ErneuerbareBW

KEA-BW
DIE LANDESENERGIEAGENTUR

Häufig gestellte Fragen zu

Stromnetzen

INHALTSVERZEICHNIS

Netzausbau 3
Stromnetzanschluss 4
Kommunikation mit Netzbetreibern 6
Strombilanzkreismodell 7
Energy Sharing 9
Großbatteriespeicher 12
Smart-Meter-Rollout 14
Nulleinspeisung 16
Überbauung von Netzanschlusspunkten 17
Flexible Netzanschlussverträge 18
Redispatch 19
Allgemeines zu Stromnetzen 21

NETZAUSBAU

1. Warum muss das Stromnetz ausgebaut werden?

Das Stromnetz muss ausgebaut und modernisiert werden, weil immer mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird und gleichzeitig neue Verbraucher wie beispielsweise Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher oder Rechenzentren hinzukommen. Dadurch verändern sich Stromflüsse und Belastungen. Ein leistungsfähiges Netz gewährleistet eine zuverlässige Stromversorgung.

2. Welche Ausbaupläne gibt es für die Netzbetreiber?

Für den Stromnetzausbau gibt es unterschiedliche Planungen. Der Netzentwicklungsplan Strom (NEP) beschreibt den langfristigen Ausbaubedarf im überregionalen Übertragungsnetz. Für die Verteilnetze erstellen die Netzbetreiber eigene Netzausbaupläne (NAP). Dabei werden unter anderem neue Erzeugungsanlagen, Wärmepumpen, Elektromobilität, Speicher und größere Verbraucher berücksichtigt.

3. Was wird an den Netzen ausgebaut oder verstärkt?

Beim Stromnetzausbau werden sowohl Übertragungs- als auch Verteilnetze ausgebaut und verstärkt. Im Übertragungsnetz werden neue Höchstspannungsleitungen, Umspannwerke und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ) gebaut, um große Mengen erneuerbarer Energie über weite Strecken transportieren zu können. Bestehende Leitungen und Transformatoren werden zudem leistungsfähiger gemacht. Im Verteilnetz werden vor allem Mittel- und Niederspannungsleitungen, Ortsnetzstationen, Transformatoren und Netzanschlüsse erweitert. Ursache sind die zunehmende Einspeisung von Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen sowie der steigende Strombedarf durch Elektroautos und Wärmepumpen. Zusätzlich wird die Digitalisierung vorangetrieben: Sensoren, intelligente Messsysteme sowie Steuerungs- und Regeltechnik ermöglichen eine bessere Überwachung und einen flexibleren Netzbetrieb. Ziel ist ein leistungsfähiges, stabiles und zukunftssicheres Stromnetz, das die Ziele der Energiewende netzseitig unterstützt.

STROMNETZANSCHLUSS

1. Wie bekomme ich einen Netzanschluss für meine neue Windenergie- oder Photovoltaik-Anlage?

Zunächst wird beim zuständigen Netzbetreiber ein Netzanschlussbegehren eingereicht. Dafür werden unter anderem Angaben zu Standort, Anlagenart und Leistung benötigt. Der Netzbetreiber prüft, an welchem Netzverknüpfungspunkt die Anlage angeschlossen werden kann und welche Netzkapazität verfügbar ist. Anschließend werden technische Anforderungen, Anschlusslösung, Zeitplan und Kosten abgestimmt. Für größere Anlagen können zusätzlich Netzverstärkungen oder ein Ausbau erforderlich sein.

2. Was kann eine Kommune tun, wenn ihr Netzanschlussantrag abgelehnt wird?

Zunächst sollte die Kommune vom Netzbetreiber eine nachvollziehbare Begründung und Informationen zur verfügbaren Netzkapazität einholen. Anschließend können alternative Netzverknüpfungspunkte, eine spätere Anbindung oder ein flexibler Netzanschluss geprüft werden. Bei Streitfragen stehen zudem Schlichtungs- und rechtliche Klärungsmöglichkeiten zur Verfügung.

In einem solchen Fall ist es hilfreich, einen direkten Ansprechpartner zu haben. Dazu können Sie gerne die Servicestelle „Stromnetze“ bei der KEA-BW unter erneuerbare@kea-bw.de kontaktieren.

