leistung, desto geringer sind die Gleichzeitigkeitsfaktoren.

Die grafische Auswertung der normierten Viertelstundenwerte ergibt für jedes Netzgebiet eine Punktwolke, aus der die maximalen Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen entnommen werden können. Abbildung 2 veranschaulicht das Ergebnis an einem Beispiel eines Flächennetzbetreibers.

In diesem Beispiel beträgt die maximal eingespeiste Leistung aus allen PV-Anlagen ca. 80 % der installierten Modulleistung. Aus Windenergieanlagen werden maximal ca. 95 % der installierten Leistung eingespeist. Für die kombinierte Einspeisung aus Windenergie- und PV-Anlagen werden die maximalen Gleichzeitigkeitsfaktoren aus Abbildung 2 mit 0,9 für Wind und 0,7 für PV bestimmt. Der Ausbauplanung des beispielhaft gewählten 110-kV-Netzes werden somit 90 % der installierten Windleistung und 70 % der installierten PV-Leistung als maximale Einspeiseleistung zugrunde gelegt.

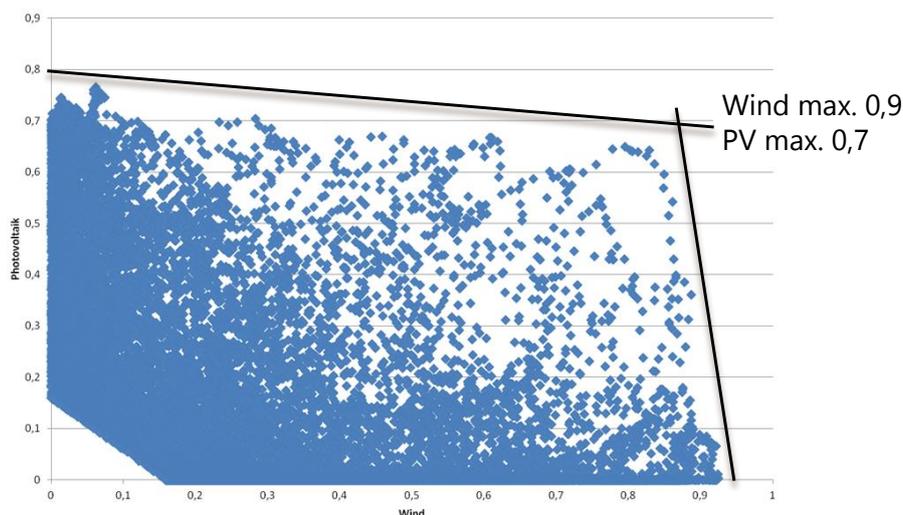


Abbildung 2: Beispielhafte Bestimmung der Gleichzeitigkeitsfaktoren für Wind- und PV-Einspeisung

Die Gleichzeitigkeitsfaktoren liegen für die Flächennetzbetreiber der Regelzone 50Hertz in der gleichen Größenordnung. Dennoch bestehen regionale Unterschiede. Insbesondere die Flächenausdehnung der einzelnen Netzgebiete sowie die jeweils vorherrschenden Windverhältnisse und die ggf. unterschiedliche Globalstrahlung haben maßgeblichen Einfluss auf die Gleichzeitigkeitsfaktoren.

Dieser Zusammenhang wird durch den Vergleich mit Auswertungen über das gesamte Höchstspannungsnetz (HöS-Netz) der Regelzone 50Hertz verdeutlicht, welches geringere Werte im Vergleich zu den HS-Netzen aufweist. Für lokale Betrachtungen in den MS- und NS-Netzebenen ist dagegen die volle installierte Einspeiseleistung für die Auslegung der Netze relevant. In der nachfolgenden Tabelle 2 sind die ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abhängigkeit der Spannungsebenen gegenübergestellt.

Energieträger	Netzebene			
	HöS-Netz (50Hertz)	HS-Netz (VNB)	MS-Netz (VNB)	NS-Netz (VNB)
Wind	0,65 - 0,8	0,7 - 1	1	1
Photovoltaik	0,25 - 0,5	0,5 - 0,95	1	1

Tabelle 2: Gleichzeitigkeitsfaktoren für kombinierte Wind- und PV-Einspeisung nach Netzebenen

Im Rahmen der Netzausbauplanung werden die Szenarien mit maximaler Windeinspeisung, maximaler PV-Einspeisung sowie kombinierter Wind- und PV-Einspeisung und anderenfalls maximaler Last untersucht und somit die kritischsten Netzzustände ermittelt. Basierend auf den Ergebnissen der Netzberechnung werden die notwendigen Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen identifiziert.

Zusammenfassend lassen sich nachstehende Schlussfolgerungen ableiten:

- Die Abhängigkeit der Gleichzeitigkeit von der räumlichen Ausdehnung sowie von regionalen Besonderheiten der Netzgebiete ist zu berücksichtigen:
 - Planung der HS-Netze basiert auf relativ hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren,
 - Betrachtung der gesamten Regelzone liefert geringere Gleichzeitigkeiten,
 - Auslegung der MS- und NS-Netze erfolgt ohne Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren.
- Folgende Szenarien sind für die HS-Netzplanung zu untersuchen:
 - Szenario maximale Windeinspeisung,
 - Szenario maximale PV-Einspeisung,
 - Szenario kombinierte Wind- und PV-Einspeisung.
- Das Szenario mit höchster Netzbelastung ist relevant für Ausbauplanung.

Die Ergebnisse des NAP2017 gelten nur für die hier betrachteten Netze mit hohem Anteil an Wind- und PV-Einspeisung in der 110-kV-Netzebene.

5.3 Einsatz von Verfahren zur Spitzenkappung, Gleichzeitigkeitsfaktoren und der thermischen Strombelastbarkeiten von HS-Freileitungen

5.3.1 Grundsätze zur Spitzenkappung

Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen erzeugen elektrische Energie entsprechend des Dargebotes von Sonne und Wind. Da dieses sehr stark schwankt, ergibt sich auch eine fluktuierende Einspeisung mit langen Phasen, in denen nur wenig Leistung eingespeist wird und nur kurzen Phasen mit Einspeisung der installierten Leistung oder eines hohen Anteils davon. Beispielhaft ist der Einspeisegang einer Photovoltaikanlage in das Netz eines der beteiligten Flächennetzbetreiber in Abbildung 3 dargestellt.

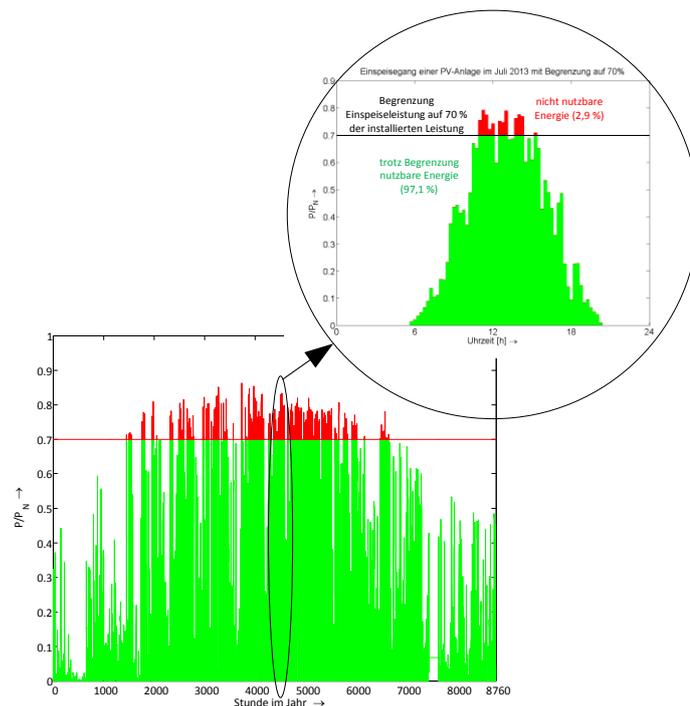


Abbildung 3: Beispiel für einen Einspeisegang einer PV-Anlage mit Begrenzung der einspeisbaren Leistung

Wird die maximale Einspeiseleistung der Anlage begrenzt, so wird nur wenig Leistung – und dies für kurze Zeit – nicht genutzt. Im Beispiel beträgt die nicht nutzbare Energie bei einer

Begrenzung auf 70% der installierten Leistung nur 3%. Für dieses Vorgehen wurde der Begriff ‚Spitzenkappung‘ eingeführt. Sie ist inzwischen gesetzlich als Option des Netzbetreibers im §11 Abs. 2 EnWG [10] verankert - wobei betroffene Anlagenbetreiber entschädigt werden.

Da vor Einführung der Spitzenkappung die Netze immer so ausgebaut werden mussten, dass die gesamte erzeugte Leistung der Einspeiser zu jeder Zeit aufgenommen werden konnte, führte dies dazu, dass teilweise aufwändige Netzausbaumaßnahmen notwendig waren, um nur wenig zusätzliche Energie in das Netz aufnehmen zu können. Durch Nutzung der Spitzenkappung können diese Netzausbauten entweder ganz vermieden oder auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden, wenn sie vom betroffenen Netzbetreiber angewandt wird.

5.3.2 Spitzenkappung in der Netzplanung

Die Spitzenkappung stellt damit ein interessantes zusätzliches netzplanerisches Werkzeug dar, das in bestimmten Situationen dabei helfen kann, den Netzausbau langfristig zu reduzieren.

Im Rahmen der Netzplanung sind Betriebsmittel auf bestimmte Leistungsanforderungen zu dimensionieren. Für die Spitzenkappung gibt es im EnWG § 11(2) [10] die Festlegung, dass jährlich maximal eine Energie von 3 % der gesamten erzeugbaren Energie der Anlage abgeregelt werden darf. Um diesen Energiewert für eine Netzplanung nutzen zu können, muss er in einen Leistungswert umgerechnet werden. Diese Umrechnung hängt von der Art der verbauten Anlagen, den Umgebungsbedingungen und den lokalen Klimabedingungen ab. Diese Informationen liegen dem Planer bei der Auslegung eines zukünftigen Netzes nicht mit hinreichender Sicherheit vor. Daher wird in [11], [12] u.a. ein einfaches Umrechnungsverfahren (pauschale Kappung) beschrieben, welches für Planungsaufgaben angewendet werden kann, wenn keine detaillierteren Daten zur Verfügung stehen. Für die Planung kann demnach folgende pauschale Leistungsreduzierung der direkt im eigenen Netz angeschlossenen Anlagen angenommen werden, wenn maximal 3 % der jährlichen Arbeit abgeregelt werden darf:

- Windenergieanlagen – Begrenzung auf minimal 87 % der installierten Leistung;
- PV-Anlagen – Begrenzung auf minimal 70 % der installierten Modulleistung.

Abregelungen von Anlagen, die nicht an eigene Netze angeschlossen sind, dürfen dabei netzplanerisch nicht vorgenommen werden.

Zu beachten ist zudem, dass die Spitzenkappung nur angewandt werden darf, wenn konkrete Überlastungen (Netzengpässe) vorliegen. Das wiederum setzt eine geeignete Mess- und Regeltechnik voraus, um diese Überlastungen überhaupt erkennen zu können, was die Anwendung der Spitzenkappung insbesondere in den unteren Netzebenen faktisch begrenzt. Für die Erstellung des hier vorliegenden Netzausbauplanes wird dieses Verfahren mit den o. g. Kappungsfaktoren modellhaft angewendet, um möglichst synchron zum Vorgehen beim NEP 2030 zu sein. Eine grundsätzliche Entscheidung der beteiligten Häuser zur Anwendung der Spitzenkappung ist damit nicht getroffen.

Im Rahmen der Erarbeitung des NAP2017 wird in gesetzeskonformer Vorgehensweise, aber abweichend vom NEP 2030 der Übertragungsnetzbetreiber modelliert, dass ausschließlich die an den eigenen Netzen der hier beteiligten Häuser angeschlossenen Anlagen zur Vermeidung eigener Netzüberlastungen betrachtet werden.

Die größten Effekte der Spitzenkappung werden jedoch in der Mittelspannungsebene vermutet, da aufgrund des zunehmend direkteren Zusammenhangs zwischen Einspeiseverhalten einzelner Erzeugungsanlagen und deren Auswirkungen auf jeweilige Engpässe mit sinkender Spannungsebene (und damit geringerer Teilnetzgröße) hier beim Einsatz entsprechender Mess- und Regelungstechnik anlagenscharf abgeregelt werden könnte. Mit zunehmender Spannungsebene nimmt der Nutzen der Spitzenkappung nach bisherigen Erkenntnissen der FNB Ost ab, insbesondere wenn die Netze vermascht betrieben werden, wie in der Hoch- und Höchstspannung üblich.

5.3.3 Spitzenkappung im Netzbetrieb

Im Netzbetrieb werden nur dann Anlagen abgeregelt, wenn tatsächlich eine Überlastung oder Spannungsbandverletzung auftritt. Sie werden auch nur soweit abgeregelt, bis die Überlastung oder Spannungsbandverletzung beseitigt ist. Da hierbei die auftretenden Lasten und die Wetterbedingungen den Leistungsfluss durch die Betriebsmittel bestimmen, ist zu erwarten, dass im Mittel weniger Energie abgeregelt wird, als bei der Planung mit dem einfachen Verfahren angenommen.

5.3.4 Wechselwirkungen zwischen Spitzenkappung, Gleichzeitigkeit und thermischer Strombelastbarkeit

Windparks und Solarparks speisen üblicherweise nicht gleichzeitig mit ihrer installierten Leistung ein. Ein beispielhafter Einspeisegang für einen windigen und sonnigen Tag ist in Abbildung 4 dargestellt. Die Windenergie- und Solaranlagen sind dabei auf ihre installierten Leistungen normiert.

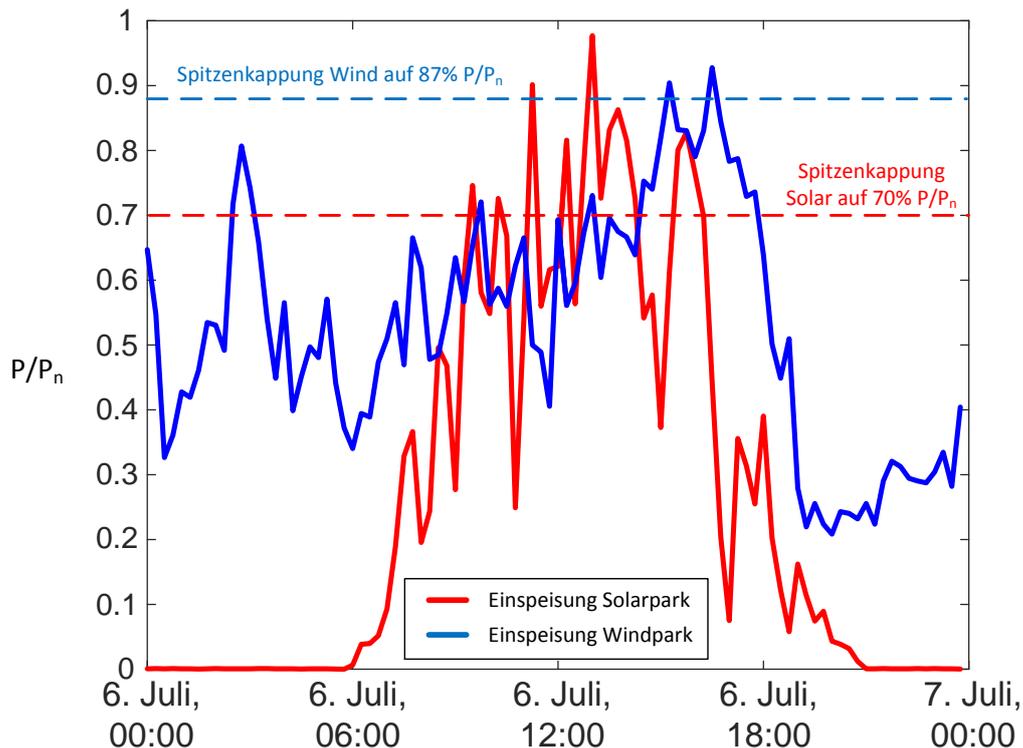


Abbildung 4: Beispielhafter Einspeisegang für Wind- und Solarpark ohne Spitzenkappung

Wird Spitzenkappung als Planungsinstrument angewendet, dann heißt das, dass für die installierte Leistung der Anlagen die um den entsprechenden Faktor reduzierte Leistung angenommen wird, z. B. wird bei einem Windpark mit 100 MW installierter Leistung angenommen, dass die maximale Einspeiseleistung nur 87 MW beträgt. Auf diese wird dann das Netz ausgelegt. Damit ergibt sich ein Einspeisegang für den gleichen Tag entsprechend Abbildung 5.

Dadurch, dass jetzt mit den begrenzten Leistungen gearbeitet wird, verändert sich der Gleichzeitigkeitsfaktor zwischen Windparkeinspeisung und Solarparkeinspeisung, der für die Auslegung des Netzes anzusetzen ist. Im Beispielgang steigt er von $g = 0,85$ ohne Spitzenkappung auf $g = 0,98$ mit Spitzenkappung.

Das bedeutet, dass jetzt für die Netzplanung entsprechend höhere Gleichzeitigkeitsfaktoren anzusetzen sind, die meist in der Größenordnung von 1 liegen werden. Ohne Spitzenkappung konnten Gleichzeitigkeitsfaktoren in der Größenordnung von 0,7 bis 0,9 sowohl für die Gleichzeitigkeit gleicher Energiequellen untereinander als auch für die Gleichzeitigkeit zwischen Solar- und Windeinspeisung angesetzt werden. Diese sind je nach den regionalen Gegebenheiten und der Größe des Betrachtungsgebietes unterschiedlich.

