

Netzausbauplan 2024

nach § 14d Energiewirtschaftsgesetz

SachsenNetze GmbH

30.04.2024

Impressum

Netzausbauplan nach § 14d Energiewirtschaftsgesetz, veröffentlicht am 30.04.2024

SachsenNetze GmbH

Rosenstraße 32
01067 Dresden

Telefon: 0351 5630-1030
E-Mail-Adresse: Service-Netze@SachsenEnergie.de

Sitz der Gesellschaft: Dresden
Handelsregister: HRB 24980 Amtsgericht Dresden
USt-IdNr.: DE258395586

Vorsitzender des Aufsichtsrates:
Dr. Frank Brinkmann

Geschäftsführung:
Dr. Steffen Heine,
Dr. Kathrin Kadner

Inhaltsverzeichnis

Impressum.....	2
Abkürzungsverzeichnis.....	4
1 Einleitung	5
2 Planungsgrundlagen.....	6
3 Netzausbauplanung.....	13
4 Bedarf an Flexibilitätsdienstleistungen.....	15
5 Bedarf an frequenzunabhängigen Systemdienstleistungen	15
6 Spitzenkappung.....	16
7 Stellungnahmen.....	17
Abbildungsverzeichnis.....	18
Tabellenverzeichnis.....	18
Anlagenverzeichnis	18

Abkürzungsverzeichnis

EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
MS	Mittelspannung
NAP	Netzausbauplan
NE	Netzebene
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NS	Niederspannung
UW	Umspannwerk (Netzebene 2 oder 4)
VINK	vollständig integrierte Netzkomponenten, z. B. netzbetreibereigene Kompensationsspulen
VNB	Verteilnetzbetreiber

1 Einleitung

Der Gesetzgeber hat mit der Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vom 19.07.2022, insbesondere mit der Einführung von § 14d, die Anforderungen an die Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber (VNB) mit mehr als 100.000 Kunden deutlich erweitert und detailliert. Das Verfahren zur Erstellung der Netzausbaupläne sieht zwei Stufen vor:

1. Erstellung des Regionalszenario für eine Vorschau von 5 und 10 Jahren und für 2045
2. Netzausplan mit den voraussichtlich notwendigen Ausbaumaßnahmen für die jeweiligen Betrachtungszeitpunkte

Das Regionalszenario wurde von den beteiligten VNB der Planungsregion Ost gemeinsam erstellt. Auf Basis des Regionalszenarios wurde nun durch die SachsenNetze ein Netzausbauplan (NAP) erarbeitet, dessen Ergebnisse nachfolgend beschrieben werden.

1.1 Netzgebiet und allgemeine Spezifika

Die SachsenNetze ist der Stromnetzbetreiber in Dresden. Das Netz der SachsenNetze beginnt bei der Hoch-/Mittelspannung-Umspannebene, welche die gesamte Landeshauptstadt Dresden versorgt, und geht in die unterlagerten Netze der Mittel- und Niederspannungsebene der Stadtteile über. Diese Netze werden zusammenfassend als Teilnetzgebiet „Dresden“ definiert.

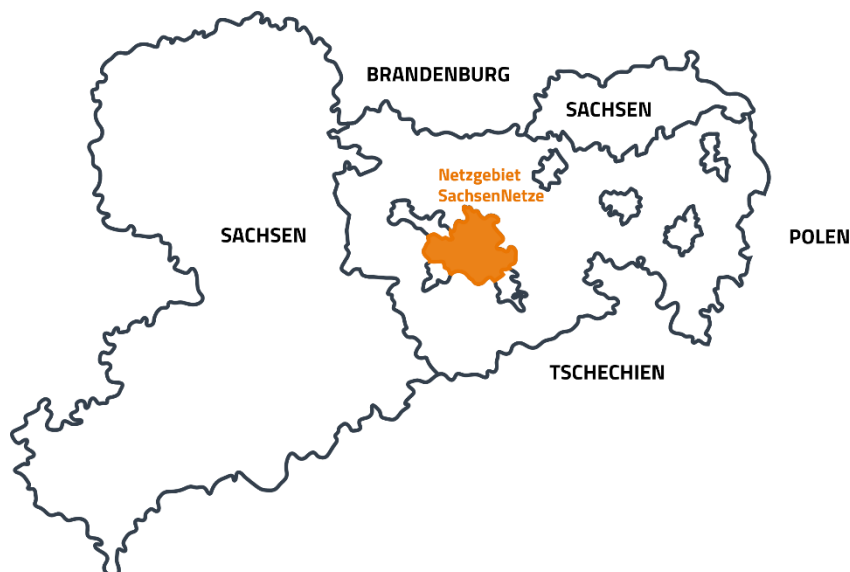


Abbildung 1 - Lage Netzgebiet SachsenNetze und Teilnetzgebiet „Dresden“ in Sachsen

Der Versorgungsbereich der HS/MS- und MS-Ebene des Netzgebiets umfasst die gesamte Landeshauptstadt Dresden, welche durch den stark urbanen Raum mit einer hohen Bevölkerungs- und Lastdichte geprägt ist. Es besteht ein Lastschwerpunkt im Dresdner Norden durch die Ansiedlung verschiedener Industriekunden. Charakteristisch für die bestehenden städtischen Mittelspannungsnetze sind kompakte Netzstrukturen mit einem sehr hohen Anteil erdverlegter Kabel.

