

AKTIONSPLAN NETZANSCHLUSS 2023

UNSERE ENERGIE UNTERSTÜTZT ERNEUERBAREN-ZIELE.





Aktionsplan Netzanschluss

Version 1.0

05.07.2023

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
1 Einleitung	5
2 Der Weg zur eigenen PV-Anlage	6
2.1 Planung und Beauftragung	7
2.2 Netzzutritt und -zugang	8
2.3 Förderung	8
2.4 Errichtung und Betrieb	9
3 Aktuelle Herausforderungen und Aktionen	10
3.1 Herausforderungen bei Planung und Beauftragung	11
3.1.1 Herausforderung: Anträge über Online-Portal	12
3.2 Herausforderungen bei Netzzutritt und -zugang	12
3.2.1 Herausforderung: Standardisierung und Beschleunigung der Netzanschlussbeurteilung im Rahmen des vereinfachten Netzzugangs	13
3.2.2 Herausforderung: Rasche Umsetzung der Digitalisierung	15
3.2.3 Herausforderung: Fehlende Netzkapazitäten	15
3.2.4 Herausforderung: Transparenz verfügbarer Netzkapazitäten	18
3.3 Herausforderungen bei der Förderung	19
3.3.1 Herausforderung: Transparenz bei Förderungen	19
3.4 Herausforderungen bei Errichtung und Betrieb	19
3.4.1 Herausforderung: Wartezeiten bei Inbetriebnahme	19
3.4.2 Herausforderung: Registrierung in der Herkunftsnachweisdatenbank	20
3.5 Weitere Herausforderungen und Aktionen	21
3.5.1 Herausforderung: Unterschiedliche Vorgaben für Netztrenn- bzw. Umschaltleinrichtungen bzw. Netzschnittstellen	21
3.5.2 Herausforderung: Lokale Blindleistungsregelung	21
3.5.3 Herausforderung: Spannungsbandbewirtschaftung	22
3.5.4 Herausforderung: Konformitätsnachweise	22
3.5.5 Herausforderung: Kumulierung der Engpassleistungen (Maximalkapazitäten) von Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Netzbenutzer	23
3.5.6 Herausforderung: Anwendung von Engpassleistung (Maximalkapazität), netzwirksame Leistung und Modulspitzenleistung	24
3.5.7 Veranstaltungen und Multiplikatoren	25
4 Datenerhebung	27
5 Quellen	30
Anhang	32
A1 Inhalte Netzentwicklungspläne für Verteilernetze	32
A2 Erhebungsumfang	33
A3 Liste der Aktionen	35

Zusammenfassung

Mit dem „Aktionsplan Netzanschluss“ verfolgt die E-Control das Ziel, die rasche Umsetzung der Erneuerbaren-Ziele zu unterstützen. Um den Ausbau Erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen in Österreich zu beschleunigen, sind im Aktionsplan eine Reihe an Maßnahmen vorgesehen, die den Netzanschluss von Kundenanlagen rasch ermöglichen. Der „Aktionsplan Netzanschluss“ zeigt auf, wie Herausforderungen, die beim Netzanschluss bzw. Netzzugang auftreten, von regulatorischer Seite sowie von Netzbetreibern konkret gelöst werden können, was es noch braucht, um vor allem PV-Anlagen rascher ans Netz anschließen zu können und wie die Kommunikation aller Beteiligten verbessert werden kann. Zudem werden im Aktionsplan die Prozesse, die eingehalten werden müssen, um eine PV-Anlage bis 20 kW im Niederspannungsnetz zu errichten, dargestellt.

Aus den Erhebungen der E-Control, die bei den Netzbetreibern durchgeführt wurden, geht hervor, dass es Ende 2022 knapp 250.000 Zählpunkte für PV-Anlagen in Österreich gegeben hat. 97 % davon waren auf der Niederspannungsebene angeschlossen. Bis 2030 soll die erneuerbare Stromerzeugung in Österreich um 27 TWh gesteigert werden. 11 TWh entfallen dabei auf PV, 10 TWh auf Wind, 5 TWh auf Wasserkraft und 1 TWh auf Biomasse. Hier gilt es, in allen Bereichen massiv auszubauen. Die E-Control geht davon aus, dass allein bei der PV pro Jahr rund 100.000 neue Zählpunkte notwendig sind, um die Erneuerbaren-Ziele zu erreichen, was einem jährlichen Zuwachs der installierten PV-Leistungen um 1 GW entspricht.

Im Rahmen des „Aktionsplan Netzanschluss“ wurden eine Vielzahl an Herausforderungen identifiziert, die verschiedene Aspekte und Phasen des Netzanschlusses betreffen. Diese Phasen erstrecken sich von der Planung über den Netzzugang bis zur Inbetriebnahme der PV-Anlage. Die E-Control hat 14 konkrete Aktionen ausgearbeitet, die sowohl kurzfristige als auch mittelfristige Maßnahmen beinhalten. Die Verantwortung für die Umsetzung liegt sowohl bei der E-Control selbst als auch bei den Netzbetreibern und in der Zusammenarbeit aller Beteiligten.

Ein Schwerpunkt des Aktionsplans liegt auf der Standardisierung und Beschleunigung. Ein Teil dieses Vorhabens ist auch ein laufendes Monitoring, um sicherzustellen, dass die festgelegten Fristen eingehalten werden. Weiters soll das Konzept der netzwirksamen Leistung etabliert werden, um bereits vorhandene Netzkapazitäten optimal auszunutzen. Außerdem sollen für Beschränkungen der Einspeiseleistung einheitliche Regelungen und zeitliche Begrenzungen geschaffen werden. Darüber hinaus sieht der Aktionsplan den Abbau bürokratischer Hürden im Zuge der Inbetriebnahme von PV-Anlagen vor.

Mittels einer quartalsweisen Erhebung wird künftig der Status und der Fortschritt des Ausbaus und der Integration der Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen erfasst. Die Ergebnisse dieser Erhebung werden im vorliegenden Aktionsplan erstmals veröffentlicht und künftig quartalsweise aktualisiert. Außerdem ist eine laufende Evaluierung der Aktionen geplant.

Durch diese umfassenden Maßnahmen im „Aktionsplan Netzanschluss“ will die E-Control einen effizienteren und zügigen Netzanschluss gewährleisten, um den Ausbau Erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen voranzutreiben. Die E-Control greift Verstöße gegen gesetzliche Bestimmungen in diesem Zusammenhang in Aufsichtsverfahren auf bzw. führt auf Antrag Streitschlichtungsverfahren durch.