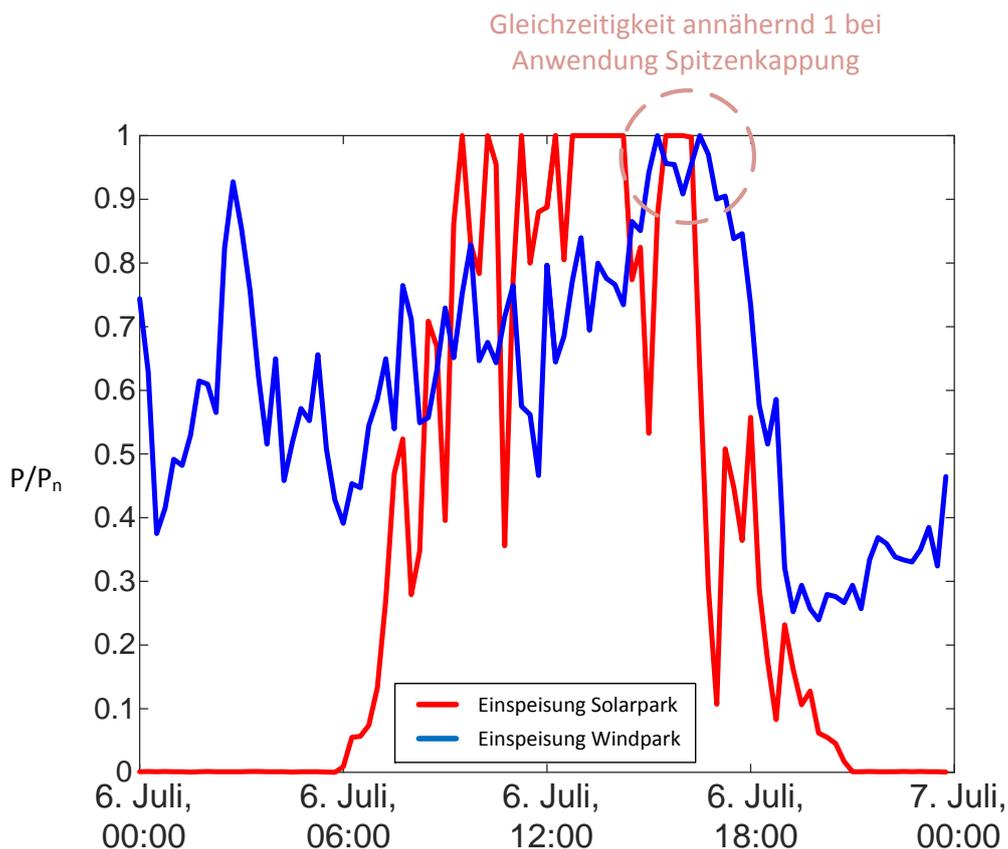


Abbildung 5: Belastungsgang bei Anwendung Spitzenkappung

Ähnlich verhält es sich mit Faktoren, die die Kühlung durch Wind bei witterungsgeführtem Freileitungsbetrieb berücksichtigen. Durch die Spitzenkappung erreichen Freileitungen die gleiche Strombelastung bei niedrigerer Windgeschwindigkeit, also geringerem Kühleffekt. Bei der Anwendung von Spitzenkappung müssen also auch Faktoren zurückgenommen werden, die diesen Kühleffekt in der Netzplanung berücksichtigen sollen. Wie stark diese Faktoren geändert werden müssen, ist regional unterschiedlich und bislang noch Gegenstand wissenschaftlicher Untersuchung.

Es kann vermutet werden, dass in vielen Gebieten bei der Betrachtung des Hochspannungsnetzes die Gleichzeitigkeiten ohne Spitzenkappung in der gleichen

Größenordnung liegen wie die Leistungsbegrenzungen durch Anwendung der pauschalen Spitzenkappung nach [12]. Damit sind für diese Gebiete keine relevanten Einsparungen im Hochspannungsnetzausbau durch Anwendung dieses Verfahrens der Spitzenkappung zu erwarten. Ein höheres Potenzial ist durch die Anwendung individuell ermittelter Spitzenkappungsfaktoren zu erwarten, die die Durchmischung der unterschiedlichen Energieträger besser berücksichtigen. Da der entsprechende FNN-Hinweis [12] erst wenige Wochen vor Fertigstellung des NAP2017 veröffentlicht wurde, konnte diese Option noch nicht berücksichtigt werden.

Da in Mittel- und Niederspannungsnetzen aufgrund der geringeren Größe der Betrachtungsgebiete oft Gleichzeitigkeitsfaktoren von 1 anzusetzen sind, kann die Anwendung der Spitzenkappung in diesen Spannungsebenen durchaus relevante Effekte erzielen.

Durch die Anwendung der Spitzenkappung kommt es auch zu einer Erhöhung des Belastungsgrades der Betriebsmittel, d. h. der mittleren Belastung bezogen auf die maximale Belastung. Dies ist bei der Auslegung der Betriebsmittel zu berücksichtigen und kann dazu führen, dass bei gleicher maximaler Belastbarkeit ggf. stärkere Betriebsmittel zu wählen sind, um die geringeren Abkühlungsmöglichkeiten zu berücksichtigen.

5.3.5 Berücksichtigung der Spitzenkappung im NAP2017

Während für die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des NEP-Prozesses die Verwendung der Spitzenkappung verpflichtend ist, steht es den Verteilungsnetzbetreibern frei, je nach den speziellen Anforderungen entweder Spitzenkappung oder andere Methoden einzusetzen.

Für den NAP2017 wird eine Ausbauplanung der Hochspannungsnetze

- sowohl ohne Anwendung der Spitzenkappung (aber mit Berücksichtigung der Gleichzeitigkeitsfaktoren der Erzeugung <1 und den Leistungserhöhungen des witterungsgeführten Freileitungsbetriebes)
- als auch mit Anwendung der Spitzenkappung mit einem Kappungsfaktor auf 87% für Windenergieanlagen und auf 70% für PV-Anlagen (dann aber mit Verringerung der höheren Belastbarkeit bei witterungsgeführtem Freileitungsbetrieb)

durchgeführt.

5.3.6 Weitere Aspekte der praktischen Ausgestaltung der Spitzenkappung

Es ist zu beachten, dass durch die Spitzenkappung der Betrieb der HS-Netze komplexer und durch zunehmende Einbeziehung von immer mehr Kommunikationswegen zumindest theoretisch fehleranfälliger wird. Kommunikationsnetze weisen eine deutlich höhere Unzuverlässigkeit als Energienetze auf. Die Netzstabilität in der Energieversorgung ist aber grundsätzlich immer dann am größten, wenn möglichst wenige Störgrößen auf das komplexe System einwirken. Eine unreflektierte Abhängigkeit der Energieversorgung von Kommunikationsnetzen ist folglich zu vermeiden. Die möglichen Effekte von kommunikationsbasierten Netzstörungen könnten damit deutlich teurer sein als heutige Fehlerzustände. Deshalb sind vor Einführung der Spitzenkappung zwingend weitere Untersuchungen mit Fokus auf die Hochspannungsnetze nötig.

Wesentlich für die praktische Umsetzung und deren netzplanerische Berücksichtigung ist die Klärung des jeweiligen Anspruchs der maximal abregelbaren Energie bei netzbetreiber- bzw. netzebenenübergreifenden Sensitivitäten auf Netzengpässe.

5.4 Geeignete Spannungsebenen für den Anschluss von Erzeugungsanlagen

Der Anschluss vieler dezentraler Erzeugungsanlagen auf Basis des EEG-/KWK-Gesetzes [1], [13] erfordert intensive Veränderungen des auf zentralen Erzeugerstrukturen basierenden Netzbetriebs. Die Auslastung der Betriebsmittel bis auf und über ihre physikalischen Grenzen kann zur Gefährdung der Versorgungssicherheit führen.

Der Netzbetreiber ist gemäß §§ 2 Abs. 1 i. V. m. 1 Abs. 1 EnWG zu einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, verpflichtet.

§ 8 Abs. 1 EEG 2017 sagt aus: „Netzbetreiber müssen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anschließen, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und die in Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht dieses oder ein anderes

Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist; bei der Prüfung des wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts sind die unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten zu berücksichtigen. Bei einer oder mehreren Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt höchstens 30 Kilowatt, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden, gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstigster Verknüpfungspunkt.“

Damit die zunehmend dezentral erzeugte Leistung störungsfrei und effizient ins Stromnetz eingespeist werden kann, sind technische Regeln nötig. Folgende Regelwerke sind hierbei maßgeblich und aktueller Stand der Technik:

Netzebene	Regelwerk
NS	VDE AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“
MS	BDEW MS-RL „Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ und E VDE-AR-N 4110 "Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)"
HS	VDE-AR-N 4120:2015-01 „Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)“ und E VDE-AR-N 4120 "Technische Anschlussregeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)"

Tabelle 3: Technische Regeln zur Ermittlung der geeigneten Spannungsebene

Geeignete Spannungsebene

Darüber hinaus gilt allgemein die DIN EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ [14]. Für Erzeugungsanlagen größer 30 Kilowatt ist die geeignete Spannungsebene im EEG nicht eindeutig definiert und soll damit durch den Netzbetreiber ermittelt werden.

Durch die Netzverträglichkeitsprüfung ermittelt der Netzbetreiber den technisch geeigneten und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt.

Bei der Netzverträglichkeitsprüfung wird insbesondere die Einhaltung wesentlicher technischer Parameter untersucht, um die Anlage dauerhaft am Netz der öffentlichen Versorgung betreiben zu können. Vor allem die thermische Strombelastbarkeit der



Netzbetriebsmittel mit deren fest definierten physikalischen Grenzen stellt ein sehr wichtiges Kriterium und einen Versorgungssicherheitsaspekt dar.

Unter der Berücksichtigung der oben genannten Prämissen und der DENA-Verteilnetzstudie [4] und [11] ergeben sich gemäß Tabelle 4 folgende für die jeweiligen Leistungsbereiche geeignete Spannungsebenen.

Leistungsbereich [P in kW]	Netzanschlusspunkt
$P \leq 30$	Hausanschluss
$30 < P \leq 300$	NS-Netz
$300 < P \leq 6000$	MS-Netz (20 kV)
$6000 < P \leq 15000$	UW (Umspannung MS/HS)
$P > 15000$	HS-Netz

Tabelle 4: Geeignete Spannungsebene zur Bestimmung des optimalen Netzverknüpfungspunktes

Die Leistungsbereiche sind von den örtlichen Gegebenheiten abhängig und können nach Maßgabe des Netzbetreibers von den vorgegebenen Werten abweichen. Die Zuweisung des technisch und wirtschaftlich geeigneten Netzverknüpfungspunktes für Erzeugungsanlagen erfolgt grundsätzlich gemäß der individuellen Netzverträglichkeitsprüfung.

5.5 Einsatz neuer Technologien

Die mit fortschreitendem Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen zu bewältigende Netzaufgabe des Betriebs der HS-Netze stellt die Flächennetzbetreiber vor große zeitliche und finanzielle Herausforderungen. Der Einsatz neuer Technologien bei Werkstoffen, Überwachungs- und Steuerungstechnik im bestehenden und neu errichteten 110-kV-Netz kann die Flächennetzbetreiber bei dieser Aufgabe entlasten.

Es hat sich gezeigt, dass die Flächennetzbetreiber weitestgehend schon jetzt auf die für sie verfügbaren neuen Technologien sowohl im Netzbetrieb als auch bei der Planung des Netzausbaus zurückgreifen, vgl. Tabelle 5.

Die Idee des NOVA-Prinzips (vgl. Abschnitt 6.1) wird durch die Ausschöpfung aller verfügbaren Möglichkeiten zur Optimierung und Verstärkung des Netzes sowie Entwicklung von Infrastrukturlösungen bestmöglich umgesetzt.

Technologie	Avacon (Regelzone 50 Hertz)	E.DIS	ENSO	MITNETZ Strom	TEN Thüringer Energienetze	WEMAG Netz
HTLS/HöTLS				x		(x) Pilot
Leiterseilmonitoring indirekt	x	x	x	x	x	x
Leiterseilmonitoring direkt		(x) Pilot		(x) Pilot		
Spannungs- und Blindleistungsregelung	x	x	x	x	x	x
Netzsicherheits- management	x	x	x	x	x	x

Tabelle 5: Einsatz neuer Technologien in 110-kV-Netzen der FNB Ost

Hoch (HT)- und Höchsttemperatur (Höt)-Leiterseile

Durch Einsatz einer Aluminium-Zirkon-Legierung wird die thermische Belastbarkeit des HT-Leiterseils auf 150°C erhöht. Dies führt zu einer höheren Strombelastbarkeit von etwa 50% gegenüber konventionellen Aluminium/Stahl-Leiterseilen.

Der Einsatz von hochtemperaturfesten Aluminiumlegierungen und Leiterkernen aus Spezialwerkstoffen bei Höt-Leiterseilen führt zu einer dauerhaft zulässigen Betriebstemperatur von > 200°C und einer höheren Strombelastbarkeit von etwa +100% gegenüber konventionellen Aluminium/Stahl-Leiterseilen.

Durch den Einsatz der HTLS/HötTLS erfolgt keine Erhöhung der mechanischen Lasten auf die Maste. Die Verwendung der bisherigen Netzinfrastrukturen (Maste + Fundamente) und ggf. Wegerechte/Dienstbarkeiten erscheint möglich. Existierende Auflagen bzgl. der Bodenabstände sind durch den geringeren Durchhang der neuen HT- bzw. Höt-Leiterseile gewährleistet. Im Zusammenhang mit dem Einsatz von HT- bzw. Höt-Leiterseilen sind noch nicht alle Detailfragen endgültig geklärt. Das betrifft:

- Fragen, die das Zusammenwirken von Freileitungsmasten eines älteren Normungsstandes mit aktuellen Leiterseilen und Armaturen betreffen,
- Genehmigungsfragen in Bezug auf die durch den Leiterseilwechsel durchgeführten Änderungen,

- die öffentliche Akzeptanz besonders in Fällen historisch gewachsener dichter Bebauung der Freileitungstrassen.

Deshalb ist im Einzelfall eine netzplanerische Untersuchung und Bewertung notwendig. In der Praxis haben sich bereits einzelne Fälle ergeben, in denen der Einsatz wirtschaftlich sinnvoll ist.

Indirektes und direktes Leiterseilmonitoring

Bis heute wird bei der Netzführung hauptsächlich die Belastbarkeit von Leitungen gemäß DIN EN 50341 unter Standardumweltbedingungen (35 °C Umgebungstemperatur; 0,6 m/s Windgeschwindigkeit; 900 W/m² Globalstrahlung) zugrunde gelegt.

Die beim Leiterseilmonitoring dynamisch ermittelte und permanent überwachte Leiterseiltemperatur und der Leiterdurchhang ersetzt im Netzleitsystem die starren Vorgaben zur Strombelastbarkeit von Leitungen und ermöglicht so eine stärkere Auslastung der Leiterseile ohne die sicherheitsrelevanten und technischen Toleranzgrenzen der Leitungen zu verletzen, vgl. Abbildung 6.

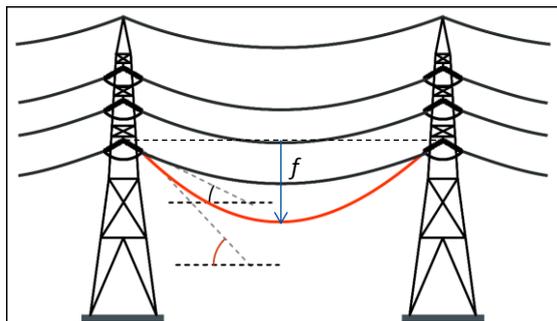


Abbildung 6: Prinzip der Messung des Leiterdurchhangs

Beim indirekten Leiterseilmonitoring werden Außentemperatur, Windstärke und Sonneneinstrahlung über die Wetterdienste und die Stromstärke des Abgangsfeldes im Umspannwerk in die Leiterseiltemperatur und den daraus resultierenden Leiterdurchhang umgerechnet.

Beim direkten Leiterseilmonitoring messen direkt am Leiterseil angebrachte Sensoren z. B. Leitertemperatur, Stromstärke Neigung oder Schwingungsfrequenz des Leiterseils als Grundlage für die Ermittlung des Leiterdurchhangs.

Einspeisemanagement / Netz- und Systemsicherheitsmanagement

Die Netzreserven der Verteilnetze sind örtlich aufgebraucht, so dass die Flächennetzbetreiber gezwungen sind, die bereitgestellten Instrumente zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit zielgerichtet einzusetzen.

Nach heutiger Rechtslage erfüllen diese Instrumente aber nur betriebliche Anforderungen um den Netzüberlastungen und den Gefährdungen der Systemsicherheit zu begegnen.

Das von den Flächennetzbetreibern implementierte System gewährleistet das:

- Umsetzen des Einspeisemanagements im eigenen Netz,
- Umsetzen von Maßnahmen der Systemsicherheit des Übertragungsnetzbetreibers und
- Gemeinsame, abgestimmte Handeln der Netzbetreiber in der Kaskade.