Die Herausforderung des zukünftigen Netzes besteht in der Deckung des steigenden Leistungsbedarfs durch Bevölkerungszunahme sowie Industrieerweiterung und Industrieneuansiedelung (z.B. der Chipindustrie im Dresdner Nordraum). Zudem muss der zusätzliche Bedarf an elektrischer Energie durch die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors vom Stromnetz gedeckt werden. Eine zentrale Rolle werden in den nächsten Jahren die Zunahme an Ladeinfrastruktur für E-Kfz, eine Vielzahl von neu installierten Wärmepumpen sowie die teilweise oder vollständige Elektrifizierung des Fernwärmenetzes spielen.

Die MS/NS-Umspannebene und NS-Ebene des Netzgebiets sind in überwiegend zentrale Ballungsgebiete mit hoher Lastdichte, Stadtwohngebiete und Gewerbegebiete unterteilt, welche in den Randbereichen in eine teilweise dörfliche Struktur übergehen. Die Herausforderung des zukünftigen Netzes besteht hier vor allem im steigenden Leistungsbedarf durch die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors sowie der Integration von PV-Aufdachanlagen.

2 Planungsgrundlagen

Zur Abstimmung der Netzausbauplanung kommen die Stromverteilnetzbetreiber in sechs Planungsregionen zusammen und veröffentlichen für jede Planungsregion alle zwei Jahre ein Regionalszenario auf [VNBdigital](#). Die Prognosen zu Erzeugung und Verbrauch im Regionalszenario bilden die gemeinsame Grundlage für die Netzausbaupläne der einzelnen Netzbetreiber. Dieser Netzausbauplan basiert auf dem [Regionalszenario](#) der Planungsregion Ost vom Juni 2023.

Das Regionalszenario der VNB ist dem Ziel der Klimaneutralität verpflichtet. Es beschränkt sich auf den Beitrag der Planungsregion in nur einem Szenario. Das Regionalszenario beschreibt die zu erwartende Versorgungsaufgabe der in der Planungsregion Ost organisierten VNB für die Jahre 2028, 2033 und 2045. Aus Gründen der Übersichtlichkeit, der unterschiedlichen Größe der beteiligten VNB und der besseren Erschließbarkeit für fachfremde Leser wurde die Darstellung auf Verwaltungsgrenzen wie Bundesländer und Landkreise bezogen.

Um einen Netzausbauplan in der gesetzlich geforderten Detailtiefe auszuarbeiten, ist eine wesentlich stärkere Regionalisierung der Ergebnisse des Regionalszenarios notwendig. Die beteiligten VNB der Planungsregion Ost haben sich darauf verständigt, eine eigenständige Bottom-Up-Prognose in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IEE in Kassel zu erstellen. Die Regionalisierungsansätze für die einzelnen Sektoren und Technologien sind nachstehend kurz und nur ergänzend zu den Ausführungen im Regionalszenario beschrieben.

2.1 PV-Aufdach-Anlagen

Die grundsätzlichen Prognoseansätze zur Entwicklung der PV-Aufdach-Anlagen sind im Regionalszenario beschrieben. Die Prognose basiert auf einem 3D-Gebäudemodell, das die Eignung zur Installation von PV-Anlagen für jedes einzelne Gebäude im Netzgebiet der Planungsregion Ost

berücksichtigt. Die prognostizierte Leistung geht über einen Nächste-Nähe-Ansatz in die für den Netzausbauplan relevante Detaillierung ein.

Mit den bekannten Geokoordinaten aller Netzstationen und Umspannwerke wird das Netzgebiet in Voronoi-Polygone zerlegt. Alle prognostizierten Erzeugungsanlagen innerhalb des Voronoi-Polygons einer Netzstation bzw. eines Umspannwerkes werden summiert. Um die zeitliche Entwicklung zu prognostizieren wird ein Algorithmus angewendet, aus welchem die gebäudespezifischen Parameter sowie die Eignung der Gebäude zur Installation einer PV-Aufdach-Anlage zu einem bestimmten Zeitpunkt abgeleitet werden. Für die Prognose, der für die Netzplanung zu berücksichtigenden Leistungsansätze, werden Erzeugungszeitreihen auf Basis der Geokoordinaten der jeweiligen ONS und des Wetterjahres 2012 generiert.

2.2 PV-Freiflächen-Anlagen

Die Prognosemethodik für PV-Freiflächen-Anlagen ist im Regionalszenario beschrieben. Im Ergebnis sind Einzelstandorte der PV-Freiflächen-Anlagen prognostiziert. Diese sind entsprechend ihrer Nennleistung in unterschiedliche Leistungscluster zusammengefasst, um ihnen einen möglichen Anschlusspunkt an das Verteilnetz zuzuordnen.

