

Regionalszenario 2025

Planungsregion NORD



PLANUNGSREGION
NORD

Impressum/Lizenzhinweis

Titel: Regionalszenario 2025 - Planungsregion Nord

Urheber:

Hamburger Energienetze GmbH · Bramfelder Chaussee 130 · 22177 Hamburg
Schleswig-Holstein Netz GmbH · Schleswig-Hein-Platz 1 · 25451 Quickborn
SWKiel Netz GmbH · Uhlenkrog 32 · 24113 Kiel
TraveNetz GmbH · Geniner Straße 80 · 23560 Lübeck

Lizenz:

Dieses Werk ist lizenziert unter der **Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)**. Eine Nutzung, Bearbeitung, Weitergabe und Veröffentlichung ist unter Angabe der Urheber sowie unter Einhaltung der Lizenzbedingungen zulässig.

Lizenztext: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Zitierempfehlung:

„Regionalszenario 2025 - Planungsregion Nord“, Gemeinschaftswerk der veröfentlichtungspflichtigen Verteilnetzbetreiber der Planungsregion Nord (Stand 2025), lizenziert unter CC BY 4.0.

Inhalt

1	Einleitung	2
1.1	Motivation	2
1.2	Planungsregion Nord	3
1.2.1	Verteilnetzbetreiber der Planungsregion Nord	3
1.2.2	Übertragungsnetzbetreiber der Planungsregion	4
1.3	Adressatenkreis	4
1.4	Aufbau des Dokumentes	4
2	Rahmenbedingungen	5
2.2	Gesetzliche Anforderungen	5
2.3	Unterscheidung und Einordnung: Netzentwicklungsplan und Netzausbauplan	5
2.4	Disclaimer	6
2.5	Kapitelfazit	6
3	Grundlagen der Netzausbauplanung	7
3.2	Allgemeine Grundlagen	7
3.3	Netzauslegungsrelevante Fälle	7
3.4	Anwendung des n-1-Kriteriums	7
3.5	Beschreibung der Höchstlastwerte	8
3.6	Höchstlastbeitrag	8
3.7	Gleichzeitigkeitsfaktoren	9
3.8	Unterschied zwischen installierter Leistung und auslegungsrelevanter Leistung	9
3.9	Blindleistungsmanagement	10
3.10	System- und Flexibilitätsdienstleistungen	10
3.11	NOVA-Prinzip	11
3.12	Kapitelfazit	11
4	Einflussgrößen auf die Netzaufgaben	12
4.2	Betrachtungshorizont und Stützjahr	12



4.3	Regionale Betrachtung von Erzeugung und Verbrauch	12
4.4	Ermittlung des Hochlaufes	12
4.5	Entwicklung der regenerativen Erzeugung	13
4.5.1	Entwicklung der Windenergie an Land	14
4.5.2	Entwicklung der PV-Freiflächen	16
4.5.3	Entwicklung der PV-Dachanlagen	18
4.5.4	Entwicklung sonstiger regenerativer Erzeugung	20
4.6	Entwicklung der konventionellen Last	22
4.7	Entwicklung des Verbrauchs im Sektor Verkehr/Elektromobilität	23
4.8	Entwicklung im Sektor Wärme	25
4.8.1	Allgemeine Verbrauchsentwicklung	25
4.8.2	Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen	26
4.8.3	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	27
4.8.4	Entwicklung sonstiger regenerativer Wärmeherzeugung	28
4.9	Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen (Flexibilitäten)	28
4.10	Kleinbatteriespeicher im Haushalt	29
4.11	Kapitelfazit	29
5	Spezielle Anschlussanträge	30
5.2	Punktuelle Großlasten	30
5.2.1	Elektrolyseure	30
5.2.2	Rechenzentren	32
5.2.3	Sonstige punktuelle Großlasten	33
5.3	Punktuelle Großeinspeiser	33
5.4	Konventionelle Kraftwerke	34
5.5	Großbatteriespeicher	34
5.6	Höchstspannungsanlagen	36
5.7	Systemdienstleistungen	36
5.8	Anforderungen bezüglich kritischer Infrastruktur	36
5.9	Marktmodell	36
5.10	Kapitelfazit	37
6	Zusammenfassung in Zahlen	38



7	Fazit und Ausblick	42
8	Literaturverzeichnis	43
9	Abkürzungsverzeichnis	45
10	Abbildungsverzeichnis	46
11	Tabellenverzeichnis	47

1 Einleitung

Die Mitglieder der europäischen Union haben sich auf gemeinsame Klimaschutzziele geeinigt – wobei Deutschland sich selbst das vorgezogene Ziel der Klimaneutralität bis spätestens zum Jahr 2045 gesetzt hat. Damit dies gelingen kann, muss die erneuerbare Erzeugung stark ausgebaut werden. Gleichzeitig muss dafür gesorgt werden, dass diese regenerativ erzeugten Energien auch verbraucht werden können. Damit dies sichergestellt ist, bedarf es gleichzeitig ebenfalls des Ausbaus der Stromnetze. Die Netzplanung muss also zur Energiewende in Deutschland und somit zur Zielerreichung der Treibhausgasneutralität beitragen.

1.1 Motivation

Spätestens mit der Verabschiedung des Osterpaketes 2022 wurden für die Netzbetreiber auch die nächsten Umsetzungsschritte verbindlich, die sicherstellen sollen, dass der Netzausbau den Erweiterungen und Anpassungen von Erzeugung und Verbrauch folgt. Um dies sicherzustellen, werden die Maßnahmenplanungen aller Verteilnetzbetreiber (VNB) auf einer zentralen Netzbetreiberplattform (www.VNBdigital.de) alle zwei Jahre transparent für die interessierte Öffentlichkeit bereitgestellt. Die Netzbetreiberplattform ist seit Januar 2023 online. Jeweils zum 31. Oktober, beginnend mit dem Jahr 2026, veröffentlichen die VNB den sogenannten Netzausbauplan (NAP) - und spätestens zehn Monate zuvor das Regionalszenario. In diesem hier vorliegenden Dokument stellt die Planungsregion Nord dar, wie das Last- und Einspeiseszenario aussieht, für welches die einzelnen VNB im nächsten Jahr die notwendigen Netzausbaumaßnahmen veröffentlichen werden.

Jede Planungsregion erstellt in den ungeraden Jahren ein Regionalszenario, im darauffolgenden Jahr je VNB einen auf dem Regionalszenario basierenden NAP. Beide Dokumente werden von allen Planungsregionen zeitgleich für eine Kommentierung im Internet veröffentlicht – die Netzbetreiber freuen sich dann über Rückmeldungen zu den jeweils veröffentlichten Dokumenten.

Durch einen Abgleich der bereits geplanten (und ebenfalls im Internet veröffentlichten) Projekte wird somit transparent, welche zusätzlichen Projekte über den heute bereits bekannten und kommunizierten Stand hinaus durchgeführt werden müssen, um die Klimaziele zu erreichen.

Im vorliegenden Dokument beschreibt die Planungsregion Nord ihre Planungsannahmen.

Mit den Arbeiten am Dokument „Regionalszenario“ konnten für alle Mitglieder der Planungsregion Nord folgende Vorteile generiert werden:

- Alle VNB haben gemeinsame Gespräche / Austausche geführt.
- Alle VNB haben die gleiche Art der Datenermittlung vorgenommen.
- Alle VNB haben sich gemeinsam auf die grundlegenden Methoden geeinigt.
- Alle VNB haben sich bezüglich der zu nutzenden Quellen vereinbart.
- Alle VNB können basierend auf diesen hier beschriebenen Annahmen die Netzplanungen zum NAP starten.

1.2 Planungsregion Nord

Die Planungsregion Nord ist eine der sechs Planungsregionen innerhalb Deutschlands, die jeweils geografisch abgegrenzte Flächen beschreiben. In diesen Planungsregionen finden sich alle VNB mit mehr als 100.000 angeschlossenen Letztverbrauchern zusammen. Sie umfasst geografisch die Bundesländer Hamburg und Schleswig-Holstein.

1.2.1 Verteilnetzbetreiber der Planungsregion Nord

Zur Planungsregion Nord gehören die folgenden VNB:

- SWKiel Netz GmbH (SWKiel Netz)
- TraveNetz GmbH (TraveNetz)
- Schleswig-Holstein Netz GmbH (SH Netz)
- Hamburger Energienetze GmbH (HNE)

Dabei gibt es die Besonderheit, dass die HNE aktuell beim Regionalszenario sowohl in der Planungsregion Nord, als auch in der Planungsregion Ost vertreten ist.

Weitere Netzbetreiber, die weniger als 100.000 angeschlossene Letztverbraucher versorgen, sind nicht zur Erstellung des Regionalszenarios verpflichtet – müssen aber durch die Bereitstellung von Informationen unterstützen. Die Werte der einzelnen nachgelagerten VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Letztverbrauchern werden in den Zahlen der vier oben genannten VNB berücksichtigt. Dieses Jahr wurden erstmalig alle nachgelagerten VNB mit <100.000 angeschlossenen Letztverbrauchern mithilfe eines Fragebogens aktiv an der Erstellung des Regionalszenarios beteiligt. Der Fragebogen wurde über alle Planungsregionen unter Federführung des BDEW und VKU erarbeitet und entspricht weitestgehend der Tabelle, die von jedem NAP-VNB in maschinenlesbarer Form durch den BDEW veröffentlicht wird.

1.2.2 Übertragungsnetzbetreiber der Planungsregion

Die VNB der Planungsregion Nord sind, bis auf HNE, unmittelbar oder mittelbar an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) TenneT TSO angebunden. HNE wird von 50Hertz Transmission versorgt.

Eine weitere Besonderheit der Planungsregion Nord im Bundesland Schleswig-Holstein ist es, dass nur SH Netz Verknüpfungspunkte mit dem ÜNB hat. SH Netz hält daher den Kontakt zum ÜNB.

1.3 Adressatenkreis

Das Regionalszenario der Planungsregion Nord ist gemäß § 14d Abs. 4 Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) so formuliert, dass ein sachkundiger Dritter die Thematiken nachvollziehen kann. Aus diesem Grund ist das Regionalszenario kompakt gehalten und tiefgehende Erläuterungen von gängigen Fachtermini und Methodiken sind nicht enthalten.

1.4 Aufbau des Dokumentes

Das Dokument startet mit einer Einordnung in den gesetzlichen Kontext und setzt die Rahmenbedingungen und Abgrenzungen zu anderen Prozessen, wie zum Beispiel dem Netzentwicklungsplan (NEP) der ÜNB. Anschließend werden die Grundlagen der Netzausbauplanung geschildert, um die Auswirkungen der Last- und Erzeugungsentwicklung zu verdeutlichen. Der Fokus liegt neben den Erzeugungsanlagen, und hier insbesondere den erneuerbaren Energien, vor allem auf der konventionellen Last, die aus den Sektoren Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD), Haushalte, Landwirtschaft und Verkehr besteht. Des Weiteren liegt ein besonderer Fokus auf der Sektorenkopplung im Mobilitäts- und Wärmesektor, sowie auf dem Einsatz von Batteriespeichern. Für die Stützjahre 2030, 2035 und das langfristige Zieljahr 2045 wird die Methodik der Ermittlung und die Ergebnisse für die netzauslegungsrelevanten bzw. installierten Leistungen beschrieben. Je nach Kategorie findet - über alle Planungsregionen gleich - eine Darstellung der Ergebnisse und Prognosen als installierte Leistung ohne Gleichzeitigkeitsfaktoren oder als kumulierte Leistung mit Gleichzeitigkeitsfaktoren statt. Um welche Darstellungsvariante es sich handelt, wird im jeweiligen Kapitel eindeutig definiert. Abschließend wird der weitere zeitliche Ablauf skizziert, ein Fazit und Ausblick fassen die Kernbotschaften des Regionalszenarios zusammen und projizieren dessen Auswirkungen in die Zukunft.

2 Rahmenbedingungen

Das folgende Kapitel fasst die gesetzlichen Anforderungen an die Regionalszenarien der Planungsregionen zusammen. Die Gemeinsamkeiten und Unterschiede des auf dem Regionalszenario aufbauenden NAP der individuellen VNB im Vergleich zum NEP der ÜNB werden ebenfalls kurz aufgeführt.

2.2 Gesetzliche Anforderungen

Gemäß § 14d EnWG sind VNB mit mehr als 100.000 angeschlossener Kunden verpflichtet der Regulierungsbehörde ein Regionalszenario vorzulegen, welches gemeinsame Grundlage der jeweiligen Netzausbaupläne ist.

Das Regionalszenario ist unter Berücksichtigung von gesetzlich festgelegten, sowie weiteren klima- und energiepolitischen Zielen zu erstellen. Dabei wird das langfristige Zieljahr 2045 und der Entwicklungen in den nächsten 5 und 10 Jahren betrachtet. Dies beinhaltet den notwendigen Ausbau von erneuerbaren Energien, den Hochlauf von E-Mobilität und Wärmepumpen sowie die Dekarbonisierung in Industrie und GHD. Es sind bereits erfolgte und erwartete Netzanschlüsse und zu erwartende Ein- und Ausspeisungen anzugeben. Zusätzliche Angaben bezüglich notwendiger und geplanter Netzoptimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen sollen ebenso wie Angaben zu Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen betrachtet werden.

2.3 Unterscheidung und Einordnung: Netzentwicklungsplan und Netzausbauplan

Im Jahr 2012 wurde der erste NEP der ÜNB mit dem Zieljahr 2022 veröffentlicht. Als Basis diente ein Szenariorahmen, der die Ziele der damaligen Bundesregierung zum beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie und einer höheren Einspeisung erneuerbarer Energien berücksichtigt hat. Der NEP soll zur bedarfsgerechten Planung von Übertragungsnetzen dienen. Der aktuelle NEP soll wiederum die benötigten Übertragungsnetze für die Erreichung der CO₂-Neutralität im Zieljahr 2045 und deren Zwischenstand im Stützjahr 2037 darstellen.

Die VNB sind zu 2024 erstmalig verpflichtet gewesen, in einer vom Grundsatz ähnlichen Vorgehensweise die NAP für die Entwicklung ihrer Verteilnetze mit dem Zieljahr 2045 zu erstellen. Die Stützjahre 2030 und 2035 werden im NAP 2026 betrachtet. Wie für den NEP der ÜNB soll auch beim NAP ein abgestimmtes Szenario je Planungsregion, das sogenannte Regionalszenario, als Basis für die Netzplanung dienen.

Die wesentlichen Unterschiede zwischen dem NAP der VNB und dem NEP der ÜNB sind:

- NEP:
 - Szenariorahmen wird öffentlich konsultiert
 - Szenariorahmen wird durch die BNetzA genehmigt
 - NEP wird öffentlich konsultiert
 - NEP wird durch die BNetzA genehmigt
 - Baumaßnahmen sind verpflichtend durchzuführen
- NAP:
 - Regionalszenario wird veröffentlicht
 - Regionalszenario wird zwischen den VNB und mit dem ÜNB abgestimmt
 - Stake- (bspw. HS-Kunden) und Shareholder (bspw. Landesregierungen) haben die Möglichkeit, sich zu äußern
 - Baumaßnahmen werden nicht gesetzlich festgeschrieben

2.4 Disclaimer

Im Regionalszenario ermitteln die VNB die Rahmenbedingungen, nach denen sich die Last- und Erzeugungsszenarien entwickeln.

Im NAP werden, basierend auf diesen Szenarien, die Anforderungen an den Netzausbau beschrieben, um die in diesem Regionalszenario erstellten Szenarien, bedienen zu können.