3. Wer trägt die Kosten für den Netzanschluss und wer für notwendige Netzverstärkungen?

Bei Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien trägt grundsätzlich der Anlagenbetreiber die Kosten für den eigentlichen Netzanschluss, also beispielsweise für die Anschlussleitung und erforderliche technische Einrichtungen. Die Kosten für notwendige Optimierungen, Verstärkungen und den Ausbau des öffentlichen Stromnetzes trägt dagegen grundsätzlich der Netzbetreiber. Entscheidend ist die Abgrenzung zwischen der individuellen Anschlussanlage und Maßnahmen am allgemeinen Stromnetz. Im konkreten Fall sollte der Netzbetreiber die Kostenaufteilung nachvollziehbar darlegen.

4. Warum kann es sein, dass für meine Windenergie- oder Photovoltaik-Anlage aktuell keine ausreichende Netzkapazität vorhanden ist?

In Regionen mit vielen Windenergie- und PV-Anlagen kann das Stromnetz zeitweise an seine Belastungsgrenzen kommen. Gleichzeitig steigt der Strombedarf durch Wärmepumpen, Elektromobilität, Batteriespeicher oder Rechenzentren. Auch notwendige Netzverstärkungen oder neue Leitungen sind möglicherweise noch nicht umgesetzt. Mögliche Lösungen sind ein alternativer Netzverknüpfungspunkt, eine Begrenzung der Einspeiseleistung, ein Batteriespeicher oder ein flexibler Netzanschluss. Welche Lösung geeignet ist, hängt von der konkreten Netzsituation ab.

KOMMUNIKATION MIT NETZBETREIBERN

1. Welche Informationen sollte eine Kommune dem Netzbetreiber möglichst frühzeitig

Je früher der Netzbetreiber eingebunden wird, desto besser können Anschlussmöglichkeiten und mögliche Engpässe berücksichtigt werden. Wichtig sind insbesondere Standort, geplante Anlagenart, Leistung, erwartete Erzeugungs- oder Verbrauchsmengen, Inbetriebnahmetermin und technische Besonderheiten. Bei größeren Projekten sollten auch mögliche Erweiterungen, Speicher oder eine Kombination verschiedener Anlagen frühzeitig mitgeteilt werden. So können der Netzanschluss und ein notwendiger Netzausbau besser in die Projektplanung einbezogen werden.

2. Warum dauert es oft länger, bis der Netzbetreiber antwortet?

Netzbetreiber bearbeiten derzeit eine große Zahl von Anfragen für neue PV- und Windenergieanlagen, aber auch für Speicher, Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur. Gleichzeitig müssen sie für jeden Netzanschluss die vorhandene Netzkapazität technisch prüfen und mögliche Netzverstärkungen bewerten. Bei größeren Projekten sind zudem mehrere Netzebenen oder weitere Netzbetreiber einzubeziehen. Dadurch können Prüfungen und Rückmeldungen einige Zeit in Anspruch nehmen.

3. Kann die KEA-BW in diesem Fall unterstützen?

Ja. Die KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg unterstützt Kommunen und weitere Akteure mit Informationen und fachlicher Orientierung rund um erneuerbare Energien, Stromnetze und Netzanschluss. Sie kann dabei helfen, Fragestellungen einzuordnen, geeignete Ansprechpartner zu finden und Handlungsmöglichkeiten aufzuzeigen. Die konkrete technische Netzanschlussprüfung und Entscheidung über den Netzanschluss liegt jedoch beim zuständigen Netzbetreiber.