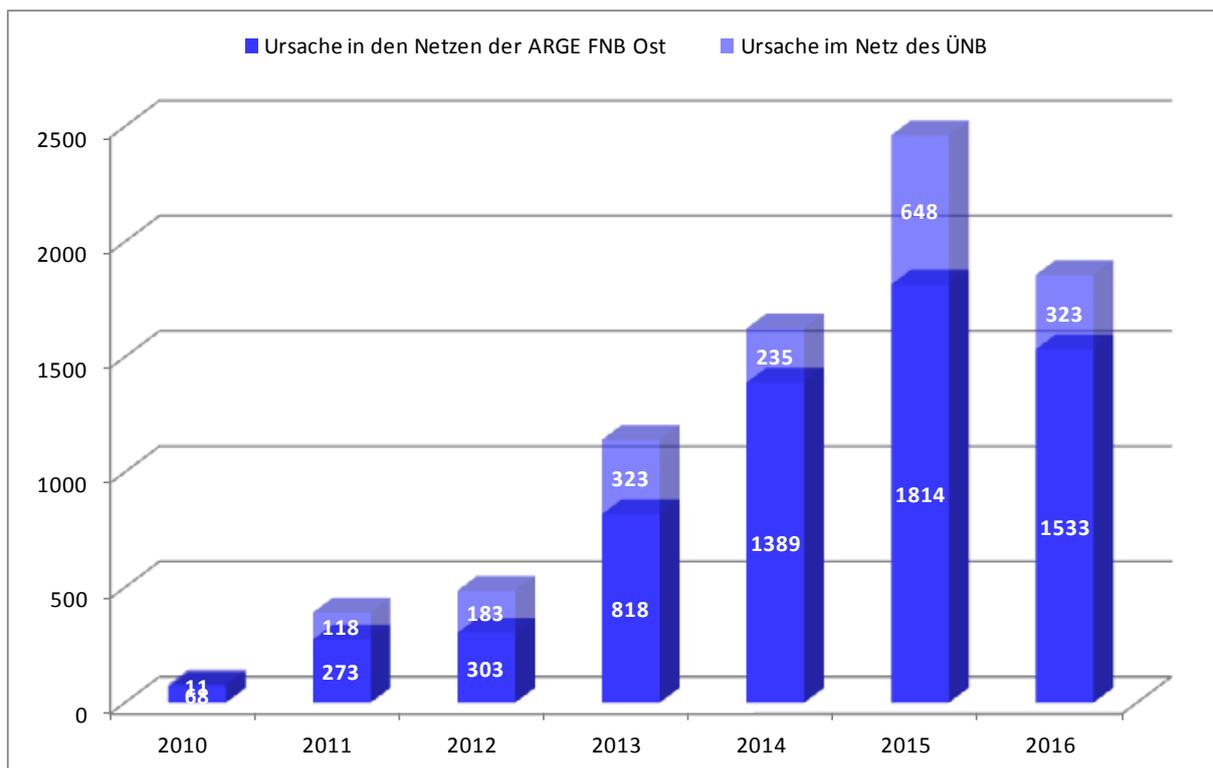


Abbildung 7: Anzahl der Maßnahmen nach §14 EEG und §§ 13, 14 EnWG im Netzgebiet der Regelzone 50Hertz

Im Netzleitsystem wird z. B. die Überlastung eines Betriebsmittels registriert. Daraufhin erfolgt der Einsatz des Netzsicherheitsmanagements (NSM). Über eine Fernwirkchnittstelle

werden selektiv die im entsprechenden Teilnetz angeschlossenen Einspeiser oder Verbraucher entsprechend den im Netzleitsystem hinterlegten Algorithmen hoch- oder runter-geregelt und so der Netzengpass beseitigt. Im weiteren Zeitverlauf werden je nach Überlastungssituation die Einspeiser oder Verbraucher sukzessive wieder in den Normalzustand versetzt und die NSM-Maßnahme beendet. In Abbildung 7 sind die ansteigende Entwicklung der NSM-Maßnahmen der FNB Ost sowie die Systemsicherheitsmaßnahmen (SSM) des Übertragungsnetzbetreibers seit 2010 abgebildet. Im Jahre 2016 konnten bei den FNB Ost eine Reihe wichtiger Netzausbauvorhaben realisiert werden, die eine Verringerung der Anzahl der NSM-Maßnahmen bewirkten.

5.6 Methodik der „separaten Netze“

Um den Anforderungen an ein Energieversorgungsnetz entsprechend EnWG gerecht zu werden, sind Netzbetreiber verpflichtet, eine dem Versorgungsauftrag entsprechende Netzinfrastruktur bereitzustellen. Mit dem weiteren Zubau von dezentralen EE-Anlagen in den Netzen ergeben sich für die Netzbetreiber neue Herausforderungen. Die Infrastruktur dient heute auch schon maßgeblich dem Ziel der Integration von EE-Anlagen. Als Alternative zum konventionellen Netzausbau im Verteilnetz ergeben sich auch der Bau von neuen Netzverknüpfungspunkten zum Übertragungsnetz und die Errichtung daran angeschlossener „separater Netze“. Im Ergebnis können den EE-Einspeisern der Netzanschluss so schnell wie möglich gewährt und die bestehenden öffentlichen Versorgungsnetze entlastet werden.

Das Modell der „separaten Netze“ sieht die Errichtung neuer Umspannwerke zum Höchstspannungsnetz vor, von welchen dann z.B. strahlenförmige Kabel- oder Freileitungstrassen ausgeprägt werden. Diese Hochspannungsleitungen führen wiederum zu Einspeisenumspannwerken. Von diesen Hochspannungs-/Mittelspannungsumspannwerken können dann größere und kleine Erzeugerleistungen durch Mittelspannungskabel angeschlossen werden.

Ein wesentlicher Vorteil solcher „separater Netze“ ist die galvanische Trennung vom übrigen Hochspannungsnetz, so dass der Betrieb der vorhandenen Netze nicht oder nur minimal beeinflusst wird und ggf. durch Umbindung von Hochspannungsleitungen in ein „separates Netz“ die verbleibende Netzstruktur entlastet wird.

Die Versorgung der Bezugskunden wäre durch den Aufbau „separater Netze“ nicht beeinflusst. Sofern das Konzept für die anzuschließenden Erzeugungsanlagen für den Netzbetreiber mit einer ausreichenden Planungssicherheit unterlegt ist, könnten der Aufbau der Netztopologie und der Ausbau des „separaten Netzes“ optimiert werden.

Wissenschaftliche Untersuchungen in Zusammenarbeit mit dem Wirtschaftsministerium Brandenburg [15] haben gezeigt, dass das Modell der „separaten Netze“ hinsichtlich seiner technischen und wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit an den konkreten Netzbedingungen gespiegelt werden muss. Im NAP2015 wurde das Modell bereits als ein möglicher Lösungsansatz insbesondere neben dem Ausbau bestehender Netzstrukturen betrachtet – auch als Freileitungsverstärkung unter Beachtung der gesetzlichen Regelungen zur Kabellegungspflicht.

5.7 Belastbarkeit der Betriebsmittel

Die Betriebsmitteldimensionierung für die Erarbeitung des NAP2017 erfolgte entsprechend der Höchstbelastungsfälle.

Mit Blick auf die gemeinsame Netzausbauplanung sind insbesondere Transformatoren, Freileitungen und Kabel wesentlich für eine hinreichende Dimensionierung auf Basis der bestimmten Last- und Einspeiseszenarien (vgl. Kapitel 3). Im Rahmen der Netzausbauplanungen wurde auf die Einhaltung der Nennbelastbarkeiten geachtet. Die z. T. kurzzeitige Überlastbarkeit bestimmter Betriebsmittel bleibt als operative „Reserve“ dem Betriebsfall vorbehalten.

5.8 Blindleistungsmanagement

In Netzen mit vielen dezentralen Erzeugern kommt es in Zeiten hoher Einspeisung zu einer deutlichen Anhebung des Spannungsniveaus. Die Spannungsgrenzwerte sind jedoch auch in Zeiten niedriger Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen einzuhalten. Durch gezielten Abruf elektrischer Blindleistung von Erzeugungsanlagen lässt sich das lokale Spannungsniveau in den Netzen entsprechend der Einspeisesituation steuern und es lassen sich so die Spannungsgrenzwerte einhalten. Die FNB Ost nutzen in ihren Netzen deshalb bereits ein Blindleistungsmanagement im operativen Netzbetrieb, um durch gezielten Abruf

der benötigten Blindleistung an den Einspeiseanlagen dem durch diese bewirkten Spannungsanstieg entgegenzuwirken und gleichzeitig auch die Spannungshaltung an der Netzverknüpfung zum Höchstspannungsnetz dienstleistend zu unterstützen.

Die Erzeugung und Übertragung von Blindleistung erfordert jedoch gegenüber einer reinen Wirkleistungsübertragung zusätzliche Übertragungskapazität auf den Leitungen und Transformatoren. Im Zuge der netzplanerischen Anforderungsanalyse sind deshalb diese Anforderungen in zunehmendem Maß zu berücksichtigen. In Folge dessen kann es auch zu spannungsbedingten Engpasssituationen in den HS-Netzen kommen, die einen Netzausbau erfordern. Die FNB Ost haben deshalb die gemeinsame Analyse der zukünftigen Spannungssituation an den Netzübergabepunkten zum Übertragungsnetz ebenfalls zum Gegenstand der regelmäßigen Planungsgespräche mit dem Übertragungsnetzbetreiber gemacht.

Gegenwärtig wird die benötigte Blindleistung noch durch konventionelle Kraftwerke in der Übertragungsebene zu Verfügung gestellt. Da der Großteil dezentraler Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen angeschlossen ist, geht auch die Aufgabe der Blindleistungsbereitstellung und -steuerung zunehmend auf die Verteilnetzbetreiber über.

Inzwischen wurden insbesondere für den Neuanschluss von Erzeugungsanlagen die Verpflichtung zum aktiven Blindleistungsmanagement und die Mindestanforderungen an die Blindleistungsbereitstellung in den jeweiligen Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Flächennetzbetreiber festgeschrieben.

Die Funktionalität der Blindleistungsregelung wurde im Wesentlichen bei den Flächennetzbetreibern etabliert. Die mit den Verfahren zur Blindleistungsregelung gewonnenen Erfahrungen fließen in einen kontinuierlichen Optimierungs- und Weiterentwicklungsprozess ein.

6 Umsetzung des § 14.1 b EnWG

Die FNB Ost haben mit dem gemeinsamen Netzausbauplan 2013 (NAP2013) erstmals ein Dokument vorgelegt, das die sich verändernde Energielandschaft und die sich daraus ergebenden Konsequenzen für den Investitionsbedarf in die Energienetze aufzeigt. Zu diesem Zeitpunkt existierten keine verpflichtenden gesetzlichen Regelungen zur Erstellung und Publikation eines Netzausbauplanes für die Hochspannungsebene.

Mit dem NAP2015 entwickelten die FNB Ost das gemeinsame Papier konsequent weiter. Neben den Anpassungen aufgrund der Novellierungen von EEG und EnWG wurden auch neue Ansätze zur nachhaltigen Netzentwicklung betrachtet und zur Diskussion gestellt.

Im Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung vom 22.12.2016 – veröffentlicht im Bundesanzeiger am 28.12.2016 – hat der Bundestag in Artikel 3 Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes beschlossen. Im novellierten § 14 Absatz 1b ist die gesetzliche Verpflichtung für Betreiber von Hochspannungsnetzen geregelt, einmal jährlich über die Engpassregionen im Hochspannungsnetz, ihren Planungsgrundlagen, der Entwicklung von Ein- und Ausspeisungen sowie den konkreten bzw. geplanten Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Hochspannungsnetzes zu berichten.

Diesen Forderungen stellen sich die FNB Ost in der bewährten Form des gemeinsamen Netzausbauplans. Die FNB Ost sind sich einig, dass der Netzausbauplan auch zukünftig neben den Mindestanforderungen aus den gesetzlichen Regelungen des EnWG eine Plattform für weiterführende Betrachtungen und den daraus resultierendem gesellschaftlichen Dialog bietet.

Der vorliegende NAP2017 geht über die gesetzlichen Anforderungen des EnWG deutlich hinaus. Das gemeinsame Dokument enthält neben den abgestimmten gemeinsamen Planungsgrundsätzen die Ergebnisse der mit der FfE durchgeführten Studie zur Prognose der Erneuerbaren Energien (vgl. Abschnitt 3.2 und [5]) und der daraus resultierenden Netzengpässe auch weiterführende Betrachtungen zum Netzausbau. Daneben stellt jeder FNB seine konkret geplanten bzw. vorgesehenen Maßnahmen zur Netzentwicklung in einer separaten Darstellung dar. Detaillierte Informationen zu den Einzelmaßnahmen werden parallel zu diesem Netzausbauplan auf den Internetseiten der FNB veröffentlicht.

7 Ermittelte Engpassregionen

Die Basis zur Ermittlung der Engpässe sind die Prognosewerte der Erzeugung und des Bezuges für 2027. Die aufgezeigten Engpässe sind nicht identisch und vergleichbar mit den aktuellen NSM-Maßnahmen der jeweiligen Verteilnetzbetreiber. Die nachfolgenden Abbildungen 8 bis 15 zeigen die im Rahmen der Netzberechnungen ermittelten Netzengpassgebiete an.

