Netzausbauplan 2026

Bericht gemäß § 14d EnWG der AllgäuNetz GmbH & Co. KG

Anforderung an die Berichte seitens der Bundesnetzagentur
Stand August 2026

Stand: Oktober 2026

Impressum:

AllgäuNetz GmbH & Co. KG
Illerstr. 18
87435 Kempten
Tel. 0831/96006-0
E-Mail: netzanschluesse@allgaeunetz.com
Registergericht Kempten
Registernummer: HRA 8445
Komplementärin: AllgäuNetz Verwaltungs GmbH
Registergericht: Amtsgericht Kempten
Registernummer: HRB 8943
Geschäftsführer: Volker Wiegand

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung 5
2. Planungsgrundlagen 8
3. Netzdimensionierende Netzausbauplanung 11
4. Nicht netzdimensionierende Ausbaubedarf 13
5. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen 14
6. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG 15
7. Stellungnahmen 15

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
EFH	Einfamilienhaus
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
HS	Hochspannung
kV	Kilovolt
KSG	Klimaschutzgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MaStR	Marktstammdatenregister
MFH	Mehrfamilienhaus
MS	Mittelspannung
MW	Megawatt
MVA	Megavoltampere
NAP	Netzausbauplan
NEP	Netzentwicklungsplan
NEST	Netzanschlusskostenverrechnung mit Lenkungswirkung
NLL	Nationale Leitstelle für Ladeinfrastruktur
NOVA	Netz-Optimierung vor Netz-Verstärkung vor Netz-Ausbau
NOXVA	NOVA mit zusätzlich netzdienlichem Einsatz von Flexibilitätsoptionen
NS	Niederspannung
nVNB	nachgelagerter Verteilnetzbetreiber
PPAs	Power Purchase Agreements
PR	Planungsregion
PV	Photovoltaik
SWM	Stadtwerke München
TWh	Terawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VNB	Verteilnetzbetreiber

1. Einleitung

Beschreibung der aktuellen Versorgungsaufgabe

Als regionaler Strom-Verteilnetzbetreiber im Schwaben Allgäu ist die AllgäuNetz GmbH & Co. KG der Ansprechpartner für das Stromnetz.
AllgäuNetz ist eine mittelgroße Netzgesellschaft der Gesellschafter:

- Allgäuer Überlandwerk GmbH
- Allgäuer Kraftwerke GmbH
- Energieversorgung Oberstdorf GmbH
- Energiegenossenschaft Oy-Mittelberg eV
- Energiegenossenschaft Mittelberg e.V.

Mit rund 205 Mitarbeitern, verteilt auf mehrere Standorte, betreiben wir mit einer 24/7 erreichbaren Netzleitstelle das Stromversorgungsnetz und sorgen an allen Tagen im Jahr für einen zuverlässigen und sicheren Stromnetzbetrieb.
Dabei gewährleisten wir einen diskriminierungsfreien Netzzugang für die Einwohner im Netzgebiet. Mit engagierten Mitarbeitern, zukunftsorientierten Aus- und Umbaukonzepten, modernen Prozessabläufen und innovativen Techniken leisten wir unseren Beitrag zur aktiven Mitgestaltung der Energiewende.

Besonderheiten des eigenen Versorgungsgebietes

Das Versorgungsgebiet ist gekennzeichnet durch eine hohe Durchdringung von EEG-Anlagen, welche sich vornehmlich auf Photovoltaikanlagen widerspiegeln. Zum Berichtsjahr sind Anlagen an und auf Gebäuden mit einem Anteil von 79,1 % der Leistung in der PV-Leistung repräsentiert, wohingegen sich fast keine Windkraftanlagen und Biogasanlagen im Netzgebiet befinden. Siehe hierzu auch die