1 Einleitung

Ein zentrales Ziel der Regulierungsbehörde ist seit ihrer Gründung die Schaffung eines angemessenen regulatorischen Rahmens im Einklang mit den gesetzlich vorgegebenen Zielen der Energiepolitik und -effizienz [1]. Österreich verfolgt das Ziel, im Jahr 2030 100 % des Stromverbrauchs bilanziell durch Erneuerbare Energien zu decken [2]. Die Integration erneuerbarer, volatiler und dezentraler Stromerzeugungsanlagen bei gleichzeitiger Gewährleistung einer sicheren und leistbaren Energieversorgung macht umfangreiche Netzverstärkungen, Netzausbau, Digitalisierung und den gezielten Einsatz von Flexibilitätsleistungen notwendig. Gemäß Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) soll bis 2030 die Erneuerbare Stromerzeugung um 27 TWh gesteigert werden, wobei 11 TWh auf Photovoltaik, 10 TWh auf Wind, 5 TWh auf Wasserkraft und 1 TWh auf Biomasse entfallen sollen [3]. Der zeitgerechte Netzanschluss der dafür erforderlichen Erzeugungskapazitäten stellt eine große Herausforderung dar.

Zweckmäßige Regelungen zum Netzzutritt- und Netzzugang Erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen spielen eine wichtige Rolle für die Realisierbarkeit der Erneuerbaren-Ziele. Darüber hinaus sind Netzzutritts- und zugangsregeln auch für Verbrauchsanlagen und insbesondere die stark an Bedeutung gewinnenden Betriebsmittel Wärmepumpen, elektrische Energiespeicher und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge von zentraler Bedeutung. Hier ist neben dem Erzeugungsmanagement ein Speicher- und Lastmanagement erforderlich.

Das Interesse an der Errichtung von Stromerzeugungsanlagen ist seit Beginn der Energiekrise 2022 in einem unerwarteten Ausmaß gestiegen: In vielen Netzgebieten hat sich die Zahl der Anträge auf Netzzugang für Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen vervielfacht. Dieser Anstieg an Netzanschlussbegehren ist seitens Verteilernetzbetreiber (VNB) nur mit standardisierten und digitalisierten Prozessen bewältigbar. Es hat sich gezeigt, dass die österreichischen VNB in unterschiedlichem Maße automatisierte, den neuen Herausforderungen angemessene und den tatsächlichen Lastflüssen entsprechende Prozessabläufe etabliert haben.

Mittels einer quartalsweisen Erhebung und Veröffentlichung wird zukünftig durch die E-Control der Status und der Fortschritt des Ausbaus und der Integration der Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen erfasst. Die Ergebnisse dieser Erhebung werden im Aktionsplan periodisch aktualisiert und ausführlich dargestellt.

Der E-Control ist es wichtig, die rasche Umsetzung der Erneuerbaren-Ziele zu unterstützen. Deshalb wurde ein Aktionsplan für den Netzanschluss erstellt, welcher eine Reihe an Aktionen für eine raschere Umsetzung von Maßnahmen vorsieht, um Netzanschlüsse der Kundenanlagen zeitnah zu ermöglichen.

Mit dem „Aktionsplan Netzanschluss“ sollen somit ebenfalls die Herausforderungen beim Netzanschluss bzw. Netzzugang aufgezeigt werden, Maßnahmen zur Lösung dieser beschreiben und die Entwicklung der zugehörigen Prozesse mit dem Schwerpunkt von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) mit einer Engpassleistung ≤ 20 kW im Niederspannungsnetz dargestellt werden sowie das laufende Monitoring ermöglicht werden.

2 Der Weg zur eigenen PV-Anlage

Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich schwerpunktmäßig auf den Netzzugangsprozess von PV-Anlagen mit einer Engpassleistung ≤ 20 kW, weil ca. 98 % aller bisher angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen (bezogen auf die Anzahl) PV-Anlagen sind und davon über 99 % im Niederspannungsnetz angeschlossen werden (nähere Informationen zu den erhobenen Daten befinden sich in Kapitel 4).

Dieses Kapitel befasst sich mit den notwendigen Schritten, die in Zusammenhang mit der Errichtung und der Inbetriebnahme einer PV-Anlage zu beachten sind. Abbildung 1 unterteilt den Ablauf von Planung bis Inbetriebnahme einer PV-Anlage mit einer Engpassleistung ≤ 20 kW in vier Phasen.

Der Fokus des „Aktionsplan Netzanschluss“ liegt auf Netzzutritts- bzw. Netzzugangsthemen¹, um Netzanschlüsse zu erleichtern. Auf eventuell notwendige baurechtliche Aspekte wird hier nicht eingegangen. Nachfolgend werden einzelne Phasen, die Netzbenutzer für die Errichtung von PV-Anlagen mit einer Engpassleistung ≤ 20 kW mit den Netzbetreibern und Energielieferanten durchlaufen müssen, detailliert ausgeführt.