STROMBILANZKREISMODELL

1. Wie funktioniert ein Strombilanz-kreismodell?

Ein Strombilanzkreis ist – vereinfacht gesagt – ein virtuelles Konto für Strommengen. Darin werden Stromerzeugung und Stromverbrauch in Viertelstunden-Intervallen einander gegenübergestellt. Dabei wird das öffentliche Stromnetz genutzt – der erzeugte Strom wird allerdings nicht physisch direkt an einen bestimmten Verbraucher geliefert. Entscheidend ist vielmehr die bilanzielle, viertelstündliche Zuordnung der Strommengen. Stimmen tatsächliche Erzeugung oder Verbrauch nicht überein, entsteht eine Abweichung, die über den Ausgleichsenergiemechanismus ausgeglichen wird. So werden bspw. bei fehlender Erzeugung am Spot-Markt erforderliche Strommengen eingekauft. Für Kommunen kann das beispielsweise interessant sein, wenn eigene, überschusserzeugende Anlagen, (ggf. Speicher) und größere Verbrauchsanlagen gemeinsam betrachtet werden, um Energiekosten zu senken. Das Strombilanzkreismodell bildet somit Strommengen, Lieferbeziehungen und Verantwortlichkeiten im Energiemarkt ab.

2. Welche Vorteile kann das Strom-bilanzkreismodell der Kommune bringen?

Ein Strombilanzkreismodell kann Kommunen ermöglichen, lokale Stromerzeugung und Stromverbrauch stärker zusammenzudenken. Beispielsweise können PV- oder Windenergieanlagen, kommunale Gebäude, Speicher und weitere Verbraucher bilanziell miteinander verknüpft werden. Dadurch kann mehr lokal erzeugter Strom innerhalb des kommunalen Systems genutzt werden. Gleichzeitig können Strommengen über das öffentliche Netz ausgetauscht werden. Voraussetzung sind geeignete Verträge, Messkonzepte und energiewirtschaftliche Strukturen.

3. Kann eine Kommune ihren Stromverbrauch mit eigenerzeugtem Strom bilanziell kombinieren?

Ja, grundsätzlich kann eine Kommune eigene Stromerzeugung und ihren Verbrauch bilanziell miteinander verknüpfen. Dabei können beispielsweise PV-Anlagen auf kommunalen Gebäuden, weitere Erzeugungsanlagen, Speicher und kommunale Verbraucher gemeinsam betrachtet werden. Der Strom wird dabei über das öffentliche Netz transportiert und nicht zwingend direkt vor Ort verbraucht. Für die Umsetzung sind passende Liefer- und Bilanzierungsmodelle sowie geeignete Messkonzepte (RLM-Zähler – Zähler für die registrierende Leistungsmessung) oder intelligente Messsysteme (iMSys) erforderlich.

ENERGY SHARING

1. Was ist Energy Sharing und wie funktioniert es?

Energy Sharing bezeichnet die gemeinsame Nutzung von Strom aus einer Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energien durch mehrere Verbraucherinnen und Verbraucher. Der Strom wird dabei über das öffentliche Stromnetz von der Erzeugungsanlage zu den teilnehmenden Verbrauchsstellen geliefert.

Seit dem 1. Juni 2026 gibt es in Deutschland hierfür mit § 42c EnWG einen eigenen gesetzlichen Rahmen. Eine wichtige Voraussetzung ist, dass die Erzeugung und der Strombezug an den Verbrauchsstellen viertelstündlich gemessen werden. Dadurch können die gemeinsam genutzten Strommengen zeitgenau zugeordnet werden.

Energy Sharing ist dabei von der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung zu unterscheiden: Beim Energy Sharing nach § 42c EnWG wird das öffentliche Stromnetz genutzt.

2. Was ist der Unterschied zwischen Teil- und Vollversorgung?

Das gesetzliche Energy Sharing nach § 42c EnWG ist als Teilstromversorgung ausgestaltet. Dabei geht man davon aus, dass die gemeinsam genutzte Anlage den Strombedarf der teilnehmenden Verbraucher nicht jederzeit vollständig decken kann. Deshalb ist zusätzlich ein Reststrombezug erforderlich.

Beim gesetzlichen Energy Sharing bestehen daher grundsätzlich zwei Lieferbeziehungen: ein Sharing-Liefervertrag mit dem Betreiber der Erzeugungsanlage und ein ergänzender Reststrom-Liefervertrag mit einem Stromlieferanten eigener Wahl.