Planungsgrundlagen im nächsten Kapitel.
Die Bauzeiten sind aufgrund der Witterung durch Schnee und Eis auf ca. 9 Monate im Jahr begrenzt, was insbesondere bei notwendigen Ausbaumaßnahmen zu Verzögerungen führen kann. Ebenso sind durch die Orographie der Landschaft, Berg- und Tallagen, nur bedingt Netzausbauten auf direktem Wege möglich. Hierdurch ergeben sich häufig größere zu erschließende Entfernungen und dadurch überproportional hohe Kosten.
Die dezentrale Einspeiseleistung ist aufgrund der sehr ländlichen Struktur zu einem sehr hohen Prozentsatz maßgebend als treibende Ausbaumaßnahmen gegenüber dem Verbrauch. Nur in Netzstrukturen mit Wohnblöcken, welche in unserem Netzgebiet nur ca. 7 % der Anschlüsse darstellen, ist der Verbrauch die treibende Größe. Hier verursacht durch Elektromobilität und Wärmepumpen.
Der ÖPNV und Transportverkehr, regional bedingt durch kleinere und mittlere Unternehmen, stellt bei einer vollständigen Elektrifizierung nur eine untergeordnete Leistungskomponente dar, die sich in der Größenordnung von ca. 7 – 8 % im Maximalverbrauch auf Basis der Zahlen aus dem Netzentwicklungsplan ergibt. Ausgenommen hiervon ist die Elektrifizierung der Bahn im Allgäu, die sich aktuell auf die Jahre 2032-2035 im Ausbau als Einzelmaßnahme der Bahn widerspiegelt.
Der Logistikverkehr im Schwerlastbereich konzentriert sich auf das Gebiet der Stadt Kempten und dort meist sehr umspannwerksnah. Die zu erwartenden elektrischen Leistungen sind aufgrund der Nähe zu den Umspannwerken aus heutiger Sicht hier abdeckbar.
Große Ladeparks sind nur entlang der Hauptverkehrswege zu erwarten. Hier ist hauptsächlich die A7 zu nennen. Die ersten Anschlüsse für Ladeparks ergeben sich hierbei schon im Bereich des Rottachspeichers. Hier ist aufgrund der Einspeiseleistung wird schon ein Umspannwerk nach aktuell Umsetzungsplänen bereits Im Jahr 2027 in Betrieb genommen, welches somit diesen Versorgungsauftrag des Ladeparks mit abdeckt.
Im Bereich Kempten und Immenstadt ist eine hohe Durchdringung der öffentlichen Gebäude und Wohnblockbauten mit einer Fernwärmeversorgung gegeben. Dadurch sinkt der Ausbaubedarf an möglichen Wärmepumpen in diesen Bereichen ebenfalls. Gleiche Entwicklungen sind im Bereich eng bebauten Siedlungsstrukturen der Stadt Sonthofen und der Markgemeinde Oberstdorf aktuell in Planung bzw. in Umsetzung.
Standorte für Hydrolyseure höherer Leistungen sind aktuell im unserem Netzbereich nicht umsetzungsreif angefragt.
Die nachgelagerten Netzbetreiber EW Hindelang, EG Rettenberg und Weißachtalkraftwerke wurden an ihren jeweiligen Übergabepunkte in der jeweiligen Netzebene mitberücksichtigt.

Das Netzgebiet stellt sich auf Basis der Festlegung auf den einen vorhandenen Übergabepunkte zum Höchstspannungsnetz als ein einzelnes Netzgebiet dar. Aufgrund der im vorigen

Kapitel genannten hohen Prägung auf Einspeiseaufgaben ist hier ebenso nur eine Netzgruppe maßgebend.
Die AllgäuNetz versorgt in Ihrem Gebiet zwar noch einzelne Anschlüsse von Letztverbrauchern in Baden-Württemberg (60 Stück von insgesamt 140.000). Der geringe Anteil stellt somit keine Notwendigkeit der Ausweisung einer weiteren Netzgruppe dar.
Weiterhin ist zu benennen, dass aus dem Gebiet der AllgäuNetz Übergaben nach Österreich (Kleinwalsertal, Jungholz und ebenso nachgelagert das Tannheimer Tal) vorhanden sind. Diese werden in der Betrachtung mit abgebildet, stellen aber keine relevanten Einflüsse für den Ausbau der Zukunftsszenarien dar.

Netzkarten nach § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EnWG sind nicht veröffentlicht.