Die definierten Leistungscluster mit den dazugehörigen Anschlusspunkten sind in der nachfolgenden Tabelle 1 aufgelistet.

Tabelle 1 – Leistungscluster und Anschlusspunkt der PV-Freiflächen-Anlagen

Leistungscluster P_{inst}	Anschlusspunkt an das Verteilnetz
< 300 kW	Nächstgelegene ONS
300 kW ... 6.000 kW	MS-Netz
6.000 kW ... 15.000 kW	MS-Sammelschiene des nächstgelegenen UW
> 15.000 kW	HS-Netz

Für die Prognose, der für die Netzplanung zu berücksichtigenden Leistungsansätze, werden Erzeugungszeitreihen auf Basis der Geokoordinaten der jeweiligen Erzeugungsanlage und des Wetterjahres 2012 generiert.

Die Prognose von PV-Freiflächen-Anlagen ist mit besonders großen Unsicherheiten verbunden, da PV-Freiflächen-Anlagen fast überall außerhalb geschlossener Bebauung errichtet werden können. Die Entscheidungen der Grundeigentümer und Projektentwickler, für oder gegen einen bestimmten Standort, können mit den bisherigen Prognoseansätzen nur sehr unzureichend abgebildet werden. Das betrifft sowohl die örtliche als auch die zeitliche Einordnung der prognostizierten PV-Anlage. Zudem gibt es für PV-Freiflächen-Anlagen keine in den Regionalplänen festgelegten Vorranggebiete, wie z. B. für Windenergieanlagen, die eine klare Orientierung geben, wo PV-Freiflächen-Anlagen entstehen könnten.

2.3 Windenergie-Anlagen

Die Prognosemethodik für Windenergieanlagen ist im Regionalszenario beschrieben. Im Ergebnis liegt die Prognose für Anlagenstandorte vor. Diese Anlagenstandorte sind zu Windparks zusammengefasst, welche einen Anschluss an das Verteilnetz erhalten.

Die definierten Leistungcluster, mit den dazugehörigen Anschlusspunkten, sind in der nachfolgenden Tabelle 2 aufgelistet.

Tabelle 2 – Leistungcluster und Anschlusspunkt der Windenergie-Anlagen

Leitungscluster P_{inst}	Anschlusspunkt an das Verteilnetz
300 kW ... 6.000 kW	MS-Netz
6.000 kW ... 15.000 kW	MS-Sammelschiene des nächstgelegenen UW
> 15.000 kW	HS-Netz

Für die Prognose, der für die Netzplanung zu berücksichtigenden Leistungsansätze, werden Erzeugungszeitreihen auf Basis der Geokoordinaten der Erzeugungsanlage und des Wetterjahres 2012 generiert.

2.4 Fern- und Prozesswärmeerzeugung

Die Prognose von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist im Regionalszenario beschrieben. Die Prognose sieht vor, dass die Betreiber der Anlagen an den jeweiligen Standorten auch alternative Technologien zur Erzeugung von Wärme installieren (Elektrodenkessel, Großwärmepumpen), um flexibel auf die Preise am Energiemarkt reagieren zu können. Das Ergebnis der erwarteten Anlagenleistungen an Bestandsstandorten wird im NAP berücksichtigt. Darüber hinaus sind im Regionalszenario auch Anlagen außerhalb heutiger Bestandsstandorte prognostiziert. Diese Daten liegen auf Ebene der Landkreise vor. Für den NAP werden diese Leistungen auf die Mittelzentren des jeweiligen Landkreises verteilt. Dies beruht auf der Annahme, dass der Auf- bzw. Ausbau eines Fernwärmenetzes mit hoher Wahrscheinlichkeit in diesen Städten stattfinden wird. Das Fraunhofer IEE hat die Verfügbarkeit mehrerer Technologien zur Wärmeerzeugung im Rahmen einer Marktsimulation abgebildet und Einsatzzeitreihen für KWK-Anlagen und deren Alternativen zur Wärmeerzeugung ermittelt.

Sofern bekannt, sind im NAP der SachsenNetze aktuelle Entwicklungen und Projekte zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung, insbesondere in der Landeshauptstadt Dresden, berücksichtigt.

Weitere Auswirkungen der Wärmewende auf den Ausbau- und Investitionsbedarf im Stromnetz werden als Ergebnis der gesetzlich vorgeschriebenen kommunalen Wärmeplanung erwartet. Deren Ergebnisse liegen derzeit noch nicht vor.

2.5 Biomasse

Das Regionalszenario erwartet keinen wesentlichen Ausbau von Stromerzeugung aus biogenen Rohstoffen. Größere Einzelprojekte zum Bau neuer Erzeugungsanlagen sind nicht bekannt. Für den Netzausbauplan werden daher die heutigen Bestandszahlen und Anlagenstandorte fortgeschrieben.