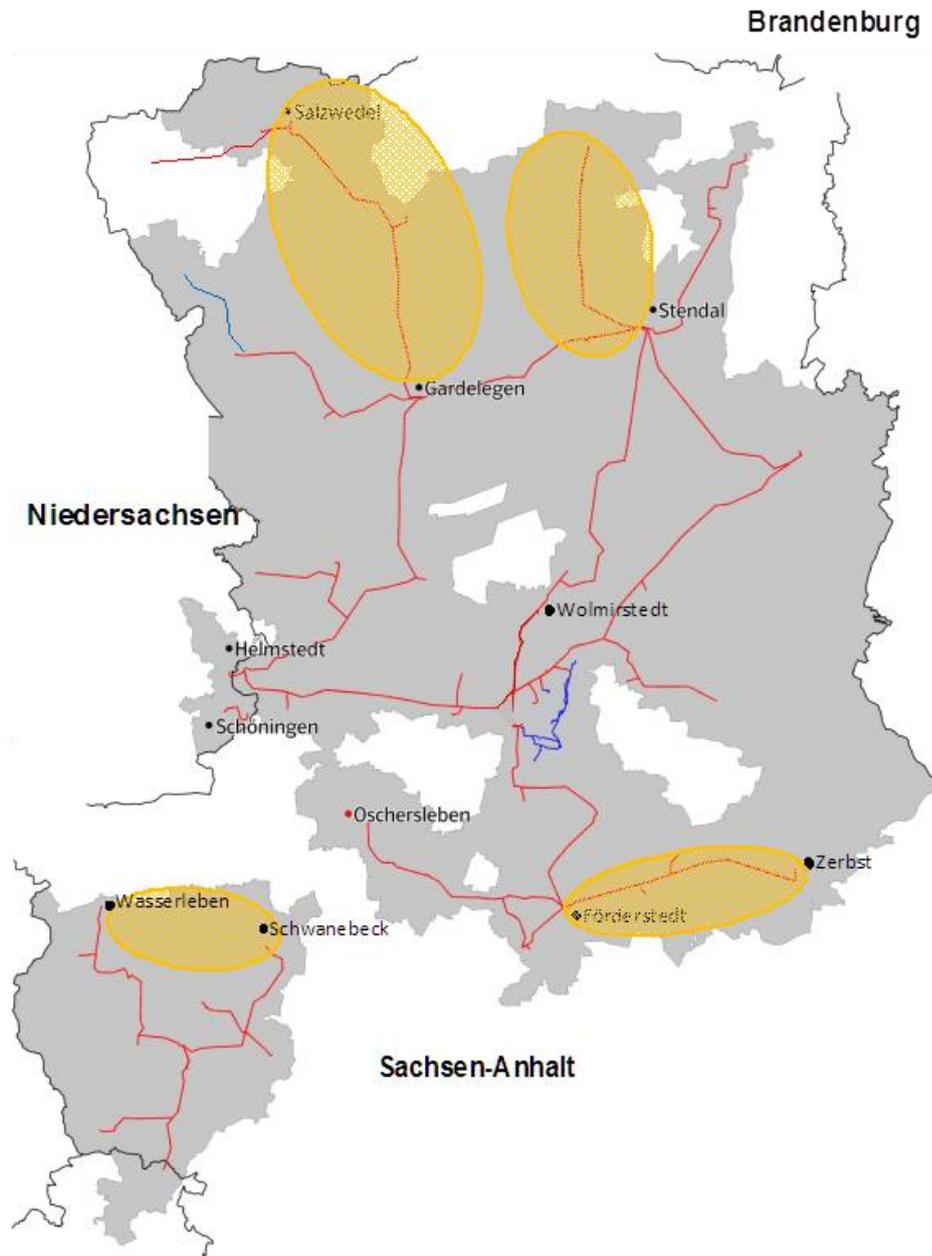


Abbildung 8: Engpassgebiete der Avacon Netz GmbH in der Regelzone 50Hertz

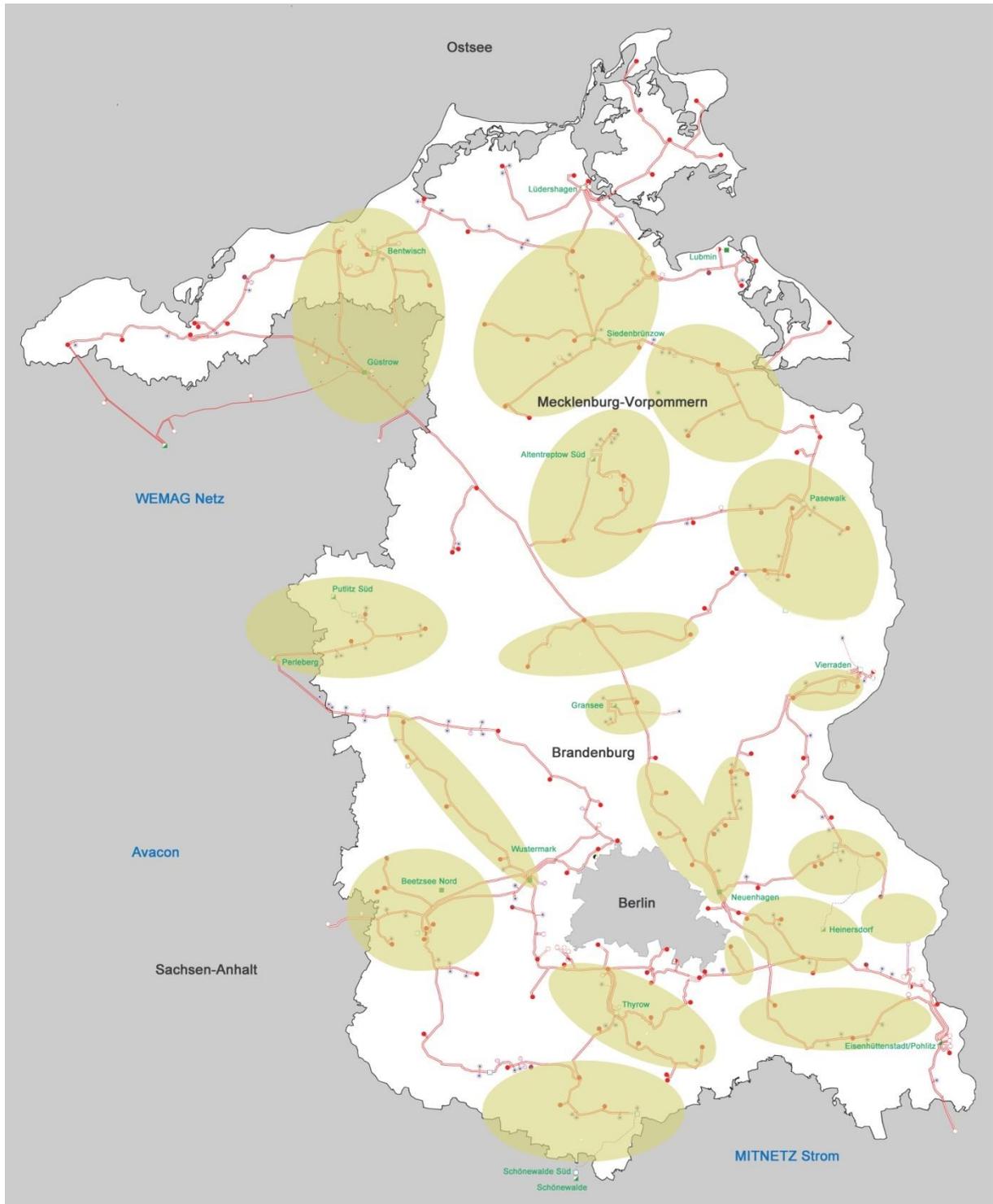


Abbildung 9: Engpassgebiete der E.DIS Netz GmbH

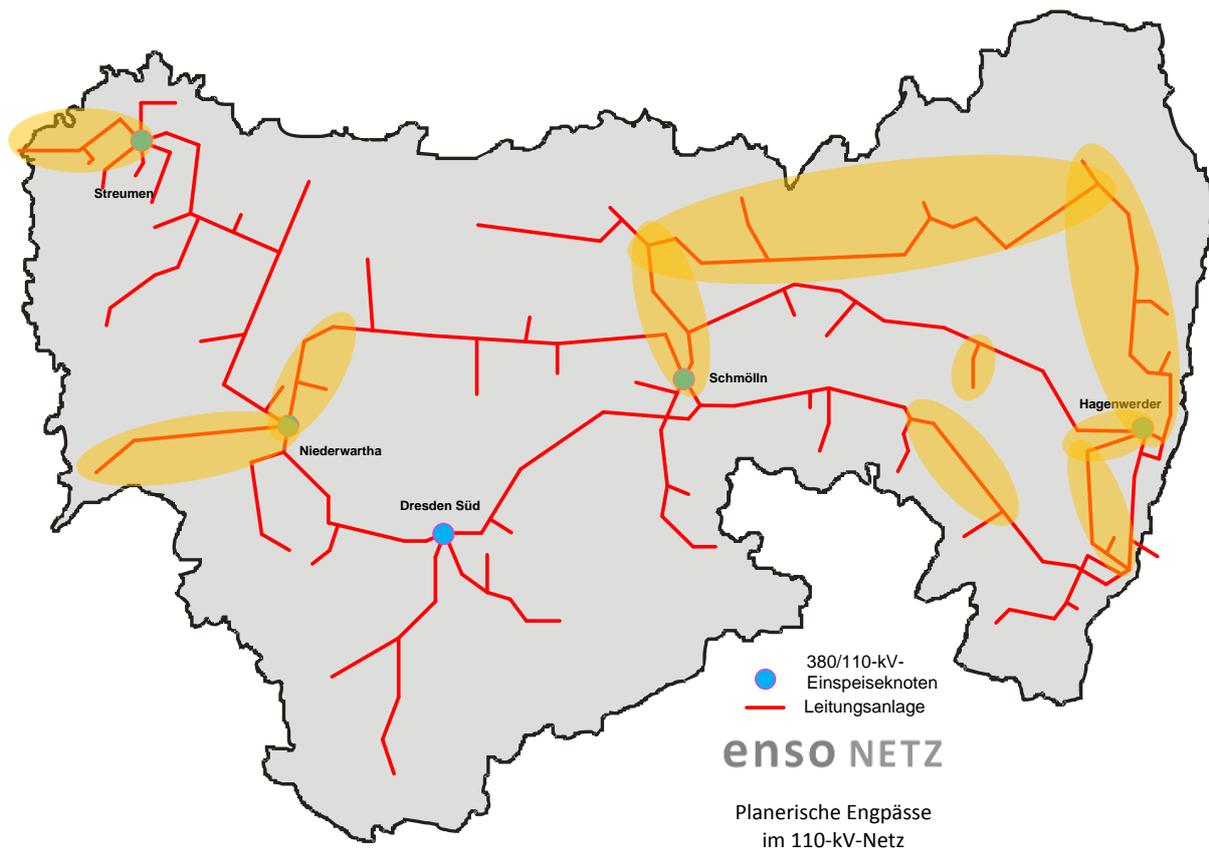


Abbildung 10: Engpassgebiete der ENSO NETZ GmbH

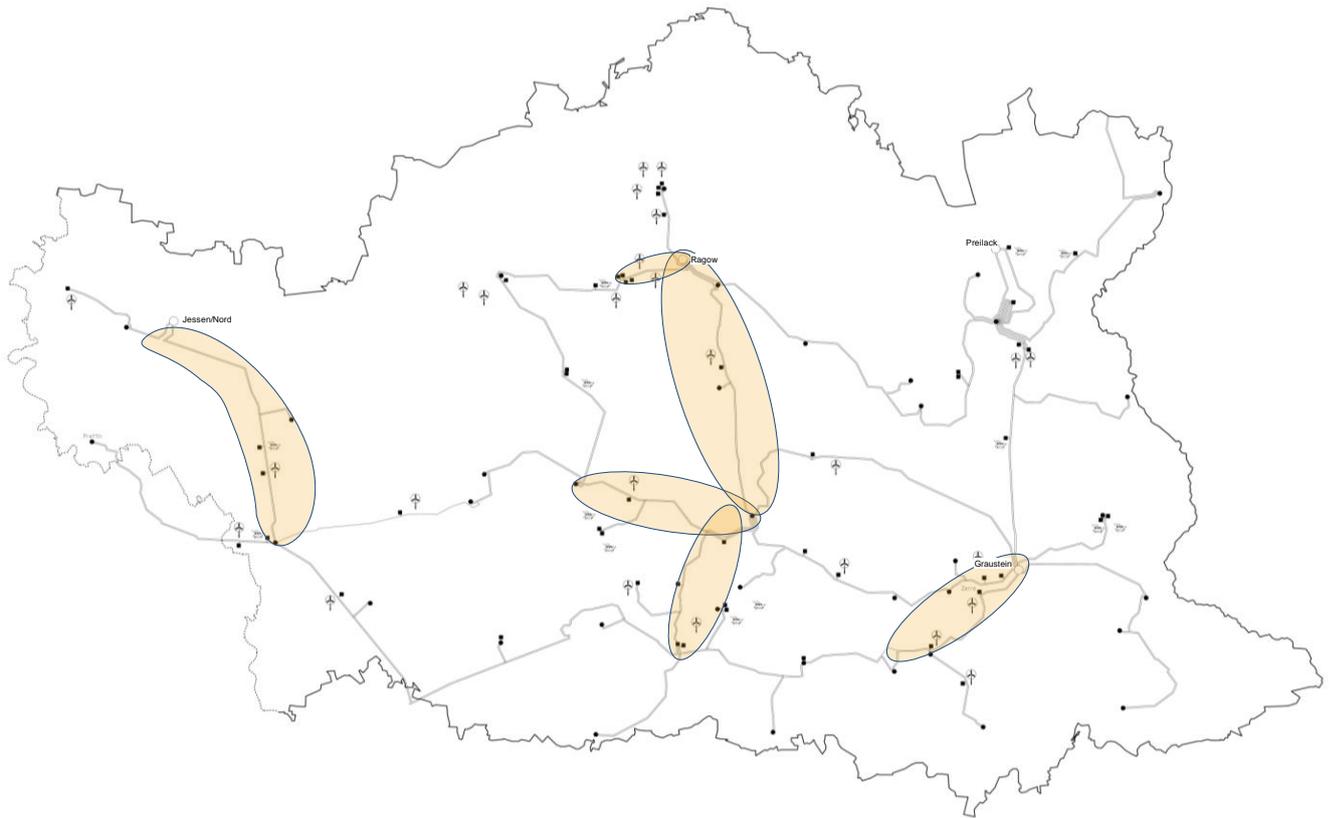


Abbildung 11: Engpassgebiete der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH im Netzgebiet Brandenburg

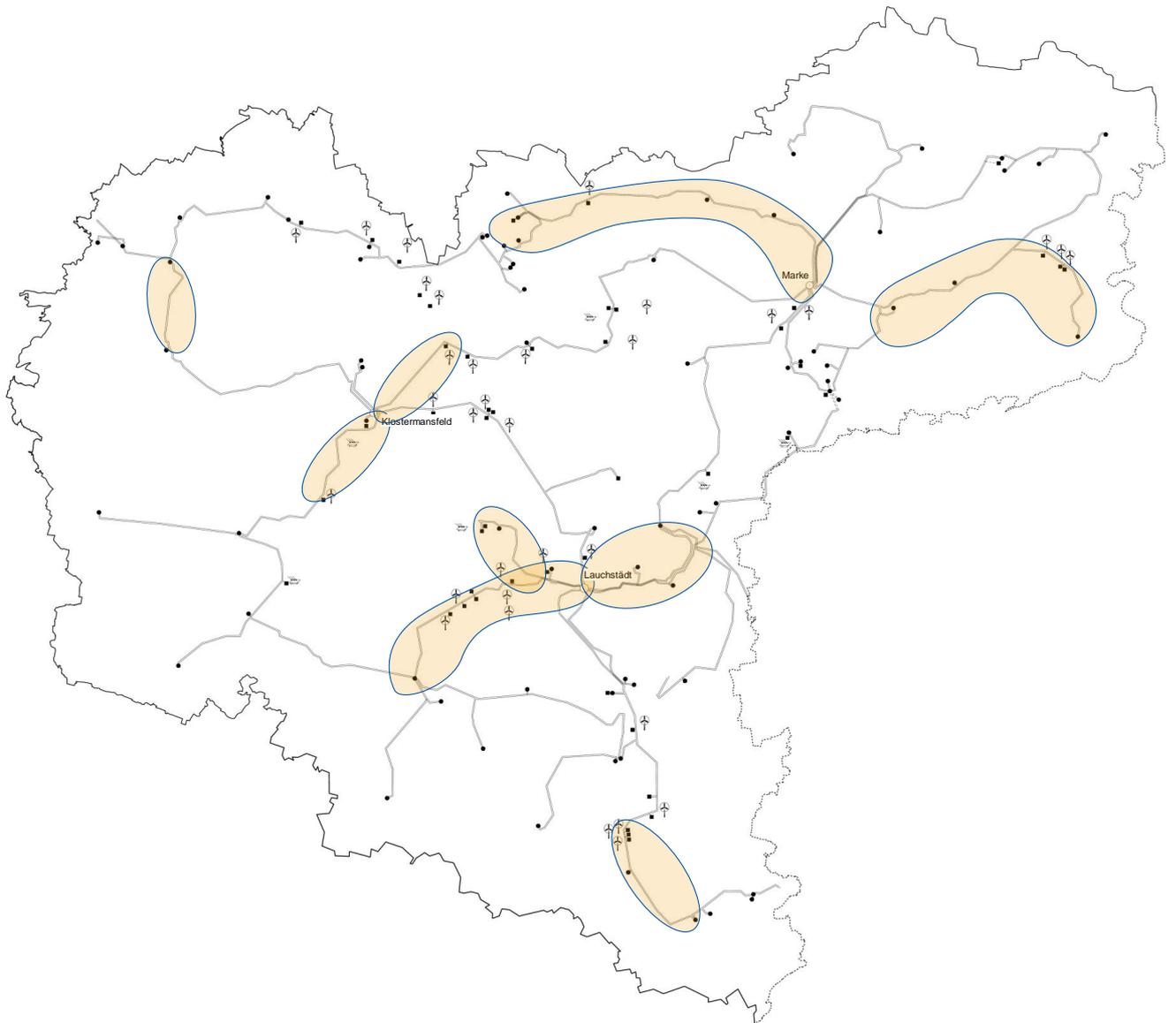


Abbildung 12: Engpassgebiete der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH im Netzgebiet Sachsen-Anhalt

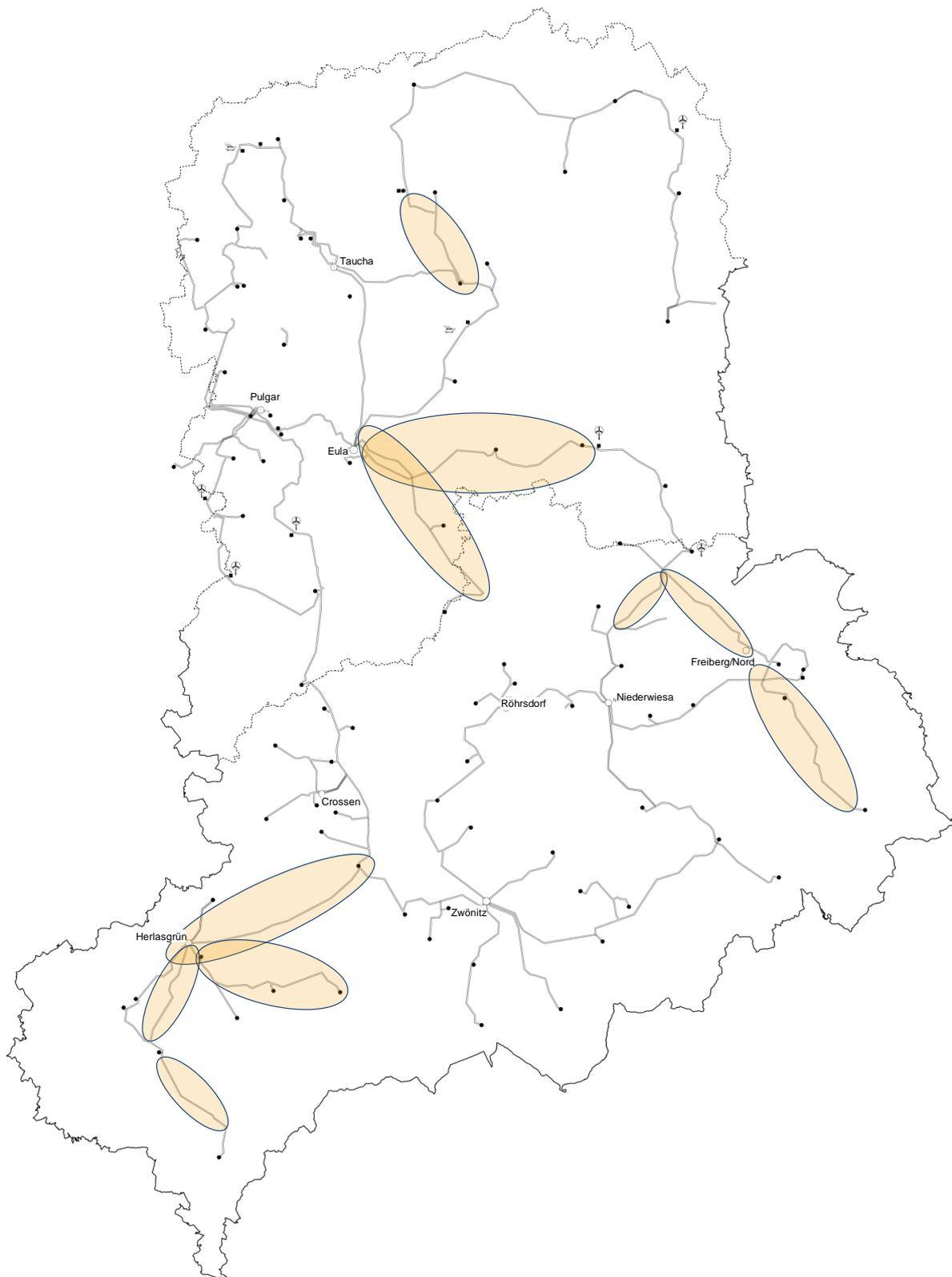


Abbildung 13: Engpassgebiete der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH im Netzgebiet Sachsen