Daneben können Energy-Sharing-Modelle bereits heute über bestehende Lieferanten- und Bilanzkreismodelle als Vollversorgung umgesetzt werden. Dabei übernimmt beispielsweise ein Energieversorger oder Direktvermarkter die

vollständige Stromversorgung und die energiewirtschaftliche Abwicklung. Diese Modelle sind vom gesetzlichen Teilversorgungsmodell nach § 42c EnWG zu unterscheiden.

3. Kann eine Kommune ihren Stromverbrauch mit eigenerzeugtem Strom bilanziell kombinieren?

Ja, grundsätzlich kann eine Kommune eigene Stromerzeugung und ihren Verbrauch bilanziell miteinander verknüpfen. Dabei können beispielsweise PV-Anlagen auf kommunalen Gebäuden, weitere Erzeugungsanlagen, Speicher und kommunale Verbraucher gemeinsam betrachtet werden. Der Strom wird dabei über das öffentliche Netz transportiert und nicht zwingend direkt vor Ort verbraucht. Für die Umsetzung sind passende Liefer- und Bilanzierungsmodelle sowie geeignete Messkonzepte (RLM-Zähler – Zähler für die registrierende Leistungsmessung) oder intelligente Messsysteme (iMSys) erforderlich.

4. Was bedeutet Energy Sharing für Kommunen?

Kommunen können grundsätzlich als Letztverbraucher am Energy Sharing teilnehmen und beispielsweise kommunale Liegenschaften einbeziehen. Sie können außerdem Projekte initiieren und gemeinsam mit Bürgerinnen und Bürgern, Energiegenossenschaften, Stadtwerken oder anderen Akteuren geeignete Organisationsmodelle entwickeln.

Bei mehreren kommunalen Erzeugungsanlagen sollte geprüft werden, ob das gesetzliche Teilversorgungsmodell nach § 42c EnWG oder ein bestehendes Lieferanten-/Bilanzkreismodell geeigneter ist. Nach dem derzeitigen Verständnis bezieht sich § 42c EnWG auf den Betreiber einer einzelnen Anlage; ein Anlagenpool ist im gesetzlichen Modell daher derzeit nicht ohne Weiteres vorgesehen. Mehrere Anlagen können dagegen grundsätzlich in bestehenden Lieferanten- bzw. Bilanzkreismodellen zusammengeführt werden.

Das gesetzliche Energy Sharing ist räumlich begrenzt. Seit dem 1. Juni 2026 muss es innerhalb des Bilanzierungsgebiets eines Elektrizitätsverteilnetzbetreibers ermöglicht werden. Ab dem 1. Juni 2028 gilt dies zusätzlich für das

Bilanzierungsgebiet eines direkt angrenzenden Verteilnetzbetreibers in derselben Regelzone.

Für die praktische Umsetzung kann ein spezialisierter Dienstleister eingebunden werden, der beispielsweise Marktkommunikation, Abrechnung und weitere energiewirtschaftliche Aufgaben übernimmt.

GROSSBATTERIESPEICHER

1. Wie können Großbatteriespeicher (Battery Energy Storage Systems – BESS) dabei helfen, das Stromnetz zu entlasten und mehr Wind- und Solarstrom zu integrieren?

Großbatteriespeicher (BESS) können Strom aufnehmen, wenn besonders viel Wind- oder Solarenergie erzeugt wird und dadurch Netzengpässe entstehen. Bei hoher Nachfrage oder geringer Erzeugung können sie die gespeicherte Energie wieder ins Netz einspeisen. Dadurch gleichen sie Schwankungen aus, reduzieren Belastungsspitzen und ermöglichen eine bessere Nutzung erneuerbarer Energien. Gleichzeitig können sie zur Stabilität und Flexibilität des Stromnetzes beitragen.

2. Welche BESS-Systeme gibt es?

BESS-Systeme lassen sich bei Großbatteriespeichern häufig nach ihrer Entlade- bzw. Speicherdauer unterscheiden. Gängig sind beispielsweise 1-, 2- oder 4-Stunden-Systeme (als gängigste Varianten). Ein 1-Stunden-System kann seine maximale Leistung etwa eine Stunde lang bereitstellen, ein 4-Stunden-System entsprechend vier Stunden. Dabei werden Leistung (Megawatt – MW) und Kapazität (Megawattstunden – MWh) getrennt voneinander betrachtet: Die Leistung bestimmt, wie schnell Energie bereitgestellt wird, die Kapazität, wie lange sie verfügbar ist. Welche Auslegung sinnvoll ist, hängt vom jeweiligen Anwendungsfall, den Marktbedingungen und den Anforderungen des Stromnetzes ab.