2.6 Wasserkraftanlagen

Das natürliche Potenzial von Wasserkraftanlagen im Netzgebiet der SachsenNetze gilt als weitgehend ausgeschöpft. Für den Netzausbauplan werden daher die heutigen Bestandszahlen und Anlagenstandorte fortgeschrieben.

2.7 Haushalte/Gewerbe/Handel/Dienstleistungen

Das Regionalszenario geht davon aus, dass der Energieverbrauch, und damit verbunden die Last, in diesem Sektor durch Effizienzsteigerung und Bevölkerungsrückgang sinkt, mit Ausnahme einiger Großstädte. Für diesen Sektor wird anders als für alle anderen im Regionalszenario betrachteten Sektoren und Technologien keine Leistungsprognose erstellt, sondern ein Trend ermittelt, welcher durch einen landkreisbezogenen Faktor abgebildet wird. Bei der Übertragung des Regionalszenarios auf die Berechnungsansätze zum NAP wird die heutige Last jeder ONS bzw. jedes UW mit dem jeweiligen Faktor multipliziert.

2.8 Elektromobilität

Die Grobregionalisierung und prognostizierte Bestandsentwicklung von Elektromobilität ist im Regionalszenario beschrieben. Für die Feinregionalisierung wird zwischen den Fahrzeugklassen und Ladeorten differenziert.

2.8.1 Heimpladen/ öffentliches Laden/ Firmenladen

Für die Feinregionalisierung und die zeitliche Prognose des Bestandshochlaufs für PKW und leichte Nutzfahrzeuge hat das Fraunhofer IEE ein Modell eingesetzt, das die Kaufentscheidung für ein Elektrofahrzeug anhand zahlreicher Eingangsparameter mit Hilfe einer Marktsimulation adressscharf prognostiziert. Zusätzlich wird eine Differenzierung zwischen „Stadt“ und „Land“ vorgenommen. Das soll vor allem geänderte Nutzungsgewohnheiten wie die abnehmende Anzahl an PKW/Einwohner, die zunehmende Nutzung des ÖPNV und Carsharing, aber auch die höhere Kaufbereitschaft von Pendlern abbilden.

Für das Heimpladen werden auf Basis von Haustypen und Einkommensverhältnissen wahrscheinliche Standorte von Ladepunkten ermittelt. Zur Abbildung des Ladeverhaltens wird das bereits bekannte Nutzerverhalten durch eine Zufallskomponente ergänzt, um Zeitreihen zu generieren. Für öffentliches Laden wird das Bestandsregister ausgewertet, eine Bedarfsanalyse durchgeführt und Potenzialflächen (z. B. Parkplätze, Straßenrandstreifen) ermittelt. Die Potenzialflächen werden gewichtet und ebenfalls mit einer Zufallskomponente versehen. Das Potenzial für das Firmenladen wird aus geografischen Karten ermittelt (Lage von Gewerbegebieten). Die so ermittelten Standorte und installierten Leistungen für die Ladeinfrastruktur werden über den bereits im Abschnitt 0

beschriebenen Nächste-Nähe-Ansatz der nächstgelegenen Ortsnetz- oder Kundenstation (für Firmenladen) zugeordnet.

2.8.2 Depotladen

Für Nutzfahrzeuge wird erwartet, dass ein wesentlicher Teil des Energiebedarfs in den Depots gedeckt wird. Zum einen, weil die Fahrzeuge dort längere Standzeiten haben und zum anderen, weil die Kosten des Ladens für die Fuhrparkbetreiber in den Depots deutlich niedriger sein werden.

Das Fraunhofer IEE hat das erwartete Ladeverhalten von Nutzfahrzeugen in Depots anhand vorliegender wissenschaftlicher Untersuchungen analysiert und modelliert. Da keine georeferenzierten Daten von Betriebshöfen und Logistikdepots vorliegen, hat das Fraunhofer IEE zur Feinregionalisierung die Zulassungszahlen des Kraftfahrt-Bundesamtes herangezogen und um die unternehmensspezifischen Häufungen korrigiert. Im Ergebnis liegen Prognosezahlen für das Depotladen je Gemeinde vor, welche in den Netzberechnungen als Anschluss zum nächstgelegenen UW berücksichtigt werden.

2.8.3 Autobahnladen

Die Prognoseansätze für das Autobahnladen sind im Regionalszenario beschrieben. Für die Feinregionalisierung, die Ermittlung des Bedarfs an Ladesäulen und die Bildung von Zeitreihen werden Daten aus Verkehrszählungen des Jahres 2021 verwendet. Im Ergebnis liegen Lastzeitreihen für die erwarteten Ladestandorte an Raststätten, Autohöfen und (falls deren Dichte nicht ausreicht) Autobahn-Parkplätzen vor. Die Lastzeitreihen sind differenziert nach PKW und schweren Nutzfahrzeugen.

Für die Netzberechnungen zum NAP werden diese Leistungen auf den nächstgelegenen Anschlusspunkt im 110-kV-Netz projiziert. Bei den erwarteten installierten Leistungen bzw. den erwarteten mit den Betreibern zu vereinbarenden Anschlussleistungen wird in den meisten Fällen ein kundeneigenes UW oder ein Direktanschluss aus einem nahegelegenen UW notwendig werden.

