

Netzausbau- plan

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
1 Einleitung	3
2 Grundsätze der Netzplanung	4
2.1 NOVA-Prinzip.....	4
2.2 Gleichzeitigkeiten.....	5
2.3 Spitzenkappung.....	5
2.4 Aktuelle Regelwerke.....	5
2.5 Blindleistungsmanagement.....	6
3 Szenarien für Bezug und Einspeisung.....	6
3.1 Szenario für die Entwicklung der Einspeisung.....	6
3.2 Entwicklung der Letztverbraucherlast.....	9
3.3 Speicher und flexible Lasten.....	12
4 Berechnungsansätze	18
5 Ergebnisse	20
5.1 Einfluss der Flexibilitäten auf den Netzausbaubedarf	20
5.2 Ermittelte Engpassregionen	21
5.3 Ausbaubedarf bei Übergabepunkten zwischen Hoch- und Höchstspannungsnetz.....	21
5.4 Ausbaubedarf im Hochspannungs-Leitungsnetz	22
6 Literatur	25
7 Anhang	27
7.1 Abbildungsverzeichnis.....	27
7.2 Tabellenverzeichnis.....	27

1 Einleitung

Die Energiewende wird im Verteilnetz gestaltet. 94% der deutschlandweit installierten Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energiequellen ist im Verteilnetz angeschlossen. Das bedeutet, erneuerbare Energie wird zuerst von den Verteilnetzen aufgenommen. Ein Teil des Stroms wird dabei bereits in den Verteilnetzen verbraucht und, zumindest in mittelfristiger Sicht, auch dort gespeichert oder im Rahmen der Sektorenkopplung in andere Energieformen umgewandelt. Nur die in den Verteilnetzen erzeugungsnah nicht nutz- oder speicherbare Energie wird zu den Übergabepunkten zum Höchstspannungsnetz transportiert.

Verteilnetzbetreiber sind im intensiven direkten Kontakt mit Letztverbrauchern, Erzeugungsanlagenbetreibern und lokalen Ämtern und Behörden. Sie sind daher nah an aktuellen Entwicklungen und können realitätsnahe Prognosen erstellen.

Mit der Energiewende stellen sich die Netzbetreiber neuen Herausforderungen in puncto Systemsicherheit und Versorgungszuverlässigkeit. Neben der Dezentralisierung der Erzeugung und deren „Abwanderung“ aus dem Übertragungsnetz in die Verteilnetze wandelt sich auch der Energieverbrauch, z.B. in Folge der bevorstehenden Elektrifizierung des Verkehrssektors. Um die Stromversorgung stabil zu halten, müssen Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber intensiv zusammenarbeiten.

Die ostdeutschen Flächennetzbetreiber arbeiten bereits seit vielen Jahren in der ARGE FNB Ost eng zusammen und haben letztmalig in 2019 einen gemeinsamen Netzausbauplan veröffentlicht [1]. Mit der Neufassung des EnWG in 2022 wurde die Verpflichtung zur Erstellung eines Netzausbauplanes auf weitere Netzbetreiber ausgeweitet und die Bildung von Planungsregionen vorgegeben, in denen die Verteilnetzbetreiber ein gemeinsames Regionalszenario erarbeiten und die Planungsgrundsätze abstimmen. Das EnWG gibt die erstmalige Veröffentlichung eines Netzausbauplanes entsprechend der neuen Vorgaben in 2024 vor.

Für das Jahr 2022 es wird in der ARGE FNB Ost keinen gemeinsamen Netzausbauplan geben, da die Vorbereitung des Netzausbauplans 2024 in der neu gebildeten Planungsregion Ost bereits angelaufen ist. MITNETZ STROM hat sich daher entschieden, für das Jahr 2022 einen eigenen Netzausbauplan zu veröffentlichen, der die aktuellen Erkenntnisse zu den notwendigen Netzausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz der MITNETZ STROM darstellt.

2 Grundsätze der Netzplanung

2.1 NOVA-Prinzip

Das NOVA-Prinzip bedeutet **N**etz-**O**ptimierung vor **V**erstärkung vor **A**usbau. Wird auf Basis der Planungsergebnisse oder aus dem Betrieb der Netze heraus ein Handlungsbedarf festgestellt, werden grundsätzlich zuerst Maßnahmen zur Netzoptimierung ausgeschöpft. Sind diese nicht ausreichend, erfolgen weitere Maßnahmen zur Netzverstärkung und falls erforderlich zum Netzausbau.

Neben der reinen technischen Abwägung werden die jeweiligen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen in die Entscheidungsfindung einbezogen.

Typische Maßnahmen des NOVA-Prinzips im Hochspannungsnetz sind:

NetzOptimierung:

- Schaltzustandsoptimierung
- Spannungs- und Blindleistungsregelung
- Dynamischer Grenzwertbetrieb für Freileitungen, Kabel und Transformatoren
- Freileitungsmonitoring
- Auslastungsmonitoring

NetzVerstärkung:

- Bodenabstandserhöhungen von Freileitungen zur sukzessiven Erhöhung der Trassierungstemperatur auf bis zu 80°C (konventionelle Al/St-Seile)
- Um-/ Zubeseilung auf bestehendem Gestänge mit konventionellen Al/St-Seilen
- Einsatz von Hoch- oder Höchsttemperaturleiterseilen
- trassengleicher Ersatzneubau von Freileitungen, ggf. mit Bündelleitern
- Um- und Ausbau bestehender Schaltanlagen

NetzAusbau:

- Leitungsbau auf neuen Trassen als Freileitung oder Kabel
- Bau zusätzlicher Schaltanlagen

MITNETZ STROM wendet in ihren Planungsprozessen für die Erstellung dieses Netzausbauplanes das NOVA-Prinzip vollständig an. Alle in Abschnitt 5.4 aufgezeigten Netzverstärkungs- und Netzausbauerfordernisse sind also notwendig, weil die Mittel der Netzoptimierung dort bereits vollständig ausgeschöpft werden. Maßnahmen zur Netzoptimierung werden bei Notwendigkeit kurzfristig umgesetzt (z.B. Schaltzustandsänderung, dynamischer Grenzwertbetrieb, optimierte Blindleistungsfahrweise) oder bereits flächendeckend angewendet wie witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb.

2.2 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, um eine bedarfsgerechte Dimensionierung der Hochspannungsnetze zu ermöglichen.

Die Ermittlung der Gleichzeitigkeitsfaktoren ist im NAP2017 [2] ausführlich beschrieben. Sie dienen als Maß für die zeitgleiche Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen, jeweils untereinander als auch in deren Kombination.

2.3 Spitzenkappung

Die Anwendung der Spitzenkappung wurde detailliert im NAP2017 [2] untersucht. In vielen Gebieten der Hochspannungsnetze liegen die Gleichzeitigkeiten ohne Spitzenkappung in der gleichen Größenordnung wie die Leistungsbegrenzungen durch Anwendung der pauschalen Spitzenkappung. Damit werden bei MITNETZ STROM keine relevanten Einsparungen im Hochspannungsnetzausbau durch Anwendung der Spitzenkappung erzielt.

2.4 Aktuelle Regelwerke

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
MS	VDE-AR-N 4110 "Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)"
HS	VDE-AR-N 4120 "Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)" VDE-AR-N 4121 "Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze"

Tabelle 1: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen und die Planung von Hochspannungsnetzen
Darüber hinaus gilt allgemein die DIN EN 50160 [2].

Die Regelwerke des VDE und gültige Normen werden durch eigene technische Anschlussbedingungen und interne Richtlinien ergänzt.

2.5 Blindleistungsmanagement

Ein wesentlicher Aspekt der Netzplanung ist die Analyse der Spannungsverhältnisse und der daraus resultierende Blindleistungsbedarf. Aus netzplanerischer Sicht wird angenommen, dass der Blindleistungsstellbereich der Erzeugungsanlagen gemäß den Mindestanforderungen der TAR zur Einhaltung der Spannungsbänder genutzt werden kann. Betriebliche Maßnahmen im Rahmen des Wirkleistungsmanagements zur Leistungsabregelung auf unter 20 % der Anlagennennleistung führen jedoch in den Hochspannungsnetzen zur Reduktion des Blindleistungsstellvermögens. Wirk- und Blindleistungsmanagement müssen daher zukünftig verstärkt miteinander koordiniert werden, um spannungskritischen Netzzuständen vorzubeugen.

3 Szenarien für Bezug und Einspeisung

Zur Erstellung des aktuellen Netzausbauplanes wurden Szenarien für die Entwicklung von Last und Einspeisung für einen 10-Jahres-Horizont, d.h. für das Jahr 2032 aufgestellt.