3. Worin unterscheiden BESS-Systeme sich hinsichtlich ihres Einsatzes und ihrer Auslegung?

BESS-Systeme können neben ihrer Leistung und Speicherkapazität auch nach Einsatzart, Standort und Zielsetzung unterschieden werden. Heimspeicher werden überwiegend in privaten Haushalten eingesetzt und speichern beispielsweise Solarstrom für den späteren Eigenverbrauch. Co-located-Speicher befinden sich am selben Standort wie eine Erzeugungsanlage, etwa ein Solar- oder Windpark, und können die Nutzung erneuerbarer Energien optimieren. Grünspeicher sind speziell auf die Integration und Vermarktung erneuerbarer Energien ausgerichtet und beziehen keinen Graustrom aus dem Netz. Stand-alone-Speicher sind unabhängig von einer Erzeugungsanlage und können marktorientiert betrieben werden, beispielsweise für Stromhandel, Flexibilitätsvermarktung oder Netzdienstleistungen. Je nach Auslegung können BESS-Systeme zudem unterschiedliche Speicher- und Entladezeiten aufweisen.

SMART-METER-ROLLOUT

1. Was ist ein Smart Meter und was ist ein intelligentes Messsystem?

Smart Meter ist ein umgangssprachlicher Begriff für ein intelligentes Messsystem (iMSys), das Stromverbrauch und -erzeugung präzise erfasst. Ein Smart Meter besteht aus einer modernen Messeinrichtung und einer Kommunikationseinheit, dem sogenannten Gateway, das die sichere Kommunikation mit dem Messstellenbetreiber ermöglicht. Je nach Anwendungsfall kann zusätzlich eine Steuerungseinrichtung (Steuerbox) eingebunden werden. So können Messwerte übertragen und Anlagen oder Verbrauchseinrichtungen perspektivisch automatisiert gesteuert werden.

2. Wie läuft der Smart-Meter-Rollout in Deutschland ab und wer ist zum Einbau verpflichtet?

Der Smart-Meter-Rollout erfolgt schrittweise und wird über das Messstellenbetriebsgesetz geregelt. Verpflichtend ist der Einbau unter anderem bei bestimmten Verbrauchern mit mehr als 6.000 kWh Jahresverbrauch sowie bei Erzeugungsanlagen mit mehr als 7 kW installierter Leistung. Auch steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG sind relevant. Bis Ende 2032 sollen 90 Prozent der gesetzlich definierten Pflichteinbaufälle mit intelligenten Messsystemen ausgestattet sein.

3. Welche Vorteile bietet ein Smart Meter für Bürger, Kommunen und das Stromnetz?

Smart Meter schaffen mehr Transparenz über Stromverbrauch und -erzeugung und ermöglichen eine präzisere Erfassung von Energieflüssen. Dadurch können erneuerbare Energien, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und andere flexible Verbraucher besser in das Stromsystem integriert werden. Für Kommunen entstehen zusätzliche Möglichkeiten zur Digitalisierung der Energieversorgung. Gleichzeitig können intelligente Messsysteme eine wichtige Grundlage für ein flexibleres und effizienteres Stromnetz bilden.

4. Was kostet ein Smart Meter und wer trägt die Kosten?

Die Kosten für ein intelligentes Messsystem sind bei grundzuständigen Messstellenbetreibern gesetzlich geregelt und hängen unter anderem vom jeweiligen Verbrauch und Anwendungsfall ab. Seit 2024 werden die Kosten des Messstellenbetriebs teilweise zwischen Anschlussnutzer und Anschlussnetzbetreiber aufgeteilt. Für Verbraucher gelten dabei gesetzliche Preisobergrenzen. Die konkreten Kosten können je nach Messstelle und Situation unterschiedlich ausfallen. Zu unterscheiden sind grundzuständige von wettbewerblichen Messstellenbetreibern. Diese können teils andere Dienstleistungen anbieten und sind nicht an gesetzliche Preisobergrenzen gebunden.