Für eine szenarienbasierte Netzplanung bedarf es einer Festlegung, welches der möglichen Szenarien zur Anwendung kommen soll, da unterschiedliche Methoden bei gleichen Randbedingungen zu stark unterschiedlichen Szenarien führen können. Für die Umsetzung von auf Szenarien basierend geplanten Netzen bedarf es einer breiten Akzeptanz dieser neuen Vorgehensweise, da Netzbetreiber bislang nicht basierend auf Szenarien, sondern nachfragebasiert ihre Netze geplant und ausgebaut haben. Aus den im vorliegenden Dokument ermittelten Szenarien, welche die Basis der zu erstellenden NAP sind, lässt sich ein deutlicher Anstieg von Erzeugung und Verbrauch ableiten, welcher mit einem entsprechenden Netzausbaubedarf einhergehen wird. Auch hierfür ist eine breite Akzeptanz notwendig.

2.5 Kapitelfazit

Mit der Darstellung der gesetzlichen Randbedingungen sowie der Einordnung der Abhängigkeiten zwischen NEP und NAP ist der Rahmen geschaffen, um in die Herleitung des Regionalszenarios zu starten. Dies ist der Inhalt des folgenden Kapitels.

3 Grundlagen der Netzausbauplanung

Mit diesem Kapitel startet die Beschreibung des Regionalszenarios. Zuerst werden hier Annahmen zur Planung von elektrischen Netzen zusammengestellt. Es wird beschrieben, welche Einflussgrößen für die Erstellung eines NAP benötigt werden, um diese im nächsten Kapitel zu ermitteln.

3.2 Allgemeine Grundlagen

Grundsätzlich existieren im Bereich der Energieversorgung eine vielfältige Anzahl von Normen (VDE-AR-N 41XX, DIN EN 50160, VDE 100, ...), Regeln und Gesetzen (EnWG, KraftNAV, ...), nach denen Energieversorgungsnetze zu errichten, zu betreiben und zu erhalten sind. Die daraus folgende Errichtung der unterschiedlichen Netze der VNB ist weiter in den individuellen NAP spezifiziert. Alle VNB betreiben und errichten ihre Netze nach jeweils eigenen Grundsätzen, "welche sich unterhalb dieser Dachregelwerke einordnen" und die sie typischerweise in eigenen Regelungsdokumenten oder Grundsatzdokumenten zusammengestellt haben. Auch das Regulierungsregime führt mit seinem Fokus auf Kosteneffizienz zu einem begrenzten Entscheidungsspielraum, da weit über anerkannte Regeln der Technik hinausgehende Entscheidungen zu einem Effizienzverlust im Sinne der Anreizregulierung führen werden. Enthalten sind hier beispielsweise Auslegungsregeln, Bemessungsregeln oder Planungskriterien. Einige der gemeinsamen Anforderungen sollen hier dargestellt werden.

3.3 Netzauslegungsrelevante Fälle

Verteilnetze werden so ausgelegt, dass das Netz im höchsten Belastungsfall (dies kann je nach Netz eine Last- oder Einspeisesituation sein) noch das im Unterkapitel 3.4 beschriebene n-1-Kriterium einhalten kann. Diese auslegungsrelevanten Fälle können zu meist bei einem Zeitpunkt mit besonders hoher Einspeisung bei gleichzeitig geringer Netzlast oder bei sehr geringer Einspeisung mit besonders hoher Netzlast auftreten. Auch andere Variationen sind je nach lokalen Gegebenheiten und Kundenstrukturen möglich, hier gibt es regionale Unterschiede.

3.4 Anwendung des n-1-Kriteriums

Das n-1-Kriterium besagt, dass im Normalbetrieb des Netzes in jeder möglichen Last- bzw. Einspeisesituation der Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels (beispielsweise Transformator, Leitung, Sammelschiene) nicht zu einer Versorgungsunterbrechung führt.

Da im Normalbetrieb von Hochspannungsnetzen einerseits durchgehend mit Abschaltungen von Betriebsmitteln gerechnet werden muss und andererseits bei Ausfällen eine

große Anzahl von Bezugskunden betroffen sein kann, werden Netze diesem Umstand entsprechend ausgelegt. Das potenzielle Schadensrisiko bei längerfristigen, aber auch bei kurzen Versorgungsunterbrechungen, beispielsweise von Industrieunternehmen, kann eine über das n-1-Kriterium hinausgehende Auslegung notwendig machen.

In der Umspannung zur Mittelspannung, den Umspannwerken, ist die Menge an betroffenen Kunden erheblich geringer. Dennoch ist auch hier die Anzahl der potenziell betroffenen Bezugskunden noch derart hoch, dass ein längerfristiger Ausfall zu Schäden mit einem großen Ausmaß führen kann. Daher werden bei allen VNB der Planungsregion Nord die Umspannwerke n-1-sicher geplant – nach Ausfall einer Betriebsmittelkette wird auf die parallele Kette umgeschaltet.

Die Mittelspannungsnetze werden durchgehend n-1-sicher ausgelegt, wobei ein Ausfall in den angeschlossenen Mittelspannungsringen durch Schaltmaßnahmen behoben werden muss.

Regenerative Erzeugungsanlagen werden in der Regel nicht n-1-sicher im Netz integriert. Bei Umspannwerken mit gemischten Kunden (Erzeugung und Verbrauch) profitieren aber auch Erzeugungsanlagen von der n-1-sicheren Anbindung der Kunden im Umspannwerk – also der Umschaltbarkeit von Transformatoren.

3.5 Beschreibung der Höchstlastwerte

In diesem Regionalszenario werden alle Bezugsleistungen, die der konventionellen Last zugeordnet werden, als 15-Minuten-Mittelwert beschrieben. Alle anderen Kategorien, wie z.B. die Erzeugungsleistung, werden als installierte Leistung angenommen.

3.6 Höchstlastbeitrag

Das Verhalten von einzelnen Kunden wird über Lastprofile abgebildet.

In der Vergangenheit sind mit wissenschaftlichen Methoden Standardlastprofile (SLP) für verschiedene Kundengruppen erstellt worden, mit denen sich ein entsprechender Lastverlauf auf Basis der bezogenen Energiemenge erstellen lässt. Aufgrund von Kunden, die diesen bekannten Mechanismen und zeitlichen Abhängigkeiten nicht mehr folgen und zu anderen Zeitpunkten als bisher gewohnt ihren größten Leistungsbezug oder ihre höchste Einspeisung haben, müssen diese zum auslegungsrelevanten Zeitpunkt entsprechend ihrer dortigen Wirkung berücksichtigt werden.

Beiträge von punktuellen großen Erzeugungsanlagen zum auslegungsrelevanten Netzzeitpunkt werden nicht ermittelt.

Nach der Bildung der Höchstlastbeiträge liegt das Verhalten eines Einzelkunden zum netzauslegungsrelevanten Fall (Zeitpunkt) vor.

3.7 Gleichzeitigkeitsfaktoren

Im Regelfall stehen den VNB aus den unterlagerten Spannungsebenen keine Informationen zum zeitlichen Verlauf der kunden- und anlagenspezifischen Ein- und Ausspeisungen vor, da z.B. im gesamten Haushaltsbereich nur Energiemengen gezählt und abgerechnet werden.

Um die Netzbelastung durch mehrere Kunden bestimmen zu können, werden daher Gleichzeitigkeitsfaktoren verwendet. Dies gilt sowohl für die Erzeugungs- als auch die Verbrauchsseite.

Ein Gleichzeitigkeitsfaktor wird auf die maximalen Leistungen einer bestimmten Anzahl von Kunden angewendet, um deren zeitgleiche maximale Erzeugung/Verbrauch zu bestimmen.

Berechnet werden solche Faktoren über die Bestimmung der zeitgleichen maximalen Erzeugung/Verbrauch, die anschließend durch die Anzahl der betrachteten Kunden geteilt wird.

Gleichzeitigkeitsfaktoren werden auch für Erzeugungsanlagen angenommen. Hierbei muss unterschieden werden in:

- a) Gleichzeitigkeiten von gleichen Primärenergietypen (z.B. alle Windkraft in SH)
- b) Gleichzeitigkeiten zwischen unterschiedlichen Primärenergietypen (z.B. alle Windkraft vs. alle PV in SH)

Nach der Bildung der Gleichzeitigkeitsfaktoren liegt das Verhalten eines Kundenkollektivs zum netzauslegungsrelevanten Fall (Zeitpunkt) vor.

3.8 Unterschied zwischen installierter Leistung und auslegungsrelevanter Leistung

Für die Netzplanung ist es wichtig, die auslegungsrelevanten Fälle zu berücksichtigen und für diese Fälle die korrekten Eingangsparameter bereitzustellen. Es ist daher notwendig, für alle Szenarien klar zu beschreiben, was diese Szenarien darstellen. Anhand eines Beispiels soll dies verdeutlicht werden:

In der Netzplanung ist es notwendig, Photovoltaikanlagen korrekt abzubilden. Im ersten Schritt muss die Entwicklung dieser Anlagen abgeschätzt werden (installierte Leistung in MVA). Die installierte Leistung wird aber nicht zu allen Zeitpunkten gleichzeitig in das Netz gespeist.

Um die auslegungsrelevante Leistung zu bestimmen, müssen folgende Punkte näher betrachtet werden:

- a) Nachts wird von der installierten Leistung keine Leistung eingespeist und muss daher nicht in der Netzplanung berücksichtigt werden.
- b) In Netzen mit hoher PV-Durchdringung muss davon ausgegangen werden, dass die installierten Leistungen um die Mittagszeit, je nach Jahreszeit, vollständig eingespeist werden. Die Netzbetreiber legen hierfür eine jahreszeitlich anteilige Leistung von der installierten Leistung fest.
- c) In Netzen mit einer Last, die die installierte PV-Leistung überschreitet, wird geprüft, inwiefern sich mit dem Vorgehen nach b) eventuelle Maßnahmen vermeiden lassen.

Insgesamt bleibt festzustellen, dass die in diesem Regionalszenario ermittelten Leistungen von erneuerbaren Energien sogenannte installierte Leistungen darstellen, dessen Summe aufgrund des zeitlichen Verhaltens nicht immer der tatsächlichen netzwerkstauglichen Erzeugungslast im Netz entspricht. Dies gilt analog für die Lastsektoren konventionelle Last, Verkehr und Wärme, bei denen die addierten installierten Nennleistungen nicht genutzt werden, sondern der zeitliche Verlauf berücksichtigt werden muss. Die tatsächliche Höchstlast im Netz dürfte deutlich geringer ausfallen. Durch die Nutzung von Gleichzeitigkeitsfaktoren wird ein mögliches Überbauen der Netze vermieden, sodass diese auch an den tatsächlichen Bedarf angepasst sind.

3.9 Blindleistungsmanagement

Im Zuge des Wegfalls von immer mehr rotierenden Massen im gesamten Energiesystem mit einem damit verbundenen Schwenk auf erneuerbare Energieträger, gewinnt das Thema Spannungshaltung einen immer größeren Stellenwert. Zukünftig werden, im Gegensatz zum heutigen System, in dem noch eine große Zahl an konventionellen Kraftwerken die Spannungshaltung übernimmt, viele kleinere Blindleistungseinspeiser für ein stabiles System sorgen müssen.

Eine Aussage darüber, wie viel Blindleistung die VNB für den eigenen Netzbetrieb benötigen, beziehungsweise wie sich dieser Bedarf aus Sicht der ÜNB ändern wird, ist im NAP dargestellt.

3.10 System- und Flexibilitätsdienstleistungen

Insbesondere in den Mittel- und Niederspannungsnetzen kann es sinnvoll sein, Flexibilität zu nutzen, um Leistungsspitzen abzufedern und so einen daraus resultierenden übermäßigen Netzausbau zu vermeiden. Netzdienliche Flexibilität werden nur im Einzelfall in der Netzplanung eingesetzt, jedoch werden sie voraussichtlich in einem zukünftigen Energiesystem einen wichtigen Planungsgrundsatz darstellen.

3.11 NOVA-Prinzip

Das NOVA-Prinzip beschreibt eine Vorgehensweise, die für einen optimalen und bedarfsgerechten Netzausbau steht. Die Aspekte Optimierung und Verstärkung haben damit einen Vorrang vor dem eigentlichen Netzausbau eingeräumt bekommen, um die Kosten des Netzbetriebs und den des Netzausbaus möglichst gering zu halten.

Während in der Vergangenheit öfter die Optionen der Netzoptimierungen genutzt werden konnten, bedarf es zusätzlich neben Optimierung und Verstärkung des Netzes für die Erreichung der Energiewendeziele in der Zukunft vor allem eines Netzausbaus.

3.12 Kapitelfazit

Das vorangegangene Kapitel soll verdeutlichen, welche Eingangswerte für die Netzplanung berücksichtigt werden und welchen zeitlichen Verlauf diese aufweisen müssen, um eine Netzplanung anhand von auslegungsrelevanten Fällen durchführen zu können.

Im folgenden Kapitel werden die Berechnungen der konkreten Werte, die für die Netzplanung benötigt werden, näher erläutert und die Ergebnisse dargestellt.

4 Einflussgrößen auf die Netzaufgaben

Das folgende Kapitel beschreibt die Ermittlung der Leistungswerte für alle zu betrachtenden Einspeiser und Lasten unter Berücksichtigung der netzauslegungsrelevanten Zeitpunkte.

4.2 Betrachtungshorizont und Stützjahr

Das EnWG besagt in § 14d, dass für die Erstellung des Regionalszenarios die klima- und energiepolitischen Ziele bis zum Jahr 2045 berücksichtigt werden müssen. Zudem soll der Entwicklungspfad bis zum Jahr 2045 anhand der wahrscheinlichsten Entwicklung der Verteilnetze unter Berücksichtigung der Stützjahre 2030 und 2035 beschrieben werden.

Im Folgenden soll für die langfristige Betrachtung der Begriff „Szenario“ genutzt werden, für kurzfristige Betrachtungen der Begriff „Prognose“.

Die verschiedenen Etappenziele der Bundes- und Landesregierung sind in diesem Fall als Zielwerte in dieses Regionalszenario eingeflossen, wobei die aggregierten Werte der verschiedenen VNB der Planungsregion Nord im Detail abweichen können. Die folgenden Kennzahlen des Langfristziels der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 sind mit einer hohen Unschärfe behaftet, da dieser Zeitraum von den VNB als nicht mehr prognostizierbar eingestuft wird.

Bei der Ermittlung der Lastwerte werden die Wetterdaten des Extremjahres 2012 berücksichtigt.

4.3 Regionale Betrachtung von Erzeugung und Verbrauch

Die regionale Betrachtung von Erzeugung und Verbrauch wird getrennt durchgeführt. Der Verbrauch wird bei den verschiedenen VNB im Detail analysiert, wobei jeweils Grundaspekte wie Bevölkerungsdichte und -entwicklung, Tourismuszahlen, Gebäude und Landinfrastruktur berücksichtigt werden. Die Erzeugung wird anhand der bisherigen Entwicklung, Anfragen und Potenzialanalysen der jeweiligen Energieerzeuger verortet.

4.4 Ermittlung des Hochlaufes

In den folgenden Kapiteln wird es notwendig, einen zeitlichen Verlauf des Hochlaufes zu ermitteln. Die hierzu angewandte Methode soll möglichst für alle betrachteten Bereiche gleichartig angewendet werden können.

Aus diesem Grunde hat sich die Planungsregion Nord für die ausschließliche Nutzung einer Sigmoidfunktion entschieden. Gründe hierfür waren:

- dass die Kurve durch einen klar definierten Startpunkt (das zurückliegende Kalenderjahr für EEG-Leistungen und das Jahr 2024 für Lasten) für alle VNB beschreibbar war,
- sich die VNB für die methodische Bestimmung eines theoretischen Maximums einigen konnten und
- durch die gemeinsam vereinbarten Zeitpunkte des Erreichens des theoretischen Maximums ebenfalls gleiche Randbedingungen geschaffen werden konnten.