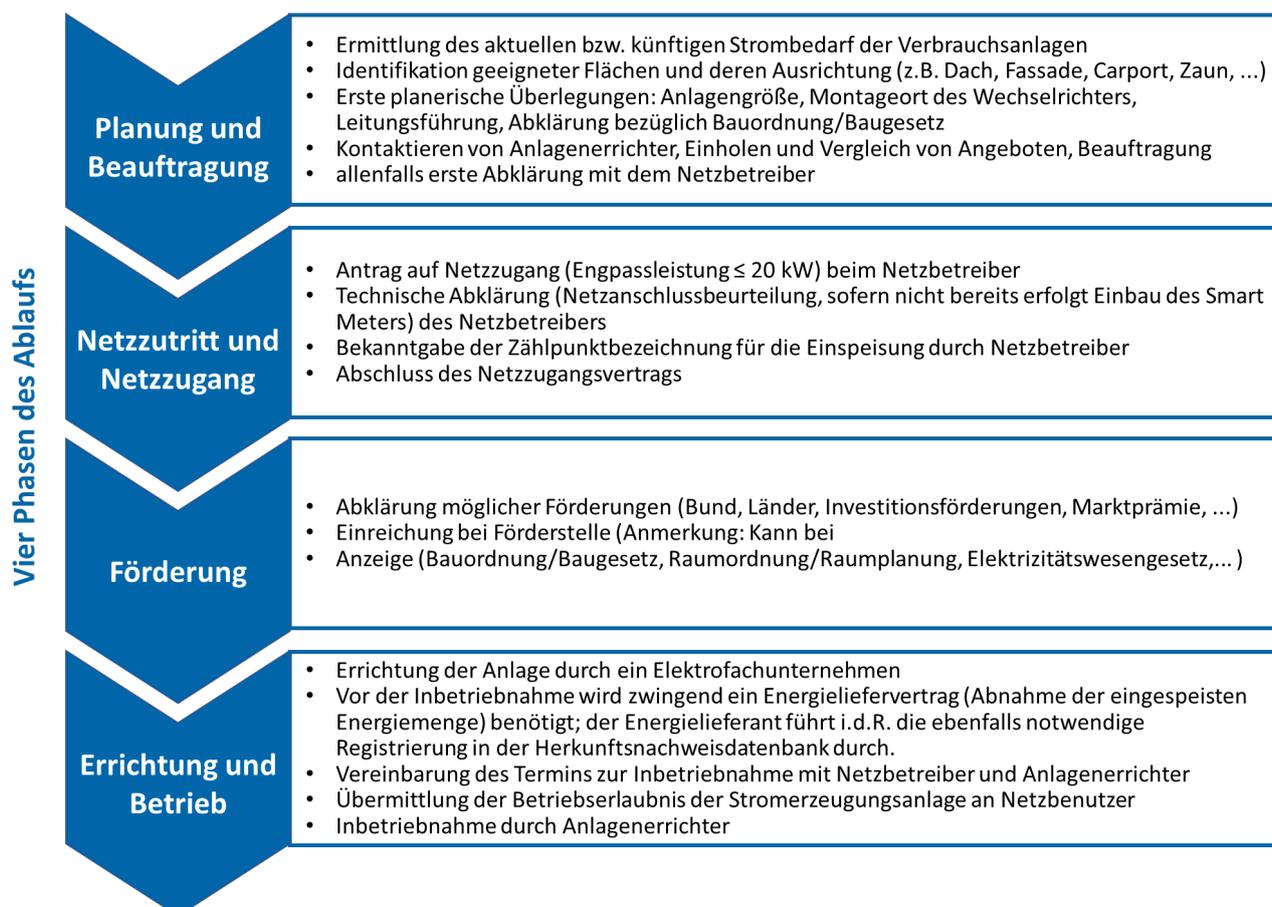


Abbildung 1: Vier Phasen des Ablaufs von Planung bis Inbetriebnahme von PV-Anlagen ≤ 20 kW.

¹ Der „Netzanschluss“ stellt gemäß § 7 Z 48 EIWOG 2010 [4] die physische Verbindung der Anlage eines Netzbenutzers mit dem Netzsystem dar. Der „Netzzugang“ beinhaltet gemäß § 7 Z 43 EIWOG 2010 [4] die Nutzung des Netzsystems.

2.1 Planung und Beauftragung

Den Ausgangspunkt für die Errichtung und den Betrieb einer PV-Anlage bildet eine Grobplanung durch den Interessenten bzw. Errichter der PV-Anlage. Dabei werden die prognostizierte Stromerzeugung und – sofern Verbrauchseinheiten vorhanden sind – der prognostizierte Strombedarf ermittelt. Die beiden Größen Erzeugung und Verbrauch bilden zusammen die Grundlage für die Eigenverbrauchs- und Eigenerzeugungsanalyse. Wenn zusätzliche nennenswerte Verbrauchseinheiten eingesetzt werden, wie zum Beispiel Wärmepumpen, Heiz- bzw. Klimaanlage, Ladestellen oder Speicher, so sind diese zu berücksichtigen und zumeist auch gegenüber dem Netzbetreiber meldepflichtig. Bei bestehenden Verbrauchseinheiten werden für die Analyse historische Verbräuche verwendet. Intelligente Messgeräte (Smart Meter) in der erweiterten Konfiguration² liefern ¼-stündliche Energiewerte. Ein Smart Meter verfügt außerdem über eine Kommunikationsschnittstelle, sodass der Netzbetreiber bei Bedarf die gemessenen Daten in „Echtzeit“ (2-10 s) aus dem Gerät direkt auslesen kann. Der Zugriff sowie die Spezifikation dieser Kommunikationsschnittstelle sind beim Netzbetreiber zu erhalten. Damit können Steuerungsgeräte für ein Energiemanagement³ eingebunden werden, die auf Basis der „Echtzeitdaten“ reagieren. Bei Bedarf oder bei Vorliegen von Energiespeichern kann eine PV-Anlage in Verbindung mit einem elektrischen Energiespeicher in die Planung sowie das Energiemanagement berücksichtigt werden. Bereits hier ist eine Abstimmung mit dem ausführenden Elektrofachunternehmen empfehlenswert.

Unter Berücksichtigung vorhandener Flächen (z. B. Dach, Carport, Fassade, Zaun, ...) wird die Anlagengröße und Ausrichtung ermittelt. Ebenso sollte der Standort des Wechselrichters bzw. die Leitungsführung überlegt werden. Mit diesen wichtigen Eckpunkten können konkrete Angebote von Elektrofachunternehmen eingeholt werden, diese wissen i.d.R. über Fördermöglichkeiten Bescheid.

Anschließend wird ein Elektrofachunternehmen beauftragt, die weitere Detailplanung der PV-Anlage (u. a. Auswahl der Anlagenkomponenten, Planung der Elektroinstallation usw.) durchzuführen. Je nach Standort und Ausführung der PV-Anlage sind im jeweiligen Bundesland verschiedene gesetzliche Vorgaben und mögliche Behördenwegen zu berücksichtigen. In der Projektentwicklung sollte eine Abklärung von Behördenwegen und Förderungen enthalten sein.

Wesentlich ist hier die für die geplante Nutzung ausgelegte Anlagengröße zu bestimmen und in weiterer Folge die so ermittelte Leistung der Stromerzeugungsanlage, bezogen auf die Engpassleistung unter Berücksichtigung einer möglichen Leistungsreduktion sowie der lokalen zeitgleichen Stromverbräuche, mit dem Netzbetreiber vorab und bei der nächsten Phase, siehe Abschnitt 2.2, abzustimmen.