2.9 Dezentrale Wärmepumpen und Nahwärme

Die Grobregionalisierung ist im Szenariorahmen beschrieben. Zur Modellierung des Markthochlaufs und der Feinregionalisierung hat das Fraunhofer IEE ein komplexes 3D-Gebäudemodell verwendet, in das zahlreiche Parameter wie Größe, Alter, Energieeffizienz, Eigentümerstruktur, Funktion (Wohngebäude, Nichtwohngebäude) eingehen. Diese werden mit einer Simulation des Eigentümerverhaltens, das u. a. die Bereitschaft zur Hüllensanierung und zur Heizungserneuerung abbildet, kombiniert.

Im Ergebnis liegen adressscharfe Prognosen zu den erwarteten Einbaupunkten und Leistungsgrößen für Wärmepumpen (differenziert nach Luft- und Erdwärmepumpen) und Nahwärmelösungen vor. Aus den Wetterdaten des Jahres 2012 werden Zeitreihen für den Einsatz der

Wärmepumpen generiert. Die Leistungen der Anlagen werden nach dem bereits beschriebenen Ansatz mit Voronoi-Polygonen auf die nächstgelegene ONS projiziert.

Zum Zeitpunkt der Erstellung der Prognose im Jahr 2023 lag der erste Entwurf des Gebäudeenergiegesetzes vor. Der Entwurf beinhaltet, dass ab 2024 keine Gasheizungen mehr eingebaut werden dürfen und Heizungsanlagen nach spätestens 30 Jahren erneuert werden müssen. Engpässe bei der Marktverfügbarkeit und den Kapazitäten des Handwerks werden durch das Modell nicht berücksichtigt. Auf die schlussendlich verabschiedete Gesetzesfassung konnte im Regionalszenario nicht eingegangen werden. In der Folge erwartet das Regionalszenario einen sprunghaften Anstieg der installierten Wärmepumpenleistungen bis 2028.

2.10 Elektrolyse

Die Modellierung von erwarteten Elektrolyse-Kapazitäten ist im Regionalszenario beschrieben. Es gibt einen grundsätzlichen Unterschied bei der Regionalisierung der Elektrolyseanlagen.

2.10.1 Onsite-Elektrolyse

Als Ergebnis der Regionalisierung liegen den VNB der Planungsregion erwartete installierte Leistungen und Lastzeitreihen je Landkreis vor. Die Feinregionalisierung ist durch die VNB selbst vorzunehmen. Für das Netzgebiet der SachsenNetze werden die Standorte dieser Anlagen vor allem in großen und energieintensiven Industriebetrieben des jeweiligen Landkreises verortet. Dies betrifft im Besonderen Standorte, an denen bereits Planungen zu solchen Anlagen bekannt sind.

2.10.2 Offsite-Elektrolyse

Die Ergebnisse der Offsite-Elektrolyse sind vom Fraunhofer IEE fein regionalisiert. Für die Offsite-Anlagen wird angenommen, dass diese zielgerichtet zu Zeitpunkten mit starkem Energieüberschuss im Einsatz sind. Für die Netzberechnung werden sie daher als erzeugungsnahe Lasten zum Zeitpunkt starker Erzeugung aus erneuerbarer Energie berücksichtigt.

2.11 Punktlasten

Im Regionalszenario nicht implementiert ist die Prognose von Punktlasten abseits neuer Elektrolysestandorte. Die Berücksichtigung erfolgt nach eigener Kenntnis des jeweiligen VNB. Für den NAP werden bekannte Projekte, welche SachsenNetze vorliegen, berücksichtigt.

2.12 Batteriespeicher

Batteriespeicher sind im Regionalszenario im Rahmen der Prognosen aus dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) 2037 berücksichtigt. Batteriespeicher lassen sich weder zeitlich noch örtlich prognostizieren. Um Batteriespeicher wirksam in der Netzausbauplanung von Verteilnetzen berücksichtigen zu können, ist dies jedoch notwendig. Eine wirksame Entlastung von Netzenspässen durch Batteriespeicher ist aufgrund der geringen speicherbaren Energie im Verhältnis zur Anschlussleistung und aufgrund der bisherigen Geschäftsmodelle (Teilnahme am Regelleistungsmarkt oder Intraday-Handel) aktuell nicht zu erwarten.

Für den NAP werden bekannte Großspeicherprojekte mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit bei SachsenNetze berücksichtigt. Dies deckt nicht in vollem Umfang die Prognosezahlen des NEP ab. Da auch bei Speichern ein klarer Trend zu immer größeren Einheiten erkennbar ist, wird davon ausgegangen, dass die Prognosedifferenz zum NEP im Übertragungsnetz zum Anschluss kommt. Kleinspeicher, wie sie zunehmend in Verbindung mit PV-Aufdach-Anlagen zum Einsatz kommen, sind im NAP nicht planungsrelevant. Diese Speicher sind i. d. R. so bemessen, dass sie an sonnigen Tagen, bereits am späten Vormittag, vollständig beladen sind. Für die auslegungsrelevante Erzeugungsspitze von PV-Anlagen spielen sie nach den aktuellen Planungsansätzen daher keine Rolle.