3.1 Szenario für die Entwicklung der Einspeisung

3.1.1 Windenergie

Die Prognose der Erzeugung aus Windenergieanlagen konzentriert sich auf die existierenden Windeignungs- und -vorranggebiete. Dabei wird angenommen, dass noch nicht vollständig belegte Windeignungs- und -vorranggebiete bis 2032 noch aufgefüllt werden. Existierende Anlagen, die das Ende der technischen Nutzungsdauer erreicht haben, werden durch neue, leistungsstärkere Anlagen ersetzt. Dabei wird ein flächendeckender Ersatz aller Anlagen gleichen bzw. ähnlichen Baujahres eines Gebietes angesetzt, da das eine Neuausteilung der Anlagen mit entsprechender Standortoptimierung erlaubt.

Bei Anlagen außerhalb gültiger Windeignungs- und -vorranggebiete wird angenommen, dass diese durch neue, leistungsgleiche Anlagen an gleicher Stelle ersetzt werden dürfen.

Aktuelle Beschlüsse der Bundesregierung („Wind-an-Land-Gesetz“) konnten in der vorliegenden Prognose noch keinen Niederschlag finden. Dies bleibt kommenden Netzausbauplänen vorbehalten. Der Gesetzentwurf sieht die Ausweisung von 2% der Landesfläche für Windenergieanlagen bis 2032 vor. Der Bau von Windenergieanlagen auf den neu auszuweisenden Flächen hätte damit im Prognosezeitraum bis 2032 ohnehin keine entscheidenden Auswirkungen.

3.1.2 Aufdach-Solaranlagen

Die Prognose der Aufdach-Solaranlagen basiert auf dem mathematischen Modell der logistischen Funktion. Für die Berechnung des zeitlichen Verlaufs der Funktion und damit der Prognosewerte für 2032 wurde das

Potenzial an installierbarer Leistung auf verfügbaren, geeigneten Dachflächen als oberer Grenzwert angesetzt. Die Entwicklung der Aufdach-Solaranlagen im betrachteten Gebiet in der Vergangenheit dient als Basis für die Ermittlung der weiteren Parameter der Funktion.

3.1.3 Freiflächen-Solaranlagen

Freiflächen-Solaranlagen lassen sich extrem schwer prognostizieren, da es weder klare Potenzialflächen gibt wie für Aufdach-Anlagen oder eine räumliche Begrenzung wie Eignungs- und -vorrangflächen bei Windenergie. Prinzipiell wird davon ausgegangen, dass Freiflächen-Solaranlagen bevorzugt auf für andere Nutzungsarten weniger geeignete Flächen installiert werden (ehem. Bergbauflächen, ehem. Flugplätze, ehem. Industrieanlagen u.a.). Viele dieser Flächen sind aber inzwischen bebaut und es ist erkennbar, dass zunehmend Projekte auf landwirtschaftlichen Nutzflächen entstehen. Da diese Flächen in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion stehen bleibt abzuwarten, inwieweit sich dieser Trend fortsetzt und die gesellschaftliche Akzeptanz dieser Form der Flächennutzung erhalten bleibt, insbesondere vor dem Hintergrund der aktuellen Lebensmittelkrise.

Aus dem aktuellen Projektgeschehen lässt sich ableiten, dass Anzahl und Größe der Projekte für Freiflächen-Solaranlagen sprunghaft gestiegen sind, derzeit aber nur ein sehr geringer Teil der Anfragen tatsächlich zur Umsetzung kommen. Für die Prognose von Freiflächen-Solaranlagen hat MITNETZ STROM angenommen, dass bis 2032 ein größerer Anteil der angefragten Projekte zur Umsetzung kommt, insbesondere auf bekannten Konversionsflächen.

3.1.4 andere erneuerbare Primärenergieträger

Im Netzgebiet der MITNETZ STROM sind über die vorstehenden Primärenergieträger lediglich Wasser und Biomasse von nennenswerter Bedeutung. Beide Energieträger haben das prognostizierte Potenzial weitgehend ausgeschöpft. Insbesondere bei Biomasse verhindert auch die zunehmende Konkurrenz mit anderen Nutzungsarten (Lebensmittelproduktion, Photovoltaik) einen weiteren Ausbau. In der Prognose wird daher angenommen, dass sich die installierten Leistungen für Wasserkraft- und Biomasseanlagen bis 2032 im Vergleich zum heutigen Niveau nur geringfügig ändern.

3.1.5 Kohle und Erdgas

Im Verteilnetz der MITNETZ STROM und nachgelagerten Netzen gibt es eine nennenswerte Anzahl an Erzeugungsanlagen, die mit Erdgas bzw. (zu einem sehr geringen Anteil) mit Kohle betrieben werden. Diese Anlagen dienen fast ausschließlich auch der Wärmeerzeugung für Fernwärmenetze oder der Prozesswär-

meerzeugung für industrielle Anwendungen. Die aktuellen Planungen der Anlagenbetreiber lassen klar erkennen, dass die Form der Erzeugung grundsätzlich erhalten bleiben wird und lediglich eine Substitution des Primärenergieträgers Kohle bzw. in Einzelfällen der Erzeugungstechnologie ansteht. Von einem flächendeckenden Ersatz von Erdgas als Energieträger z.B. durch Wasserstoff wird bis 2032 nicht ausgegangen.

3.1.6 Ersatzbrennstoff

Im Netz der MITNETZ STROM sind diverse Erzeugungsanlagen angeschlossen, die Strom aus Ersatzbrennstoffen (Müll) erzeugen. Für diese Anlagen geht die Prognose für 2032 von einem Fortbestand aus. Bekannte Projekte wurden berücksichtigt, ein nennenswerter weiterer Zubau an Ersatzbrennstoffanlagen ist nicht zu erwarten.

3.1.7 Spitzenlast-Kraftwerke

Spitzenlastkraftwerke fahren ausschließlich marktgetrieben. In den Lastflussberechnungen zum NAP2022 sind die Spitzenlastanlagen nicht einbezogen worden. Zum einen kann nicht angenommen werden, dass Spitzenlastanlagen zum Zeitpunkt der Höchstlast im Verteilnetz in Betrieb sind, denn die Höchstlast im Verteilnetz korreliert nicht mit den einsatzauslösenden Marktpreisen. Zum anderen kann angenommen werden, dass Spitzenlastanlagen zum Zeitpunkt des Erzeugungsszenarios ebenfalls nicht in Betrieb sind, denn zum Zeitpunkt hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energien sind Strommarktpreise i.d.R. niedrig. Falls die Anlagen doch in Betrieb gehen sollten und auf einen existierenden Engpass speisen, kann MITNETZ STROM im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen reagieren und die Einspeisung unterbinden.

3.1.8 Prognose für das Erzeugungsszenario 2032

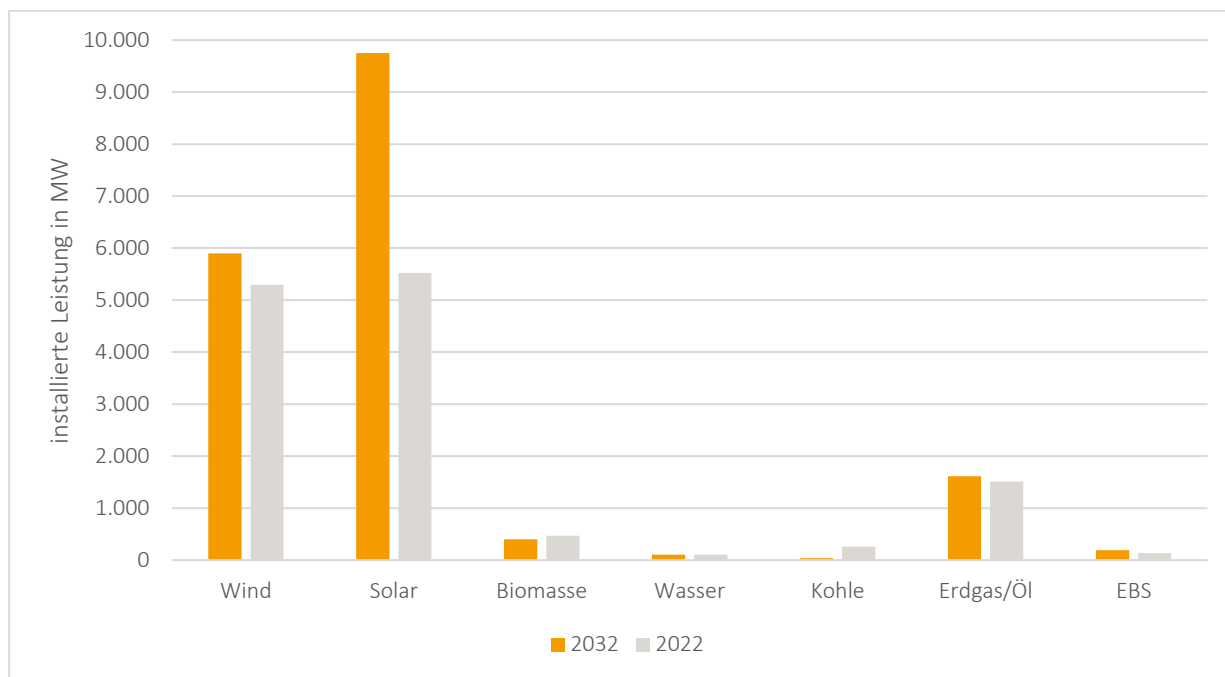


Abbildung 1: Prognose der installierten Erzeugungsleistung nach Energieträgern (inkl. nachgelagerte Netze)

Für das für das Verteilnetz der MITNETZ STROM inklusive der nachgelagerten Verteilnetze ergibt sich damit in der Prognose für 2032 eine installierte Erzeugungsleistung von insgesamt ca. 17.100 MW.