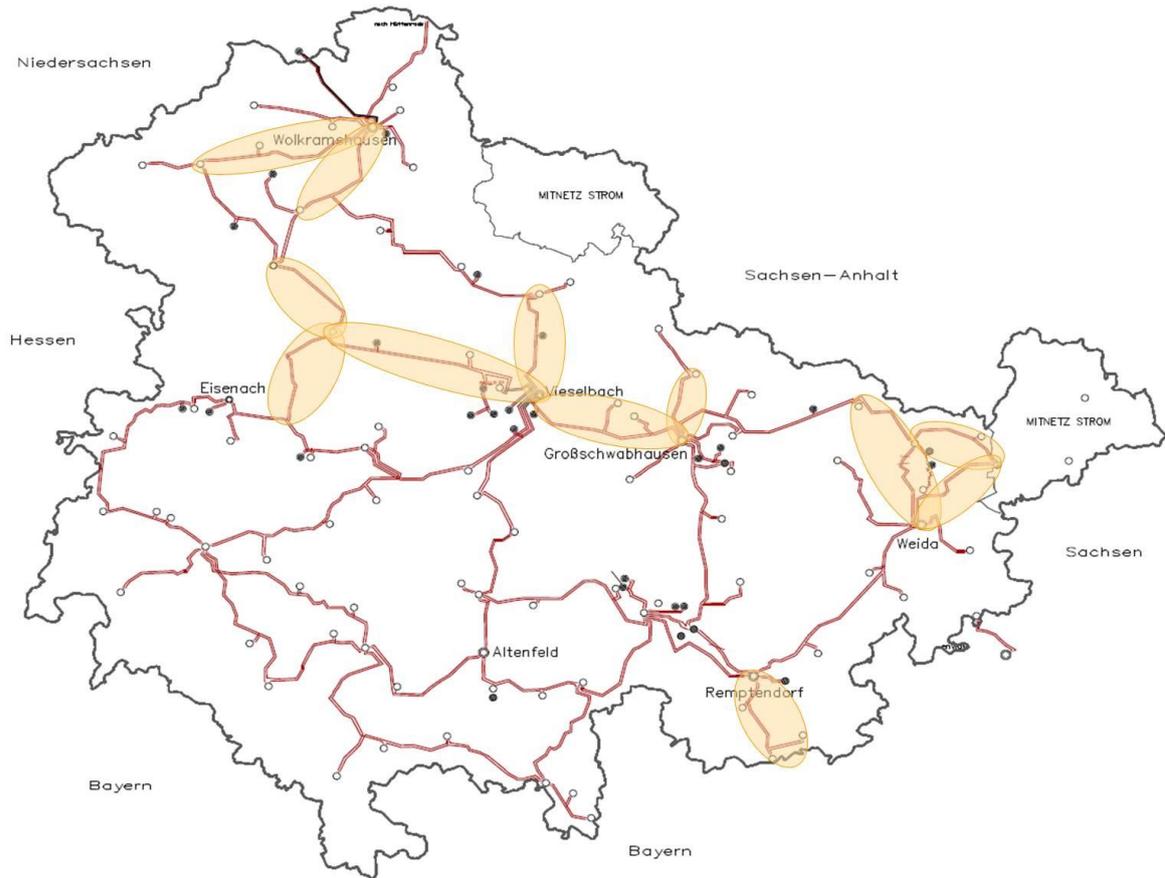


Abbildung 14: Engpassgebiete der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG

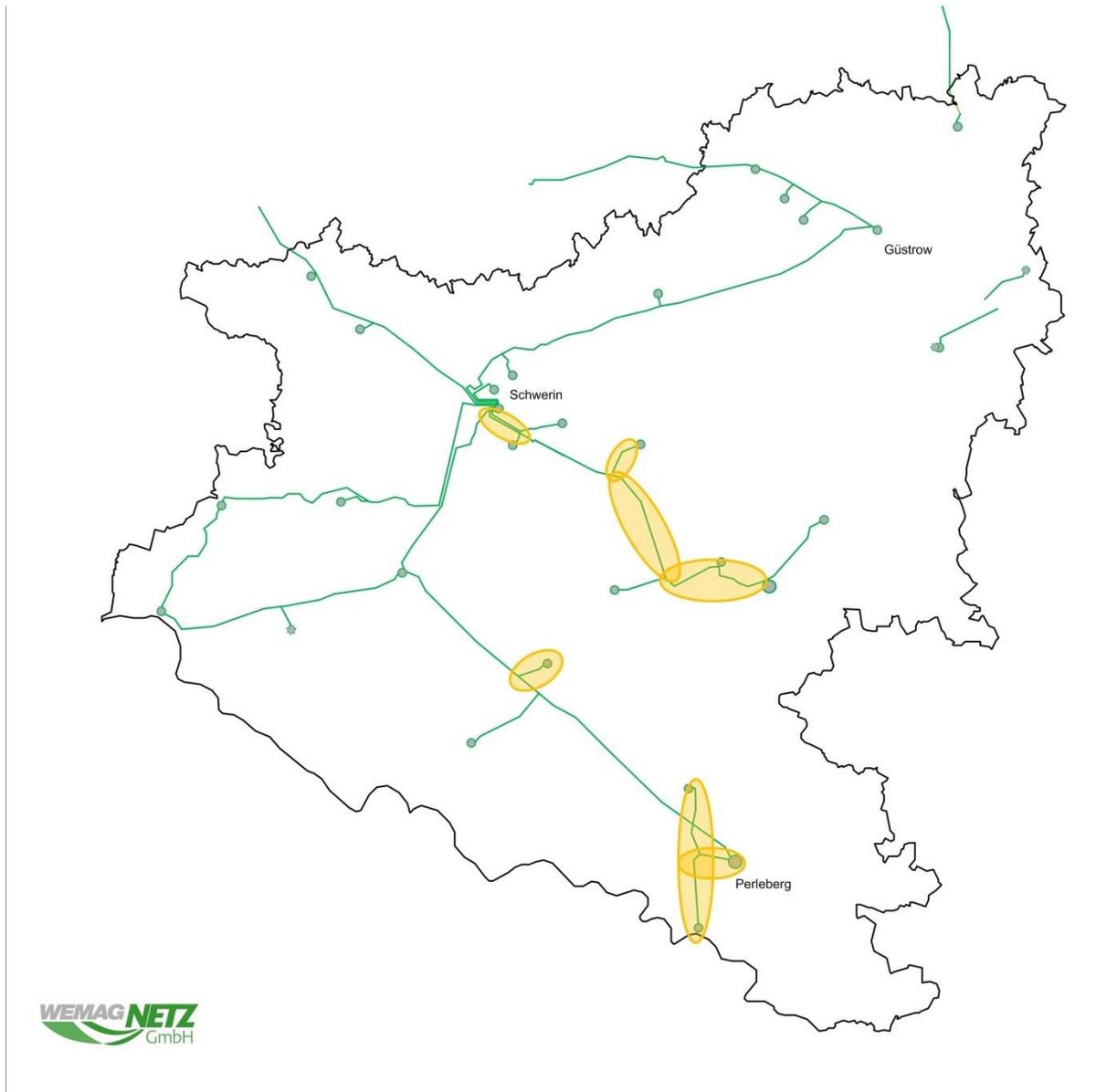


Abbildung 15: Engpassgebiete der WEMAG Netz GmbH

8 Gemeinsamer Ausbaubedarf

Im nachfolgenden Abschnitt sind die Netzausbaumaßnahmen gemäß den Grundsätzen in Abschnitt 5 aufgeführt. Zu den durchgeführten Maßnahmen der Netzoptimierung werden keine quantitativen Angaben im NAP2017 gemacht.

Die FNB Ost erwarten im Jahr 2027 eine installierte Erzeugungsleistung von insgesamt 47,2 GW, die wesentlich durch den Zubau Erneuerbarer Energie bestimmt wird. Dafür müssen bis zum Jahr 2027 39 Übergabepunkte zum Übertragungsnetzbetreiber neu errichtet bzw. vorhandene Übergabepunkte erweitert werden (Abbildung 16). Synergien werden und wurden an den Grenzen von E.DIS Netz und WEMAG Netz genutzt.

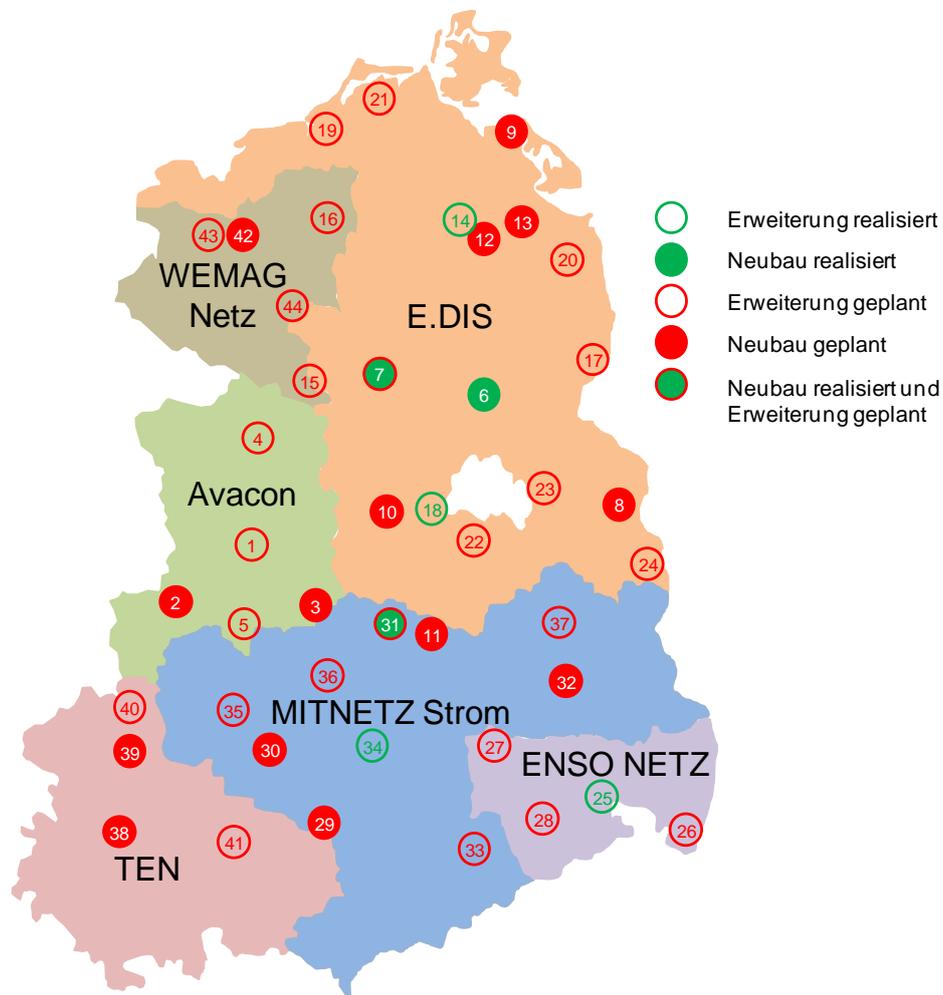


Abbildung 16: Darstellung der Ausbaumaßnahmen an Übergabepunkten zum Höchstspannungsnetz

Für beide Netzbetreiber sind zwei gemeinsame Übergabepunkte notwendig. Seit Vorlage des NAP2013 konnten bereits folgende Neubauten und Erweiterungen von HöS/HS-Umspannwerken gemeinsam mit dem ÜNB 50Hertz Transmission GmbH fertiggestellt und in Betrieb genommen werden: Wolmirstedt, Gransee, Putlitz Süd, Siedenbrünzow, Perleberg, Wustermark, Schmölln, Jessen/Nord, Marke und Pulgar.

8.1 Benennung der Übergabepunkte aus der Übersichtskarte

Aus den Tabellen 6 und 7 kann der aktuelle Planungsstand zu den notwendigen 380/110-kV-Übergabeumspannwerken abgelesen werden. Die seit 2013 in Betrieb genommenen Übergabeumspannwerke wurden ebenfalls dargestellt.

Netzbetreiber	Name	Erweiterung		Neubau	
		realisiert	geplant	realisiert	geplant
Avacon Netz (nur RZ 50HzT)	1 Wolmirstedt	x	x		
	2 Schwanebeck				x
	3 Zerbst				x
	4 Stendal West		x		
	5 Förderstedt		x		
E.DIS Netz	6 Gransee			x	
	7 Putlitz Süd		x	x	
	8 Heinersdorf				x
	9 Lubmin				x
	10 Beetzsee Nord				x
	11 Schönewalde				x
	12 Altentreptow Süd				x
	13 Friedland Ost				x
	14 Siedenbrünzow	x			
	15 Perleberg*	x	x		
	16 Güstrow*		x		
	17 Vierraden		x		
	18 Wustermark	x			
	19 Bentwisch		x		
	20 Pasewalk		x		
	21 Lüdershagen		x		
	22 Thyrow		x		
	23 Neuenhagen		x		
	24 Eisenhüttenstadt/Pohlitz		x		

Tabelle 6: Neu zu errichtende oder zu verstärkende 380/110-kV-Übergabeumspannwerke (Teil 1)

*) in gemeinsamer Nutzung von E.DIS Netz und WEMAG Netz

Netzbetreiber	Name	Erweiterung		Neubau	
		realisiert	geplant	realisiert	geplant
ENSO Netz	25 Schmölln	x			
	26 Hagenwerder		x		
	27 Streumen		x		
	28 Niederwartha		x		
MITNETZ STROM	29 Zeitz/West				x
	30 Querfurt/Nord				x
	31 Jessen/Nord		x	x	
	32 Altdöbern				x
	33 Freiberg/Nord		x		
	34 Pulgar	x			
	35 Klostermansfeld		x		
	36 Marke	x	x		
37 Ragow		x			
TEN Thüringer Energienetze	38 Ebenheim				x
	39 Ebeleben				x
	40 Wolkramshausen		x		
	41 Großschwabhausen		x		
WEMAG Netz	42 Wessin				x
	43 Görries		x		
	44 Parchim Süd		x		
	15 Perleberg*		x		
	16 Güstrow*		x		

Tabelle 7: Neu zu errichtende oder zu verstärkende 380/110-kV-Übergabeumspanwerke (Teil 2)

*) in gemeinsamer Nutzung von E.DIS Netz und WEMAG Netz

8.1.1 Zusammenfassung der notwendigen Übergabepunkte

In Tabelle 8 wurden die notwendigen Ausbaumaßnahmen bis 2027 in Übergabeumspanwerken zahlenmäßig zusammengefasst.

Verteilnetzbetreiber	Übergabepunkte HöS/HS	
	Neubau (Anzahl)	Erweiterung (Anzahl)
Avacon Netz (nur Regelzone 50Hertz)	2	3
E.DIS Netz	6	10*
ENSO NETZ		3
MITNETZ STROM	3	5
TEN Thüringer Energienetze	2	2
WEMAG Netz	1	2*
Summe NAP2017	14	25

Tabelle 8: Ausbaubedarf der FNB Ost HöS/HS-Übergabepunkte

* UW Perleberg und UW Güstrow in gemeinsamer Nutzung von E.DIS Netz und WEMAG Netz (bei der Anzahl von E.DIS Netz enthalten)

8.1.2 Zusammenfassung aller Leitungsneubau- und Erweiterungstrassen

Bis zum Jahr 2027 müssen insbesondere entsprechend der gemeinsamen Prognose des EE-Zubaus insgesamt 445 km Trassen neu errichtet und 2.156 km Trasse verstärkt werden. Der ausgewiesene Netzausbau enthält auch Maßnahmen, die wegen Lastzuwachs notwendig sind. Die Tabellen 9 bis 14 listen die notwendigen Ausbaumaßnahmen im 110-kV-Leitungsnetz für die jeweiligen Verteilnetzbetreiber auf.