2.13 Berücksichtigung nachgelagerter VNB

Die beschriebenen Prognosemodelle und -methoden für die vorgestellten Sektoren und Technologien werden auch auf die Netzgebiete nachgelagerter VNB angewandt. Aus Sicht der vorlageverpflichteten VNB der Planungsregion Ost hat das den Vorteil, dass für das gesamte Gebiet der Planungsregion Ost eine Prognose nach einheitlicher Methodik vorliegt.

Für die Gebiete der nicht vorlageverpflichteten VNB wird die Vereinfachung vorgenommen, dass die prognostizierten Leistungen den bestehenden Übergabepunkten zugeordnet werden.

2.14 Gleichzeitigkeiten

Wie bereits beschrieben, sind durch das Fraunhofer IEE für die meisten Technologien und Sektoren Zeitreihen mit stundenbasierter Auflösung erstellt worden. Diese Zeitreihen werden miteinander verschnitten und es werden für die beide auslegungsrelevanten Fälle (max. Bezug, max. Rückspeisung) Zeitpunkte und Leistungen wie folgt bestimmt:

- je Ortsnetzstation zur Berechnung der Belastung der MS/NS-Transformatoren
- je Ortsnetzstation zur Berechnung des MS-Netzes
- je Umspannwerk zur Berechnung der Umspannung HS/MS und des HS-Netzes

2.15 Zusammenfassung des Regionalszenarios für das Netzgebiet SachsenNetze

Nachfolgende Tabelle 3 fasst die Prognosen der einzelnen Technologien des Regionalszenarios für die SachsenNetze zusammen. Neben den Prognosen des Regionalszenarios gehen konkrete Erweiterungsmaßnahmen von sogenannten Großkunden in die Netzausbauplanung ein und werden in der nachfolgenden Tabelle ebenfalls zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 3 – Prognosen (installierte Leistung) des Regionalszenarios für SachsenNetze

	P_{inst} in MW 2023	P_{inst} in MW 2028	P_{inst} in MW 2033	P_{inst} in MW 2045
PV- Anlagen	61	120	220	560
Windenergieanlagen	0	0	0	0
E-Mobilität	39	270	490	790
Wärmepumpen	12	160	240	410
Industrie und Großverbraucher (inkl. Onsite–Elektrolyse)	170	300	465	715
Offsite–Elektrolyse	0	0	0	0

3 Netzausbauplanung

Die Netzausbauplanung ermittelt die für die Engpassvermeidung oder -minderung erforderlichen Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen im Verteilnetz unter Berücksichtigung des Regionalszenarios 2023 der Planungsregion Ost. Das Regionalszenario bildet einen möglichen Pfad zur Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch im Stromnetz bis zum Ziel der Klimaneutralität in Deutschland bis 2045 ab. Die ermittelten Leitungslängen und Anlagenstandorte sind nach derzeitigem Planungsstand einsortiert und unterliegen der Prämisse, dass keine Verzögerungen in der Genehmigungsphase, durch Lieferengpässe oder Sonstigen auftreten.

Durch die Annahme eines sehr steilen Lastanstieges bis zum Jahr 2028 ist mit einer Verzögerung bei der Umsetzung der notwendigen Baumaßnahmen zu rechnen. Im Rahmen eines Ressourcensicherungsprojektes werden Maßnahmen zur Erweiterung der Baukapazitäten und Materialbeschaffung geprüft. Durch die angespannte Marktlage und Demografie bei externen Partnern ist außerdem eine klare Priorisierung zukünftiger Baumaßnahmen notwendig.

3.1 Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen

Energieeffizienzmaßnahmen sind in den Prognosen des Regionalszenarios berücksichtigt. Im Vergleich zu den erwarteten Verbrauchssteigerungen für elektrische Wärmeerzeugung, Elektromobilität und der Substitution fossiler Energieträger durch strombasierte Anwendungen in der Industrie sind die zu erwartenden Effekte durch Energieeffizienzmaßnahmen vernachlässigbar klein.

Entstehende Netzengpässe sind immer als temporär zu betrachten. Bei erwartetem mehrfachem Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG ist dieser Engpass in der Netzausbauplanung zu berücksichtigen und Abhilfemaßnahmen sind zu prüfen. Im Netzausbauplan sind daher engpassfreie Zielnetze ohne den Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen beschrieben.

3.2 Netzebene 4 (Umspannung HS/MS)

Die in der Umspannebene für die Engpassvermeidung oder -minderung erforderlichen Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen je Zeitraum werden in der nachfolgenden Tabelle 4 zusammenfassend dargestellt. Eine grafische Übersicht der Maßnahmen ist in Anlage 1 dargestellt.