3.2 Entwicklung der Letztverbraucherlast

3.2.1 Einflussfaktor technische Entwicklung

Die Lasten in den Mittel- und Niederspannungsverteilnetzen werden maßgeblich geprägt durch Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Industrielasten wirken nur punktuell. Grundsätzlich möglich ist ein zusätzlicher Lastanstieg durch den verbreiteten Einsatz von Klimaanlage, elektrischer Warmwasserbereitung, Raumwärme, Prozesswärme und anderen Verbrauchsgeräten.

Bei der Entwicklung technischer Geräte liegt der Fokus verstärkt auf Energieeffizienz. Neue, verbrauchsarme Geräte lösen im Betrachtungszeitraum alte Geräte ab. Dem wirkt der Trend zu mehr Einpersonenhaushalten entgegen. Tendenziell gibt es dadurch mehr Geräte, die aber auf kürzere Einsatzzeiten kommen. Die dargestellten Entwicklungen wurden berücksichtigt.

Bei Neubauten wird die Wärmepumpe wichtigste Raumwärmequelle außerhalb von mit Fernwärme erschlossenen Wohngebieten.

3.2.2 Einflussfaktor Bevölkerungsentwicklung

Wesentlicher Faktor für Lastveränderungen und die Verbreitung neuer Technologien wie Elektromobilität, Power-to-Heat-Anwendungen und Wärmepumpen ist die Bevölkerungsentwicklung, denn nicht vorhandene Kunden benötigen weder in Haushalten Energie noch fahren sie mit Elektroautos oder nehmen Dienstleistungen in Anspruch. Auch Gewerbe und Industrie werden sich bevorzugt dort ansiedeln, wo Arbeitskräfte verfügbar sind und vice versa.

Grundsätzlich wird daher von einer Proportionalität zwischen Last und Bevölkerungsentwicklung ausgegangen. Zur Berücksichtigung der Bevölkerungsentwicklung bei den Ansätzen für die Letztverbraucherlast und Elektromobilität wurde auf die Bevölkerungsvorausberechnung der Statistischen Landesämter zurückgegriffen. Die Daten liegen in der Regel einzeln für jeden Landkreis vor. Dadurch ist es möglich, auch lokal unterschiedliche Bevölkerungsentwicklungen zu berücksichtigen.

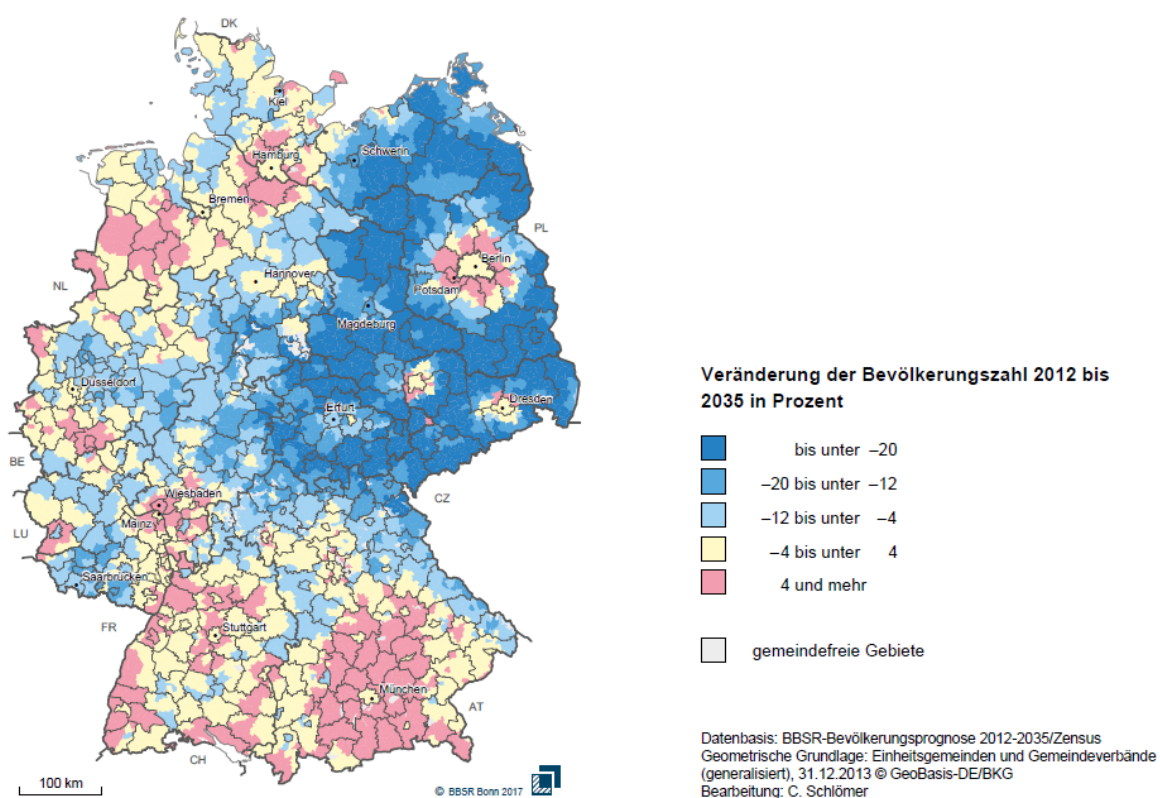


Abbildung 2: Kleinräumige Bevölkerungsentwicklung 2012 bis 2035 in Deutschland je Einheitsgemeinden und Gemeindeverbänden (Quelle: [3])

3.2.3 Elektromobilität

MITNETZ STROM geht davon aus, dass im PKW-Sektor eine konsequente Transformation zum batterieelektrischen Fahrzeug starten wird. Äquivalent zum NEP der Übertragungsnetzbetreiber und den Zielen der Bundesregierung nehmen die VNB an, dass zum Untersuchungsjahr 2032 im Bestand der PKW-Flotte rund

45 % batterieelektrische Fahrzeuge vorhanden sind. Dies entspricht in Deutschland ca. 22 Mio. Elektroautos. Der Bestand als solches ist wiederum an die Bevölkerungsentwicklung der jeweiligen Untersuchungsregion angepasst und gekoppelt. Regionale Unterschiede entstehen durch die unterschiedliche Verstädterung und Struktur der Untersuchungsgebiete. Es wird davon ausgegangen, dass in ländlichen und vorstädtischen Untersuchungsräumen überwiegend zu Hause geladen wird. Dagegen nehmen in städtischen Gebieten konzentrierte Ladestandorte einen immer größeren Anteil ein. Ein wahrscheinliches Szenario für Städte ist die Kombination von konzentrierten Ladestandorten und individuellen Ladepunkten. Diese unterschiedlichen Lademethoden werden anhand der regionalen Besonderheiten der einzelnen Untersuchungsregionen angewandt. Es wird angenommen, dass der öffentliche Personennahverkehr in den großen Städten bis 2032 vollständig elektrifiziert wird. Zur Elektrifizierung von ländlichen ÖPNV sowie des Liefer- und LKW-Segments lassen sich derzeit keine Aussagen treffen.

3.2.4 Prognose Lastentwicklung

Im Wesentlichen getrieben durch die Elektrifizierung des Individualverkehrs und der erwarteten deutlichen Zunahme von Wärmepumpen erwartet MITNETZ STROM trotz des prognostizierten Bevölkerungsrückgangs eine Erhöhung der allgemeinen Netzlast um 13% bis 2032 (ca. 415 MW). Nicht berücksichtigt sind dabei Punktlasten.