Baumaßnahme	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	System- länge in km	Trassen- länge in km	System- länge in km	Trassen- länge in km
Avacon	276	154	56	28
HSL Stendal West - Osterburg	80	40		
HSL Stendal West - Güssefeld	68	34		
HSL Kunrau - Tylsen	32	32		
HSL Wasserleben - Dingelstedt	38	19		
HSL Schwanebeck - Dingelstedt	22	11		
HSL Schwanebeck - Halberstadt Süd	36	18		
HSL Burg - Genthin			56	28

Tabelle 9: Ausbaubedarf der Avacon Netz GmbH im 110-kV-Leitungsnetz

Baumaßnahme	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	System- länge	Trassen- länge	System- länge	Trassen- länge
	in km	in km	in km	in km
E.DIS Netz	171	141	2.536	1.268
HS-Kabel Heinersdorf - Metzdorf Nord	37	37		
HS-Kabel Metzdorf Nord - Gottesgabe Nord	1	1		
HS-Kabel Metzdorf Nord - Gottesgabe Süd	1	1		
HS-Kabel Metzdorf Nord - Batzlow/Möglin	6	6		
HS-Kabel Metzdorf Nord - Wriezen Höhe	11	11		
HS-Kabel Putlitz Süd - Falkenhagen Damm	12	12		
HS-Kabel Falkenhagen Damm - Falkenhagen Nord	1	1		
HS-Kabel Falkenhagen Damm - Kuhdorf	17	17		
HS-Kabel Schönewalde Süd - Petkus	27	27		
HS-Freileitung Altentreptow Süd - Neustrelitz zur Einbindung UW Altentreptow Süd	14	7		
HS-Freileitungen zur Einbindung UW Beetzsee Nord	22	11		
HS-Freileitungen zur Einbindung UW Güstrow	6	2		
HS-Freileitung Abzweig Wulkow	12	6		
HS-Freileitung Schaltpunkt Metzdorf - Freienwalde zur Einbindung Schaltpunkt Metzdorf	4	2		
HS-Freileitung Siedenbrünzow - Anklam			74	37
HS-Freileitung Güstrow - Schutow			72	36
HS-Freileitung Greifswald - Karlshagen			84	42
HS-Freileitung Bernau - Neuhoof (Abschnitt Bernau - Liebenwalde)			64	32
HS-Freileitung Abzweig Ribnitz			8	4
HS-Freileitung Gransee - Häsen			10	5
HS-Freileitung Perleberg - Falkenhagen - Wittstock			102	51
HS-Freileitung Neuenhagen - Finow			80	40
HS-Freileitung Thyrow - Luckenwalde			52	26

Baumaßnahme	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	System- länge	Trassen- länge	System- länge	Trassen- länge
	in km	in km	in km	in km
HS-Freileitung Luckenwalde - Petkus			56	28
HS-Freileitung Bentwisch - Schutow			52	26
HS-Freileitung Siedenbrünzow - Grimmen			54	27
HS-Freileitung Angermünde- Schwedt-Vierraden (Abschnitt Angermünde - Schwedt)			36	18
HS-Freileitung Metzdorf - Seelow (Abschnitt Metzdorf - Letschin)			22	11
HS-Freileitung Siedenbrünzow - Malchin			68	34
HS-Freileitung Wustermark - Nauen			20	10
HS-Freileitung Kirchmöser - Wustermark (Abschnitt Kirchmöser - Beetzsee Nord)			36	18
HS-Freileitung Abzweig Ketzin			12	6
HS-Freileitung Abzweig Erkner			16	8
HS-Freileitung Siedenbrünzow - Dölitz			68	34
HS-Freileitung Pasewalk - Löcknitz			30	15
HS-Freileitung Abzweig Friedland			34	17
HS-Freileitung Fürstenberg - Klosterwalde - Prenzlau (Abschnitt Fürstenberg - Klosterwalde)			60	30
HS-Freileitung Pasewalk-Prenzlau 1/2			56	28
HS-Freileitung Pasewalk-Prenzlau 3/4			52	26
HS-Freileitung Grimmen - Lüdershagen			40	20
HS-Freileitung Neubrandenburg - Altentreptow Süd - Neustrelitz (Abschnitte Altentreptow Süd - Neustrelitz & Mast 8a - Neubrandenburg)			68	34
HS-Freileitung Nauen - Kyritz			98	49
HS-Freileitung Eisenhüttenstadt Pohlitz - Beeskow			82	41
HS-Freileitung Neuenhagen - Bernau			36	18
HS-Freileitung Altentreptow Süd - Altentreptow			20	10
HS-Freileitung Eisenhüttenstadt Pohlitz - Frankfurt Autobahn			44	22

Baumaßnahme	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	System- länge	Trassen- länge	System- länge	Trassen- länge
	in km	in km	in km	in km
HS-Freileitung Frankfurt Autobahn - Fürstenwalde			84	42
HS-Freileitung Schaltpunkt Rietz - SWB			96	48
HS-Freileitung Abzweig Heidekrug			4	2
HS-Freileitung SWB - Brandenburg Nord - Beetzsee Nord			30	15
HS-Freileitung Anklam - Bansin			74	37
HS-Freileitung Fürstenberg - KKW - Rheinsberg			50	25
HS-Freileitung Fürstenwalde - Rüdersdorf			4	2
HS-Freileitung Abzweig Ueckermünde			6	3
HS-Freileitung Abzweig Fünfeichen			10	5
HS-Freileitung Großbeeren - Thyrow 3/4 & 5/6			60	30
HS-Freileitung Bentwisch - Riekdahl			6	3
HS-Freileitung Thyrow - Groß Köris			30	15
HS-Freileitung Bergen - Sellin			32	16
HS-Freileitung Finow - Eberswalde			10	5
HS-Freileitung Bergen - Wiek			58	29
HS-Freileitung Pasewalk - Mast 22a			10	5
HS-Freileitung Eisenhüttenstadt Pohlitz - Guben			34	17
HS-Freileitung Neuenhagen - Storkow - Beeskow			148	74
HS-Freileitung Abzweig Tessin			26	13
HS-Freileitung Abzweig Premnitz / Rathenow			48	24
HS-Freileitung Freienwalde - Angermünde			66	33
HS-Freileitung Freienwalde - Metzdorf			44	22

Tabelle 10: Ausbaubedarf der E.DIS Netz GmbH im 110-kV-Leitungsnetz

Baumaßnahme	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	System- länge in km	Trassen- länge in km	System- länge in km	Trassen- länge in km
ENSO NETZ			394	189
Hagenwerder - Niesky			68	34
Abzweig Görlitz			6	3
Horka - Miltitz			110	55
Hagenwerder - Bernstadt			32	8
Bernstadt - Hirschfelde			22	11
Neueibau - Friedersdorf			30	15
Abzweig Löbau			10	5
Miltitz - Schmölln			20	10
Wilschdorf - Niederwartha			22	11
Niederwartha - Nossen			40	20
Streumen - Riesa/Nord - Oschatz			34	17

Tabelle 11: Ausbaubedarf der ENSO Netz GmbH im 110-kV-Leitungsnetz

Baumaßnahme	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	System- länge in km	Trassen- länge in km	System- länge in km	Trassen- länge in km
MITNETZ STROM	260	138	445	209
HSL Klostermansfeld - Aschersleben	75	27		
HSL Prettin - Jessen/Nord	34	17		
HSL Lauchstädt - Halle/Ost			22	11
HSL Finsterwalde-Großräschen			48	24
HSL Lauchstädt - Amsdorf/B.			38	19
HSL Lauchstädt-Zeitz			31	16
HSL Marke - Bitterfeld/M. - Piesteritz/Nord			72	18
HSL Großräschen-Schwarzheide			42	21
HSL Reichenbach - Oberplanitz	44	22		
HSL Silberstraße - Steinberg	18	9	19	10
Vogtlandring	12	12	13	13
HSL Freiberg/Nord - Clausnitz			54	27
HSL Niederwiesa - Etzdorf, Abz. Freiberg/N.			32	16
HSL Eula - Oberelsdorf	8	8	20	20
HSL Röhrsdorf - Burgstädt, Abz. Oberelsdorf	16	16		
UW Querfurt/Nord; HS-Anbindung	15	8	34	9
UW Altdöbern; HS-Anbindung	10	5	20	5
UW Zeitz/West; HS-Anbindung	12	6		
UW Freiberg/Nord; HS-Anbindung	16	8		

Tabelle 12: Ausbaubedarf der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH im 110-kV-Leitungsnetz

Baumaßnahme	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	System- länge in km	Trassen- länge in km	System- länge in km	Trassen- länge in km
TEN	16	8	656	319
UW Küllstedt; HS-Anbindung	16	8		
HSL Vieselbach - Sömmerda			42	21
HSL Vieselbach - Erfurt/Ost			14	5
HSL Vieselbach - Großschwabhausen			84	42
HSL Vieselbach - Langensalza			100	43
HSL Langensalza - Ebenheim			44	22
HSL Langensalza - Mühlhausen			40	20
HSL Großschwabhausen - Apolda			28	14
HSL Wolframshausen - Leinefelde			66	33
HSL Wolframshausen - Menteroda			44	22
HSL Eisenberg - Gera/Langenberg			28	14
HSL Weida - Gera/Langenberg			32	16
HSL Weida - Beerwalde - Gera/Langenberg			84	42
HSL Remptendorf - Frössen			50	25

Tabelle 13: Ausbaubedarf der TEN Thüringer Energienetze GmbH&Co KG im 110-kV-Leitungsnetz

Baumaßnahme	Leitungsneubau 110 kV		Leitungsverstärkung 110 kV	
	System- länge in km	Trassen- länge in km	System- länge in km	Trassen- länge in km
WEMAG Netz	8	4	218	143
HSL Parchim Süd - Lübz			23	12
HSL Görries - SA Hagenow			19	10
HSL Görries - Schönberg			44	22
UW Wessin; HS-Anbindung	8	4		
HSL Görries - Wittenburg			10	10
HSL Görries - Güstrow			57	57
HSL Hagenow - Boizenburg			65	32

Tabelle 14: Ausbaubedarf der WEMAG Netz GmbH im 110-kV-Leitungsnetz

8.2 Darstellung der notwendigen Netzausbaumaßnahmen bis 2027

Basierend auf den unter Abschnitt 3 genannten Szenarien und dem unter Abschnitt 6 genannten Grundsätze zur Netzplanung und dem prognostizierten Zubau von Erneuerbaren Energien bzw. der prognostizierten Lastentwicklung resultieren für die einzelnen Verteilnetzbetreiber die in den nachfolgenden Abbildungen 17 bis 24 dargestellten Netzausbaumaßnahmen.

8.2.1 Karte der Netzausbaumaßnahmen der Avacon Netz GmbH

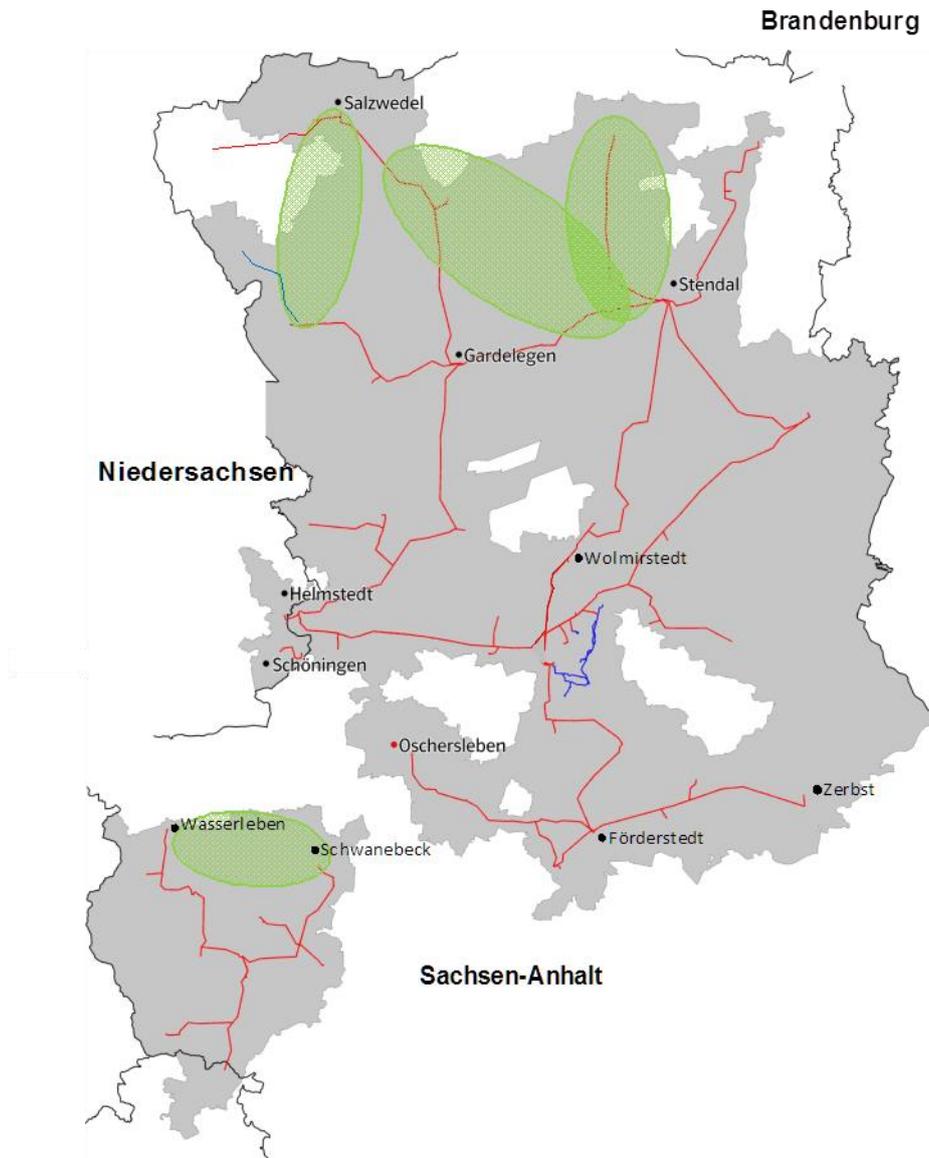


Abbildung 17: Darstellung der Ausbaumaßnahmen der Avacon Netz GmbH in Regelzone 50Hertz