5. Welche Rolle spielen Smart Meter und Steuergeräte bei PV-Anlagen, Wärmepumpen, Wallboxen und Batteriespeichern?

Smart Meter schaffen die technische Grundlage, um Erzeugungsanlagen und flexible Verbrauchseinrichtungen digital zu erfassen und in das Energiesystem einzubinden. Über eine Steuerungseinrichtung beziehungsweise Steuerbox können bestimmte Anlagen und Verbraucher auf Netz- oder Marktsignale reagieren. Dies ist insbesondere für PV-Anlagen, Wärmepumpen, Wallboxen und Batteriespeicher sowie die Nutzung dynamischer Stromtarife relevant. Dadurch können Flexibilitäten genutzt, Netzbelastungen reduziert und erneuerbare Energien besser integriert werden.

NULLEINSPEISUNG

1. Was bedeutet Nulleinspeisung bei einer Photovoltaikanlage?

Nulleinspeisung bedeutet, dass eine Photovoltaikanlage keinen überschüssigen Solarstrom in das öffentliche Stromnetz einspeist. Die erzeugte Energie wird direkt im Haushalt verbraucht oder beispielsweise in einem Batteriespeicher zwischengespeichert. Ein intelligenter Energiezähler überwacht dabei den Stromfluss am Netzanschlusspunkt. Produziert die Anlage mehr Strom, als benötigt wird, reduziert der Wechselrichter automatisch die PV-Leistung, sodass keine Einspeisung ins Netz erfolgt.

2. Wann kann eine Nulleinspeisung sinnvoll sein und was muss ich dafür technisch beachten?

Eine Nulleinspeisung kann für private Haushalte und Gewerbebetriebe sinnvoll sein, wenn der erzeugte Solarstrom möglichst vollständig selbst genutzt werden soll. Technisch erforderlich sind ein geeigneter Wechselrichter und ein Energiezähler am Netzanschlusspunkt, der den aktuellen Stromfluss misst. Der Wechselrichter muss die PV-Leistung entsprechend regeln können. Ein Batteriespeicher kann zusätzlich überschüssige Energie aufnehmen. Wichtig sind außerdem eine korrekte Parametrierung, eine fachgerechte Installation sowie die Abstimmung mit den technischen Vorgaben des Netzbetreibers.

ÜBERBAUUNG VON NETZANSCHLUSSPUNKTEN

1. Was bedeutet die Überbauung eines Netzanschlusspunktes?

Eine Überbauung am Netzverknüpfungspunkt (NVP) bedeutet, dass die installierte Leistung von Windenergieanlagen, PV-Anlagen und einem Großbatteriespeicher insgesamt größer ist als die maximal vereinbarte Anschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt. Dies kann sinnvoll sein, da Wind- und PV-Anlagen ihre maximale Leistung nur selten gleichzeitig erreichen und ein Großbatteriespeicher Erzeugungsspitzen aufnehmen oder Strom zeitversetzt einspeisen kann. Der Gleichzeitigkeitsfaktor beschreibt dabei, welcher Anteil der installierten Gesamtleistung gleichzeitig am Netzverknüpfungspunkt anliegt. Zusätzlich sorgt eine geeignete Steuerung dafür, dass die maximal zulässige Anschlussleistung eingehalten wird.

2. Welche Vorteile kann eine Überbauung bieten?

Eine Überbauung des Netzverknüpfungspunktes kann die Auslastung eines vorhandenen Netzanschlusses deutlich erhöhen. Durch die Kombination von Windenergie-, PV-Anlage und Großbatteriespeicher kann über das Jahr hinweg mehr erneuerbare Energie erzeugt und genutzt werden, obwohl die maximale Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt begrenzt bleibt. Der Großbatteriespeicher kann Erzeugungsspitzen aufnehmen und zeitversetzt abgeben. Dadurch lässt sich die vorhandene Netzinfrastruktur effizienter nutzen, zusätzliche Abregelung reduzieren und die Wirtschaftlichkeit des gesamten Erneuerbare-Energien-Projekts verbessern.