3.2.5 Punktlasten

Neben der allgemeinen Lasterhöhung durch die anstehende Umstrukturierung des deutschen Energiesystems erwartet MITNETZ STROM punktuelle zusätzliche Lasterhöhung. Diese Lasterhöhungen sind nicht prognostizierbar. Punktlasten können im Rahmen der Netzplanung erst berücksichtigt werden, wenn entsprechende Projekte bekannt sind und eine hinreichende Wahrscheinlichkeit zur Umsetzung des jeweiligen Projektes anzunehmen ist. Die folgende Punktlasten > 30 MW werden in der Netzausbauplanung bis 2032 berücksichtigt. Dabei ist anzumerken, dass die entsprechenden Ausbauprojekte zwar planerisch vorbereitet, die Realisierung aber erst gestartet wird, wenn mit dem jeweiligen Projektträgern eine vertragliche Vereinbarung zum Netzanschluss getroffen wurde und sicher ist, dass die Netzausbaumaßnahmen auch tatsächlich benötigt werden.

Ort	Branche	Inbetriebnahme erwartet	Leistung	Projektstand
Lübbenau	IT	2024	200 MW	Planung
Bad Lauchstädt	Verkehr	2022	160 MW	Umsetzung
Wolfen	Grundstoffindustrie	2023	33 MW	Umsetzung
Schwarzheide	Chemie	2024	120 MW	Umsetzung

Tabelle 2: Übersicht zusätzliche Punktlasten >30 MW

3.3 Speicher und flexible Lasten

3.3.1 Einführung

Flexibilität bedeutet, dass der Bedarf an elektrischer Leistung zeitlich verschoben oder in der Höhe verändert werden kann. Abhängig von den jeweiligen Anforderungen der Lasten bleibt der Energiebedarf dabei gleich, d.h. wird die Last eine gewisse Zeit abgeschaltet oder verringert, dann muss sie zu einem anderen Zeitpunkt für die gleiche (=verschiebbare Last) oder eine längere (=steuerbare Last) Zeitdauer wieder eingeschaltet werden. Der Energiebedarf reduziert sich lediglich bei einer Abschaltung. Es ist auch möglich, dass die bezogene Energie wieder in das Netz zurückgespeist wird (=Speicher). Beispiele hierfür sind:

- Verschiebbare und teilweise steuerbare Last:
 - Elektromobilität
 - Kühlhäuser
 - Demand Side Management (DSM) – Lastverschiebung in Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistung. Prozessbedingt wird hier die jeweilige Elektroenergiemenge benötigt, der Zeitpunkt kann aber innerhalb bestimmter Grenzen flexibel gestaltet werden.
 - Power-to-Heat-Anwendungen, wenn für die jeweilige Wärmeerzeugung Strom die einzige Quelle ist.
- Abschaltbare Last:
 - Power-to-Heat-Anwendungen, wenn durch Strom nur eine andere Energiequelle eines bivalenten Heizsystems (z.B. Gas oder Öl) substituiert wird. Die nicht aus Strom beziehbare Energiemenge wird dann z.B. durch Gas erbracht.
 - Power-to-Gas
- Speicher
 - Eigenverbrauchsoptimierung (i.d.R. Batteriespeicher)
 - Regelleistung (z.B. Batteriespeicher, Pumpspeicher)

Flexible Lasten können entweder auf Signale des Marktes oder Anforderungen des Netzbetreibers reagieren, ohne dass es zu Qualitätseinbußen beim Kunden kommt.

Grundlegende Voraussetzungen für den netzdienlichen Flexibilitäteneinsatz im Verteilnetz sind heute noch nicht gegeben. Hierzu zählen die Anpassung des rechtlich-regulatorischen Rahmens sowie technischer Ausstattung im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT). Die Erarbeitung einer entsprechenden Rahmensezung findet zurzeit mit einer Vielzahl beteiligter Partner statt. Auch die Höhe der tatsächlichen Flexibilitätpotenziale sind bisher unbekannt. Die wissenschaftlichen Meinungen hierzu gehen deutlich auseinander.

In den Verteilnetzen entstehen durch die Integration von dezentralen Speichereinheiten zusätzliche netztechnische Nutzungsmöglichkeiten. Studien wie die dena-Netzflexstudie [4] gehen davon aus, dass insbesondere die Kombination von marktgetriebenem und netzdienlichem Einsatz die Wirtschaftlichkeit von Speichersystemen verbessert.

3.3.2 Notwendige Randbedingungen zur Nutzung von Flexibilitäten

Das Werkzeug Flexibilität wird vielschichtig diskutiert (für Markt, für Systemstabilität, für Netzengpassbeseitigung). Es bestehen diverse Abhängigkeiten zur Nutzung der Optionen, von der Verfügbarkeit bis hin zu den erforderlichen Leistungsgrößen und Energiemengen, der Vorhaltungszeiten und dem regulatorischen Aufwand.

Um die Flexibilitäten nutzen zu können, benötigt der Netzbetreiber die folgenden Randbedingungen:

- **Beobachtbarkeit**

Um die Notwendigkeit des jeweiligen netzdienlichen Einsatzes von Flexibilitäten erkennen zu können, muss der Netzbetreiber den aktuellen Netzzustand kennen und dort die Engpässe identifizieren. Dazu ist eine Beobachtbarkeit des Netzes notwendig. D.h. die Spannungen und der Leistungsfluss müssen für das Netz in annähernd Echtzeit zur Verfügung stehen. Gegenwärtig ist bei den Verteilnetzbetreibern diese Beobachtbarkeit durchgehend nur im Hochspannungsnetz gegeben und in Mittelspannungsnetzen nur in Ansätzen vorhanden. Solange definierte Lastflussrichtungen vorlagen, konnte daraus der Zustand der unterlagerten Spannungsebenen in der Vergangenheit ausreichend genau abgeschätzt werden. Durch die zunehmende Durchdringung der Verteilnetze mit dezentralen Erzeugungsanlagen ist es nicht mehr möglich, Lastflüsse in unterlagerten Spannungsebenen aus den Messwerten im Hochspannungsnetz abzuschätzen. Daher muss zukünftig in den Mittelspannungs- und Niederspannungsnetzen entsprechende Messtechnik installiert werden. Diese benötigt auch eine zuverlässige und sichere Kommunikationsanbindung, um die Messergebnisse an die Netzleitstelle übertragen zu können. Dort wird entsprechend leistungsfähige

Technik zur Verarbeitung, Darstellung und Auswertung der dann anfallenden großen Datenmengen benötigt.

- **Fernsteuerbarkeit**

Der Netzbetreiber muss in der Lage sein, aus der Netzleitstelle heraus per Fernsteuerverbindung auf die Lasten zugreifen zu können und diese steuern zu können. Dies kann durch Fernwirkanlagen, Rundsteuergeräte aber in Zukunft auch über CLS-Boxen (Controllable Local System - Steuerboxen im Rahmen eines Smart Meter Gateway Systems) erfolgen. Für einen relevanten Einfluss auf den Netzausbaubedarf muss die Steuerbarkeit für geeignete Lasten verpflichtend sein.

Alternativ kann in einigen Szenarien, insbesondere in den Niederspannungsnetzen, auch eine dezentrale Regelung sinnvoll sein, da die zu verarbeitenden Datenmengen einerseits sehr groß sein werden und andererseits auch bereits mit den vor Ort vorliegenden Informationen lokal entlastet werden kann. In diesem Fall entfällt der Steuerungseffekt auf die überlagerten Spannungsebenen, da hier lokalen Problemen begegnet werden soll.

- **Priorisierung**

Von anderen Teilnehmern am Energiesystem können sich bestimmte Anforderungen an das Verhalten der flexiblen Lasten ergeben (z.B. kann der Übertragungsnetzbetreiber die Lieferung von Regelleistung zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität fordern). Diese Leistungen können von der flexiblen Last jedoch nur erbracht werden, wenn die Leistung auch durch das Netz zur Last transportiert werden kann. Wird die Last also bereits verwendet um lokalen Einschränkungen des Netzes entgegen zu wirken, steht sie grundsätzlich erst einmal nicht für die Behebung von Problemen in überlagerten Netzebenen zur Verfügung.

- **Koordinierung**

Um eine entsprechende Priorisierung des Zugriffs des Netzbetreibers auf die Flexibilitäten zu ermöglichen, ist eine Koordinierung der Zugriffe der einzelnen Teilnehmer am Energiesystem notwendig. Eine solche Koordinierung kann z.B. über eine Flexibilitätsplattform geschehen.