Somit war es für jeden VNB möglich, basierend auf den drei oben genannten Punkten eine VNB-spezifische Hochlaufkurve für jeden nachfolgenden Anwendungsfall zu erstellen. Aus dieser ermittelten Hochlaufkurve konnten dann alle benötigten Werte der Stützjahre 2030, 2035 und des Langfristzieljahres 2045 abgelesen werden. Die nachstehende Abbildung 1 soll die verwendete Funktion verdeutlichen. Die Grafik zeigt einen beispielhaften Hochlauf ohne reale Grundlage.

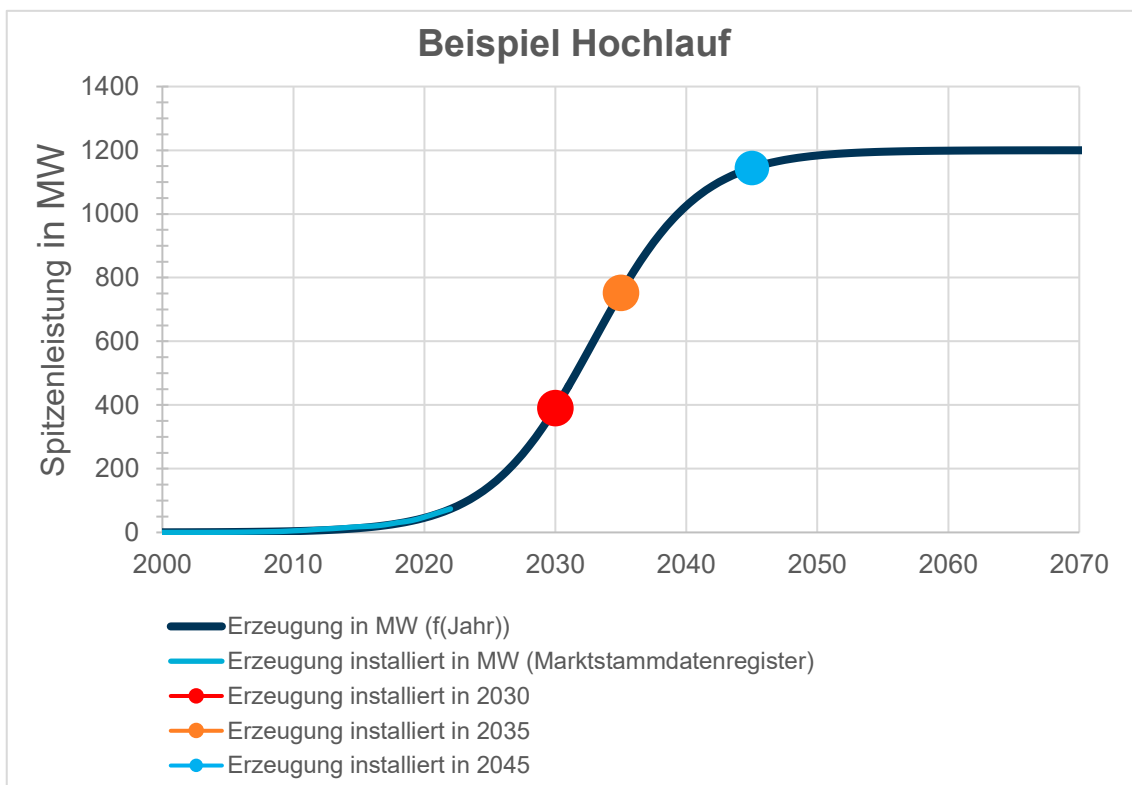


Abbildung 1: Beispielhafte Sigmoid-Funktion

4.5 Entwicklung der regenerativen Erzeugung

Das politische Langfristziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 erfordert einen starken und gezielten Ausbau der regenerativen Energieerzeugung. Die folgenden Entwicklungen der regenerativen Erzeugung orientieren sich vorrangig an den politischen Zielen

der schleswig-holsteinischen Landesregierung, welche größtenteils weitergehende Ziele als die der Bundespolitik verfolgt. Mit der Novellierung des Energiewende- und Klimaschutzgesetzes (EWKG) vom 29. März 2025 strebt die Landesregierung für Schleswig-Holstein ab 2030 eine Stromerzeugung an Land aus erneuerbaren Energien (d.h. ohne Offshore-Wind) von mindestens 45 TWh pro Jahr an. Dagegen wird auf Bundesebene in §1 Abs.2 EEG als Ziel der Bundesregierung einen Anteil an erneuerbaren Energien von mindestens 80% am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 gesetzlich festgeschrieben. Schleswig-Holstein erfüllt diese Ziele aus §1 Abs.2 EEG bereits heute und produziert bilanziell mehr Strom aus erneuerbaren Energien als es selbst verbraucht. Mit dem Zwischenziel von 45 TWh erzeugter Energie pro Jahr aus Erneuerbaren Energien für 2030 strebt Schleswig-Holstein an, bereits 2040 das erste klimaneutrale Industrieland zu werden. Im Monitoringbericht Energiewende und Klimaschutz in Schleswig-Holstein 2025 vom 15. Juli 2025 wird für 2040 kein fester Wert für die EE-Erzeugung vorgegeben, allerdings erwartet die Landesregierung eine Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in 2040 von ca. 50-60 TWh jährlich, um damit die erforderliche Treibhausgasneutralität zu erreichen. Die erneuerbaren Energien Schleswig-Holsteins zur Stromerzeugung gliedern sich in die Haupterzeuger Photovoltaik, Biomasse, Onshore- und Offshore-Windenergie auf, wobei die Offshore-Windanlagen im Netzbereich der ÜNB liegen und somit nicht Gegenstand der Untersuchung für die VNB der Planungsregion Nord sind.

4.5.1 Entwicklung der Windenergie an Land

Damit Schleswig-Holstein mittel- und langfristig die in Kapitel 4.5 beschriebenen Klimaziele erreichen kann, ist ein stetiger Ausbau der Onshore-Windkraft erforderlich. Deshalb ist eine Erweiterung der bisherigen Windvorrangflächen und ein effektiveres Nutzen der bereits existierenden Flächen in der Planung. Neben weiteren Windvorrangflächen ist ebenfalls ein Zuwachs der installierten Windkraft an Land durch Repowering-Maßnahmen zu erwarten.

Folgende Methodik in Abbildung 2 ist für die Bestimmung der Leistung aus Onshore-Windkraftanlagen vorgesehen.

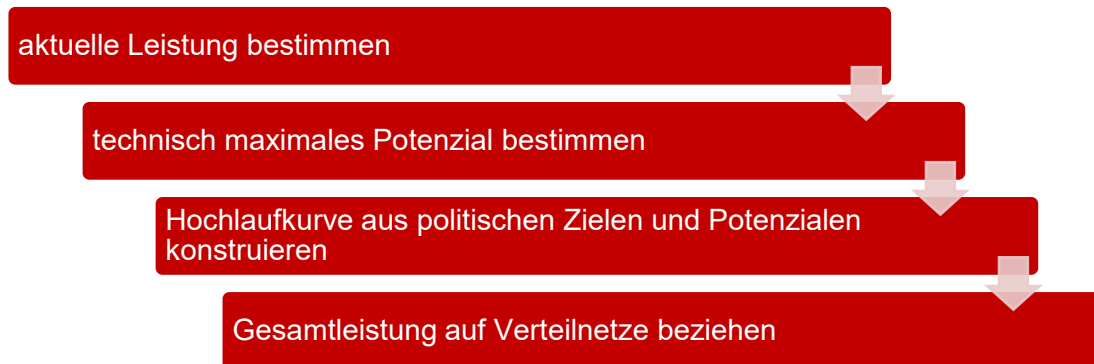


Abbildung 2: Bestimmung des Leistungspotenzials der Onshore-Windkraft

Der Hochlauf der installierten Leistung von Windkraftanlagen an Land wird mittels eines Umrechnungsfaktors über die Fläche der bereits ausgewiesenen Windvorrangflächen ermittelt. Hierbei handelt es sich um die Regionalpläne für die Windenergie 2020. Aktuell wertet die Landesplanung Schleswig-Holstein die eingegangenen Stellungnahmen der Konsultation zur Entwurfsfassung der neuen Regionalpläne Windenergie an Land aus, in denen die neuen Windvorrangflächen ausgewiesen werden. Da die neuen Regionalpläne Wind zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht final verabschiedet wurden, wird die Prognose für die Onshore-Windkraft auf Grundlage der aktuell gültigen Regionalpläne Wind erstellt. Die neuen Windvorrangflächen fließen damit frühestens ins Regionalszenario 2027 ein. Auf Grundlage des Regionalszenarios 2023 und mithilfe bekannter Standortkriterien prognostizieren die VNB die installierte Leistung von Onshore-Windkraftanlagen für die Zieljahre 2030, 2035 und 2045. Des Weiteren ist eine vollständige Bebauung der Gesamtfläche und eine Steigerung der Leistung durch Repowering über die nächsten Jahre angenommen. Die genaue Methodik in der lokalen Zuordnung des Leistungszuwachses wird durch jeden VNB selbst bestimmt. Die weitere Ausweisung an zukünftigen Windvorrangflächen bis zum Langfristszenario 2045 ist schwierig abzuschätzen, daher wird das ermittelte Maximum an installierter Leistung der Onshore-Windkraft auf eine Landesfläche von 3 % begrenzt.

Im Vergleich zum Regionalszenario 2023 fällt dieses Mal die installierte Leistung für 2030 deutlich geringer aus. Dieses hängt mit aktuellen Studien zusammen, die für neu installierte Windkraftanlagen an Land in Schleswig-Holstein mindestens 3225 Vollbenutzungsstunden annehmen, an der Westküste sogar >4000 Vollbenutzungsstunden. Hintergrund ist u.a. die größere Nabenhöhe der neuen Anlagen und die damit vorliegenden höheren Windgeschwindigkeiten. Unter Berücksichtigung der höheren Vollbenutzungsstunden bei Neuanlagen wird daher eine deutlich niedrigere installierte Leistung an On-

shore-Windkraftanlagen benötigt, um das politische Ziel der Landesregierung von 45 TWh jährlich erzeugter Energiemenge aus Erneuerbaren zu erreichen. In Abbildung 3 ist der Hochlauf illustriert, welcher auf den Zahlen aus Tabelle 1 basiert.

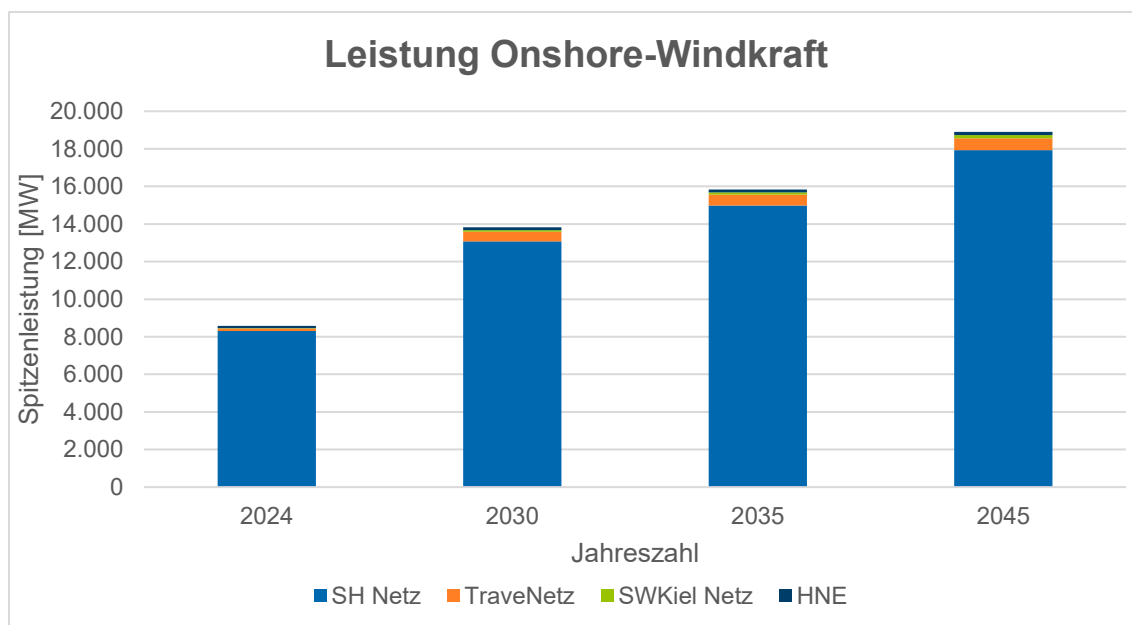


Abbildung 3: Aufteilung der installierten Leistung von Onshore-Windkraft

Tabelle 1: Entwicklung der installierten Leistung von Onshore-Windkraft

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	HNE
2024	8.314 MW	136 MW	5 MW	124 MW
2030	13.078 MW	515 MW	73 MW	155 MW
2035	14.976 MW	590 MW	119 MW	155 MW
2045	17.929 MW	640 MW	170 MW	155 MW

4.5.2 Entwicklung der PV-Freiflächen

Die in Schleswig-Holstein angestrebte Energieerzeugung an Land von 45 TWh bis zum Jahr 2030 wird durch den erwarteten Zubau auf ca. 13 GW installierte Windkraft bereits zu einem großen Teil gedeckt. Aufgrund der beiden Haupterzeuger im Norden, Wind- und Solarkraft, werden die verbleibenden TWh an Energiemenge der Solarerzeugung zugeordnet. Der Netzbetreiber legt sein Netz jedoch nicht nach Energiemengen, sondern nach den auftretenden Leistungen aus, somit wird die ungefähr benötigte installierte Leistung durch Umrechnung mittels Volllaststunden ermittelt.

Verschiedene Studien der VNB analysieren die Qualität der verfügbaren Flächen, indem die Nähe zu bestehender Infrastruktur wie Stromtrassen, Autobahnen oder Eisenbahnstrecken als privilegierte Standorte klassifiziert werden. Naturschutzgebiete und andere Ausschlusskriterien grenzen die Auswahl an Potenzialflächen ebenfalls ein. Die Anmeldesituation ergibt jedoch ein anderes Bild, da PV-Freiflächenanfragen gehäuft in zufälligen Gebieten auftreten. Nach aktuellem Stand ist eine Prognose anhand der zuvor kategorisierten Flächen nicht darstellbar. Im Gegensatz zum Regionalszenario 2023 ist die Anfragesituation für Freiflächen-PV stark rückläufig. Das hängt unter anderem mit den schlechteren Finanzierungsbedingungen für Anlagenerrichter zusammen. Zusätzlich wird aktuell auch ein Großteil der bereits in den Jahren 2023 und 2024 angefragten Projekte nicht weiterverfolgt und storniert. Unsere Schlussfolgerung aus diesen Erfahrungen ist, dass die zukünftige Entwicklung bei der Anschlussleistung von PV-Freiflächenanlagen schwer abschätzbar und kaum vorhersehbar ist.

Die Planungsregion Nord geht von einer maximalen Nutzung der technisch und wirtschaftlich nutzbaren Flächen als Höchstwert aus, um den Hochlauf durch die vorgestellte Wachstumsfunktion zu modellieren.

Die prognostizierten Leistungszuwächse orientieren sich an den politischen Vorgaben und den in den Flächennutzungsplänen ausgewiesenen Flächen, sowie konkreten Anfragen.

Die verwendete Methode wird durch die Prozesskette in Abbildung 4 beschrieben. Der resultierende Hochlauf ist in der Abbildung 5 abgebildet, welcher auf Tabelle 2 basiert. Potenzielle Speicher an PV-Flächen werden nicht betrachtet, da in dieser Betrachtung nur die Spitzeneinspeisung abgebildet werden soll, Speicher aber zu einer Reduzierung der Einspeiseleistung führen können.