Tabelle 4 – Maßnahmentabelle Umspannung HS/MS

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	Geschätzte Kosten
2023 bis 2028 (T+5)	Anlagenstandorte*	5 St.	40 Mio. €
2029 bis 2033 (T+6 bis T+10)	Anlagenstandorte*	7 St.	50 Mio. €
2034 bis 2045 (T+11 bis Zielnetzjahr)	Anlagenstandorte*	2 St.	20 Mio. €

*Anlagenstandorte mit relevanten Maßnahmen auf folgenden Netzebenen:
Umspannwerk HS/MS (NE 4)

3.3 Netzebene 5 (Mittelspannung)

Die im Mittelspannungsnetz für die Engpassvermeidung oder -minderung erforderlichen Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen je Zeitraum werden in der nachfolgenden Tabelle 5 zusammenfassend dargestellt. Unterschieden wird in Leitungsmaßnahmen (Kabel und Freileitungen) und Anlagenstandorte (Umspannstationen MS/NS). Die Anlagen 2 und 3 zeigen jeweils eine grafische Übersicht über den Ausbaubedarf für die Leitungsmaßnahmen und Anlagenstandorte.

Tabelle 5 – Maßnahmentabelle Mittelspannung und MS/NS-Umspannung

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	Geschätzte Kosten
2023 bis 2028 (T+5)	Leitungen	115 km	31 Mio. €
	Anlagenstandorte*	220 St.	19 Mio. €
2029 bis 2033 (T+6 bis T+10)	Leitungen	125 km	33 Mio. €
	Anlagenstandorte*	375 St.	33 Mio. €
2034 bis 2045 (T+11 bis Zielnetzjahr)	Leitungen	230 km	61 Mio. €
	Anlagenstandorte*	550 St.	48 Mio. €

*Anlagenstandorte mit relevanten Maßnahmen auf folgender Netzebene:
Ortsnetzstation MS/NS (NE 6).

4 Bedarf an Flexibilitätsdienstleistungen

Um Engpässe im Verteilnetz durch Flexibilitätsdienstleistungen wirksam zu vermeiden oder zu mildern und Netzausbau zu vermeiden, muss die Flexibilität zielgenau in der Nähe des Engpasses verfügbar sein (genauer: in Energieflussrichtung vor dem Engpass) und sowohl bzgl. der Leistung als auch Energiemenge ausreichend dimensioniert werden. Das heißt, dass Anbieter in der Lage sein müssen, über mehrere Tage hinweg, kontinuierlich nennenswerte Energiemengen aus dem Netz entnehmen zu können und über mehrere Wochen („Dunkelflaute“) Energie in das Netz einspeisen zu können.

Für die Nutzung von Flexibilitätsdienstleistungen durch VNB ist aktuell nicht absehbar, ob und wann dafür ein funktionierender Markt entstehen kann. Hinzu kommt, dass sich SachsenNetze als Infrastrukturdienstleister versteht. Am Stromnetz angeschlossene Kunden soll es möglich sein, ihr Geschäft unbeeinflusst von Engpässen im Stromnetz betreiben zu können. In diesem Sinne ist u. a. der Beschluss BK6-22-300 der Bundesnetzagentur vom 27.11.2023 zu verstehen, nach dem bei mehrfachem Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG der Engpass in der Netzausbauplanung zu berücksichtigen ist und Abhilfemaßnahmen zu ergreifen sind. Im NAP wird davon ausgegangen, dass SachsenNetze im jeweiligen Prognosejahr ein engpassfreies Netz ohne planmäßige Nutzung von Flexibilitätsdienstleistungen Dritter betreibt.

Bei grundsätzlich flexibel und marktorientiert einsetzbaren Technologien, wie KWK-Anlagen in Verbindung mit Wärmespeichern und Elektrodenkesseln oder Batteriespeichern, wird angenommen, dass diese zumindest für die auslegungsrelevanten Schaltzustände keine zusätzliche Belastung für das Netz darstellen. Die Wahrscheinlichkeit, dass der auslegungsrelevante Lastfall, der auslegungsrelevante Schaltzustand und der ungünstigste Einsatz flexibel und marktorientiert genutzter Technologien zeitlich zusammenfallen, wird als sehr gering eingeschätzt. Für diese Fälle wird unterstellt, dass der Netzbetreiber priorisiert die Flexibilität steuern darf und kann, um die lokale Netzstabilität, welche die globale Systemstabilität ermöglicht, sicherzustellen. Das Stromnetz muss daher nicht für diesen Fall ausgelegt werden. Werden häufige Flexibilitätsaufrufe beobachtet, so ergibt sich damit ein entsprechender Netzausbaubedarf.