Vorgelagerter Netzbetreiber ist die LEW Verteilnetz GmbH (LVN) mit der Übergabe in Leupolz. Dies stellt aktuell die einzige Übergabemöglichkeit von der HöS in das 110 kV-Netz der AllgäuNetz dar. Weiterhin sind aus Redundanzgründen Ersatzschaltstellen in Krugzell und Lechbruck zur LVN vorhanden. Eine Querkupplung zu den Vorarlberger Kraftwerken auf 110°kV-Ebene ist im Umspannwerk Weiler vorhanden.
Im Zuge des Ausbauplans ist eine weitere Übergabestelle ins HöS-Netz notwendig. Die Realisierung liegt im Zeitrahmen T+15. Die verschiedenen Varianten einer Einspeisung an den Kreuzungspunkten des HöS-Netzes mit dem Hochspannungsnetz der AllgäuNetz ergibt die aktuell möglichen Einspeisepunkte. Diese unterschiedlichen Varianten haben auf den Ausbau des 110 kV-Netzes nur geringen Einfluss in Bezug auf die notwendigen Ausbaumaßnahmen.
Die Darstellung der Engpassregionen ist in einer Karte im Anhang „Engpassregionen“ dargestellt. Hieraus ist ersichtlich, dass in jedem Netzbereich (alle Umspannwerke) und an den meisten Trafostationen flächendeckend Engpässe entstehen werden.

2. Planungsgrundlagen

Regionalszenario 2025 der Planungsregion Bayern

Zur Abstimmung der Netzausbauplanung kommen die Stromverteilnetzbetreiber in sechs Planungsregionen zusammen und veröffentlichen für jede Planungsregion alle zwei Jahre ein Regionalszenario auf VNBdigital. Die Prognosen zu Erzeugung und Verbrauch im Regionalszenario bilden die gemeinsame Grundlage für die Netzausbaupläne der einzelnen Netzbetreiber.
Dieser Netzausbauplan basiert auf dem Regionalszenario 2025
https://www.vnbdigital.de/gateway/files?serviceName=vnb&fileId=697895c03d1de1b86f389732&preview=1

der Planungsregion Bayern https://www.vnbdigital.de/region/Tz66ydsjQMNE4pji6.
Die Datenbasis ist abgeleitet aus den Daten der Übertragungsnetzbetreiber und wurden für das Versorgungsgebiet der AllgäuNetz auf die jeweiligen Gemeinden regionalisiert.

Weitere Erkenntnisse, die Einfluss auf die Ausbauszenarien haben, ergaben sich seit Veröffentlichung des Regionalszenarios nicht.
Eine Überführung der Zahlen aus dem Netzentwicklungsplan in relevante planungsbasierte Zahlen wurde im Zuge des Überführungsdokumentes der Planungsregion Bayern realisiert. Diese können dort entnommen werden, da das Stromnetzgebiet der AllgäuNetz hier mit einem Teilnetzgebiet abgebildet ist und daher die Zahlen im Regionalplan direkt entnommen werden können.

Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Aktuell sind im Versorgungsbereich der AllgäuNetz eine hohe Durchdringung von PV-Anlagen, insbesondere an und auf Gebäude gekennzeichnet. Diese prägen aktuell den Netzausbau. Es ist aufgrund der touristischen Prägung des Gebietes mittlerweile eine steigende Installation von E-ladepunkten erkennbar, welche auch in der Spitze zu Anreisezeiten erkennbare Leistungssteigerungen bewirken. Weiterhin sind wie in anderen Netzgebieten Großspeicheranlagen angefragt und teilweise auch schon seit dem unten genannten Tabellenübersicht bereits in 2026 in Betrieb gegangen und weitere in 2027 geplant.
Rechenzentren und Industrielle Erweiterungen sind aufgrund der geographischen Lage der AllgäuNetz nicht bzw. nur in geringem Maße gegeben.
Der Zusammenhang zwischen Energie und Leistung entkoppelt sich aus unterschiedlichen Gründen immer mehr. Dies begründet sich folgendermaßen:

- direkten und batteriegepufferten Eigenverbrauch von EEG-erzeugtem Strom

- Nulleinspeisung / Abschaltung von Anlagen in Zeiträumen negativen Strompreis.
- Ost-West-Ausrichtung von Freiflächenanlagen
- Co-Nutzung von Anschlusspunkten durch unterschiedlichen EEG-Anlagen
- FCA von Einspeiseanlagen.

		Aktuelle Versorgungsaufgabe: Aufteilung der Werte aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen (Bestand 2024)					
		UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	MWp	160,3	195,7	231,1	266,3	221,9	180,5
Photovoltaik Freifläche (MWp)	MWp	35,4	35,4	35,4	35,4	0,0	0,0
Windenergie an Land	MW	4,5	4,5	4,5	4,5	0,0	0,0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	MW	80,7	80,7	80,7	65,7	10,7	3,0
Konventionelle Kraftwerke	MW	90,4	90,4	90,4	68,7	10,5	3,6
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	MW	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	12,0
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektromobilität	MW	24,1	24,1	24,1	24,1	28,7	12,8
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	MW	309,3	309,3	309,3	309,3	144,2	129,9
Stand-alone Rechenzentren	MW	2,0	2,0	2,0	2,0	0,0	0,0
Elektrolyseure	MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	MW	32,0	32,0	32,0	32,0	30,0	22,0
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	MW	43,0	43,0	43,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	MW	4,7	4,7	4,7	4,7	0,0	0,0
Gesamt		800,5 MW	835,9 MW	871,3 MW	826,8 MW	460,2 MW	363,8 MW

Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10

Hauptsächliche Treiber im Bereich des Netzausbaus sind weiterhin zu erwartende und seit 2024 bereits zugebaute Einspeiseanlagen, hierbei insbesondere Freiflächenanlagen im Bereich der Vorranggebiete entlang der Autobahnen und Schienenwegen im Fokus. Dies verursacht die Ausbaumaßnahmen in sämtlichen Netzebenen bis hin zur Hochspannung.
Der Anteil in der notwendigen Ausbaunetzebene 6 und 7 aus dem letzten NAP (2024) hat sich anteilig verringert, da sich die zu installierende Leistung der Photovoltaik bei fast gleichbleibender Leistung von Gebäudeanlagen auf Freiflächenanlagen verlagert hat.

Eine verbrauchsseitige Leistungssteigerung ist hingegen nicht so maßgebend im Ausbau, wobei der Anteil an Reinvestitionsnotwendigkeiten gleichbleibend bzw. leicht ansteigend ist. Dieser wird jedoch im Zuge zukünftiger Aufgaben im Versorgungsbereich auf die Zielgrößen 2045 ausgelegt.

Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045

Hauptsächliche Treiber im Bereich des Netzausbaus sind weiterhin zugebaute Einspeiseanlagen, wobei vermehrt davon ausgegangen wird, dass aufgrund limitierender Anschlusskapazitäten Co-Lokationen entstehen werden. Daher sind die Ausbauzahlen moderater im Anstieg. Dies verursacht wiederum die Ausbaumaßnahmen in sämtlichen Netzebenen bis hin zur Hochspannung.
Der Einfluss von Batteriespeicheranlagen ist auch in diesem Zeitraum erneut höher zu erwarten, wohingegen eine grundsätzliche Neutralität der Wirkung diese anlagen erwartet wird.
Eine verbrauchsseitige Leistungssteigerung ist im Bereich bis 2045 maßgebender im Ausbau, weil die Leistungssteigerung gleichbleibend zu den Jahren bis 2035 erwartet wird und somit später ansteigt als die Einspeiseleistung und dadurch getrieben Ausbaumaßahmen.
Der Anteil an Reinvestitionsnotwendigkeiten ist gleichbleibend bzw. leicht ansteigend angenommen. Dieser wird weiterhin im Zuge zukünftiger Aufgaben im Versorgungsbereich auf die Zielgrößen ausgelegt.

3. Netzdimensionierende Netzausbauplanung

Basis der Ausbauplanung ist der Dekarbonisierungspfad, der über den Regionalplan für unser Netzgebiet der AllgäuNetz definiert wurde. Wie bereits oben beschrieben sind die großen Treiber des Netzausbaus im Bereich der regenerativen Energien in der Einspeisung zu sehen. Diese stellen ca. 85% der notwendigen Ausbaumaßnahmen dar. Dies zeigt sich auch an den Zahlen aus dem Regionalplan, in dem die Einspeiseszenarien ca. doppelt so hoch sind wie die Leistungen im Verbrauch. (ca. 1.100 MVA zu ca. 680 MVA). Da im Einspeisefall das Netz im Normalbetrieb im n-0-Kriterium gerechnet wird, hingegen der Verbrauch nach dem n-1-Kriterium ermittelt wird, erwarten wir für den Ausbau zukünftig auf Basis der Speicherung der Energie Veränderungen, die aus heutiger Sicht noch nicht im Detail berücksichtigt werden kann. Erste Erkenntnisse wurden aber im Effizienzszenario der Planungsregion Bayern berücksichtigt.

Die Ausbauplanung wurde hier in zwei Ebenen aufgeteilt. Für die Netzebenen 3, 4, 5 und teilweise 6 (Trafotausch) wurde ein integriertes Modell zur Ermittlung der Ausbaunotwendigkeiten angewandt. Für die Netzebenen 6 und 7 erfolgte beispielhaft für die Ermittlung der Ausbaunotwendigkeiten anhand einer statistischen Hochrechnung eines relevanten statistischen Anteils von realen Niederspannungsnetzen auf das Gesamtnetz.