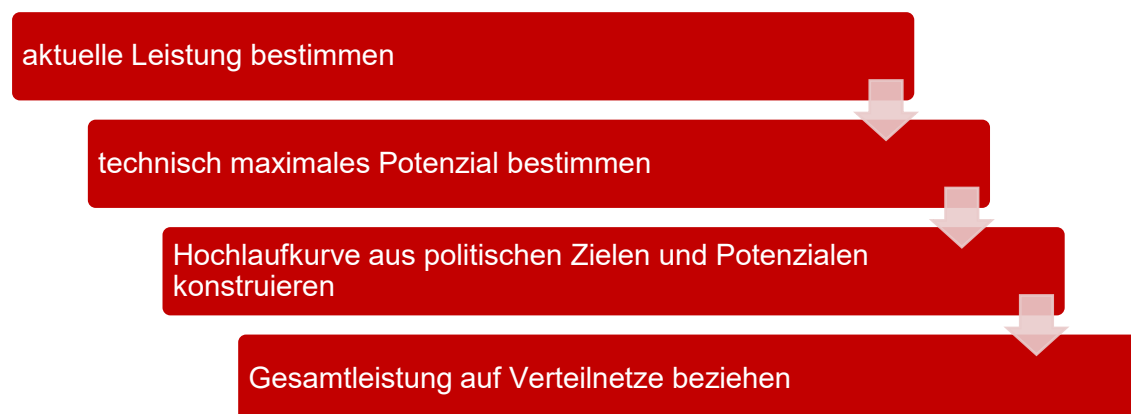


Abbildung 4: Bestimmung des Leistungspotenzials der PV-Freiflächen

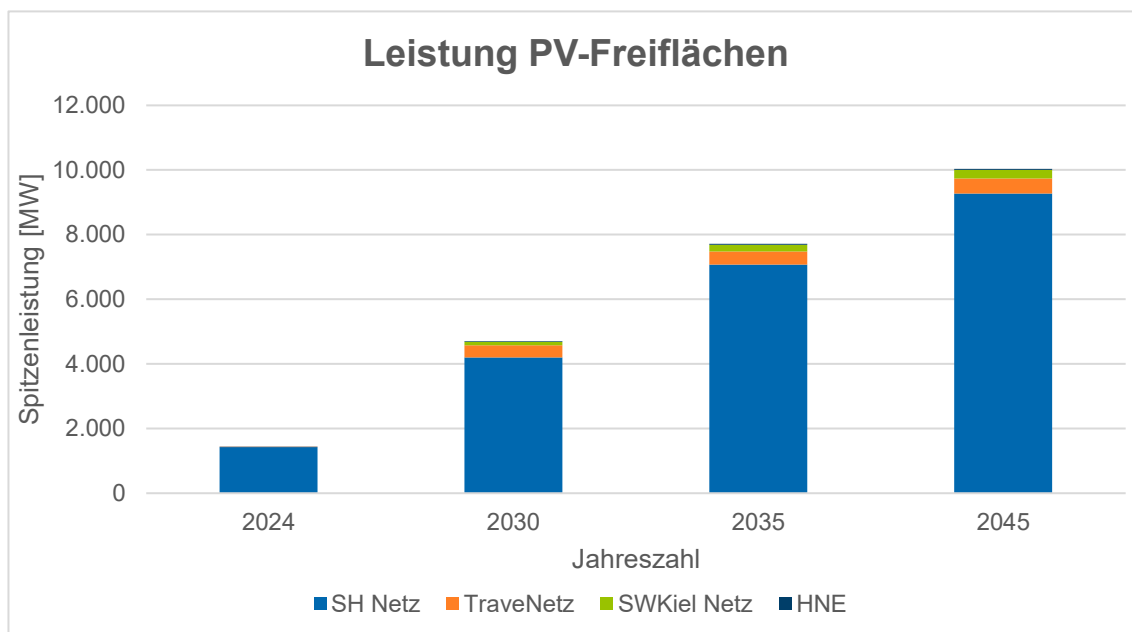


Abbildung 5: Aufteilung der installierten Leistung von PV-Freiflächen

Tabelle 2: Entwicklung der installierten Leistung von PV-Freiflächen

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	HNE
2024	1.426 MW	3 MW	0 MW	1 MW
2030	4.205 MW	370 MW	112 MW	17 MW
2035	7.070 MW	410 MW	210 MW	25 MW
2045	9.267 MW	473 MW	260 MW	34 MW

4.5.3 Entwicklung der PV-Dachanlagen

Ab dem Jahr 2025 besteht in Schleswig-Holstein eine Solarpflicht für alle Dächer von Neubauten. Zudem sollen Flächen von Fassaden, Parkplätzen und öffentlichen Gebäuden für die Energieerzeugung durch PV genutzt werden. Eine weitere Steigerung wird durch die Ermöglichung der Verpachtung der privaten Dachfläche projiziert. Ein vergleichbares Vorgehen ist für Hamburg zu erwarten. Auch hier werden bei Sanierungen und Neubaumaßnahmen PV-Installationen auf Dachflächen angenommen.

Die Ermittlung des Hochlaufs der Leistung von PV-Dachanlagen geschieht anhand der bisher installierten Leistung, der Ausbaugeschwindigkeit der vergangenen Jahre und

dem Ergebnis der Dachflächen-Potentialanalyse, welche das technische Maximum ermittelt. Dies ist in Abbildung 6 skizziert.

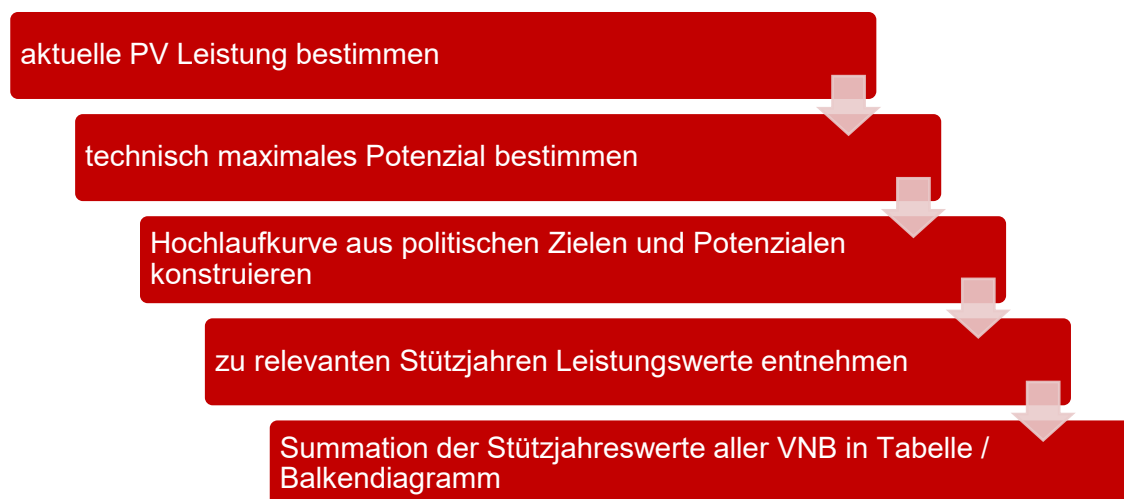


Abbildung 6: Bestimmung des Leistungspotenzials der PV-Dachanlagen

Diese Analyse bietet einen Flächenwert für geeignete und bedingt geeignete Dachflächen und ermittelt durch Modulleistung und Wirkungsgrad ein technisches Maximum an installierter Leistung. Die Dachfläche und der daraus ermittelte Potenzialwert wurde in der zugrundeliegenden internen Studie für Schleswig-Holstein durch ein 3D-Gebäudemodell (LoD2) errechnet. Dieser Potenzialwert übersteigt deutlich den des Szenariorahmens der ÜNB im NEP. Dieser Wert wird als Grenzwert der Wachstumsfunktion genutzt, wobei die VNB individuell in ihrem Netzgebiet die benötigten Zwischenwerte ergänzen.

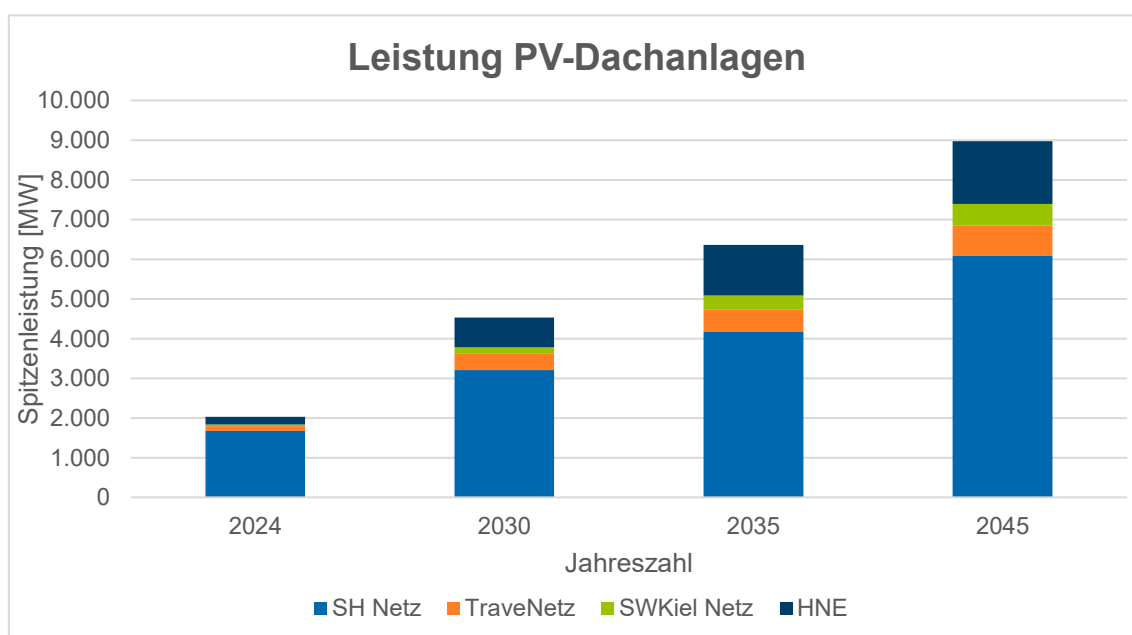


Abbildung 7: Aufteilung der installierten Leistung von PV-Dachanlagen

Die Stützjahre 2030, 2035 und das Langfristzieljahr 2045 werden aus der erzeugten Funktion extrahiert und in der Tabelle 3 wiedergegeben und der Hochlauf mittels Abbildung 7 visualisiert.

Tabelle 3: Entwicklung der installierten Leistung von PV-Dachanlagen

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	HNE
2024	1.677 MW	118 MW	43 MW	192 MW
2030	3.207 MW	410 MW	160 MW	750 MW
2035	4.169 MW	573 MW	348 MW	1.270 MW
2045	6.094 MW	761 MW	537 MW	1.580 MW

4.5.4 Entwicklung sonstiger regenerativer Erzeugung

Weitere regenerative Erzeugungsquellen, wie Wasserkraft, Offshore-Windkraft und Geothermie, werden für die Planung des Netzausbaus der Planungsregion Nord nicht berücksichtigt. Einzige Ausnahme sind die Erzeugung aus Biomasse (z.B. Gülle) und Abfall (Abfall ist zu 50 % als klimaneutral anzunehmen). Hier wird der Einfachheit halber von einer annähernd konstanten Weiterführung der Anlagen ausgegangen. Die Daten für die einzelnen VNB finden sich dazu in Tabelle 4. Auffällig ist dabei, dass die Zahlen im Vergleich zu Wind und PV sehr klein sind und dass wenig Wachstum und damit keine zusätzlich erforderlichen Netzanschlusskapazitäten im VNB-Netz erwartet werden. Vereinfacht gesagt, diese Erzeugungsanlagen spielen nur eine untergeordnete Rolle bei der Netzausbauplanung, da es sich primär um Bestandsanlagen handelt, die bereits am Netz angeschlossen sind.

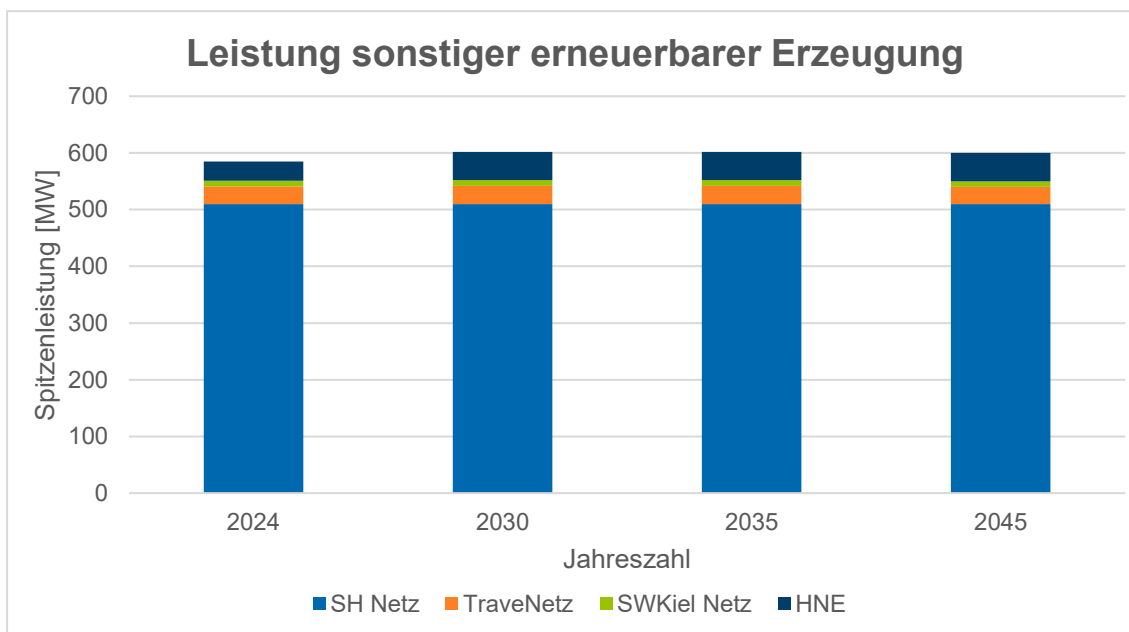


Abbildung 8: Entwicklung der installierten Leistung sonstiger erneuerbarer Erzeugung

Tabelle 4: Entwicklung der installierten Leistung sonstiger erneuerbarer Erzeugung

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	HNE
2024	510 MW	31 MW	10 MW	34 MW
2030	510 MW	32 MW	10 MW	50 MW
2035	510 MW	32 MW	10 MW	50 MW
2045	510 MW	30 MW	10 MW	50 MW

Wasserkraft spielt aktuell keine Rolle in Schleswig-Holstein und Hamburg. Offshore-Windkraft spielt für den Norden eine große Rolle, allerdings werden diese direkt an das Höchstspannungsnetz des ÜNB angeschlossen und daraus folgend entsteht kein Bedarf an Ausbau im Verteilnetz. Der Koalitionsvertrag der schleswig-holsteinischen Landesregierung will das Potenzial für Geothermie stärker nutzen, indem zum Beispiel finanzielle Risiken für Probebohrungen reduziert werden und der Austausch zwischen Wissenschaft und Wirtschaft gestärkt wird. Eine Prognose für den Netzausbau anhand dieser noch nicht konkret definierten Weiterentwicklung des Sektors erweist sich als schwierig. Änderungen im Bereich der Geothermie und anderen potenziellen Quellen regenerativer Energie werden berücksichtigt, sobald sich ein neuer Trend prognostizieren lässt.