- **Redispatch**

Ein Sonderfall der Nutzung der Flexibilitäten ist der Redispatch. Hierbei wird bei drohender Überlastung bestimmter Netzbetriebsmittel der Leistungsfluss so angepasst (z.B. durch Reduzierung der Einspeisung oder Erhöhung der Last), dass die Überlastung vermieden wird. Gleichzeitig wird an einer nicht engpassbehafteten anderen Stelle im Energiesystem der Leistungsfluss genau entgegengesetzt beeinflusst (z.B. wird Erzeugung in gleichem Maße erhöht, wie am Engpass abgeregelt

wurde), um die Gesamtbilanz im Energiesystem wieder auszugleichen. Redispatch war bisher nur den Übertragungsnetzbetreibern vorbehalten soll aber in Zukunft auch für die Verteilnetzbetreiber möglich sein. Hier wird gerade ein entsprechender Prozess samt der benötigten Technik implementiert. MITNETZ STROM nimmt dabei an einer entsprechenden Pilotphase teil. Lt. Forderung des Gesetzgebers soll der Redispatch-Prozess für die Verteilnetzbetreiber als Standardwerkzeug des Einspeisemanagement zur Verhinderung von Netzüberlastungen ablösen.

3.3.3 Power-to-Gas

Power-to-Gas (PtG) bedeutet, dass elektrische Energie genutzt wird, um mittels Elektrolyseuren Wasserstoff zu erzeugen. Dieser kann dann:

- direkt als Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist werden. Hier gibt es Grenzen des maximalen Wasserstoffanteils.
- direkt in das Wasserstoffnetz eingespeist werden. Derzeit ist ein entsprechendes Netz erst in Planung.
- in Methan umgewandelt und dann in das Erdgasnetz eingespeist werden. Die Methanisierung benötigt einerseits eine CO₂-Quelle, zum anderen besitzt sie einen niedrigen Wirkungsgrad. Damit können diese Anlagen nur dort eingesetzt werden, wo eine dauerhafte CO₂-Quelle zur Verfügung steht (z.B. bei Biogasanlagen oder entsprechender chemischer Industrie). Aufgrund des niedrigen Wirkungsgrades verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit gegenüber anderen Energiespeicherverfahren noch mehr.
- in Kavernen gespeichert und danach vor Ort wieder verstromt werden. Dies setzt entsprechende geologische Verhältnisse voraus, die solche Kavernen ermöglichen. Diese sind im Wesentlichen nur in Nord- und Teilen Mitteldeutschlands gegeben.
- in technischen Prozessen unmittelbar weiterverarbeitet werden. Hierfür sind insbesondere Chemiebetriebe bzw. Anlagen mit hohem Prozesswärmebedarf prädestiniert. Das Flexibilitätspotenzial dieser Anlagen ist allerdings begrenzt, die die Verfügbarkeit des Wasserstoffs für die Folgeprozesse Priorität hat.

Mit Power-to-Gas können also große Energiemengen langfristig gespeichert werden. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen können PtG-Anlagen im Untersuchungsgebiet nicht wirtschaftlich errichtet und betrieben werden. In der Prognose wird davon ausgegangen, dass die Rahmenbedingungen bis 2032 soweit angepasst werden, dass PtG-Anlagen in moderatem Umfang realisiert werden.

Erste Projekte im Netz der MITNETZ STROM lassen im Wesentlichen zwei Einsatzszenarien für PtG-Anlagen erkennen. Zum einen Anlagen in „Energieparks“, bei denen PtG-Anlage gemeinsam mit Erzeugungsanlagen betrieben wird. In Zeiten hohen Energieangebotes aus der erneuerbaren Quelle wird diese genutzt um in den Elektrolyseuren Wasserstoff herzustellen. In das Netz wird nur die überschüssige Energie eingespeist. Diese Anlagen führen klar zu einer Verminderung der in das Verteilnetz eingespeisten Erzeugungsleistung. Unter den aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist jedoch erkennbar, dass in Zeiten geringer Erzeugung aus den zugehörigen Erzeugungsanlagen Energie zur Wasserstoffherzeugung aus dem Verteilnetz bezogen werden soll, um eine hohe Auslastung der kapitalintensiven PtG-Anlagen zu erreichen. Inwieweit sich daraus ein zusätzlicher lastbedingter Ausbaubedarf ergibt, bleibt abzuwarten. Ein zweites Einsatzszenario sind PtG-Anlagen um Erdgas gezielt zu substituieren. Erste Projekte gibt es im Netz der MITNETZ STROM in räumlicher Nähe von Gasnetzen, die auf Wasserstoff umgestellt werden sollen. Ziel dieser Projekte ist die dauerhafte Speisung von Gasnetzen mit grünem Wasserstoff.

Aus Sicht des Stromnetzes sind diese Projekte als nicht steuerbare Punktlasten zu betrachten. In den Berechnungen wurden Power-to-Gas-Anlagen daher als nicht als flexible Last berücksichtigt. Es ist nicht erkennbar, dass VNB in absehbarer Zeit auf PtG-Anlagen als flexible Lasten zugreifen können. Vielmehr muss angenommen werden, dass die PtG-Anlagen auch zum Höchstlastzeitpunkt uneingeschränkt Leistung aus dem Verteilnetz beziehen.

3.3.4 Power-to-Heat

Im Rahmen des NAP bezieht sich der Begriff Power-to-Heat (PtH, analog zur Verwendung im NEP2030) auf großtechnische Anlagen, die elektrische Energie nutzen, um entweder Fernwärme oder Prozesswärme zu produzieren und in entsprechende Wärmenetze einzuspeisen. Kleine elektrische Wärmeerzeuger (z.B. Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen, Durchlauferhitzer usw.) werden entweder dem Demand-Side-Management (DSM)-Potential oder dem nicht steuerbaren Haushalts- oder Gewerbestromverbrauch zugeschlagen und unter dem Thema Power-to-Heat nicht betrachtet.

Im NAP 2022 wird angenommen, dass Power-to-Heat-Anlagen vornehmlich als Ergänzung zu KWK-Anlagen errichtet werden, um in Zeiten eines Stromüberangebotes und niedriger Strompreise flexibel zwischen den Energieträgern Gas und Strom wechseln zu können. Auch wenn ein grundsätzlicher Zusammenhang zwischen hoher Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und niedrigen Strompreisen (die zum Einsatz von PtH-Anlagen führen) unterstellt werden kann, ist nicht ganz außer Acht zu lassen, dass Strompreise überregional (deutschland- bzw. europaweit) gebildet werden, und die Zuschaltung von PtH-Anlagen nicht zwingend zu einer Entlastung des regionalen Stromnetzes beiträgt, insbesondere, weil der Bau von PtH-Anlagen vorwie-

gend in großen städtischen Verteilnetzen zu erwarten ist, die Überlastung des Verteilnetzes durch erneuerbare Erzeugung jedoch bevorzugt in ländlichen Verteilnetzen auftritt. Für die Netzberechnung wird trotzdem davon ausgegangen, dass der Einsatz von PtH-Anlagen zeitlich nicht mit der Netzhöchstlast zusammenfällt und dadurch keinen zusätzlichen, lastbedingten Ausbaubedarf generiert. Gleichzeitig wird auch nicht davon ausgegangen, dass PtH-Anlagen in der auslegungsrelevanten Schwachlastphase am Netz sind, denn diese tritt typischerweise sonntagnachmittags im späten Frühjahr auf. In dieser Zeit ist für gewöhnlich auch kein hoher Fernwärmebedarf zu verzeichnen.

3.3.5 Batteriespeicher

Der wachsende Anteil dargebotsabhängiger Erzeugung und die zeitgleiche Verdrängung konventioneller Regelkraftwerke erfordern neue Lösungsansätze für das Energieversorgungssystem. Sowohl für die Balance zwischen Angebot und Nachfrage als auch zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen müssen neue dezentrale Ansätze gefunden werden. Große Potenziale werden dabei dem Sektor der Speichertechnologien zugeschrieben.

In den nächsten Jahren werden sich aller Voraussicht nach zunächst Anwendungen zur Eigenverbrauchsoptimierung sowie zur Regelleistungserbringung weiterentwickeln. Hierzu werden vorwiegend Batteriesysteme zu Einsatz kommen, welche bereits heute wirtschaftliche Einsatzgebiete finden.

In den nächsten Jahren wird zunächst von einer dynamischen Entwicklung von Kleinspeichersystemen (vornehmlich PV-Batteriespeichersysteme) in den NS-Netzen ausgegangen. Zusätzlich wird ein moderater Anstieg großtechnischer Batteriekraftwerke der MW-Klasse erwartet, wobei die bestehenden Marktmodelle für derartige Anlagen aktuell vor schwierigen Rahmenbedingungen stehen.

Speicher stellen einen Sonderfall der Flexibilität dar, da sie sowohl in Last- als auch in Erzeugungsrichtung grundsätzlich flexibel sind. Die tatsächlich nutzbare Flexibilität hängt jedoch vom Einsatzfall des jeweiligen Speichers ab. Insbesondere für Großspeicher ergibt unter den gegenwärtigen Randbedingungen nur die Teilnahme am Regelenenergiemarkt ein sinnvolles Geschäftsmodell. Da die Anforderungen des Regelenenergiemarktes immer zu erfüllen sind, um die Stabilität des Energiesystems aufrecht zu erhalten, kann kein Weiterer auf die Flexibilität zugreifen.