² Beim Intelligenten Messgerät in der erweiterten Konfiguration (als Opt-in bezeichnet) gemäß § 84 Abs 2 EIWOG 2010 [4] werden ¼-stündlichen Energiewerte gemessen, im Gerät gespeichert und einmal täglich an den Netzbetreiber übermittelt. Spätestens zwölf Stunden nach ihrer Auslesung sind die Energiewerte dem Netzbetreiber im Smart-Meter-Webportal des Netzbetreibers zur Verfügung zu stellen. Diese Konfiguration ist auf ausdrücklichen Wunsch des Netzbetreibers beim Einbau des intelligenten Messgeräts zu erfolgen oder kann im Nachhinein im Webportal (Kundenportal) des Netzbetreibers eingestellt werden.

³ Mit einem Energiemanagementsystem (EMS), das gut in die Verbrauchsanlage sowie Energiespeicher eingebettet ist, kann die Energieeffizienz gesteigert und Energiekosten, Energieverbrauch sowie CO₂-Emissionen reduziert werden. Ein EMS beinhaltet die Umsetzung technischer, strategischer und organisatorischer Maßnahmen zur fortlaufenden Verbesserung der energiebezogenen Leistung.

2.2 Netzzutritt und -zugang

Beim Netzzugangsvertrag handelt es sich gem. § 7 Abs. 1 Z 55 EIWOG 2010 [4] um die individuelle Vereinbarung zwischen dem Netzzugangsberechtigten und einem Netzbetreiber, der den Netzzugang und die Inanspruchnahme des Netzes regelt. § 17a EIWOG 2010 [4] macht in diesem Zusammenhang Vorgaben für den vereinfachten Netzzutritt und Netzzugang für kleine Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energieträger.

In der Phase Netzzutritt und -zugang erfolgt die technische Abklärung mit dem zuständigen Netzbetreiber. Gemäß § 17a EIWOG 2010 [4] kommt für Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energieträger mit einer Engpassleistung ≤ 20 kW ein vereinfachter Prozess zur Anwendung. Die Anzeige für den Netzzutritt und -zugang kann in diesem Fall meist über das Kundenportal des jeweiligen Netzbetreibers gestellt werden. Oftmals erledigt dies das mit der Errichtung der PV-Anlage beauftragte Elektrofachunternehmen. Sobald die Anzeige vollständig beim Netzbetreiber eingelangt ist, führt dieser eine Anschlussbeurteilung durch. Eine Anlage gemäß § 17a EIWOG 2010 Abs. 3 [4] ist anzuschließen, wenn keine Verweigerungsgründe vorliegen und der Verteilernetzbetreiber dem Netzbetreiber den Anschluss schriftlich bestätigt oder nach Ablauf von 4 Wochen ab vollständiger Anzeige durch den Netzbetreiber keine Entscheidung des Verteilernetzbetreibers erfolgt ist (§ 17a Abs. 4 EIWOG 2010 [4]). Die Bestätigung des Netzbetreibers enthält Informationen über die wesentlichen Inhalte der Allgemeinen Bedingungen für den Netzzugang sowie über geltende Preise und Tarife (§ 17a Abs. 5 EIWOG 2010 [4]). Gemäß TOR Erzeuger erstellt und übermittelt der Netzbetreiber auf der Grundlage der vorgelegten und vollständigen Anzeige und seiner Anschlussbeurteilung ein Anschlusskonzept oder ein Angebot für den Netzzugang. Das Anschlusskonzept enthält beispielsweise die Zählpunktbezeichnung für die Einspeisung und Vorgaben für den Anschluss und Betrieb der Stromerzeugungsanlage.

Der Verteilernetzbetreiber kann binnen 4 Wochen nach vollständiger Anzeige durch den Netzbetreiber den Netzzutritt wegen begründeter Sicherheitsbedenken oder technischer Inkompatibilität der Systemkomponenten verweigern und einen anderen Netzzugangspunkt vorschlagen. In diesem Fall ist die Verweigerung dem Netzbetreiber gegenüber nachvollziehbar zu begründen (§ 17a Abs. 4 EIWOG 2010 [4]). Den Abschluss dieser Phase bildet der Netzzugangsvertrag.

2.3 Förderung

Vor bzw. parallel zur Errichtung der PV-Anlage kann nach positiver Beurteilung des Netzzutritts und -zugangs eine Abklärung über mögliche Förderungen erfolgen. Förderanträge sind bei der zuständigen Förderstelle (z. B. OeMAG, Bundesländerförderungen etc.) einzureichen. Einen Überblick von unterschiedlichen Fördermöglichkeiten wird sowohl von öffentlichen Stellen als auch von Interessensvertretungen zur Verfügung gestellt.⁴

⁴Zum Beispiel: oesterreich.gv.at: https://www.oesterreich.gv.at/themen/bauen_wohnen_und_umwelt/energie_sparen/1/Seite.2430320.html

Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA: <https://pvaustralia.at/foerderungen/>

2.4 Errichtung und Betrieb

Die elektrotechnischen Ausführungen der PV-Anlage darf ausschließlich von dazu befugten Gewerbetreibenden (reglementiertes Gewerbe Elektrotechnik gemäß § 94 Z 16 GewO 1994) errichtet werden. Vor Inbetriebnahme der PV-Anlage ist ein Energieliefervertrag für die in das Netz eingespeiste bzw. verkaufte Energie, also die nicht selbst verbrauchte Energie, notwendig. Dieser ist rechtzeitig mit einem frei wählbaren Energielieferanten abzuschließen.

Bevor die Inbetriebnahme erfolgen kann, muss das Elektrofachunternehmen dem Netzbetreiber mitteilen, dass die netzparallele Stromerzeugungsanlage vorschriftsmäßig errichtet wurde (Fertigstellungsmeldung). Nach der Übermittlung dieser Meldung prüft der Netzbetreiber die übermittelten Unterlagen, führt bei Bedarf eine Vor-Ort-Überprüfung durch und erteilt bei positiver Beurteilung die Betriebserlaubnis für die Anlage. Sofern nicht bereits vorhanden, wird ein Smart Meter installiert und anschließend kann die PV-Anlage in Betrieb genommen werden.

Voraussetzungen für den Betrieb der Stromerzeugungsanlage sind jedenfalls der Netzzugangsvertrag, der Energieliefervertrag und die Bestätigung über die konforme Errichtung der Stromerzeugungsanlage eines konzessionierten Elektrofachunternehmens. Nicht notwendig ist ein Einliniens Schaltbild der PV-Anlage.