4.6 Entwicklung der konventionellen Last

Als konventionelle Last wird die Summe aus den Sektoren Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD), Industrie, Landwirtschaft und Verkehr (ausgenommen E-Mobilität) bezeichnet. Im Gegensatz zum Regionalszenario 2023 wurde sich über alle Planungsregionen gemeinsam mit der BNetzA darauf geeinigt, in diesem Regionalszenario einen Wert für die konventionelle Last zu ermitteln. Die genannten Sektoren wurden im letzten Regionalszenario noch separat ausgewiesen wurden, mit Ausnahme von Landwirtschaft und Verkehr.

Die konventionelle Last ist die einzige Kategorie, bei der mit Gleichzeitigkeitsfaktoren gerechnet wird.

Zur Ermittlung der konventionellen Last wird beim jeweiligen VNB für den Anteil der Sektoren Haushalte und GHD aus der zugehörigen Energiemenge mithilfe eines hinterlegten Standardlastprofils eine Lastspitze bestimmt. Dieses ist notwendig, da bei Haushalts- und GHD-Kunden im Allgemeinen nur eine Jahresenergiemenge gemessen wird und keine gemessene Lastgangkurve vorliegt (es gibt somit keinen gemessenen Wert für die Lastspitze des einzelnen Kunden). Dann werden diese Zahlen mithilfe von Bevölkerungsprognosen für die Zieljahre 2030, 2035 und 2045 hochskaliert und mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor multipliziert. Gemessen werden lediglich Kunden mit Registrierender Leistungsmessung (RLM), d.h. Kunden mit einer jährlichen Abnahme von mindestens 100.000 kWh. Hierzu gehören große Gewerbe- und Industriekunden, sowie z.B. Umrichterwerke der Bahn. Bei dieser Kundengruppe wird die jeweilige Lastspitze, die häufig der maximalen Vertragsleistung entspricht, verwendet. Die im folgenden dargestellte konventionelle Last ist somit die Summe aus den jeweiligen errechneten Lastspitzen für die Haushalts- und GHD-Kunden (multipliziert mit Gleichzeitigkeitsfaktoren), ergänzt um die gemessenen oder vertraglich vereinbarten Maximallasten der RLM-Kunden, zu denen z.B. die Industrie gehört.

Aktuell wird bezüglich des Bestandes von einer annähernd konstanten konventionellen Last ausgegangen, da Werte für E-Mobilität und Wärmepumpen separat erfasst werden. Allerdings sind immer auch kleinere Anteile aus der Ladeinfrastruktur für E-Mobilität und den Wärmepumpen im Bestand in der konventionellen Last enthalten, da deren Bestand zum 31.12.2024 nicht exakt ermittelbar ist.

Da es in der vereinbarten Aufteilung der verschiedenen Kategorien, die über alle Planungsregionen identisch ist und sich in der einzureichenden Tabelle widerspiegelt, keine eigene Kategorie für zusätzliche Punktlasten außerhalb von Elektrolyseuren und Rechenzentren gibt, werden in dieser Kategorie auch diese als Leistungszuwächse dargestellt. Dabei handelt es sich primär um neue Leistungsbedarfe von vorhandenen und neuen Industriekunden, sowie um Bedarfsprognosen der Bahn.

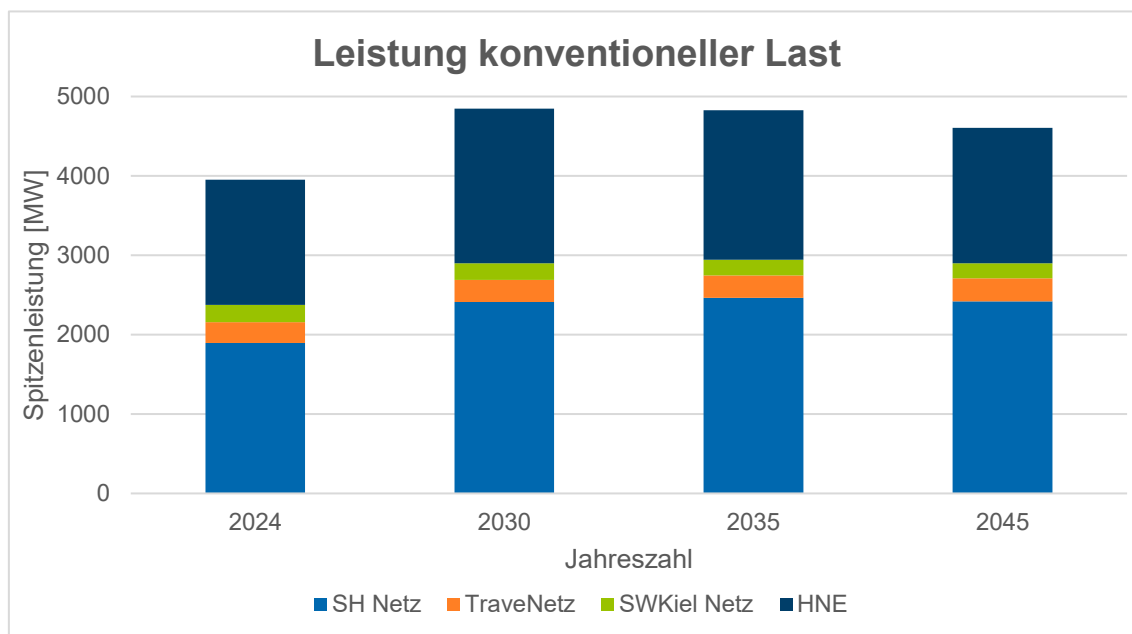


Abbildung 9: Entwicklung der konventionellen Last

Tabelle 5: Entwicklung der konventionellen Last

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	HNE
2024	1.895 MW	261 MW	220 MW	1.575 MW
2030	2.413 MW	276 MW	210 MW	1.950 MW
2035	2.463 MW	282 MW	200 MW	1.882 MW
2045	2.418 MW	290 MW	190 MW	1.708 MW

4.7 Entwicklung des Verbrauchs im Sektor Verkehr/Elektromobilität

Der Sektor Verkehr wird in der Planungsregion anhand der heutigen und zukünftigen Durchdringung der Elektrofahrzeuge (E-Fahrzeuge) je Netzgebiet eines beteiligten Netzbetreibers berechnet.

Jeder an der Planungsregion Nord beteiligte Netzbetreiber führt den folgenden Mechanismus mit den für sein Netzgebiet geltenden Parametern und Gegebenheiten durch.

Im ersten Schritt wird, wie in Abbildung 10 skizziert, die momentane Anzahl der E-Fahrzeuge und konventionellen Fahrzeuge bestimmt. Die Berechnung des Hochlaufs wird auf Grundlage von Daten der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur (NLL) ermittelt. Der

Endwert des Hochlaufs wird durch den erwarteten Ersatz der konventionellen Fahrzeuge durch E-Fahrzeuge bestimmt. Die beiden Werte werden abschließend durch eine natürliche Funktion zu einem kompletten Hochlauf in Einklang gebracht. Ebenso wurden die Ziele der Bundesregierung, sowie die Daten zur Entwicklung der Elektromobilität betrachtet, die durch die Nationale Leitstelle für Ladeinfrastruktur zur Verfügung gestellt wurden.

Um die Auswirkungen der Elektromobilität auf das Stromnetz zu bestimmen, werden die E-Fahrzeuge abschließend in eine Ladesäulenleistung umgerechnet. Dabei werden keine Gleichzeitigkeitsfaktoren angenommen. Die Ergebnisse sind Tabelle 6 und Abbildung 10 zu entnehmen.

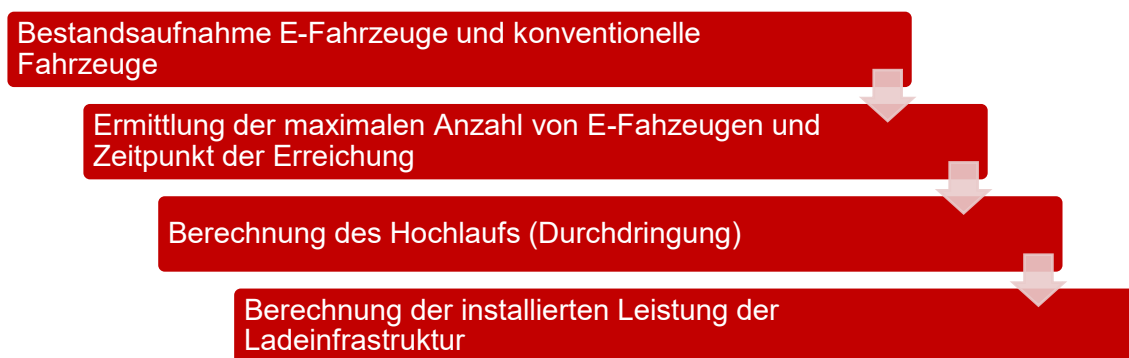


Abbildung 10: Prozessermittlung des Lastanstiegs im Sektor Verkehr

Weitere Ladesäulen-POI's (Point of Interest), werden nicht durch die beschriebene Methode abgebildet. Die Einbindung solcher Anlagen erfolgt je beteiligten Netzbetreiber im Rahmen eines Großkunden und findet sich in der konventionellen Last wieder.

Hierzu zählen:

- High-Power POI's
- Flottenladen
- Öffentlicher Nahverkehr (Bus und Bahn)
- Landstromanschlüsse

Tabelle 6: Entwicklung der Last im Sektor Verkehr

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	HNE
2024	141 MW	64 MW	34 MW	270 MW
2030	5.458 MW	136 MW	204 MW	406 MW
2035	7.419 MW	213 MW	336 MW	676 MW
2045	11.342 MW	293 MW	400 MW	954 MW

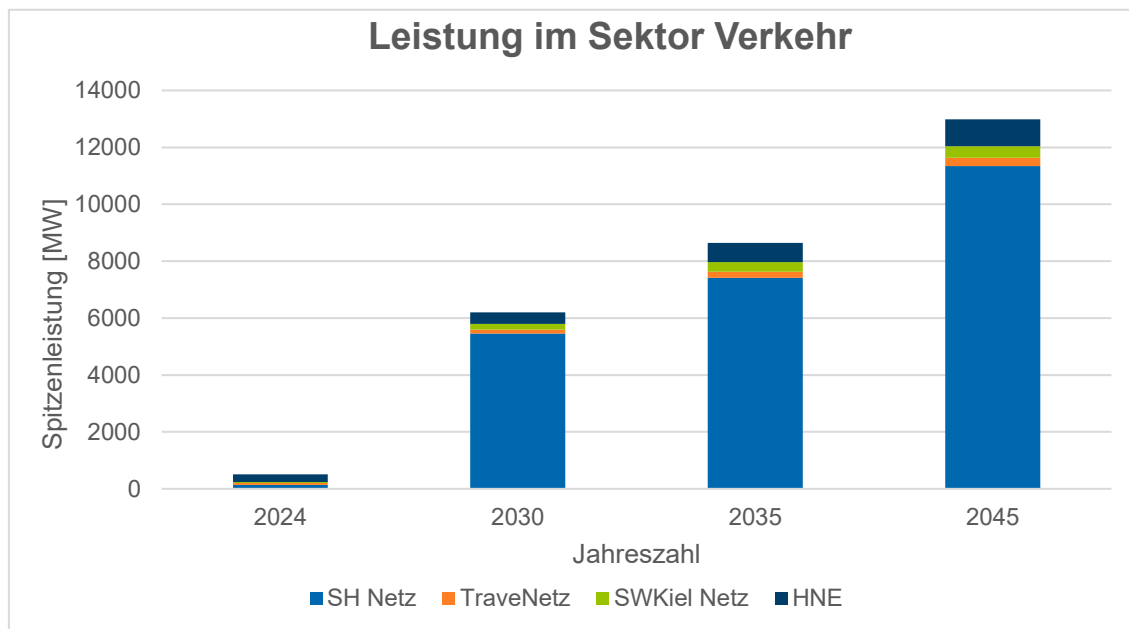


Abbildung 11: Entwicklung der Last im Verkehrssektor

4.8 Entwicklung im Sektor Wärme

Die Entwicklung im Sektor Wärme wird einen großen Einfluss auf die Energiewende und damit auf die Gestaltung des Stromnetzes haben. Der durch die Dekarbonisierung avisierte Wechsel von fossilen auf erneuerbare Energieträger geht mit einer starken Erhöhung der Wärmeerzeugung durch Strom einher. Dieser Bedarf kann durch unterschiedliche Technologien erreicht werden, die in den folgenden Unterkapiteln einzeln betrachtet werden.

4.8.1 Allgemeine Verbrauchsentwicklung

Um einen auslegungsrelevanten Netzzustand zu ermitteln, wird basierend auf den letzten Wetterjahren der kälteste Winter gesucht. Dieser war im Wetterjahr 2012. Aus den dort aufgetretenen Temperaturen wird der Wärmebedarf, später der Energiebedarf, ermittelt.

Um einen aktuellen Spitzenlastwert zu erhalten, welche den Wettereinfluss beinhaltet, wird der Maximalwert basierend auf historischen Höchstwerten skaliert.

4.8.2 Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen

Die Planungsregion Nord trifft die Annahme, dass ein nicht unwesentlicher Anteil des Wärmeenergiebedarfs von Haushalten und kleineren Gebäuden im GHD-Sektor in Zukunft über Strom gedeckt wird. Um den Wärmeenergiebedarf und so die benötigte elektrische Energie und Leistung festzustellen, geht die Planungsregion Nord wie folgt vor:

Im ersten Schritt wird die gesamte zu beheizende Fläche ermittelt. Aus dieser Fläche lässt sich die benötigte thermische Leistung ableiten. Unter Berücksichtigung der anderen Wärmeerzeuger wird die durch Wärmepumpen zu deckende Heizleistung festgestellt. Berücksichtigt werden in diesem Kapitel dezentrale Wärmepumpen (Haushaltswärmepumpen) mit einer Leistung im zweistelligen kW-Bereich. Über den COP-Wert kann die thermische Leistung in eine elektrische Leistung überführt werden. Dieser ist bei den genannten Haushaltswärmepumpen anlagenspezifisch zu wählen. Auch hier werden keine Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt, sondern die einzelnen Leistungen addiert.

Um zu prognostizieren, wie sich der Leistungsbezug durch Wärmepumpen in den nächsten Jahren entwickelt, orientiert sich die Planungsregion an den aktuellen politischen Zielen (Wärmewende). Weitergehende regionale Ziele werden dabei ebenfalls berücksichtigt. Der Startwert des Hochlaufs ergibt sich aus den aktuell installierten Wärmepumpen und deren Leistungsbedarf. Der Hochlauf mit den zugrundeliegenden Werten aus Tabelle 7 ist in Abbildung 12 zu sehen.