Kleinstspeicher werden meist in Haushalten in Kombination mit PV-Anlagen installiert, um den Eigenverbrauch des PV-Stromes zu maximieren.

Vor dem Hintergrund der genannten Annahmen berücksichtigt der Szenariorahmen des NAP2022 vorrangig eine Entwicklung von kleinen Batteriesystemen mit Anschlusspunkten im Niederspannungsnetz. Diese

sind damit noch nicht vollständig durch den Netzbetreiber steuerbar. Sie reduzieren ungesteuert weder die Jahreshöchstlast, da diese in den Wintermonaten am Abend auftritt, wenn die Speicher meist leer sind, noch reduzieren sie die Einspeisespitze, da sie meist so dimensioniert sind, dass sie im Sommer nicht die gesamte Erzeugungsleistung aufnehmen können und die PV-Anlagen die volle Leistung in das Netz speisen, wenn der Speicher vor dem Mittag bereits vollgeladen ist.

3.3.6 Demand-Side-Management

Das Potential für DSM-Anwendungen ist im betrachteten Gebiet im Vergleich zu Gesamtlast bzw. -erzeugung relativ gering (0,7 GW für die Netze der beteiligten VNB). DSM-Anwendungen können damit in der Fläche keinen nennenswerten Beitrag zur Reduzierung der Last- oder Erzeugungsspitzen leisten, punktuell jedoch einen Nutzen haben.

4 Berechnungsansätze

In der Berechnung der auslegungsrelevanten Zustände wird zwischen zwei diametral unterschiedlichen Netzszenarien unterschieden. Im Starklastszenario wird davon ausgegangen, dass sämtliche nicht sicher verfügbare Erzeugungsleistung nicht in das VNB-Netz einspeist. Dazu gehören neben Windkraft- und Solaranlagen auch ein Teil der Biomasseanlagen und inzwischen auch Erzeugungsanlagen auf Erdgasbasis, da einige Betreiber auf Grund der aktuell hohen Gaspreise die zumindest vorübergehende Leistungsreduzierung oder Stilllegung ihrer Erzeugungsanlage erwägen. Zusätzlich muss davon ausgegangen werden, dass die höchste zu erwartende Bezugsleistung in diesen Zeitraum fällt.

Das zweite Untersuchungsszenario ist die Schwachlast mit gleichzeitig hoher Erzeugung. Hierbei wird davon ausgegangen, dass nur etwa 30% der Starklast vorhanden ist. Zusätzlich muss davon ausgegangen werden, dass in dieser Konstellation sämtliche hohe Erzeugung auftritt. Für die einzelnen Energieträger werden dabei Gleichzeitigkeitsfaktoren angesetzt, wie sie an sonnigen, windreichen Tagen real auftreten.

In beiden Untersuchungsfällen müssen die geltenden technischen Richtlinien insbesondere für die zulässigen Spannungen und die Auslastung der Netzelemente eingehalten werden.

Die Flexibilitätsoptionen wurden in folgenden Varianten berücksichtigt:

- **Netzdienlich**
Die Ansteuerung erfolgt durch den Netzbetreiber. Dieser versucht, durch den Einsatz der Flexibilitäten die Netzbelastung zu verringern. Dabei beachtet er im Wesentlichen lokale Kriterien (Auslastung einer bestimmten Leitung oder eines bestimmten Betriebsmittels).

- Marktdienlich

Die Ansteuerung erfolgt so, dass die Lasten den Strom zu einem möglichst niedrigen Preis beziehen. Das Steuersignal wird also vom Markt erzeugt und hängt vom Strompreis ab. Da dieser überall gleich ist, kommt es zu einer Synchronisierung des Einsatzes der Lasten (bei niedrigem Strompreis werden alle zugeschaltet). Diese Synchronität über das gesamte Marktgebiet erhöht die Belastung des Netzes.
- Stochastisch

Es erfolgt keine externe Ansteuerung der Lasten sondern sie werden je nach lokalem Bedarf zu- und abgeschaltet. Da diese Bedarfe unabhängig voneinander sind, folgt der Einsatz der Gesamtheit der Flexibilitäten einer statistischen Verteilung von Zufallszahlen, verhält sich also im mathematischen Sinne stochastisch. Eine solche Verhaltensweise entspricht dem Verhalten der nicht flexiblen Lasten. Über ein größeres Netzgebiet ist eine gute Abschätzung des Verhaltens mit statistischen Methoden möglich.

Es ist zu beachten, dass sich die Anforderungen aus einem marktdienlichen und einem netzdienlichen Verhalten im Regelfall widersprechen. Bei einem niedrigen Strompreis werden vom Markt möglichst viele Lasten zugeschaltet. Dies führt zu einer hohen Netzbelastung.

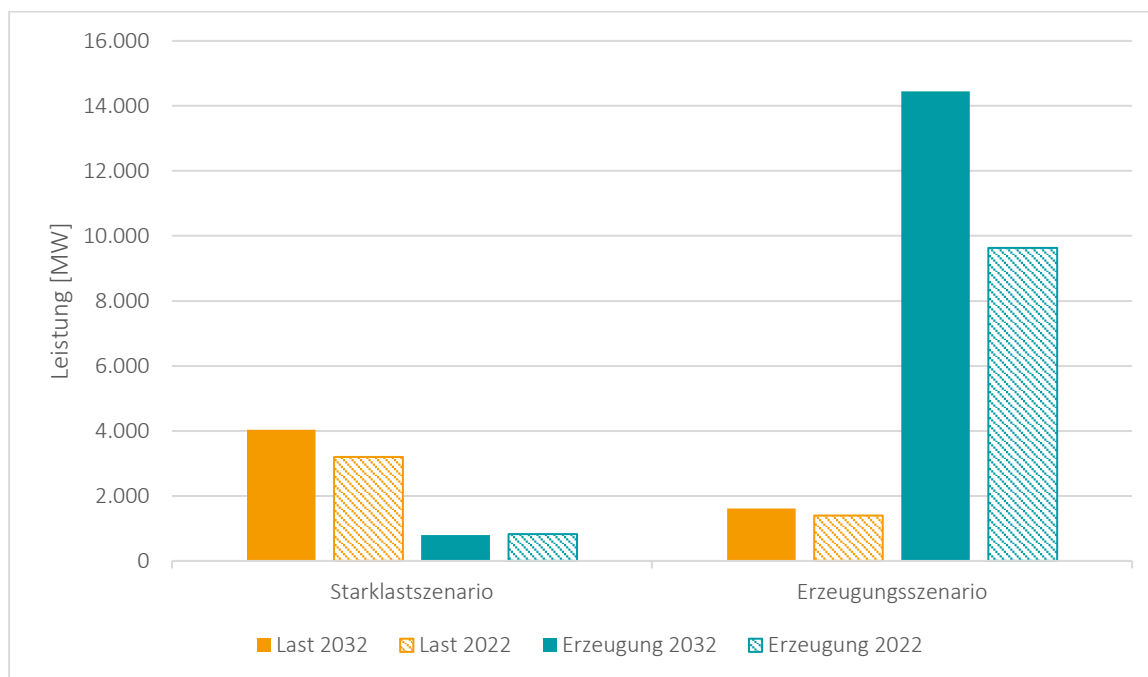


Abbildung 3: Leistungsansätze für Starklast- und Erzeugungsszenario

Abbildung 3 gibt einen Eindruck, welche Leistungen für die Netzberechnungen in Ansatz gebracht wurden (Gesamtnetz). Die Differenz aus den erwarteten installierten Leistungen und den Leistungsansätzen in Abbildung 3 resultiert aus den getroffenen Gleichzeitigkeitsannahmen, für die verschiedenen Energieträger.

Energieträger	Starklastszenario	Erzeugungsszenario
Windenergie	0	0,7 P _{inst}
Photovoltaik	0	0,9 P _{inst}
Biomasse/Wasser	0,5 P _{inst}	1,0 P _{inst}
KWK-Anlagen	0,8 P _{inst}	0,5 P _{inst}
andere EZA	mit sicherer Leistung	nach üblicher Fahrweise
Spitzenlastanlagen	0	0

Tabelle 3: verwendete Gleichzeitigkeitsfaktoren für Erzeugungsanlagen

5 Ergebnisse

5.1 Einfluss der Flexibilitäten auf den Netzausbaubedarf

Der erwartete Zubau an flexibel vom VNB einsetzbaren Instrumenten ist zu gering, als dass er ernsthaft Einfluss auf den notwendigen Netzausbau nehmen könnte.