Eine vorzeitige Inbetriebnahme ohne Zustimmung des Netzbetreibers ist unzulässig, der Netzbetreiber ist in diesem Fall zur sofortigen Abschaltung berechtigt. Mangels Trennbarkeit (zumeist nur eine Übergabestelle) umfasst die sofortige Abschaltung zumeist auch die mit der Erzeugungsanlage verbundene Bezugsanlage.

3 Aktuelle Herausforderungen und Aktionen

Der Aktionsplan befasst sich mit den notwendigen Schritten, die im Zusammenhang mit der Errichtung und der Inbetriebnahme von PV-Anlagen (≤ 20 kW) zu beachten sind. Wie in Abbildung 1 dargestellt, kann der Ablauf der Errichtung und der Inbetriebnahme von PV-Anlagen in vier Phasen unterteilt werden. Nachfolgend werden einzelnen Phasen näher und die Aktivitäten der beteiligten Akteure erläutert.

Ein schematischer Ablauf der Errichtung und der Inbetriebnahme von PV-Anlagen ist in Abbildung 2 und in Abbildung 3 dargestellt, wobei zwischen Handlungen des Netzbenutzers (gelb) und des Netzbetreibers (dunkelblau) unterschieden wird. Zudem enthalten die Darstellungen erforderliche Unterlagen und relevante Fristen. Für Stromerzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung ≤ 20 kW gilt gemäß § 17a EIWOG 2010 [4] ein vereinfachter Netzzutritt. Hinsichtlich des Ablaufes ist daher zu unterscheiden zwischen dem schematischen Ablauf in Abbildung 2 ohne Maßnahmen im Verteilernetz und in Abbildung 3 mit Maßnahmen im Verteilernetz zur Ermöglichung des Netzzutritts bzw. Netzzugangs. Nachfolgend werden die Abläufe und notwendigen Schritte genauer beschrieben. Darüber hinaus werden Herausforderungen, die seitens E-Control identifiziert wurden, beschrieben und Lösungen (*Aktionen*) für deren Beseitigung aufgezeigt.

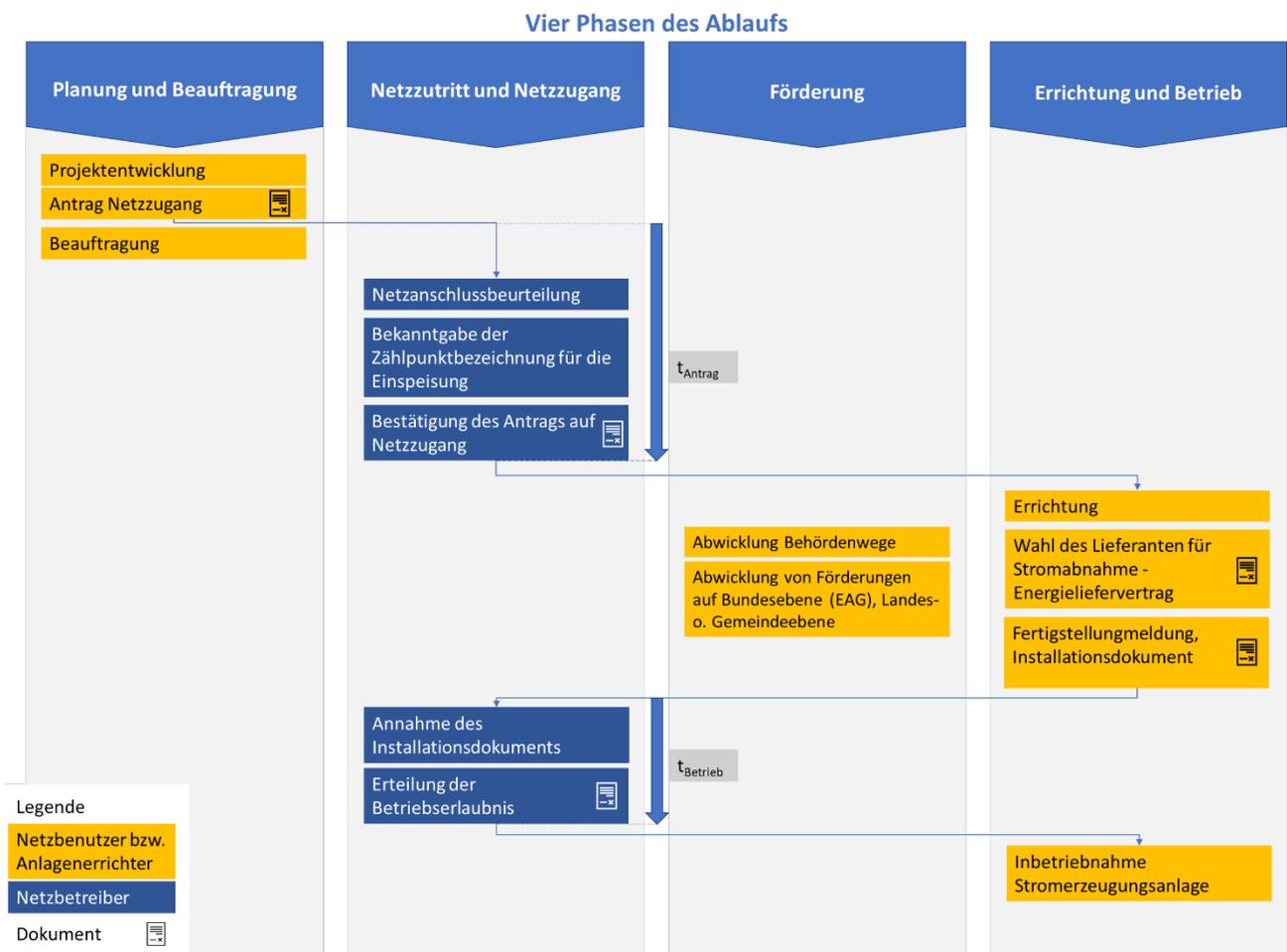


Abbildung 2: Schematischer Ablauf der Errichtung und Inbetriebnahme von PV-Anlagen mit einer Engpassleistung ≤ 20 kW.

Die in der Abbildung 2 und Abbildung 3 mit Pfeilen dargestellten Zeitdauern beschreiben jeweils den Start- und Endpunkt dieser. Dabei beschreibt t_{Antrag} die Zeitdauer zwischen Einlangen des Antrags auf Netzzutritt bzw. -zugang und der Bestätigung des Antrages, $t_{\text{Anschluss}}$ die Zeitdauer zwischen Einlangen der Zusage des Netzbenutzers zum Angebot für den Netzzugangsvertrag und den Abschluss der Maßnahmen im Verteilernetz, welche den Netzzutritt und Netzzugang des Netzbenutzers ermöglichen und t_{Betrieb} die Zeitdauer zwischen Einlangen der Fertigstellungsmeldung beim Netzbetreiber und der Erteilung der Betriebserlaubnis der Stromerzeugungsanlage.