FLEXIBLE NETZANSCHLUSSVERTRÄGE

1. Was ist ein flexibler Netzanschlussvertrag?

Ein flexibler Netzanschlussvertrag (Flexible Connection Agreement – FCA) ermöglicht PV-Anlagen, Windenergieanlagen und Großbatteriespeichern den Netzanschluss, obwohl die benötigte Netzkapazität nicht jederzeit verfügbar ist. Im Gegenzug akzeptiert der Anlagenbetreiber, dass der Netzbetreiber die Einspeisung oder den Netzbezug zeitweise begrenzen kann. Dadurch können Projekte häufig schneller oder mit geringeren Netzausbaukosten angeschlossen werden. Für PV, Wind und Großbatteriespeicher sind insbesondere die vereinbarten Leistungsgrenzen, Abrufbedingungen, Vorlaufzeiten und möglichen Entschädigungsregelungen entscheidend.

2. Welche Vorteile bieten flexible Netzanschlüsse für Kommunen?

Flexible Netzanschlüsse können dafür sorgen, dass Photovoltaik- und Windenergieanlagen sowie Großbatteriespeicher schneller ans Netz gehen. Das kann die Energiewende vor Ort beschleunigen.

Dadurch können Projekte auch dann realisiert werden, wenn der Netzausbau noch nicht vollständig abgeschlossen ist. Auf diese Weise können zusätzliche Gewerbesteuereinnahmen, Pachteinnahmen und lokale Wertschöpfung entstehen. Großbatteriespeicher können zudem überschüssigen Strom speichern und Netzengpässe entschärfen.

3. Welche Nachteile hat ein flexibler Netzanschluss?

Ein Nachteil flexibler Netzanschlüsse ist, dass PV-Anlagen, Windenergieanlagen und Großbatteriespeicher bei Netzengpässen ihre Leistung zeitweise reduzieren oder begrenzen müssen. Bei PV und Wind kann dies zu einer Abregelung der Stromerzeugung (Curtailment) und damit zu Einnahmeverlusten führen. Bei Großbatteriespeichern können Einschränkungen beim Laden und Entladen die Vermarktungsmöglichkeiten reduzieren. Zudem erhöhen flexible Netzanschlüsse die Anforderungen an Betriebsführung, Steuerung und Prognose der Anlagen.

REDISPATCH

1. Was bedeutet Redispatch?

Redispatch bezeichnet in der Energiewirtschaft die gezielte Anpassung der Einspeise- oder Bezugsleistung von Stromanlagen, um Netzengpässe zu vermeiden oder zu beseitigen. In Deutschland können im Rahmen von Redispatch 2.0 neben konventionellen Energieerzeugungsanlagen auch PV-Anlagen, Windenergieanlagen und Speicheranlagen betroffen sein. Wird eine Anlage aufgrund eines Netzengpasses heruntergeregelt, spricht man häufig von Abregelung (Curtailment). Redispatch ist dabei ein regulatorisch geregelter Prozess und nicht einfach jede Form der Leistungsbegrenzung.

2. Bekomme ich eine Entschädigung, wenn meine Anlage wegen Redispatch weniger Strom einspeisen darf?

Ja, grundsätzlich gibt es bei Redispatch 2.0 einen finanziellen Ausgleich, wenn eine Anlage aufgrund einer Redispatch-Maßnahme weniger einspeisen darf. Das gilt auch für PV- sowie Windenergieanlagen und Großbatteriespeicher. Der Ausgleich soll den Anlagenbetreiber wirtschaftlich so stellen, als wäre die Redispatch-Maßnahme nicht erfolgt.

Wichtig im Kontext flexibler Netzanschlüsse: Eine vertraglich vereinbarte Begrenzung durch den flexiblen Netzanschluss ist etwas anderes. Für die Einhaltung dieser Grenze besteht grundsätzlich kein Redispatch-Ausgleichsanspruch.