DSM – die prognostizierten Potenziale für DSM liegen auf sehr niedrigem Niveau

PtG – wie bereits beschrieben planen die Betreiber hohe Jahresbenutzungsstunden um die Anlagen wirtschaftlich betreiben zu können. Die Möglichkeit der VNB auf PtG-Anlagen zuzugreifen wird deshalb gering sein. Es wird jedoch angenommen, dass diese Anlagen im Erzeugungsszenario lasterhöhend wirken.

PtH – PtH-Anlagen werden derzeit vor allem in Ballungsgebieten mit ausgedehnten Fernwärmenetzen erwartet als alternative Wärmequelle zu KWK-Anlagen. Die Fahrweise der Anlagen wird im wesentlichen marktgeführt (strompreisabhängig) erwartet. Allerdings kann angenommen werden, dass diese Anlagen im Starklastszenario nicht zum Einsatz kommen. Der Einsatz der Anlagen im Erzeugungsszenario führt auf Grund der prognostizierten Standorte in den Ballungszentren nicht zur Entlastung von Netzengpässen im Verteilnetz.

Die aktuellen Erkenntnisse aus den verwendeten Szenarien zur Elektromobilität lassen erwarten, dass es bei den Prognoseansätzen des NAP2022 in der Fläche für 2032 in einigen Regionen moderater von Elektromobilität verursachter Netzausbau im HS-Netz notwendig sein wird. Bei weiter steigender Elektromobilität ist Netzausbau im HS-Netz punktuell zu erwarten (z. B. Wechsel einzelner HS/MS-Transformatoren und Erweiterung HÖS/HS-Schaltanlagen). Dies resultiert in einzelnen Fällen aus lokalen Besonderheiten, beispielsweise einer überdurchschnittlichen Häufung von Ladeinfrastruktur. Dies trifft beispielsweise für Autobahnraststätten und Depots für Elektrobusse zu, so wie für Bereiche mit großem Zuwachs an individueller Elektromobilität. Es wird erwartet, dass an diesen Örtlichkeiten eine größere Fahrzeugmenge mit hoher

Gleichzeitigkeit und hohen Ladeleistungen (Schnellladesäulen) zusammenfällt. Je nach Sachlage können dafür HS-Netzanschlüsse notwendig werden, die auch einen Einfluss auf den Netzausbau haben können.

5.2 Ermittelte Engpassregionen

Die Basis zur Ermittlung der Engpässe sind Berechnungsansätze für das Starklast- und Erzeugungsszenario für 2032. Die aufgezeigten Engpässe sind nicht identisch und vergleichbar mit den aktuellen NSM-Maßnahmen.

5.3 Ausbaubedarf bei Übergabepunkten zwischen Hoch- und Höchstspannungsnetz

Das Verteilnetz der MITNETZ STROM wird auch im Zeitpunkt bis 2032 ein wesentlicher Schwerpunkt für die Installation von Erzeugungsanlagen aus Erneuerbarer Energie. Die erwartete Lastzunahme fällt deutlich geringer aus als die prognostizierte Zunahme der Erzeugungskapazitäten. Außerdem korrelieren beide Entwicklungen auch nicht örtlich. Lastzunahme wird in Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte stärker ausfallen als in dünn besiedelten Gebieten. In genau diesen wird jedoch der Schwerpunkt des Zubaus an Erzeugungskapazität erwartet.

Im Erzeugungsszenario bleibt es die Hauptaufgabe des Verteilnetzes der MITNETZ STROM, die nicht vor Ort benötigte Energie aufzunehmen und zu den Übergabepunkten zum von 50Hertz Transmission betriebenen Höchstspannungsnetz zu transportieren. Das Höchstspannungsnetz befördert die Energie zu den Lastschwerpunkten im Westen und Süden der Republik.

Um das Ziel zu erreichen, müssen nicht nur ausreichend Leitungen zwischen den Erzeugungsschwerpunkten und den Übergabepunkten zum Höchstspannungsnetz existieren, sondern auch entsprechende Umspannkapazitäten (Transformatoren) in den Übergabe-Umspannwerken zur Verfügung stehen. MITNETZ STROM und 50Hertz haben für diesen Zweck mit dem UW Altdöbern bereits in 2021 gemeinsam ein neues Übergabe-Umspannwerk in Betrieb genommen. Bis 2032 müssen zwei weitere Umspannwerke gebaut bzw. in sechs vorhandenen Umspannwerken zusätzliche oder größere Transformatoren installiert werden (Abbildung 4). MITNETZ STROM und TEN wollen dabei Synergien nutzen und einen Standort für ein neues Übergabe-Umspannwerk gemeinsam erschließen.

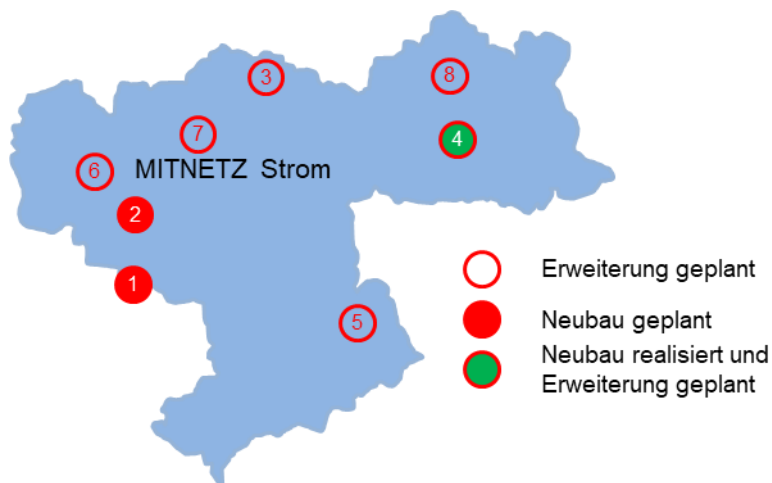


Abbildung 4: Darstellung der Ausbaumaßnahmen an Übergabepunkten zum Höchstspannungsnetz

Aus Tabelle 4 kann der aktuelle Planungsstand zu den notwendigen HÖS/HS-Übergabeumspannwerken abgelesen werden. Die seit Veröffentlichung des NAP2019 realisierten Übergabeumspannwerke wurden ebenfalls dargestellt.

	Name	Erweiterung		Neubau	
		realisiert	geplant	realisiert	geplant
1	Eisenberg/Zeitz*				x
2	Querfurt				x
3	Jessen/Nord		x		
4	Altdöbern		x	x	
5	Freiberg/Nord		x		
6	Klostermansfeld		x		
7	Marke		x		
8	Ragow		x		

Tabelle 4: Neu zu errichtende oder zu verstärkende HÖS/HS-Übergabeumspannwerke

5.4 Ausbaubedarf im Hochspannungs-Leitungsnetz

5.4.1 Bereits realisierte Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen aus dem NAP2019

Im NAP2019 wurden eine Reihe von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen benannt, die bis 2030 in den HS-Netzen der beteiligten VNB notwendig werden. Einige der benannten Maßnahmen konnten in den letzten zwei Jahren bereits teilweise oder vollständig realisiert werden. Die nachstehende Tabelle gibt dazu einen zusammenfassenden Überblick.

* in gemeinsamer Nutzung von TEN und MITNETZ STROM (Vorläufige Bezeichnung)

Baumaßnahme	Bau auf neuer Trasse		Bau auf Bestandstrasse	
	System- länge	Trassen- länge	System- länge	Trassen- länge
Summe	44 km	22 km	138 km	58 km
HSL Finsterwalde - Großräschen			50 km	25 km
HSL Großräschen - Schwarzheide			44 km	22 km
HSL Marke - Bitterfeld/M. - Piesteritz/N.			44 km	11 km
HSL Prettin - Jessen/Nord	34 km	17 km		
UW Altdöbern; HS-Anbindung	10 km	5 km		

Tabelle 5: Zusammenfassung der aus dem NAP2019 bereits realisierten Leitungsbaumaßnahmen

5.4.2 Beschreibung der notwendigen Leitungsbaumaßnahmen (Tabellendarstellung)

Bis zum Jahr 2032 müssen auf Basis der Prognosezahlen für den NAP2019 insgesamt 526 km Trassen neu errichtet und 2.156 km Trasse verstärkt werden. Der ausgewiesene Netzausbau enthält auch Maßnahmen, die wegen Lastzuwachs notwendig sind. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** bis **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** listen die notwendigen Ausbaumaßnahmen im 110-kV-Leitungsnetz für die jeweiligen Verteilnetzbetreiber auf.