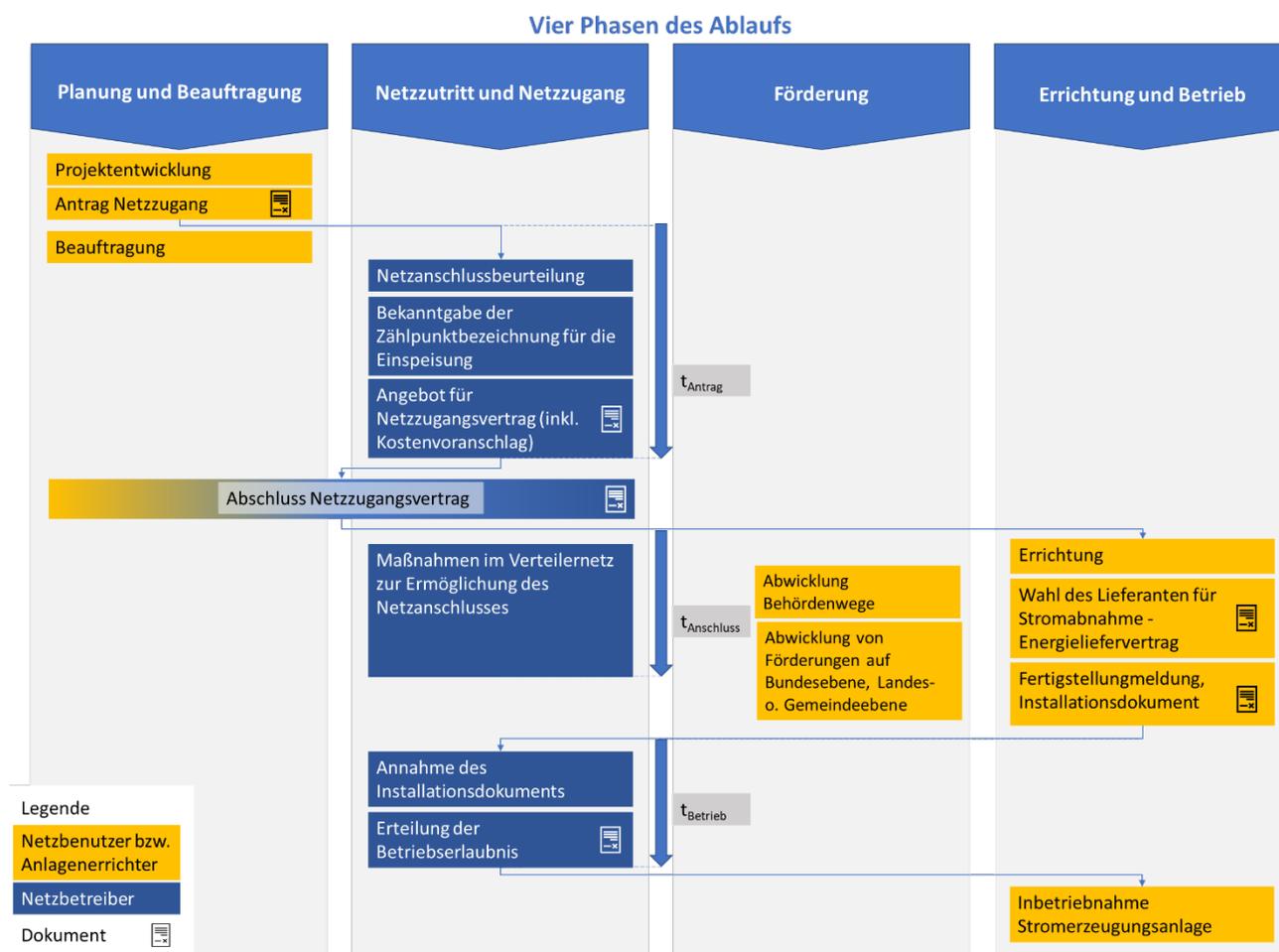


Abbildung 3: Schematischer Ablauf der Errichtung und Inbetriebnahme von PV-Anlagen mit Maßnahmen im Verteilernetz.

3.1 Herausforderungen bei Planung und Beauftragung

Diese Prozessphase ist bereits in Kapitel 2.1 beschrieben. Weiterführende Informationen zur Anzeige- und Genehmigungspflicht werden sowohl von öffentlichen Stellen als auch von Interessensvertretungen zur Verfügung gestellt ⁵.

⁵<https://pvaustria.at/wp-content/uploads/Kurzversion-Leitfaden-zur-Anzeige-und-Genehmigungspflicht-von-PV-Anlagen.pdf>

3.1.1 Herausforderung: Anträge über Online-Portal

Der Antrag auf Netzzutritt und -zugang erfolgt idealerweise über ein Online-Portal des Netzbetreibers.

Aktion 1: Anträge auf Netzzutritt und -zugang via Online-Portal

Netzkunden sollen den Antrag selbst stellen können. E-Control fordert daher Netzbetreiber, die bislang keine Beantragung via Online-Portal ermöglichen, auf, dass neben bevollmächtigten Elektrofachunternehmen auch Netzbenutzern der Zugang zum Online-Portal des Netzbetreibers gewährt wird, wie bereits bei einigen Netzbetreibern möglich.

Ziel: Vereinfachung des Antrags via Online-Portal.

3.2 Herausforderungen bei Netzzutritt und -zugang

Der Betrieb einer Stromerzeugungsanlage erfordert im Vorfeld den Abschluss eines Vertrags über den Netzzugang der Stromerzeugungsanlage. Die Allgemeinen Bedingungen regeln das den Netzzutritt- und Netzzugang betreffende Rechtsverhältnis zwischen Netzbenutzer und Netzbetreiber.