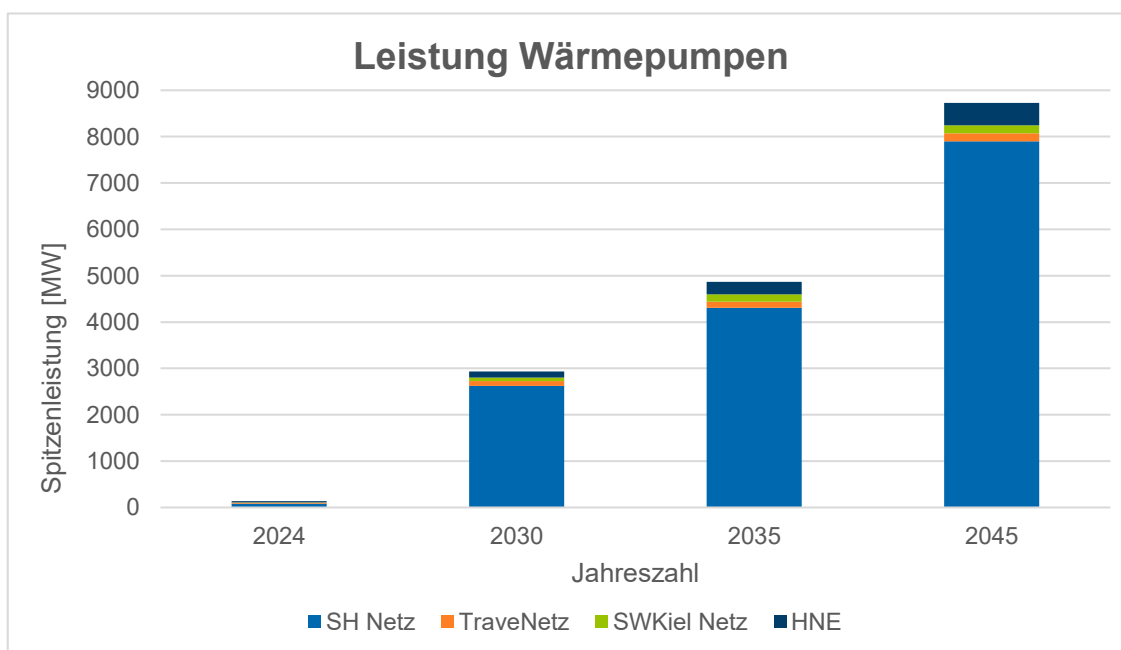


Abbildung 12: Entwicklung der Last durch Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen

Tabelle 7: Entwicklung der Last im Sektor Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	HNE
2024	85 MW	17 MW	6 MW	32 MW
2030	2.620 MW	110 MW	74 MW	133 MW
2035	4.306 MW	133 MW	163 MW	266 MW
2045	7.898 MW	171 MW	178 MW	484 MW

Bei einer Gegenüberstellung mit den Zahlen der ÜNB (aktueller Szenariorahmen) fällt auf, dass die Zahlen der VNB deutlich über den Prognosewerten der ÜNB liegen. Hier wird vermutet, dass der Unterschied aus unterschiedlichen Annahmen bei der Umrechnung der Energiemenge in eine installierte Leistung und den dabei verwendeten Parametern (z.B. COP) resultiert. Leider liegen der Planungsregion Nord die Umrechnungsparameter der ÜNB nicht vor, da im Szenariorahmen nur eine Jahresenergiemenge angegeben wird.

4.8.3 Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen

Das vorliegende Kapitel untersucht den zukünftigen elektrischen Leistungsbedarf der zentralen Fernwärme- sowie der dezentralen Nahwärmeversorgung die als zentrale Wärmelösung betrachtet wird. Gegenwärtig wird die Wärmebereitstellung überwiegend in fossil befeuerten Kraft- und Heizwerken realisiert; perspektivisch soll die Wärmeer-

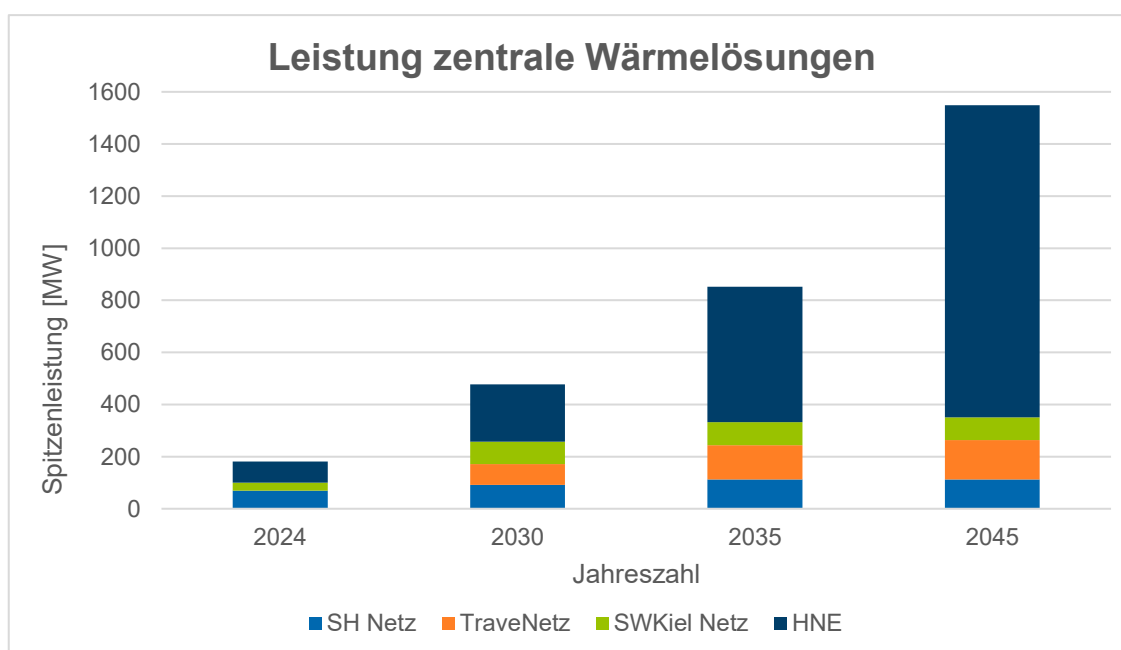


Abbildung 13: Entwicklung der Last durch zentrale Wärmelösungen

zeugung verstärkt aus erneuerbaren Quellen erfolgen, beispielsweise durch Großwärmepumpen oder Elektrodenkessel, die mit einem signifikanten elektrischen Leistungsbedarf einhergehen.

Die Prognose der künftigen Lasten stützt sich auf bereits bekannte Projekte im Netzgebiet der beteiligten Netzbetreiber und integriert darüber hinaus Erkenntnisse aus den kommunalen Wärmeplanungen.

Tabelle 8: Entwicklung der Last im Sektor Wärmepumpen für zentrale Wärmelösungen

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	HNE
2024	70 MW	0 MW	30 MW	81 MW
2030	91 MW	81 MW	86 MW	219 MW
2035	112 MW	132 MW	88 MW	520 MW
2045	112 MW	151 MW	88 MW	1.198 MW

4.8.4 Entwicklung sonstiger regenerativer Wärmeerzeugung

Die Entwicklung sonstiger Wärmeerzeuger, wie Pellet-, Hackschnitzel- und Holzheizungen, haben einen bisher aus Netzbetreibersicht nicht relevanten Anteil. Die Substitution von Erdgas durch Wasserstoff und Biogas in nennenswerten Größenordnungen wird für private Haushalte nicht angenommen, Einzelfallbetrachtungen für Nah- und Fernwärmenetze werden in den individuellen Regionen der VNB durchgeführt.

4.9 Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen (Flexibilitäten)

Die große Anzahl an öffentlich diskutierten Flexibilitäten, welche insbesondere Lasten wie E-Mobilität und Wärmepumpen betrifft, ist den VNB der Planungsregion Nord präsent. Eine Abschätzung des dadurch ermöglichten Potentials in der Auslegung des Netzes ist zu dem jetzigen Zeitpunkt nicht möglich und wird daher in diesem Regionalszenario nicht angewendet.

4.10 Kleinbatteriespeicher im Haushalt

Das Themenfeld der Speicher kann in Haushaltsbatteriespeicher, sowie in Großbatteriespeicher aufgliedert werden (Großbatteriespeicher siehe Kapitel 5.4).

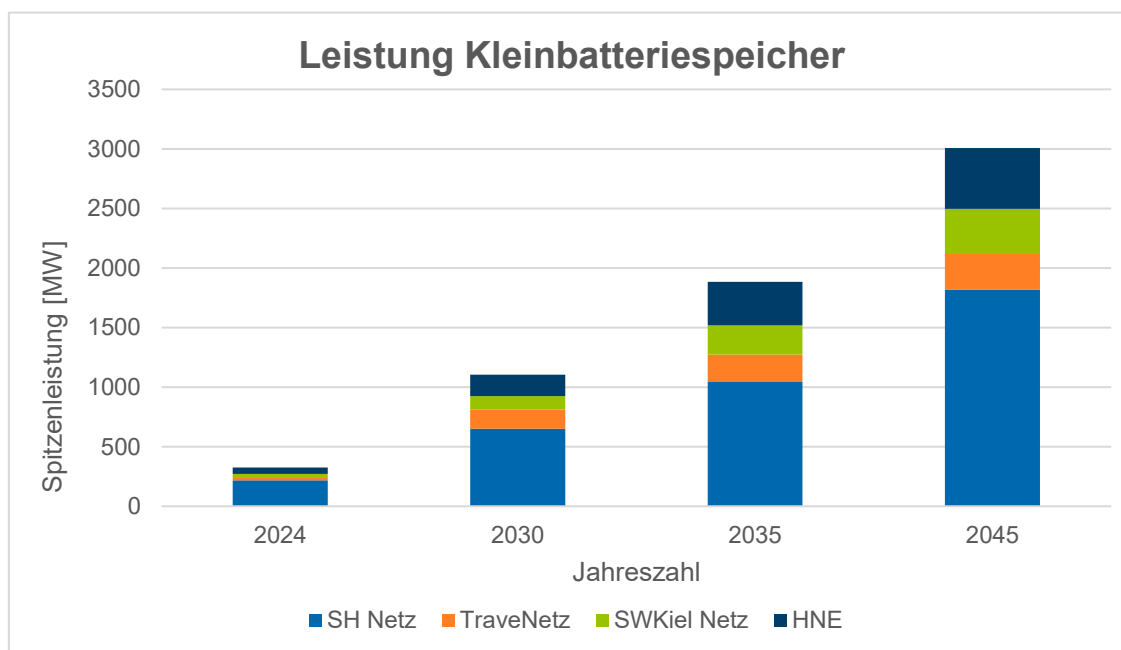


Abbildung 14: Aufteilung der installierten Leistung von Kleinbatteriespeichern

Es wird davon ausgegangen, dass bei der Neuerrichtung von PV-Dachanlagen Haushaltspeicher in der Größenordnung im niedrigen ein- bis zweistelligen kW-Bereich mit errichtet werden. Die Größenordnung steht im Zusammenhang mit der Größe der PV-Anlage.

Tabelle 9: Entwicklung der installierten Leistung von Kleinbatteriespeichern (< 1 MW)

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	HNE
2024	217 MW	27 MW	27 MW	53 MW
2030	650 MW	162 MW	113 MW	181 MW
2035	1.047 MW	226 MW	245 MW	366 MW
2045	1.816 MW	301 MW	380 MW	511 MW

4.11 Kapitelfazit

In diesem Kapitel wurden alle allgemeinen Trends von Lasten und Einspeisern bewertet und ein für die Netzgestaltung notwendiger Höchstbeitrag ermittelt. Diese allgemeinen Trends decken allerdings noch nicht alle Einflüsse auf das Netz ab.

5 Spezielle Anschlussanträge

Mit diesem Kapitel werden die noch fehlenden Einflüsse auf die Netzgestaltung ermittelt, um so das Verhalten der nicht allgemein abzubildenden Kunden darzustellen.

Entscheidend ist hier, dass primär die Größe des Projektes, d.h. die Einspeise- oder Bezugsleistung, darüber entscheidet, ob das Projekt im Netz der VNB oder direkt beim ÜNB angeschlossen wird. Im Regionalszenario sollen Prognosen für einzelne Kundengruppen abgegeben werden, die nur auf das VNB-Netz wirken. Die PR Nord versucht diese Herausforderung darüber zu lösen, dass sie im Text eindeutig adressiert, ob es sich um Prognosen nur für das VNB-Netz handelt, oder ob es sich um Prognosen für alle Spannungsebenen (inkl. dem ÜNB), mit einem nicht genauer definierten Anteil auf VNB-Ebene, handelt.

5.2 Punktuelle Großlasten

Punktuelle Großlasten, wie z.B. Rechenzentren, Elektrolyseure oder der zusätzliche Leistungsbedarf konkreter Industriekunden sind schwer über allgemeine Prognoseansätze vorhersagbar, da sie immer auf Grundlage von Einzelfallentscheidungen zustande kommen. Deshalb werden in diesem Kapitel primär konkrete Kundenprojekte mit fortgeschrittener Planungsreife angegeben (Projekte mit Reservierung bzw. Netzanschlusszusage durch den Netzbetreiber).

5.2.1 Elektrolyseure

Elektrolyseure zählen zu den Systemflexibilitäten. Sie helfen, etwaige Überschüsse aus erneuerbaren Energien aufzunehmen und tragen zur Systemstabilität bei. Elektrolyseure können ein Treiber des Stromverbrauchs in der Planungsregion Nord werden. Aktuell sind die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Elektrolyseure schwierig, so dass ein Großteil der Projekte in Deutschland eingestellt wurde. Deshalb ist es umso schwieriger, Prognosen und Szenarien für den Zubau an Elektrolysekapazitäten zu erstellen. Gleichzeitig ist offen, welche Leistungsgröße die prognostizierten Elektrolyseure in Norddeutschland haben werden und folglich, ob sie am VNB-Netz oder am ÜNB-Netz angeschlossen werden. Die PR Nord geht hier davon aus, dass der Großteil der zu erwartenden Elektrolysekapazitäten am ÜNB-Netz angeschlossen wird. Das hat zwei Gründe, zum einen werden die Projekte aufgrund von Skalierungseffekten mit steigender Größe wirtschaftlicher, zum anderen ist ein Anschluss ans Wasserstoff-Kernnetz – gerade bei größeren Projekten - zwingend erforderlich. Bei einer Gegenüberstellung des geplanten Leitungsverlaufes des Wasserstoff-Kernnetzes mit den Hochspannungsnetzen der VNB in der PR-Nord stellte sich heraus, dass es kaum Überschneidungen gibt, und somit

kaum mögliche Standorte für Elektrolyseure. Die Schlussfolgerung der PR Nord ist daher, dass der weit überwiegende Teil potenzieller Elektrolyseure nicht im VNB-Netz, sondern direkt beim ÜNB angeschlossen wird.

Aus diesem Grund hat sich die PR Nord entschieden, in diesem Regionalszenario lediglich die Projekte anzugeben, die bereits eine konkrete Netzanschlusszusage bei einem VNB haben. Darüber hinaus werden mit hoher Wahrscheinlichkeit noch weitere Projekte bis 2045 hinzukommen, so dass die Werte in der Tabelle die untere Grenze der erwarteten Elektrolysekapazitäten darstellen.