Die Anforderungen nach § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 3 bis Nr. 5 und Satz 2 EnWG sind in der Netzausbauplanung berücksichtigt.

Im Zuge der aktuell laufenden kommunalen Wärmeplanungen und daraus resultierend auf bestimmte Versorgungsgebiete sich ergebende Ausbauszenarien wurden durch einen verteilten Ansatz der Ausbaunotwendigkeit ermittelt.

Im Zuge der tatsächlichen Entwicklung der verfügbaren Materialien sowie der verfügbaren Arbeitskräfte, können sich für verschiedene Einzelmaßnahmen Verzögerungen im Ausbau ergeben.

Durch eine unabhängige Vergleichsstudie aus 2023 wurde der AllgäuNetz bestätigt, dass in den vergangenen zwanzig Jahren der Netzausbau vorausschauend in Bezug auf hohen Leitungsquerschnitten im Nieder- und Mittelspannungsnetz ausgeführt wurde. Kostentreiber sind die Tiefbaukosten (ca. 68% der Gesamtkosten), der Materialaufwand für größere Leitungsquerschnitte (Kabelquerschnitte) ist hierzu untergeordnet. Zudem wurde in der AllgäuNetz der EEG-Ausbau bisher zeitnah anhand der Erfordernisse getätigt, mit dem Ziel, Engpassregionen zu vermeiden.

Hochspannung:

In den nachfolgenden Tabellen sind die ermittelten Kosten für die jeweiligen Zeiträume dargestellt. Dies bedeutet, dass für nachfolgende Zeiträume die Umsetzung der Investitionen vorausgesetzt und nicht nochmals inkludiert wird.

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	Geschätzte Kosten
2026 bis 2030 (T+5)	Leitungen	10 km	2,24 Mio. €
	Anlagenstandorte	5 Stück	18,55 Mio. €
2031 bis 2035 (T+6 bis T+10)	Leitungen	75,9km	31,57 Mio. €
	Anlagenstandorte	2 Stück	17,24 Mio. €
2036 bis 2045 (T+11 bis T+20)	Leitungen	11 km	7,44 Mio. €
	Anlagenstandorte	12 Stück	45,73 Mio. €

Mittelspannung:

In den nachfolgenden Tabellen sind die ermittelten Kosten für die jeweiligen Zeiträume dargestellt. Dies bedeutet, dass für nachfolgende Zeiträume die Umsetzung der Investitionen vorausgesetzt und nicht nochmals inkludiert wird.

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	Geschätzte Kosten
2026 bis 2030 (T+5)	Leitungen	115 km	18,74 Mio. €
	Anlagenstandorte	405 Stück	27,08 Mio. €
2031 bis 2035 (T+6 bis T+10)	Leitungen	302 km	27,60 Mio. €
	Anlagenstandorte	523 Stück	50,11 Mio. €
2036 bis 2045 (T+11 bis T+20)	Leitungen	337 km	41,43 Mio. €
	Anlagenstandorte	816 Stück	82,19 Mio. €

Bei den Anlagenstandorten sind ist wie bei den Leitungen Anzahl als auch Leitungskilometer als Circaangaben zu verstehen.

Niederspannung:

Für die Niederspannung sind folgende Ausbauzahlen zu erwarten:

Zeitraum	Maßnahme	Geschätzte Menge	Geschätzte Kosten
2026 bis 2030 (T+5)	Leitungen	305 km	48,62 Mio. €
2031 bis 2035 (T+6 bis T+10)	Leitungen	335 km	48,27 Mio. €
2036 bis 2045 (T+11 bis T+20)	Leitungen	1161 km	84,51 Mio. €

Bei den Anlagenstandorten ist wie bei den Leitungen Anzahl als auch Leitungskilometer als Circaangaben zu verstehen.

Zum jetzigen Zeitpunkt der Planung, insbesondere für die T+5- und T+10-Zeiträume sind alle Maßnahmen verzögerungsfrei umsetzbar.

4. Nicht netzdimensionierende Ausbaubedarf

Basis der Ausbauplanung ist der Dekarbonisierungspfad, welcher über den Regionalplan für unser Netzgebiet der AllgäuNetz definiert wurde. Wie bereits oben beschrieben sind die großen Treiber des Netzausbaus im Bereich der regenerativen Energien in der Einspeisung zu sehen. Diese stellen ca. 85% der notwendigen Ausbaumaßnahmen dar. Dies zeigt sich auch an den Zahlen aus dem Regionalplan, in dem die Einspeiseszenarien ca. doppelt so hoch sind wie die Leistungen im Verbrauch.