5 Bedarf an frequenzunabhängigen Systemdienstleistungen

Im Rahmen der Effizienzprüfung gemäß § 12h EnWG kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass eine marktgestützte Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen „Dienstleistung zur Spannungsregelung“ und „Schwarzstartfähigkeit“ wirtschaftlich effizient ist. Die VNB sollen jedoch mit Einleitung des Festlegungsverfahrens BK6-21-360 von der Verpflichtung zur marktgestützten Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit ausgenommen werden. Darüber hinaus wird im Rahmen des Festlegungsverfahrens BK6-23-072 die Dienstleistung zur Spannungsregelung nur unter dem Aspekt der Blindleistung betrachtet. Die Ermittlung des Bedarfs an nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen sowie dessen geplante Deckung konzentriert sich daher auf die Blindleistung, wobei die marktlich zu beschaffende Blindleistung im Mittelpunkt steht.

Die Ermittlung des Blindleistungsbedarfs des Netzes mit so langer Vorausschau, wie in § 14d EnWG gefordert, ist nur in grober Näherung möglich und kann bestenfalls als Anhaltswert dienen. Wesentliche Einflussfaktoren auf den Blindleistungsbedarf sind heute noch nicht bekannt und können nur als Annahme angesetzt werden.

Um zumindest Anhaltswerte zu ermitteln, wird der Blindleistungsbedarf des Netzes für die beiden auslegungsrelevanten Fälle „Starklast mit geringer Erzeugung“ und „Schwachlast mit starker Erzeugung“ berechnet und zusätzlich für den Fall, dass das Netz nur gering belastet ist. Dazu wird in der Berechnung „Schwachlast“ angesetzt und die Erzeugung im Netz so abgestimmt, dass nur wenig Wirkleistungsaustausch mit dem Übertragungsnetz stattfindet.

Für die drei Prognosezeitpunkte wird dann jeweils das Maximum für kapazitiven und induktiven Blindleistungsbedarf berechnet. Für die Ansätze zur Deckung des Blindleistungsbedarfs werden folgende Ansätze getroffen:

- Erzeugungsanlagen bringen im Rahmen der in den TAR (VDE-AR-N 4105, VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120) vorgegebenen Blindleistungsstellbereiche einen unentgeltlichen (nicht marktlich zu beschaffenden) Beitrag zur Spannungshaltung entsprechend ihrer jeweiligen Anschlussspannungsebene.
- Bezugsanlagen nutzen die entsprechend der TAR freigegebenen Blindleistungsbereiche aus.
- Große nachgelagerte Verteilnetzbetreiber decken ihren Blindleistungsbedarf durch Beschaffung innerhalb des eigenen Netzes selbst.
- Kleinere nachgelagerte Verteilnetzbetreiber sind zwar prinzipiell verpflichtet, ihren Blindleistungsbedarf ebenfalls selbst zu decken, werden dazu aber regelmäßig auf Anbieter außerhalb des eigenen Netzes zurückgreifen müssen. Im Rahmen des NAP wird deshalb keine Differenzierung vorgenommen.

Dabei wird im vorliegenden NAP angenommen, dass der mittelfristig prognostizierbare Blindleistungsbedarf im Regelfall durch VINK (vollständig integrierte Netzkomponenten, z. B. netzbetreiber-eigene Kompensationsspulen) gedeckt wird. Lediglich der nicht rechtzeitig deckbare Blindleistungsbedarf soll temporär, über den noch zu etablierenden Markt, beschafft werden. Daher wird in der Prognose unterstellt, dass sich kein längerfristig marktlich zu beschaffender Blindleistungsbedarf ergibt, insbesondere da aktuell die Rahmenbedingungen für eine marktliche Beschaffung noch nicht feststehen.

6 Spitzenkappung

Wie die Flexibilitätsdienstleistung ist auch die Spitzenkappung ein Werkzeug, um Engpässe im Stromnetz temporär überbrücken zu können. SachsenNetze plant keinen dauerhaften Einsatz von Spitzenkappung im Verteilnetz. Die ermittelten Maßnahmen sehen ein engpassfreies Netz ohne Spitzenkappung vor.

7 Stellungnahmen

Vom 1. Mai 2024 bis zum 22. Mai 2024 besteht auf [VNBdigital](#) die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum vorliegenden Netzausbauplan einzureichen. Wir behalten uns das Recht vor, sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen nicht zu veröffentlichen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 – Lage Netzgebiet SachsenNetze und Teilnetzgebiet „Dresden“ in Sachsen	5
--	---

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 – Leistungcluster und Anschlusspunkt der PV-Freiflächen-Anlagen.....	7
Tabelle 2 – Leistungcluster und Anschlusspunkt der Windenergie-Anlagen.....	8
Tabelle 3 – Prognosen (installierte Leistung) des Regionalszenarios für SachsenNetze	13
Tabelle 4 – Maßnahmentabelle Umspannung HS/MS	14
Tabelle 5 – Maßnahmentabelle Mittelspannung und MS/NS-Umspannung.....	14

Anlagenverzeichnis

Anlage 1	Prognostizierter Netzausbau Umspannung HS/MS der SachsenNetze bis 2045
Anlage 2	Prognostizierter Netzausbau Mittelspannungskabel der SachsenNetze bis 2045
Anlage 3	Prognostizierter Netzausbau Umspannstationen MS/NS der SachsenNetze bis 2045