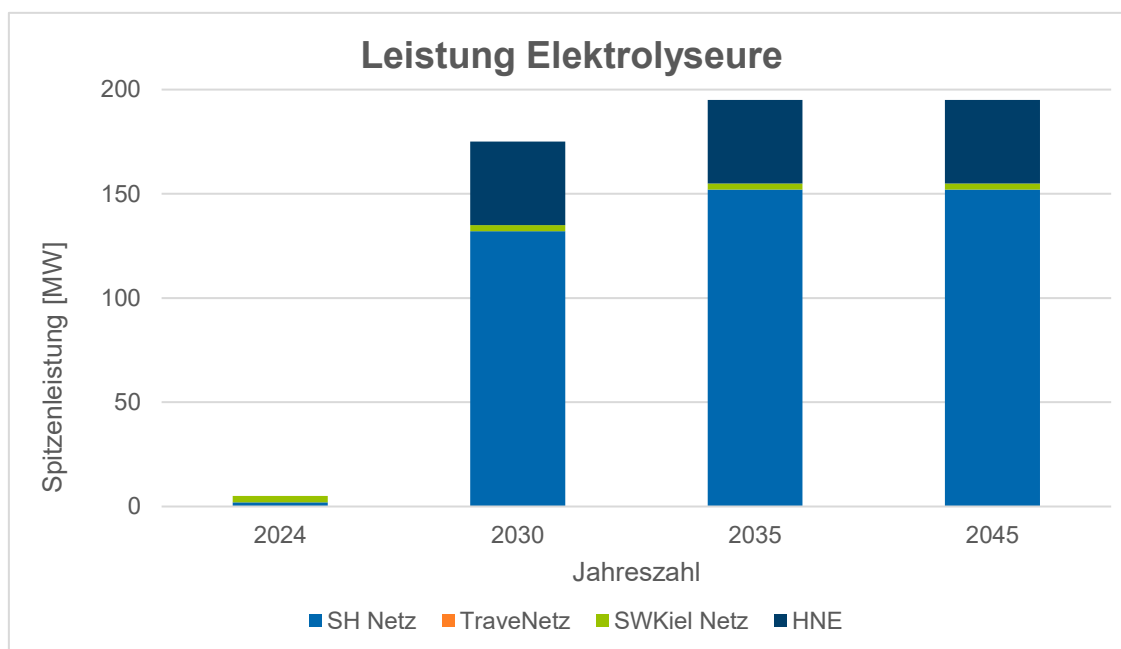


Abbildung 15: Entwicklung der installierten Leistung von Elektrolyseuren

Tabelle 10: Entwicklung der installierten Leistung von Elektrolyseuren

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	HNE
2024	2 MW	0 MW	3 MW	0 MW
2030	132 MW	0 MW	3 MW	40 MW
2035	152 MW	0 MW	3 MW	40 MW
2045	152 MW	0 MW	3 MW	40 MW

5.2.2 Rechenzentren

Rechenzentren können ebenfalls ein wesentlicher Treiber des Stromverbrauchs in der Planungsregion Nord werden. Die Daten beruhen auf einer Top-down-Regionalisierung des NEP-Szenariorahmens, ergänzt durch konkrete Anfragen und Anmeldungen aus dem Netzgebiet. Hier wurde für Schleswig-Holstein die Prognose der ÜNB von 500 MW übernommen (die ÜNB prognostizieren für die Planungsregion in Summe 400 bis 600 MW), ohne dass verbindliche Projekte in der Größenordnung vorliegen. Auch hier ist wichtig zu wissen, dass die 500 MW als Prognose der ÜNB für alle Spannungsebenen prognostiziert wurden, d.h. inkl. Anschlusspunkten direkt beim ÜNB. Wie unter 5.1 bereits erläutert, ist es auch hier schwierig zu prognostizieren, welcher Anteil davon beim VNB und welcher beim ÜNB angeschlossen wird. Im Gegensatz zu den Elektrolyseuren und aufgrund der aktuellen Anfragesituation bei den VNBs in der PR Nord wird vermutet, dass ein nennenswerter Anteil der zu erwartenden Rechenzentren in der Hochspannung bei den VNB angeschlossen wird. Aufgrund der aktuellen wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen wird dabei davon ausgegangen, dass die Anschlüsse von Rechenzentren bis 2030 ihren Maximalwert erreichen. Für 2024 gibt es eine Nullmeldung, da alle bereits vorhandenen Rechenzentren in der konventionellen Last enthalten sind.

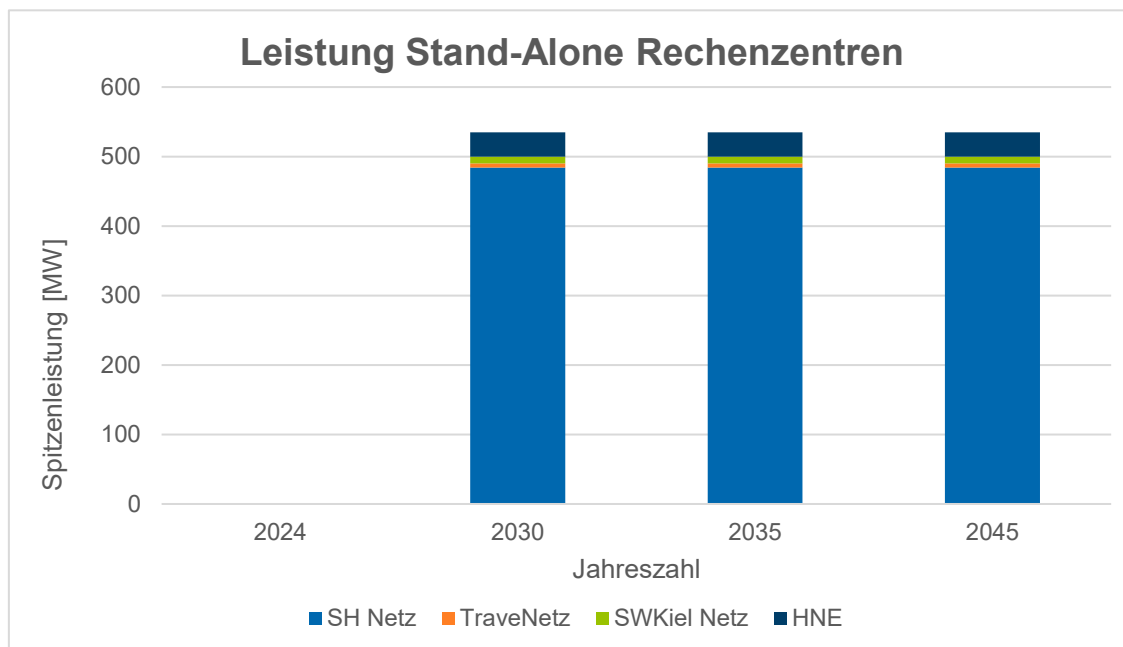


Abbildung 16: Entwicklung der installierten Leistung von Rechenzentren

Tabelle 11: Entwicklung der installierten Leistung von Rechenzentren

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	HNE
2024	0 MW	0 MW	0 MW	In konventioneller Last enthalten
2030	484 MW	6 MW	10 MW	35 MW
2035	484 MW	6 MW	10 MW	35 MW
2045	484 MW	6 MW	10 MW	35 MW

5.2.3 Sonstige punktuelle Großlasten

Sonstige Punktuelle Großlasten sind in der konventionellen Last berücksichtigt, siehe Kapitel 4.5.

5.3 Punktuelle Großeinspeiser

Auch für punktuelle Großeinspeiser wird ähnlich wie bei den Großlasten vorgegangen. Auch diese können in Prognosen oder Szenarien schlecht vorhergesagt werden, und kommen daher erst dann in der Netzplanung vor, sobald eine konkrete Anmeldung vorliegt. Der benötigte Netzausbau durch punktuelle Großeinspeiser ergibt sich simultan zu dem der Großlasten, jedoch werden andere Berechnungen und Grenzwerte zugrunde gelegt.

5.4 Konventionelle Kraftwerke

Konventionelle Kraftwerke sind punktuelle Großeinspeiser. Es wird angenommen, dass alle Kraftwerke spätestens 2040 auf Grundlage eines klimaneutralen Brennstoffs betrieben werden.

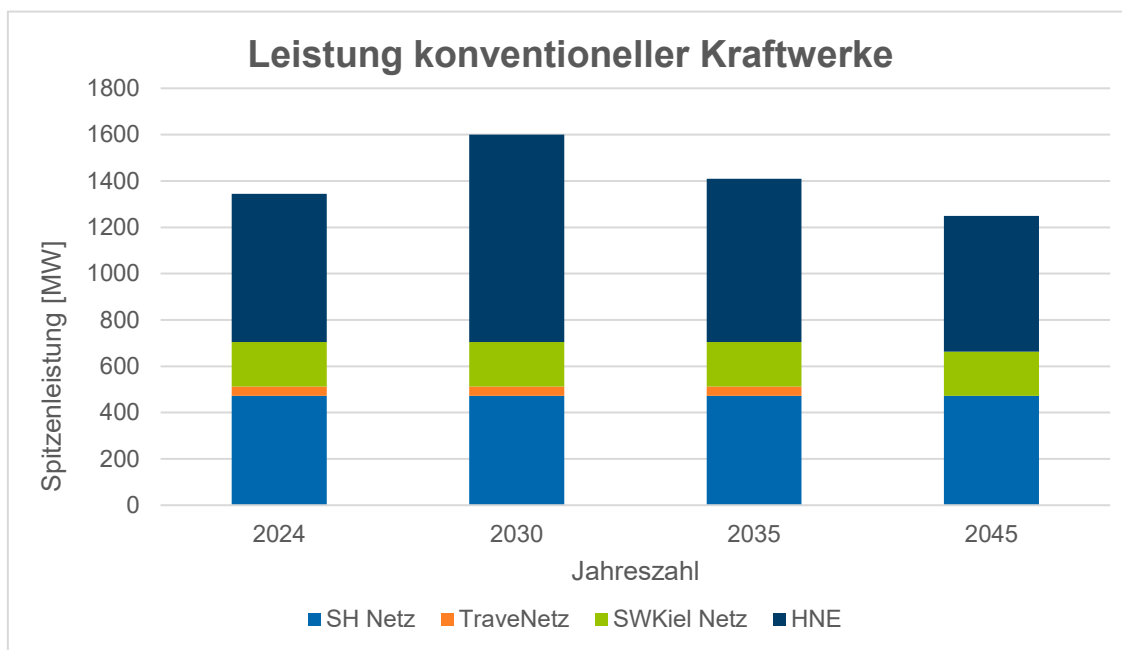


Abbildung 17: Aufteilung der installierten Leistung von konventionellen Kraftwerken

Tabelle 12: Entwicklung der Installierten Leistung von konventionellen Kraftwerken

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	HNE
2024	472 MW	41 MW	191 MW	641 MW
2030	472 MW	41 MW	191 MW	896 MW
2035	472 MW	41 MW	191 MW	706 MW
2045	472 MW	0 MW	191 MW	586 MW

5.5 Großbatteriespeicher

Aktuell liegt das Antragsvolumen für Großbatteriespeicher bei den VNB in der PR Nord bei ca. 30 GW, wobei die Anfragen die Netzanschlussmöglichkeiten um ein Vielfaches übersteigen. Der Zuwachs an Batteriespeichern, insbesondere der Großbatteriespeicher (als Großbatteriespeicher gilt ein Speicher ab 1 MW Leistung), ist schwierig zu prognostizieren und mit einer hohen Unschärfe behaftet. Deshalb wurden auch hier – analog zu

den Rechenzentren – die Prognosen der ÜNB aus dem aktuellen Szenariorahmen übernommen. Diese gehen von bis zu 3 GW an installierter Leistung von Großbatteriespeichern in Schleswig-Holstein aus. Diese Leistung gilt für Anschlüsse am Netz der ÜNB und der VNB, eine genauere Aufschlüsselung der Verteilung ist hier nicht möglich. Von den in Summe ca. 3 GW sind bereits jetzt über 900 MW Großspeicherleistung verbindlich an Netzanschlusspunkten beim ÜNB reserviert. Diese Netzanschlusspunkte beim ÜNB haben einen direkten Einfluss auf das Hochspannungsnetz der SH Netz. Aus diesem Grund findet keine Aufschlüsselung der Prognosen auf einen ÜNB- und einen VNB-Anteil statt. Des Weiteren sind mit Stand 31.12.2025 bereits ein 100-MW-Großbatteriespeicher sowie ein 50-MW-Großbatteriespeicher im Hochspannungsnetz der SH Netz angeschlossen.

Die in Tabelle 14 unter SH Netz angegebenen Werte stellen Prognosen für Anschlüsse im VNB- und ÜNB-Netz dar, eine konkrete Herunterbrechung der Werte auf das VNB-Netz wird hier nicht durchgeführt. Des Weiteren ist fast die Hälfte der prognostizierten Anschlussleistung bereits an Projekte verbindlich vergeben worden. Aufgrund der wirtschaftlichen und gesetzlichen Rahmenbedingungen wird davon ausgegangen, dass der überwiegende Teil der Großbatteriespeicher bis 2030 ans Netz der VNB angeschlossen sein wird.

Für alle Großbatteriespeicherspeicher, die ans Netz der VNB angeschlossen werden, gilt die Voraussetzung, dass sie sich netzneutral verhalten müssen.

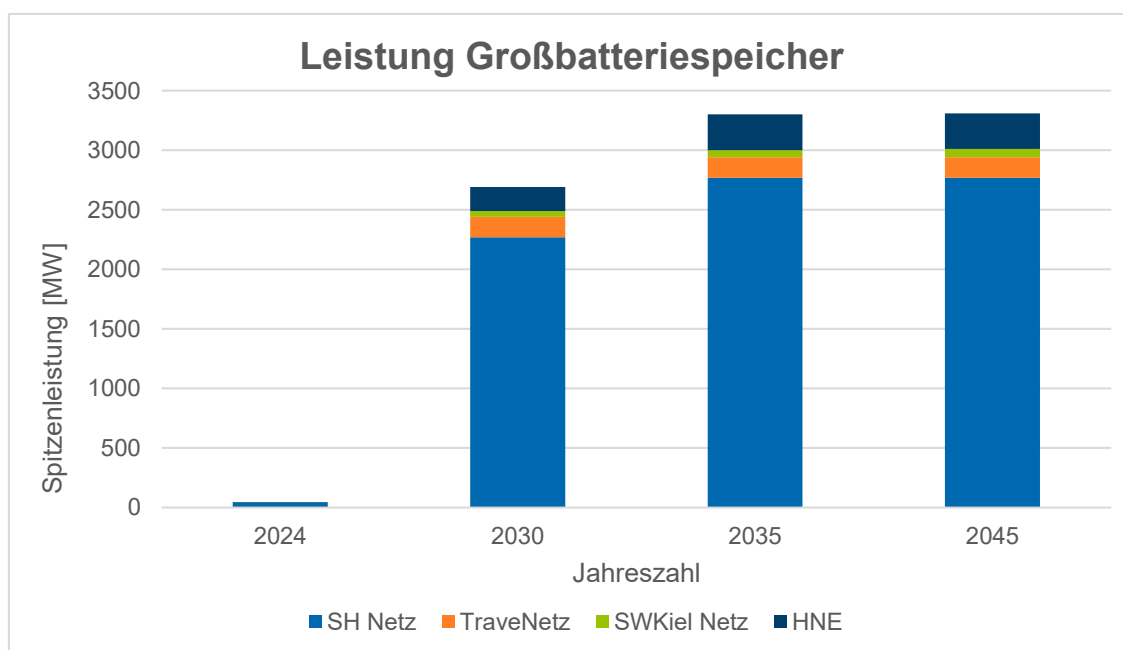


Abbildung 18: Entwicklung der installierten Leistung der Großbatteriespeicher

Tabelle 13: Entwicklung der installierten Leistung der Großbatteriespeicher

Jahr	SH Netz	TraveNetz	SWKiel Netz	HNE
2024	41 MW	0 MW	0 MW	6 MW
2030	2.270 MW ¹⁾	170 MW	50 MW	200 MW
2035	2.770 MW ¹⁾	170 MW	60 MW	300 MW
2045	2.770 MW ¹⁾	170 MW	70 MW	300 MW

1) Davon sind bereits >900 MW verbindlich bei der TenneT (ÜNB) und >200 MW verbindlich bei der SH Netz reserviert

5.6 Höchstspannungsanlagen

Am Höchstspannungsnetz angeschlossene Anlagen finden im Regionalszenario keine Betrachtung. Es wird davon ausgegangen, dass diese im Höchstspannungsnetz rückwirkungsfrei auf die Anlagen des Hochspannungsnetzes betrieben werden können und so keine Auswirkungen auf die Netzgestaltung im Regionalszenario haben. Einzige Ausnahme bilden hier die in den Kapiteln 5.2.2 (Rechenzentren) und 5.5 (Großbatteriespeicher) beschriebenen Prognosen für die installierte Leistung bei der SH Netz. Bei diesen zwei Kundengruppen ist es nicht möglich zu prognostizieren, welcher Anteil der Gesamtleistung am ÜNB- oder VNB-Netz angeschlossen wird, da dafür allein die Größe des Kundenprojektes und die individuelle Netzsituation vor Ort entscheidend ist. Um ein Beispiel zu nennen – es wären sowohl 3 Großbatteriespeicher mit je 100 MW installierter Leistung denkbar als auch ein Großbatteriespeicher mit 300 MW. Im ersten Fall wäre der komplette Netzanschluss beim VNB, im zweiten Fall beim ÜNB.