Baumaßnahme	Nr.	Bau auf neuer Trasse		Bau auf Bestandsstrasse	
		Systemlänge	Trassenlänge	Systemlänge	Trassenlänge
gesamt		275 km	136 km	568 km	242 km
HSL Crossen – Herlasgrün	14.1b	36 km	18 km	16 km	8 km
HSL Eula – Oberelsdorf	17b	17 km	8 km	40 km	20 km
HSL Falkenstein - Droßdorf	14.3b	14 km	14 km		
HSL Freiberg/Nord - Clausnitz	20.9c			48 km	24 km
HSL Graustein - Schwarze Pumpe, Abz. Spremberg	33.5			6 km	3 km
HSL Herlasgrün - Markneukirchen	14.4b			38 km	19 km
HSL Herlasgrün - Silberstraße	14.2b	18 km	9 km	18 km	9 km
HSL Klostermansfeld - Aschersleben	12b 22.3b	18 km	9 km	65 km	18 km
HSL Lauchstädt - Amsdorf/B.	20.2c			38 km	19 km
HSL Lauchstädt - Bitterfeld/Mitte	33.4			12 km	6 km
HSL Lauchstädt - Halle/Ost	20.1c			12 km	6 km
HSL Lauchstädt - Zeitz	20.4c			10 km	5 km
HSL Marke - Bitterfeld/M. - Piesteritz/N.	20.6c 20.7c 20.8c 13.6a			98 km	31 km
HSL Neuendorf - Guben	33.6			20 km	10 km
HSL Querfurt - Oberröblingen	33.2	38 km	21 km	24 km	6 km
HSL Röhrsdorf - Burgstädt, Abz. Oberelsdorf	17b	36 km	18 km		
HSL Röhrsdorf - Gersdorf	33.7			40 km	20 km
HSL Herlasgrün - Silberstraße	14.2b	18 km	9 km	19 km	10 km
HSL Streumen - Oschatz	33.1			38 km	19 km
UW Altdöbern; HS-Anbindung				16 km	4 km
UW Freiberg/Nord; HS-Anbindung	22.4b	16 km	8 km		
UW Querfurt; HS-Anbindung	22.5b	32 km	6 km		
UW Eisenberg/Zeitz; HS-Anbindung	20.10c	32 km	16 km	10 km	5 km

Tabelle 6: Ausbaubedarf im 110-kV-Leitungsnetz

5.4.3 Darstellung der notwendigen Netzausbaumaßnahmen bis 2030 (Karten)

Basierend auf den unter Abschnitt 3 genannten Szenarien und den unter Abschnitt 2 genannten Grundsätzen zur Netzplanung und dem prognostizierten Zubau von Erneuerbaren Energien bzw. der prognostizierten Lastentwicklung resultieren für MITNETZ STROM die in den nachfolgenden dargestellten Netzausbaumaßnahmen. Eine skalierbare Version der Karte ist auf unserer Webseite verlinkt.

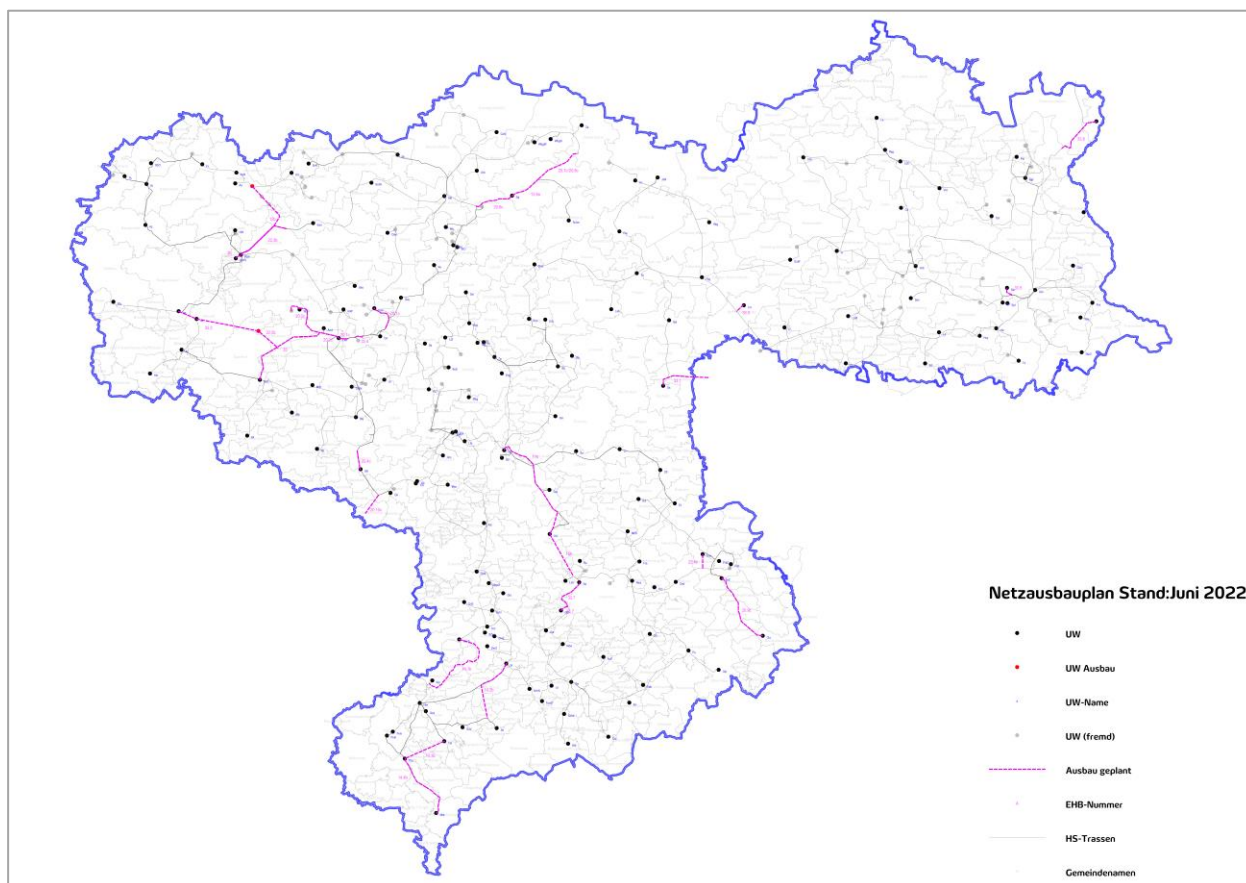


Abbildung 5: Netzausbaumaßnahmen im 110-kV-Netz der MITNETZ STROM bis 2032

6 Literatur

- [1] Avacon Netz GmbH, E.DIS NETZ GmbH, ENSO NETZ GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Stromnetz Berlin GmbH, Stromnetz Hamburg GmbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co KG, WEMAG Netz GmbH, „Netzausbauplan 2019,“ 2019.
- [2] Avacon Netz GmbH, E.DIS NETZ GmbH, ENSO NETZ GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co KG, WEMAG Netz GmbH, „Gemeinsamer Netzausbauplan der ostdeutschen 110-kV-Flächennetzbetreiber,“ 2017.

- [3] Deutsches Institut für Normung, „DIN EN 50160:2011-02,“ Beuth Verlag, 2011.
- [4] Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR), „Raumordnungsbericht 2017,“ Bonn, 2018.
- [5] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung (dena-Netzflexstudie),“ Berlin, 2017.
- [6] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *VDE-AR-N 4121 Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze*, Berlin: VDE-Verlag, 2018.
- [7] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *VDE-AR-N 4120 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)*, Berlin: VDE Verlag, 2018.
- [8] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *VDE-AR-N 4110 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*, Berlin: VDE Verlag, 2018.

7 Anhang

7.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prognose der installierten Erzeugungsleistung nach Energieträgern (inkl. nachgelagerte Netze).....	9
Abbildung 2: Kleinräumige Bevölkerungsentwicklung 2012 bis 2035 in Deutschland je Einheitsgemeinden und Gemeindeverbänden (Quelle: [3])	10
Abbildung 3: Leistungsansätze für Starklast- und Erzeugungsszenario	19
Abbildung 4: Darstellung der Ausbaumaßnahmen an Übergabepunkten zum Höchstspannungsnetz	22
Abbildung 5: Netzausbaumaßnahmen im 110-kV-Netz der MITNETZ STROM bis 2032	25

7.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen und die Planung von Hochspannungsnetzen	5
Tabelle 2: Übersicht zusätzliche Punktlasten >30 MW	12
Tabelle 3: verwendete Gleichzeitigkeitsfaktoren für Erzeugungsanlagen	20
Tabelle 4: Neu zu errichtende oder zu verstärkende HöS/HS-Übergabeumspannwerke	22
Tabelle 5: Zusammenfassung der aus dem NAP2019 bereits realisierten Leitungsbaumaßnahmen	23
Tabelle 6: Ausbaubedarf im 110-kV-Leitungsnetz	24