8.2.2 Karten der Netzausbaumaßnahmen der E.DIS Netz GmbH

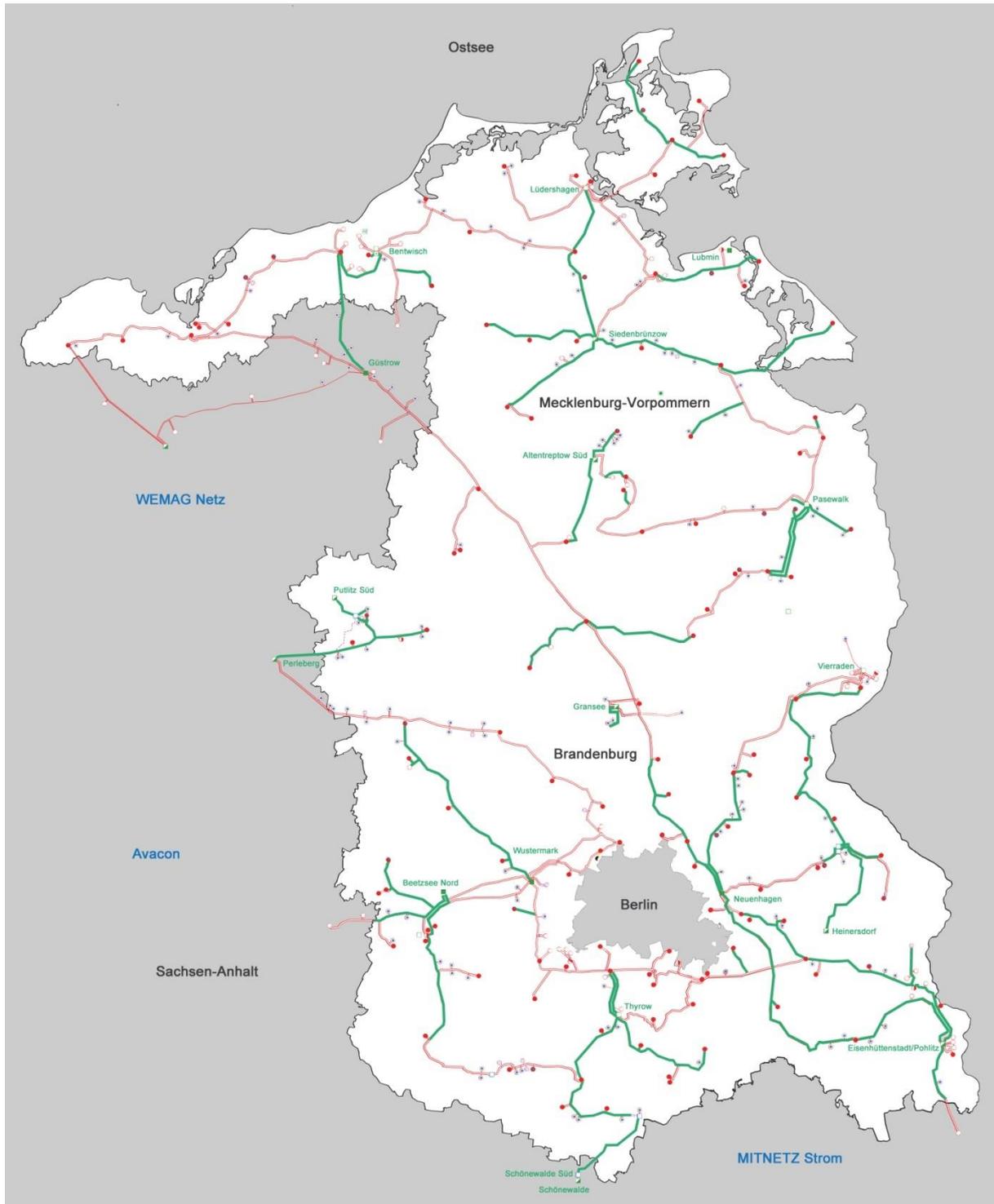


Abbildung 18: Darstellung der Ausbaumaßnahmen der E.DIS Netz GmbH

8.2.3 Karte der Netzausbaumaßnahmen der ENSO NETZ GmbH

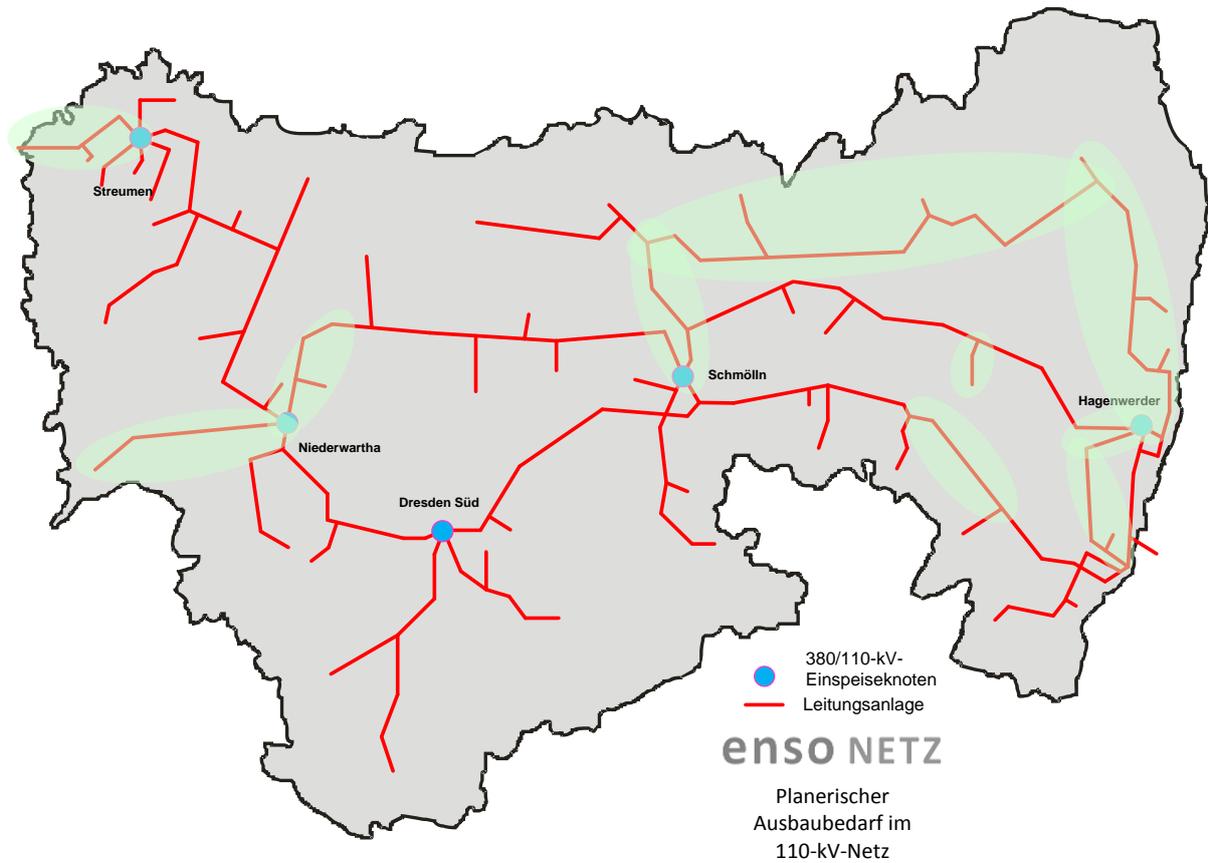


Abbildung 19: Darstellung der Ausbaumaßnahmen der ENSO NETZ GmbH

8.2.4 Karten der Netzausbaumaßnahmen der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH

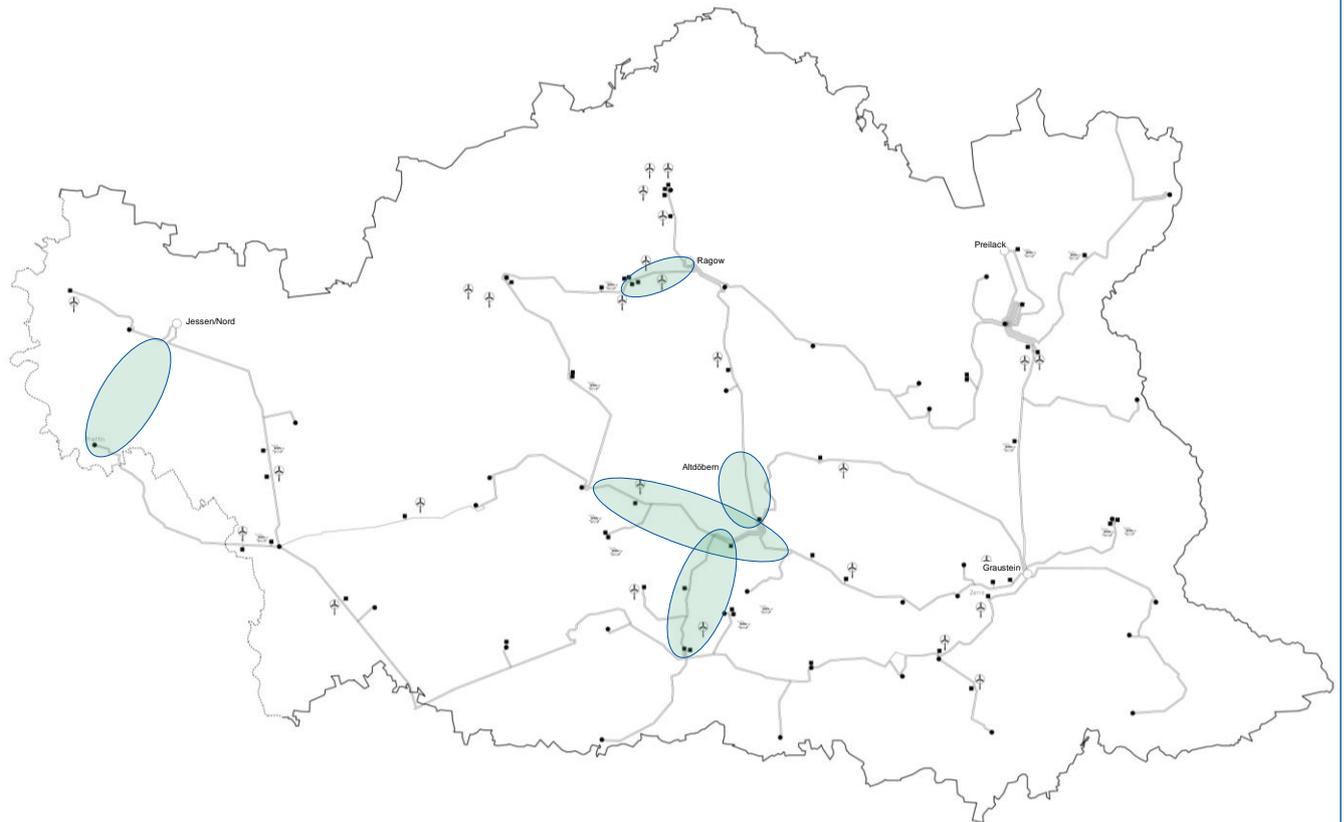


Abbildung 20: Darstellung der Ausbaumaßnahmen der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH im Netzgebiet Brandenburg

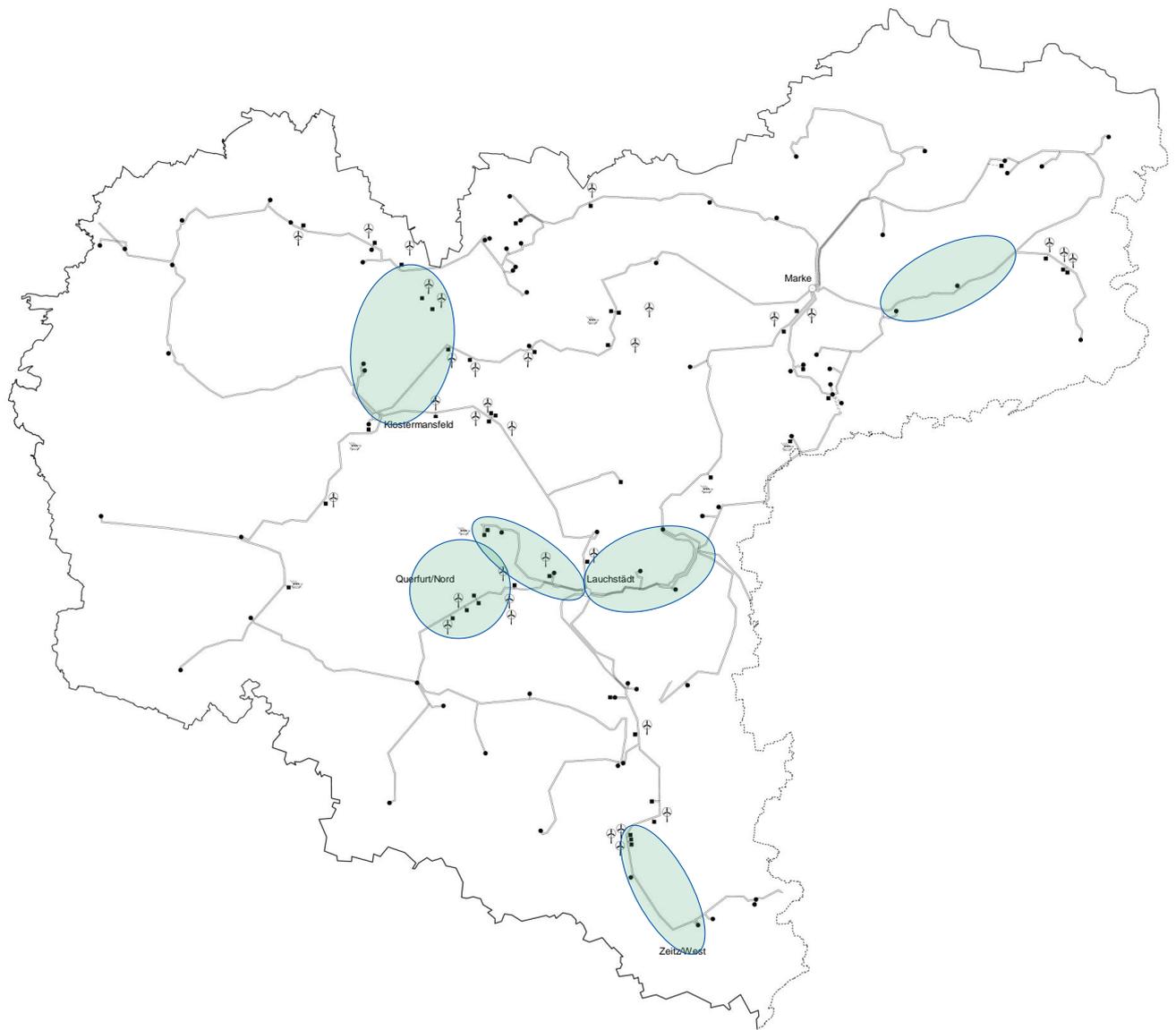


Abbildung 21: Darstellung der Ausbaumaßnahmen der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH im Netzgebiet Sachsen-Anhalt

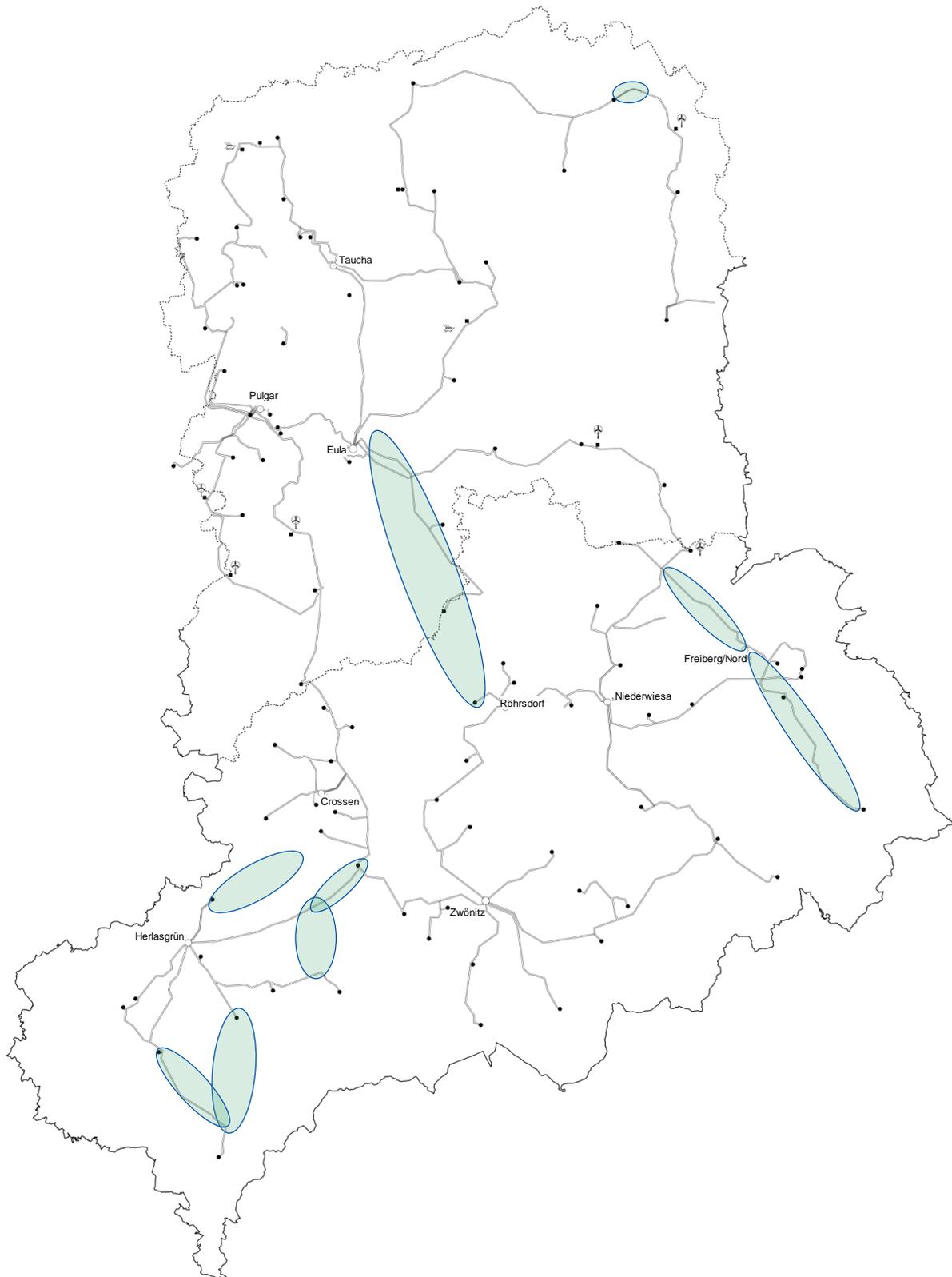


Abbildung 22: Darstellung der Ausbaumaßnahmen der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH in West- und Südsachsen

8.2.5 Karte der Netzausbaumaßnahmen der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG

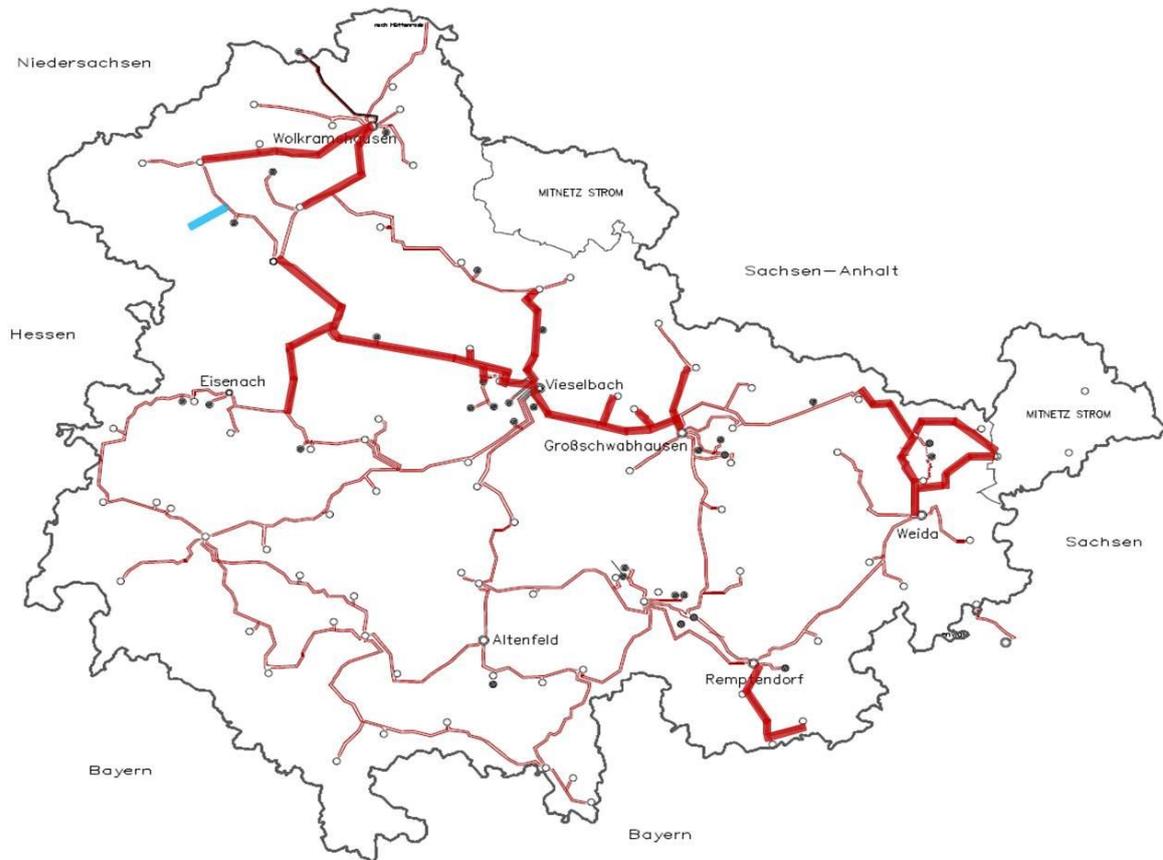


Abbildung 23: Darstellung der Ausbaumaßnahmen der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG

8.2.6 Karte der Netzausbaumaßnahmen der WEMAG Netz GmbH

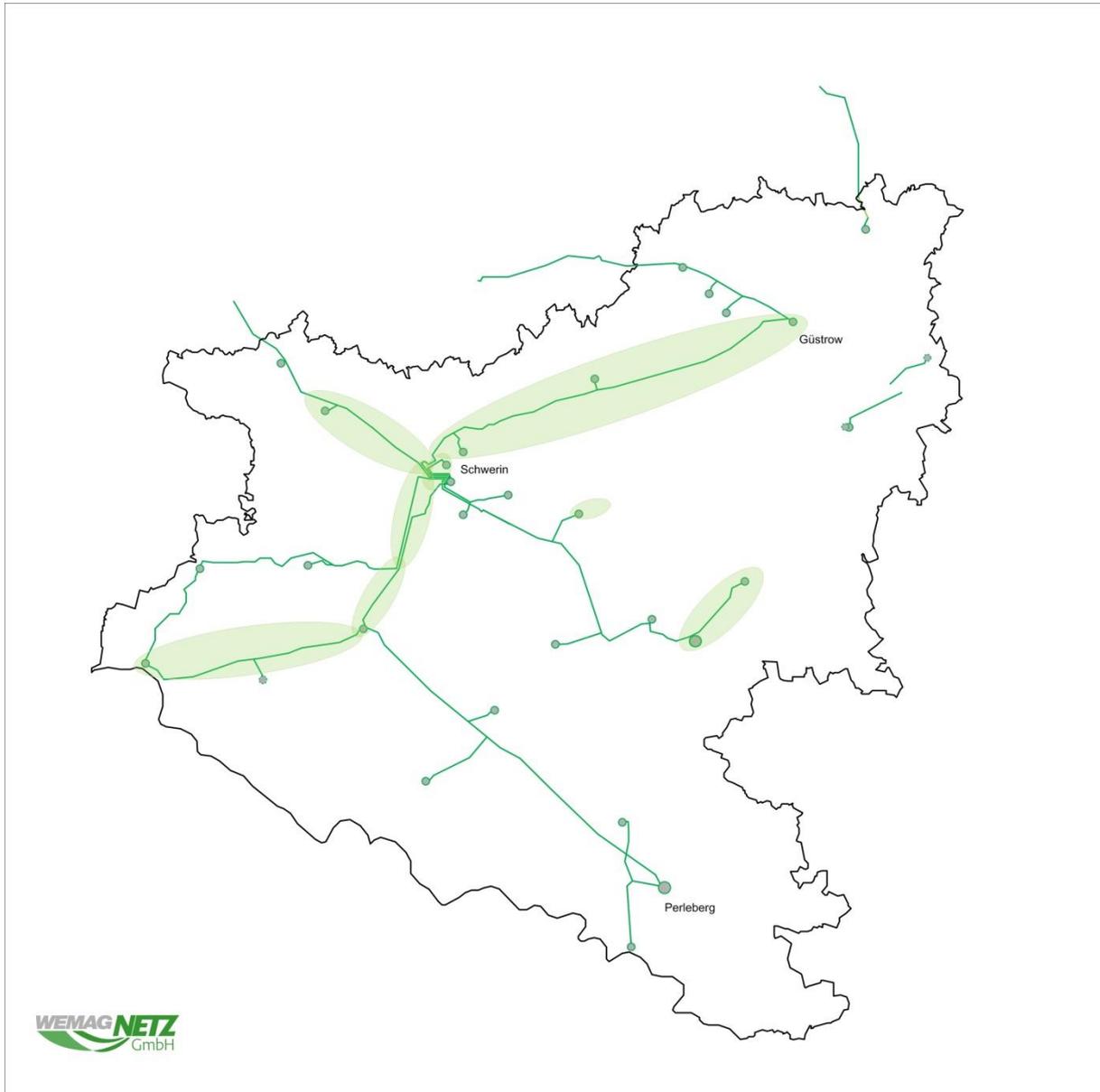


Abbildung 24: Darstellung der Ausbaumaßnahmen der WEMAG Netz GmbH

8.3 Ermittlung des einsparbaren Netzausbaus bei der Anwendung von Spitzenkappung in den HS-Netzen

Gemäß den dargestellten Grundsätzen in Abschnitt 6.3 haben die Flächennetzbetreiber eine Analyse der Einsparpotentiale bei Anwendung der Spitzenkappung durchgeführt. Wie in Abschnitt 6.3.5 als Grundsatz dargestellt wurde, wird dabei das Prinzip der pauschalen Faktoren für eine Netzuntersuchung aller Hochspannungsnetze derjenigen Flächennetzbetreiber angewendet, welche gegenüber den jeweiligen Netzlasten eine sehr deutliche Gesamteinspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen aufweisen. Die bereits in Abschnitt 6.3 beschriebene Vermutung wird durch die Ergebnisse der Netzberechnungen bei allen FNB Ost bestätigt. Es zeigt sich, dass bei der Betrachtung des Hochspannungsnetzes die Gleichzeitigkeiten ohne Spitzenkappung tatsächlich in der gleichen Größenordnung liegen wie die Leistungsbegrenzungen durch Anwendung der pauschalen Spitzenkappung nach [12].

Damit wurden für die betrachteten Hochspannungsnetze keine relevanten Einsparungen im Hochspannungsausbau durch Anwendung der Spitzenkappung erreicht.

Die FNB Ost werden in den nachfolgenden Versionen des Netzausbauplans die Ergebnisse der Netzuntersuchungen bei Anwendung individuell ermittelter Spitzenkappungsfaktoren ausweisen. Nach allgemeiner Einschätzung der Flächennetzbetreiber ist hier ein tatsächliches Einsparpotential zu erwarten, da die Durchmischung der unterschiedlichen Energieträger besser berücksichtigt werden kann (vgl. Abschnitt 6.3). Die erwarteten Ergebnisse dieser Planungsmethode korrespondieren deshalb besser mit den beispielhaft durchgeführten Netzberechnungen im NAP2015, bei denen für die betrachteten Beispielnetze ein geringes Einsparpotential am Ende des Planungshorizontes (nur noch geringer Zubau von Erzeugungsanlagen) ausgewiesen wurde.

9 Wichtige neue Aufgaben der 110-kV-Flächennetzbetreiber

9.1 Überblick

Die Aufgaben der großen Flächennetzbetreiber verändern sich zurzeit bereits sehr stark. Die Erzeugungsstruktur wird noch kleinteiliger werden und verbreitet zu einem Rückgang der Residuallast führen. Die Verantwortung der großen Flächennetzbetreiber für den sicheren Betrieb des Energieversorgungsnetzes wird steigen, da an deren Netzen der größte Anteil der Erzeugungsanlagen angeschlossen ist und gleichzeitig die sichere Versorgung aller Bezugskunden gewährleistet werden muss. Es gibt aber auch Entwicklungen, die, sofern sie sich durchsetzen, zu einer deutlichen Erhöhung der Netzlast führen und dabei gleichzeitig das Potenzial nicht nur Erzeugungsleistung sondern auch Lasten zu steuern, deutlich erhöhen können. Genannt seien hier vor allem die Entwicklung auf dem Gebiet der Elektromobilität und der Speicher.

Die großen Verteilnetze werden somit zunehmend systemrelevant und müssen:

- als ein notwendiges Rückgrat der Erzeugung sicher und stabil betrieben werden,
- den Ausgleich von Mehr- und Minderenergie zwischen den Netzebenen und den verschiedenen „Sektoren“ (Sektorenkopplung) ermöglichen,
- ausreichend Reserven bereithalten,
- die Erbringung von Netz- und Systemdienstleistungen für das vorgelagerte, das eigene und nachgelagerte Netze ermöglichen und sicherstellen und
- das freie Marktagieren ermöglichen und dafür notwendige Dienstleistungen erbringen.

Nachstehend wird auf die wesentlichen Themen kurz eingegangen. Inwieweit diese Themen tatsächlich Relevanz erhalten hängt ganz wesentlich von den gesetzlichen Rahmenbedingungen ab. So ist zum Beispiel der netzdienliche Einsatz von Speichern technisch bereits heute möglich. Es fehlen jedoch Vergütungsmodelle um für die Betreiber von Speichern einen Anreiz zu schaffen, Speicher netzdienlich einzusetzen.

9.2 Elektromobilität

Gerade vor dem Hintergrund der aktuellen Erkenntnisse um den Schadstoffausstoß moderner PKW-Dieselmotoren werden große Erwartungen in den Elektroantrieb für PKW als (am Ort des Fahrzeugbetriebs) schadstofffreie Antriebsenergie gesetzt. Sofern sich der Elektroantrieb als Antriebskonzept flächendeckend durchsetzt, hätte dies gravierende Auswirkungen auf die Last in den Verteilnetzen. Für die Verteilnetzbetreiber ist vor allem die Frage zu klären, ob das Laden der Fahrzeuge an Hausanschlüssen jederzeit ungesteuert zugelassen wird. Damit verbunden ist ein Ausbau der Nieder- und Mittelspannungsnetze. Gesteuertes Laden kann den notwendigen Netzausbau weitgehend verhindern. Allerdings bringt es Einschränkungen in der Verfügbarkeit der Fahrzeuge, weil die Fahrzeuge eben nicht zu jeder Tages- und Nachtzeit mit maximaler Leistung geladen werden können und es muss ein entsprechendes Steuerungssystem aufgebaut, betrieben und regelmäßig erneuert werden. Gleichzeitig bietet dieses System aber auch die Chance, Elektrofahrzeuge als steuerbare Last netzdienlich zu nutzen.

Ein wesentlicher Aspekt zur Erhöhung der Akzeptanz von Elektromobilität ist darüber hinaus die Schaffung einer flächendeckenden Schnelllade-Infrastruktur („Stromtankstellen“) um den Aktionsradius von Elektrofahrzeugen zu erhöhen. Die Schnelllade-Stationen z.B. entlang der Autobahnen lassen hohe Leistungsgradienten und damit hohe Netzzrückwirkungen erwarten.

9.3 Sektorkopplung

Unter Sektorkopplung wird die netzdienliche Verknüpfung der verschiedenen Sektoren der Energiewirtschaft verstanden. Zum einen kann damit eine flexible Nutzung der Energieform erreicht werden, die gerade „im Überschuss“ vorhanden ist. So könnten zum Beispiel Gasheizungen während Starkwindphasen Warmwasser alternativ mit einer elektrischen Heizpatrone erzeugen (Power-to-Heat). Im Stromnetz wirken sie damit wie eine Lasterhöhung.

Durch Elektrolyse kann mit Hilfe elektrischer Energie aus Wasser Wasserstoff erzeugt werden, (Power-to-Gas) der entweder direkt gespeichert und später rückverstromt oder in ein entsprechendes Netz eingespeist wird. Durch nachfolgende Methanisierung könnte sogar die vorhandene Erdgasinfrastruktur genutzt. Damit würden große saisonale Speicherkapazitäten und leistungsfähige Energietransportwege zur Verfügung stehen. Die



Rückverstromung in den Lastzentren würde zum einen notwendigen Netzausbau in den Übertragungsnetzen verringern und darüber hinaus für die Stabilität des Netzes wichtige Synchrongeneratoren in das Netz bringen bzw. dort erhalten.

9.4 Speicher

Aktuell lässt sich elektrische Energie nicht in großtechnischem Umfang speichern. Es ist in jedem Fall eine Energieumwandlung notwendig. Die Energiepolitik hat das klare Signal gesetzt, zukünftig noch mehr als bisher fluktuierende Primärenergieträger nutzen zu wollen. Um das Ziel zu erreichen, sind Energiespeicher unumgänglich um Zeit mit nicht ausreichendem Primärenergieangebot zu überbrücken. Aus Sicht der Verteilnetze wären dabei dezentral verteilte Speicher, die die „überschüssige“ Leistung in der Region aufnehmen und bei Bedarf wieder abgeben die optimale Lösung.

Auch für Speicher gilt, dass es unter den aktuellen Rahmenbedingungen nur sehr eingeschränkt wirtschaftliche Möglichkeiten zum netzdienlichen Einsatz gibt.

9.5 steuerbare Lasten

Speicher und Sektorkopplung können in den Verteilnetzen wie steuerbare Lasten wirken. In gewissem Umfang könnten auch Elektrofahrzeuge im Ladevorgang als steuerbare Last eingesetzt werden. Darüber hinaus gibt es noch bisher kaum genutzte Potenziale, Lasten aktiv zu beeinflussen. Bereits heute wird die Trägheit von thermischen Prozessen z.B. in Gießereien genutzt indem Elektroöfen bei Bedarf zeitweilig abgeschaltet werden. Ähnlich könnte z.B. mit Kühlhäusern verfahren werden.

9.6 Informations- und Kommunikationstechnik

Die Erfüllung der vorgenannten Aufgaben setzt einen intensiven Datenaustausch mit den beteiligten Akteuren voraus. Das Kaskadenprinzip als wesentliches und grundlegendes Aktions- und Informationsprinzip wird dem Verantwortungszuwachs der verschiedenen Netzebenen gerecht. Die großen sektorenübergreifenden Verteilnetzbetreiber nehmen eine zentrale Funktion mit hoher Verantwortung in der Energieversorgung ein. Sie müssen ihre koordinierende Rolle mit zahlreichen erweiterten und neuen technischen Lösungen



untersetzen. Für den Datenaustausch sind im Sinne der Kaskade und der dezentralen Sektorenkopplung regionale Datenzentren der Datenerhebung, -verarbeitung und -bereitstellung aufzubauen. Für die Datenübertragung ist eine den Anforderungen entsprechende sichere und verfügbare Kommunikationsinfrastruktur vorzuhalten, welche beispielsweise auch zur Steuerung von Flexibilitäten über Smart Meter dient und teilweise auch für einen Netzwiederaufbau zu Verfügung stehen muss.

Die großen VNB müssen damit neben den klassischen Strom-, Gas- und Wärmenetzen auch in größerem Umfang hochsichere und hochverfügbare Infrastrukturen im IKT-Bereich vorhalten und betreiben. Eine hohe Verfügbarkeit der Kommunikationsinfrastrukturen zur Gewährleistung der darauf aufbauenden Netz- und Systemsicherheit kann nur über eine dezentrale, begrenzte Infrastruktur gewährleistet werden.

Für die unmittelbare Zukunft werden die FNB Ost Lösungen entwickeln und implementieren, die eine schrittweise Lösung der aufgezeigten Probleme bewirken und stufig zu komplexen Lösungen ausbaubar sind. Der Ausbau dieser Anwendungen ist jedoch abhängig von der regulatorischen Anerkennung der dafür notwendigen Kosten. Bei Anerkennung dieser werden diese Lösungen in die zukünftige Überarbeitung unseres Netzausbauplanes einfließen.

10 Literaturverzeichnis

- [1] Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017
- [2] Übertragungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan 2030 (2017); über www.netzentwicklungsplan.de
- [3] 10-Punkte-Programm der 110-kV-Verteilnetzbetreiber (VNB) und des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) der Regelzone 50Hertz zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen (SDL) mit Integration der Möglichkeiten von dezentralen Energieanlagen 10-Punkte-Programm, 2014
- [4] DENA-Verteilnetzstudie - „Ausbau und Investitionsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland 2030“
- [5] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) „EE-Prognose im Rahmen des Netzausbauplans 2017“; 2017
- [6] Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012, Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr, Dresden, 2013
- [7] Energiekonzept 2030 der Landesregierung von Sachsen-Anhalt, Ministerium für Wissenschaft und Wirtschaft des Landes Sachsen-Anhalt, Magdeburg, 2014
- [8] Koalitionsvertrag zwischen den Parteien DIE LINKE, SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, Erfurt, 5. Dezember 2014
- [9] „Moderne Verteilernetze in Deutschland“ (Verteilernetzstudie) Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), September 2014
- [10] Energiewirtschaftsgesetz - EnWG
- [11] E VDE-AR-N 4121 „Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze“
- [12] VDE|FNN-Hinweis „Spitzenkappung – ein neuer planerischer Freiheitsgrad“
- [13] Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG
- [14] DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
- [15] Studie zu separaten Netzen, Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg unter Mitwirkung von 50Hertz Transmission GmbH, E.ON edis AG, MITNETZ Strom mbH, WEMAG Netz GmbH, Zukunftsagentur des Landes Brandenburg, Gemeinsame Landesplanung Berlin Brandenburg und weitere, Cottbus 2013

Mitgewirkt haben:

Avacon Netz GmbH
Joachim-Campe-Straße 14
38226 Salzgitter
www.avacon-netz.de
Dipl.-Ing. Galina Schulz-Fedoriv

E.DIS Netz GmbH
Langewahler Straße 60
15517 Fürstenwalde/Spree
www.e-dis-netz.de
Dipl.-Ing. Stefan Dorendorf

ENSO NETZ GmbH
Assetmanagement
Postfach 12 01 23
01002 Dresden
www.enso-netz.de
Dr.-Ing. Matthias Hable

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH
Industriestraße 10
06184 Kabelsketal
www.mitnetz-strom.de
Dr.-Ing. Jens Zeidler,
Dipl.-Ing. Matthias Ehrlich

TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
Schwerborner Straße 30
99087 Erfurt
www.thueringer-energienetze.com
Dipl.-Ing. Uwe Zickler

WEMAG Netz GmbH
Obotritenring 40
19053 Schwerin
www.wemag-netz.de
Ing. Tim Stieger

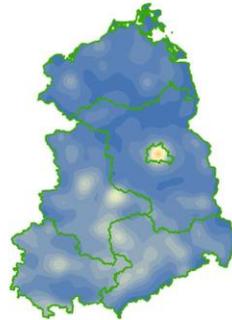
11 Anlagen

Nachstehende Abbildungen veranschaulichen den prognostizierten Zubau installierter Leistung bei Photovoltaik und Windenergieanlagen.

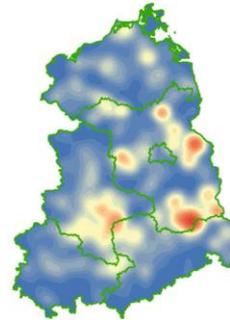
Ausbau Photovoltaikanlagen nach Basisszenario

im Jahr 2017

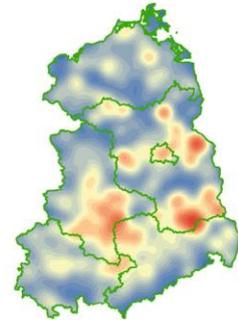
auf Gebäuden



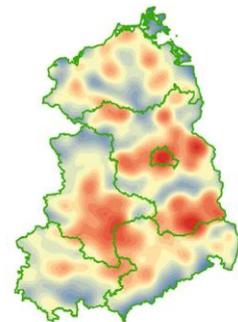
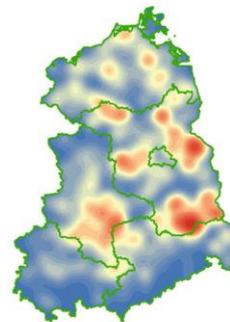
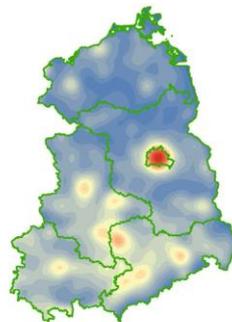
auf Freiflächen



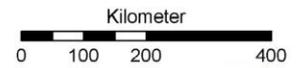
insgesamt



im Jahr 2027



Leistungsdichte



Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. **FfE**