3. Was ist der Unterschied zwischen Curtailment und Redispatch?

- Curtailment (Abregelung) bezeichnet die Reduzierung der möglichen Einspeiseleistung einer Anlage. Es kann beispielsweise aufgrund von Netzengpässen, einer vertraglichen Begrenzung wie einem flexiblen Netzanschluss oder im Rahmen einer Redispatch-Maßnahme erfolgen.
- Redispatch ist in Deutschland ein regulatorisch definierter Netzengpass-Mechanismus, bei dem Netzbetreiber die Einspeisung von Anlagen gezielt anpassen, um Netzengpässe zu vermeiden oder zu beseitigen –

inklusive entsprechender gesetzlicher Regelungen und Vergütung.

Bei einem flexiblen Netzanschluss kann eine Abregelung vertraglich vereinbart sein, ohne dass sie automatisch als Redispatch gilt.

ALLGEMEINES ZU STROMNETZEN

1. Welche Netzebenen gibt es im deutschen Stromnetz?

Im deutschen Stromnetz gibt es vier **Netzebenen**, die sich durch ihre Spannung unterscheiden:

- **Höchstspannung:** 220/380 kV – überregionaler Stromtransport
- **Hochspannung:** meist 110 kV – regionale Verteilung
- **Mittelspannung:** etwa 10–30 kV – lokale Verteilung
- **Niederspannung:** 230/400 V – Versorgung von Haushalten und kleineren Gewerbebetrieben

PV- sowie Windenergieanlagen und Großbatteriespeicher werden je nach Leistung und Standort auf unterschiedlichen Netzebenen angeschlossen

2. Was ist der Unterschied zwischen Verteil- und Übertragungsnetz?

Das Übertragungsnetz transportiert große Strommengen über weite Entfernungen und arbeitet hauptsächlich auf der Höchstspannungsebene (220/380 kV). In Deutschland wird es von den vier Übertragungsnetzbetreibern betrieben. Das Verteilnetz verteilt Strom regional und lokal über Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze bis zu den Verbrauchern. PV- sowie Windenergieanlagen und Großbatteriespeicher werden abhängig von ihrer Leistung und dem Netzanschlusspunkt meist an Verteil- oder Übertragungsnetze angeschlossen.

3. Welche Aufgaben haben Umspannwerke und Transformatoren?

Transformator: Ein Transformator ändert die Spannungsebene, z. B. von 110 kV auf 20 kV oder von 20 kV auf 400 V.

Umspannwerk: Ein Umspannwerk ist eine größere Netzanlage, in der Transformatoren zusammen mit Schaltanlagen, Schutz- und Steuerungstechnik sowie Messsystemen eingesetzt werden. Es verbindet unterschiedliche Netzebenen, typischerweise Höchstspannung mit Hochspannung oder

Hochspannung mit Mittelspannung, und ermöglicht deren sicheren Betrieb.

Für PV- sowie Windenergieanlagen und Großbatteriespeicher ist das Umspannwerk häufig der zentrale Übergabepunkt zum übergeordneten Netz. Bei der Umspannung von Mittelspannung auf Niederspannung spricht man dagegen typischerweise von einer Trafostation bzw. Ortsnetzstation.

4. Was bedeuten Einspeisung und Netzbezug?

Einspeisung bedeutet, dass eine Anlage elektrische Energie in das öffentliche Stromnetz abgibt. Beispielsweise speisen PV- und Windenergieanlagen erzeugten Strom ein oder ein Großbatteriespeicher gibt beim Entladen Strom ins Netz ab.

Netzbezug bedeutet, dass elektrische Energie aus dem öffentlichen Stromnetz entnommen und verbraucht wird. Ein Großbatteriespeicher hat beispielsweise Netzbezug, wenn er aus dem Netz geladen wird.

Merksatz:
→ Einspeisung = Strom fließt ins Netz
← Netzbezug = Strom fließt aus dem Netz

Herausgeberin:
KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH
Kaiserstraße 94a, D-76133 Karlsruhe
Tel.: +49 0721 98471-0
www.kea-bw.de
Digitale Version als Download:
www.kea-bw.de/erneuerbare-bw/wissensportal/publikationen