Für kleine Anlagen, Engpassleistung ≤ 20 kW, gibt es gemäß § 17a EIWOG 2010 [4] einen vereinfachten Prozess, um den Aufwand für Netzbenutzer möglichst gering zu halten. Das Verfahren beginnt bei kleinen Erzeugungsanlagen (Engpassleistung ≤ 20 kW) mit einer Anzeige des Netzbenutzers beim Verteilernetzbetreiber und endet nach der erfolgreichen Prüfung in der Regel mit der Bestätigung der Anzeige auf Abschluss eines Vertrags über den Netzzugang, siehe Abbildung 4 (zum Prozess für § 17a Anlagen, siehe Kapitel 2.2). Die Anzeige gilt gemäß § 17a EIWOG 2010 [4] als vollständig, wenn sie folgende Angaben enthält:

- 1) Name und Anschrift des Netzbenutzers und Anschrift der anzuschließenden Anlage;
- 2) bei neu zu errichtenden Anlagen: Lageplan;
- 3) gewünschter Beginn der Einspeisung;
- 4) Höchstleistung der Anlage in kW, die den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen des Netzbenutzers entspricht;
- 5) Anzahl und Lage der Zählerplätze;
- 6) Anlagen- und Betriebsart (wie z. B.: Photovoltaikanlage, Kleinwasserkraftwerk, Voll- oder Überschusseinspeisung);
- 7) Prognostizierte Jahresmenge in kWh;
- 8) bei gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen sind die Informationen gemäß § 16a EIWOG 2010 [4] zu übermitteln.

Diese Inhalte decken sich mit den Mindestinformationen bzw. Mindestangaben der Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (END-VO 2012) [5]. Darüberhinausgehende Unterlagen sind bei leistungskleineren Anlagen (≤ 20 kW) nicht erforderlich.

Nach Eingang einer vollständigen Anzeige prüft der Verteilernetzbetreiber die Anfrage. Sofern keine Verweigerungsgründe (begründete Sicherheitsbedenken oder technische Inkompatibilität der Systemkomponenten) vorliegen, stellt der Verteilernetzbetreiber einen Netzzugangsvertrag aus. Dieser beinhaltet die Zählpunktbezeichnung für die Einspeisung.

Gemäß § 4 END-VO 2012 [5] hat der Verteilernetzbetreiber dem Netzbenutzer innerhalb von 14 Tagen (t_{Antrag}) nach vollständigem Antrag auf Netzzugang mit einem konkreten Vorschlag betreffend der weiteren Vorgangsweise – insbesondere unter Angabe einer Ansprechperson und der voraussichtlichen Dauer der Herstellung des Netzzugangs – zu antworten. Gemäß § 17a EIWOG 2010 [4] hat der Verteilernetzbetreiber innerhalb einer Frist von 4 Wochen nach vollständiger Anzeige durch den Netzbenutzer mit einer Anschlussbestätigung zu reagieren, sofern keine Verweigerungsgründe vorliegen. Eine Verweigerung ist dem Netzbenutzer nachvollziehbar zu begründen.

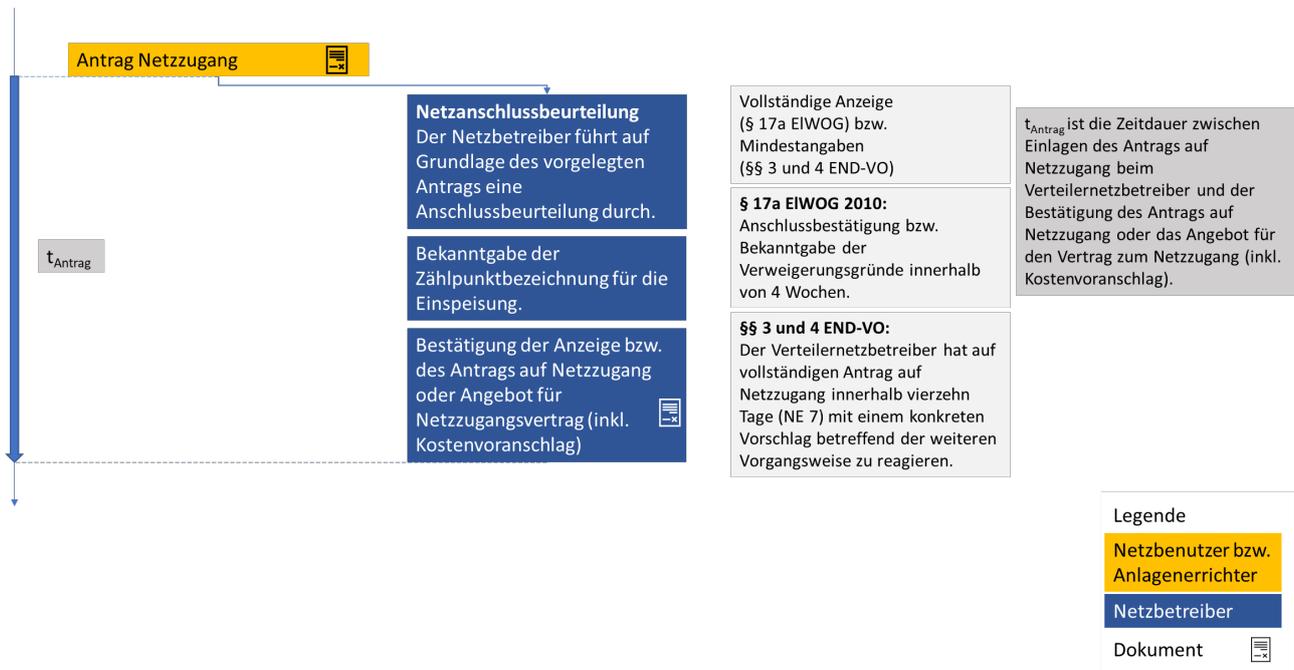


Abbildung 4: Verfahren „Anzeige Netzzugang“ mit Start- und Endpunkt der Zeitdauer t_{Antrag} .

3.2.1 Herausforderung: Standardisierung und Beschleunigung der Netzanschlussbeurteilung im Rahmen des vereinfachten Netzzugangs

Die Netzanschlussbeurteilung ist ein wichtiger Prozess, um sicherzustellen, dass elektrische Anlagen, die an das Stromnetz angeschlossen werden, im Betrieb etwa keine Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen verursachen. Durch historisch gewachsene und damit einhergehende heterogene Netzstrukturen bestehen bei der Netzanschlussbeurteilung von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen unterschiedliche Herangehensweisen.