Da im Einspeisefall das Netz im Normalbetrieb im n-0-Kriterium gerechnet wird, hingegen der Verbrauch nach dem n-1-Kriterium ermittelt wird, erwarten wir für den Ausbau zukünftig auf Basis der Speicherung der Energie Veränderungen, die aus heutiger Sicht noch nicht verlässlich berücksichtigt werden können.

5. Bedarf an Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen gemäß §14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 6 und Satz 2 Nr. 3 EnWG

In einem Forschungsprojekt wurde das Blindleistungsstellpotential von Kundenanlagen erprobt. Ziel war es für Hoch- und Mittelspannungsnetze, ein netzebenen- und netzbetreiberübergreifendes Blindleistungsmanagement zu entwickeln und anzuwenden. Darüber hinaus werden aktuell bereits die Blindleistungspotentiale von Erzeugungsanlagen genutzt, um die vertraglichen Blindleistungsgrenzen gegenüber dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber einzuhalten.

Weiterhin werden die bereits einem Anteil von fast 25% der Maximalleistung installierten Batteriespeicher an der Blindleistungssteuerung im Netzgebiet der AllgäuNetz beteiligt. Der Ausbau an Batteriespeichern steigert sich anhand heute bekannten Anschlussbegehren in 2027 auf knapp 50% der maximalen Verbrauchsleistung.

Da dieses Potential entsprechend den Ergebnissen aus dem Forschungsvorhaben und dem zukünftigen Bedarfsprognosen nur knapp ausreichen wird, ist überdies perspektivisch eine ergänzende großtechnische Blindleistungsbereitstellung in der Planung.

Das Blindleistungspotential von Erzeugungsanlagen, welche an die Mittelspannung angeschlossen werden, dient vorrangig der Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzwerte in der Mittelspannung.

Nicht frequenzgebundene Flexibilitätsdienstleistungen im Sinne des § 14 c EnWG (z.B. netzdienliche Speicher) finden aktuell (noch) keine Berücksichtigung, da diese aktuell rein netzneutral betrieben werden.

Aus jetziger Planungssicht, dem zu erwartenden technischen Wandel in der Nutzung von Eigenerzeugungsanlagen, auch im Nicht-Einspeisebetrieb (StatCom-Betrieb), sowie Großbatteriespeicher, können wir davon ausgehen, dass keine marktliche Beschaffung von Blindleistung im Netz erforderlich sein wird, sondern dies über Anlagen erzeugt werden kann. Dies wurde bereits im Jahr 2016 durch eine begleitende wissenschaftliche Arbeit vollumfänglich bestätigt.

6. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

In der Auslegung wurde die Spitzenkappung berücksichtigt, wobei diese nach aktuellen Erkenntnissen aus der Niederspannung zu einer relevanten Netzausbaureduzierungen führt. Gleichwohl wurden insbesondere die entsprechenden wirksamen Gleichzeitigkeitsfaktoren nach aktuellen technischen Erkenntnissen in den jeweiligen Netzebenen berücksichtigt.

Weiterhin spielen beim Netzgebiet der AllgäuNetz OnShore-Windkraftanlagen derzeit eine sehr untergeordnete Rolle. Ursächlich liegt dies an der dichten Bebauung in der Region und der baurechtlichen Vorgaben, der Mindestabstandsregelung zu Siedlungen, sowie dem aktuell umgesetzten Regionalplan des regionalen Planungsverbandes Allgäu.

7. Stellungnahmen

Vom 2. November 2026 bis zum 30. November 2026 besteht auf VNBdigital https://www.vnbdigital.de/region/Tz66ydsjQMNE4pji6 die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum vorliegenden Netzausbauplan einzureichen.

Wir behalten uns das Recht vor, sachfremde oder unangemessene Stellungnahmen nicht zu veröffentlichen.

Engpassregionen

AllgäuNetz GmbH & Co. KG

AllgäuNetz
Der Leitungsverbund

Erstellt: Robert Köberle

Strategische Netzplanung

Erstellt am: 28.10.2026

Maßstab: 1:100000

N

Geobasisdaten: © Bayerische Vermessungsverwaltung 2026