5.7 Systemdienstleistungen

Das Regionalszenario geht nicht auf durch Marktprozesse implementierte Inselbetriebsfähigkeit, Blindleistung, Kurzschlussstrom oder Schwarzstartfähigkeit und daraus abgeleitete Anforderungen ein.

5.8 Anforderungen bezüglich kritischer Infrastruktur

Anforderungen bezüglich kritischer Infrastruktur werden im Einzelfall durch die VNB berücksichtigt, können aber in der Regel nicht prognostiziert oder in Szenarien vorhergesagt werden – eine pauschale Berücksichtigung findet daher nicht statt.

5.9 Marktmodell

In der Planungsregion Nord kommen keine Marktmodelle zur Anwendung.

5.10 Kapitelfazit

Mit dem Verhalten der nicht allgemein abbildbaren Kunden liegt nun das Verhalten und die Leistungen aller in der Netzplanung zu berücksichtigenden Größen vor und können für die Erstellung des Netzausbauplanes genutzt werden.

6 Zusammenfassung in Zahlen

Hier sind die Tabellen der PR Nord aufgelistet, die separat in maschinenlesbarer Form durch den BDEW auf www.vnbdigital.de hochgeladen wurden. Dabei wurde auf die Spalte mit den Anmerkungen verzichtet, da im Textdokument die Hintergründe zu den jeweiligen Zahlen ausführlich beschrieben werden. Die Vergleichszahlen der ÜNB werden hier der Übersicht halber nicht aufgelistet. Sie sind aber auf www.vnb.digital.de jederzeit abrufbar.

Die Tabelle 14 stellt die installierten Leistungen (mit Ausnahme der konventionellen Last, bei der Gleichzeitigkeitsfaktoren verwendet wurden) der einzelnen Kategorien für die gesamte PR Nord dar. In Tabelle 15 sind diese Werte einzeln je VNB aufgelistet.

Tabelle 14: Entwicklung der installierten Leistung in der PR Nord (in MW)

Anlagenart	Bestand	Prognosen		
	2024	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	2047	4527	6360	8972
Photovoltaik Freifläche (MWp)	1430	4704	7715	10034
Windenergie an Land	8582	13821	15840	18894
Windenergie auf See	0	0	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	585	602	602	600
Konventionelle Kraftwerke	1345	1600	1410	1249
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	140	2937	4868	8731
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	181	478	852	1549
Elektromobilität	509	6204	8644	12989
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft) ¹⁾	3951	4849	4827	4606

Stand-alone Rechenzentren	0	535	535	535
Elektrolyseure	5	175	195	195
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	328	1106	1884	3008
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	47	2700	3300	3300
Pumpspeicher	120	120	120	120

¹⁾ Verwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren

Tabelle 15: Entwicklung der installierten Leistung aufgeschlüsselt nach VNB in der PR Nord (in MW)

Netz- betreiber	Anlagenart	Be- stand	Prognosen		
		2024	2030	2035	2045
Hamburger Energie- netze	Photovoltaik auf oder an Gebäu- den (MWp)	192	750	1270	1580
	Photovoltaik Freifläche (MWp)	1	17	25	34
	Windenergie an Land	124	155	155	155
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	34	50	50	50
	Konventionelle Kraftwerke	641	896	706	586
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	32	133	266	484
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	81	219	520	1198
	Elektromobilität	270	406	676	954
	Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, In- dustrie, Landwirtschaft) ¹⁾	1575	1950	1882	1708
	Stand-alone Rechenzentren	0	35	35	35
	Elektrolyseure	0	40,4	40,4	40,4
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	53	181	366	511
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	6	200	300	300
	Pumpspeicher	120	120	120	120

Schleswig-Holstein Netz	Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	1677	3207	4169	6094
	Photovoltaik Freifläche (MWp)	1426	4205	7070	9267
	Windenergie an Land	8314	13078	14976	17929
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	510	510	510	510
	Konventionelle Kraftwerke	472	472	472	472
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	85	2620	4306	7898
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	70	91	112	112
	Elektromobilität	141	5458	7419	11342
	Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft) ¹⁾	1895	2413	2463	2418
	Stand-alone Rechenzentren	0	484	484	484
	Elektrolyseure	2	132	152	152
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	217	650	1047	1816
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	41	2270	2770	2770
	Pumpspeicher	0	0	0	0
SWKiel Netz	Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	43	160	348	537
	Photovoltaik Freifläche (MWp)	0	112	210	260
	Windenergie an Land	5	73	119	170
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	10	10	10	10
	Konventionelle Kraftwerke	191	191	191	191
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	6	74	163	178
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	30	86	88	88
	Elektromobilität	34	204	336	400
	Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft) ¹⁾	220	210	200	190
	Stand-alone Rechenzentren	0	10	10	10
	Elektrolyseure	2,5	2,5	2,5	2,5

	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	27	113	245	380
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	60	60	60
	Pumpspeicher	0	0	0	0
TraveNetz	Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	135	410	573	761
	Photovoltaik Freifläche (MWp)	3	370	410	473
	Windenergie an Land	139	515	590	640
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	31	32	32	30
	Konventionelle Kraftwerke	41	41	41	0
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	17	110	133	171
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	82	132	151
	Elektromobilität	64	136	213	293
	Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft) ¹⁾	261	276	282	290
	Stand-alone Rechenzentren	0	6	6	6
	Elektrolyseure	0	0	0	0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	31	162	226	301
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	170	170	170
	Pumpspeicher	0	0	0	0

¹⁾ Verwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren

7 Fazit und Ausblick

Das Regionalszenario hat die Unterschiede zwischen den einzelnen VNB verdeutlicht, indem die Neudimensionierung des Netzes im ländlichen hauptsächlich durch den Anstieg der erneuerbaren Energien getrieben wird, wobei die Städte durch den Anstieg an Lasten durch die Elektrifizierung der verschiedenen Sektoren geprägt ist. Es erscheint daher sehr wahrscheinlich, dass der Ausbaubedarf und die hierfür notwendige Geschwindigkeit deutlich zunehmen wird, wobei eine enge und spannungsebenenübergreifende Zusammenarbeit aller Netzbetreiber vonnöten ist.

Wo dieser Netzausbaubedarf der VNB in der Örtlichkeit genau liegen wird, und wie groß dieser sein wird, ist Inhalt der jeweiligen NAP, welche 10 Monate nach dem Regionalszenario erscheinen werden. Dort werden Maßnahmen für die nächsten 5 und 10 Jahre beschrieben.

Nach dem erstmaligen Erstellen des Regionalszenarios im Jahr 2023 wird dieses in allen ungeraden Jahren in der Planungsregion Nord erstellt, welches die Grundlage für die darauf aufbauenden NAP darstellt. Diese Pläne werden von den einzelnen veröffentlichungspflichtigen VNB bis zum im EnWG §14d) spezifizierten Datum publiziert.

Die folgenden konkreten Fristen sind zur Veröffentlichung gesetzt worden:

- Regionalszenario: 10 Monate vor dem Netzausbauplan (beginnend zum 31.12.2025)
- Netzausbauplan: bis 31. Oktober jedes zweiten Jahres, beginnend mit dem Jahr 2026.

Die Informationen und Dokumente werden auf www.vnbdigital.de veröffentlicht.

8 Literaturverzeichnis

In diesem Kapitel werden die den VNB der Planungsregion Nord bekannten Quellen, welche in die Erstellung des Szenarios mit eingeflossen sind, dargestellt.

Dies können Links sein, eigene Untersuchungen, Untersuchungen dritter oder Annahmen, die bislang in den Häusern getroffen worden sind.

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2024), „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmen-entwurf_NEP2037_2025_0.pdf (19.12.2025)
- Bundesministerium der Justiz (2025), „Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2023 §4 Ausbaupfad“ https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_4.html (19.12.2025)
- Bundesnetzagentur (2025), „Marktstammdatenregister“, <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/> (19.12.2025)
- Bundesnetzagentur (2025), „Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (Version 2025)“, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-04/250430_Genehmigung_Szenariorahmen_2025.pdf (12.12.2025)
- Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V (2023), „Branchenstudie 2023: Marktentwicklung – Prognose – Handlungsempfehlungen“, https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/05_Presse/01_Pressemitteilungen/BWP_Branchenstudie_2023_DRUCK.pdf (19.12.2025)
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2019), „Wie heizt Schleswig-Holstein?“, https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Heizungsmarkt_Regionalbericht_Schleswig-Holstein.pdf (19.12.2025)
- CDU Schleswig-Holstein, Bündnis 90/Die Grünen Landesverband Schleswig-Holstein (2022), „Ideen verbinden. Chancen nutzen. Schleswig-Holstein gestalten. Koalitionsvertrag 2022-2027“, https://sh-gruene.de/wp-content/uploads/2022/06/Koalitionsvertrag-2022-2027_.pdf (22.06.2023)
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2022), „Gutachten Photovoltaik- und Solarthermie-Ausbau in Schleswig-Holstein“, https://www.schleswig-holstein.de/DE/fachinhalte/E/energiewende/Downloads/gutachtenPV_ST_Ausbau.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (19.12.2025)
- Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE; Bosch & Partner GmbH (2022), „Flächenpotentiale der Windenergie an Land 2022“, Studie im Auftrag des Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), <https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/01-mensch->

- und-umwelt/02-planung/20220920_BWE_Flaechenpotentiale_Windenergie_an_Land.pdf (12.12.2025)
- Hamburger Energienetze GmbH, „Pflichtveröffentlichungen“, <https://www.hamburger-energienetze.de/ueber-uns/gesetze-pflichten/pflichtveroeffentlichungen> (19.12.2025)
 - Land Schleswig-Holstein (2025), „Gesetz zur Energiewende und zum Klimaschutz in Schleswig-Holstein (EWKG)“, <https://www.schleswig-holstein.de/DE/fachinhalte/K/klimaschutz/energiewendeKlimaschutzgesetz> (19.12.2025)
 - Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und Natur des Landes Schleswig-Holstein (2025), „Monitoringbericht Energiewende und Klimaschutz in Schleswig-Holstein 2025“, https://www.schleswig-holstein.de/DE/landesregierung/themen/energie/energiewende/Daten/pdf/Monitoringbericht2025.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (19.12.2025)
 - Ministerium für Energiewende, Klimaschutz, Umwelt und Natur des Landes Schleswig-Holstein (2022), „Energiebilanz und CO₂-Bilanzen für Schleswig-Holstein 2018“, https://www.statistik-nord.de/fileadmin/Dokumente/EB_CO2_SH_2018.pdf (19.12.2025)
 - NOW GmbH, „StandortTOOL - Ladebedarfe bis 2030“, <https://www.standort-tool.de/strom/ladebedarfe/> (19.12.2025)
 - Planungsregion Nord (2023), „Regionalszenario 2023“, <https://www.vnbdigital.de/gateway/files?serviceName=vnb&fileId=64993cfc9b70ff2eebc83d50&preview=1> (19.12.2025)
 - Schleswig-Holstein Netz GmbH, „Strukturdaten und netzrelevanten Daten“, <https://www.sh-netz.com/de/schleswig-holstein-netz/netzinformation/strom/strukturdaten.html> (19.12.2025)
 - Stadtwerke Kiel AG, „Erleben Sie E-Mobilität mit den Stadtwerken Kiel - Das Stromfahrerportal“, <https://www.stadtwerke-kiel.de/privatkunden/angebote-tarife/e-mobilitaet> (19.12.2025)
 - Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein (2019), „Bevölkerungsentwicklung 2019 bis 2040 in Schleswig-Holstein“, https://www.statistik-nord.de/fileadmin/Dokumente/Statistische_Berichte/bevoelkerung/A_I_8_j_SH/A_I_8_j19_SH.pdf (19.12.2025)
 - TraveNetz GmbH, „Netzdaten Strom“, <https://www.travenetz.de/ueber-uns/netzgebiet/netzdaten/#strom> (14.10.2025.06.2023)
 - Stadtwerke Kiel Netz GmbH, „Strukturdaten Stromnetz“, <https://www.swkiel-netz.de/unsere-netze/strom/kennzahlen/strukturdaten> (19.12.2025)
 - Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) e.V. (2025), „Hintergrundpapier Windenergie“, <https://www.vde.com/resource/blob/2392998/51482330cbf99d5ee0b5eba8afb8793b/download-hp-wind-energie-data.pdf> (12.12.2025)

9 Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
COP	Coefficient of Performance
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GW	Gigawatt
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
MW	Megawatt
NAP	Netzausbauplan
NEP	Netzentwicklungsplan
NLL	Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
POI	Point of Interest
PV	Photovoltaik
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SH	Schleswig-Holstein
SLP	Standardlastprofil
TWh	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

10 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Beispielhafte Sigmoidfunktion.....	13
Abbildung 2: Bestimmung des Leistungspotenzials der Onshore-Windkraft.....	15
Abbildung 3: Aufteilung der installierten Leistung von Onshore-Windkraft.....	16
Abbildung 4: Bestimmung des Leistungspotenzials der PV-Freiflächen.....	17
Abbildung 5: Aufteilung der installierten Leistung von PV-Freiflächen.....	18
Abbildung 6: Bestimmung des Leistungspotenzials der PV-Dachanlagen.....	19
Abbildung 7: Aufteilung der installierten Leistung von PV-Dachanlagen.....	19
Abbildung 8: Entwicklung der installierten Leistung sonstiger erneuerbarer Erzeugung	21
Abbildung 9: Entwicklung der konventionellen Last.....	23
Abbildung 10: Prozessermittlung des Lastanstiegs im Sektor Verkehr.....	24
Abbildung 11: Ermittlung der Last im Verkehrssektor.....	25
Abbildung 12: Entwicklung der Last durch Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen.....	26
Abbildung 13: Entwicklung der Last durch zentrale Wärmepumpen.....	27
Abbildung 14: Aufteilung der installierten Leistung von Kleinbatteriespeichern.....	29
Abbildung 15: Entwicklung der installierten Leistung von Elektrolyseuren.....	31
Abbildung 16: Entwicklung der installierten Leistung von Rechenzentren.....	32
Abbildung 17: Aufteilung der installierten Leistung von konventionellen Kraftwerken...	34
Abbildung 18: Entwicklung der installierten Leistung der Großbatteriespeicher.....	35

11 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Entwicklung der installierten Leistung von Onshore-Windkraft	16
Tabelle 2:	Entwicklung der installierten Leistung von PV-Freiflächen.....	18
Tabelle 3:	Entwicklung der installierten Leistung von PV-Dachanlagen	20
Tabelle 4:	Entwicklung der installierten Leistung sonstiger erneuerbarer Erzeugung.....	21
Tabelle 5:	Entwicklung der konventionellen Last.....	23
Tabelle 6:	Entwicklung der Last im Sektor Verkehr.....	24
Tabelle 7:	Entwicklung der Last im Sektor Wärmepumpen für dezentrale Wärmelösungen	27
Tabelle 8:	Entwicklung der Last im Sektor Wärmepumpen für zentrale Wärmelösungen.....	28
Tabelle 9:	Entwicklung der installierten Leistung von Kleinbatteriespeichern (< 1 MW).....	29
Tabelle 10:	Entwicklung der installierten Leistung von Elektrolyseuren.....	31
Tabelle 11:	Entwicklung der installierten Leistung von Rechenzentren.....	33
Tabelle 12:	Entwicklung der installierten Leistung von konventionellen Kraftwerken.....	34
Tabelle 13:	Entwicklung der installierten Leistung der Großbatteriespeicher... ..	36
Tabelle 14:	Entwicklung der installierten Leistung in der PR Nord (in MW).....	38
Tabelle 15:	Entwicklung der installierten Leistung aufgeschlüsselt nach VNB in der PR Nord (in MW).....	39