Durch die aktuell gestiegene Anzahl an Anträgen – aus Datenerhebungen konnte E-Control 2022 einen Zuwachs von etwa 140.000 PV-Anfragen gegenüber dem Jahr 2020 feststellen – kommt es zurzeit bei vielen Netzbetreibern zu längeren Bearbeitungszeiten. Neben dem Anstieg an PV-Anfragen wurden zeitaufwändige Rückfragen bei unvollständigen Anträgen als Grund für die langen Bearbeitungszeiten lokalisiert. Die langen Bearbeitungszeiten haben unter anderem die Auswirkung, dass sich Förderanträge sehr stark verzögern, weil die Zählpunktbezeichnungen für die Einspeisung später bekannt gegeben wurden.

In der ersten Erhebung der E-Control zu PV-Anschlüssen 2022 (nähere Informationen zu den erhobenen Daten befinden sich in Kapitel 4) wurden die Netzbetreiber nach Details beim Netzzugang von

PV-Anlagen befragt. Das Auskunftersuchen adressierte die Bearbeitungsdauern von PV-Netzzugangsfragen und den Prozess der Netzanschlussbeurteilung von PV-Anlagen. Laut Stellungnahmen der Netzbetreiber ist die Bearbeitungsdauer mehrheitlich im zeitlichen Rahmen. Teilweise wurden resultierend Bearbeitungsdauern für das Jahr 2022 von über 45 Tagen genannt.

Aktion 2: Laufendes Monitoring zur Einhaltung der Bearbeitungsdauer t_{Antrag} gemäß den gesetzlichen Vorgaben

Die E-Control wird engmaschig überwachen, ob die gesetzlichen Vorgaben (EIWOG 2010 [4], END-VO 2012 [5]) von Seiten der Verteilernetzbetreiber eingehalten werden. Zusätzlich soll die Bekanntgabe der Zählpunktbezeichnung für die Einspeisung rascher (längstens innerhalb von 14 Tagen) erfolgen.

Ziel: Tatsächliche Einhaltung der Fristen.

Nach einer Analyse der Stellungnahmen zu der Netzanschlussbeurteilung wurden „Good-Practice-Beispiele“ identifiziert. Dabei haben sich folgende Schlüsselfaktoren für einen effizienten Netzzugangsprozess herauskristallisiert:

- elektronische Kundenanfragen,
- standardisierte, weitgehend automatisierte und dynamische Netzanschlussbeurteilung sowie
- automatisierte Angebotserstellung.

Mittels Standardisierungs- und Digitalisierungsmaßnahmen konnten einzelne Verteilernetzbetreiber die Effizienz in der Netzanschlussbeurteilung steigern und so auch die vorgegebenen Fristen einhalten.

Entscheidend für eine effiziente Beurteilung der PV-Netzzugänge ist zudem die verfügbare Datenlage. Oftmals werden nur statische Extremwerte für die Netzanschlussbeurteilung herangezogen. Durch den flächendeckenden Einbau von Smart Meter können für die Netzanschlussbeurteilung Daten ausgelesen werden (§§ 84 und 84a EIWOG 2010 [4]). Ebenfalls soll bei der Netzanschlussbeurteilung ein Last-, Erzeugungs- und Speichermanagement (LES-Management) des Netzbenutzers, also die netzwirksame Leistung berücksichtigt werden.

Aktion 3: Standardisierung von Prozessen zur Netzanschlussbeurteilung

Eine Standardisierung der Netzanschlussbeurteilung trägt dazu bei, dass diese effizienter und verlässlich durchgeführt werden kann. „Good-Practice-Beispiele“ wurden bereits bei den österreichischen VNB identifiziert und das Anliegen der E-Control besteht nun darin, dass österreichweit einheitliche Prozesse und Fristen für den Anschluss von Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen eingehalten werden. Mit Hilfe von regelmäßigen Terminen mit der Branche zum Informationsaustausch sollen diese „Good-Practice-Beispiele“ zu Standards bei den VNB werden.

Ziel: Reduktion der Zeitdauer zwischen Einlangen und Bestätigung des Antrags auf Netzzugang auf weniger als 14 Tage.

3.2.2 Herausforderung: Rasche Umsetzung der Digitalisierung

Die Digitalisierung der Verteilernetzbetreiber in Österreich bezieht sich auf die Umstellung von herkömmlichen, manuellen Prozessen auf digitale, automatisierte Prozesse und Technologien. Ein wichtiger Aspekt der Digitalisierung ist die Einführung der intelligenten Zähler (Smart Meter) und der dazu notwendigen Kommunikationstechnologien. Mit der Nutzung der Smart-Meter-Daten können die Netze effizienter geplant werden. Die Daten des in Betrieb befindlichen Smart Metering-Systems (z. B. Spannungswerte, Berücksichtigung der tatsächlichen auftretenden Gleichzeitigkeiten) können wertvolle Informationen über die Spannungsverhältnisse in Niederspannungsnetzen liefern, die wiederum bei der Netzanschlussbeurteilung einfließen.

Einige Verteilernetzbetreiber haben die Digitalisierung weiterer Betriebsprozesse implementiert. Diese reichen von digitalen Kundenanfragen via „Webportal“ über automatisierte Plausibilitätsprüfungen der Kundenstammdaten bis zur automatisierten Beurteilung des Netzanschlusses bzw. Netzzugangs mittels digitaler Zwillinge der Nieder- und Mittelspannungsnetze.

Aktion 4: Monitoring des Fortschritts der Digitalisierungsmaßnahmen

E-Control sieht die Digitalisierungsmaßnahmen der Verteilernetzbetreiber als notwendigen Beitrag, die Effizienz, die Zuverlässigkeit und die Nachhaltigkeit des Stromnetzes in Österreich zu verbessern. Das Monitoring des Fortschritts bei der Digitalisierung der Verteilernetze durch E-Control im Rahmen einer Datenerhebung bei Verteilernetzbetreiber ist geplant. Sobald die gesetzliche Grundlage geschaffen wird, werden die Digitalisierungsmaßnahmen im Rahmen der Netzwicklungspläne für Verteilernetze (siehe erste Überlegungen seitens der E-Control dazu in Anhang A1) überwacht.

Ziel: Rasche und konsequente Umsetzung der Digitalisierung

3.2.3 Herausforderung: Fehlende Netzkapazitäten

Die fallweise beschränkte Aufnahmefähigkeit von Verteilernetzen stellt zunehmend ein Problem hinsichtlich neuer Erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen (primär Photovoltaik und Wind) und „neuer“ Lasten (E-Mobilität, Elektrifizierung von Raumwärme und Industrie) dar. Die Umsetzung der Energiesystemwende und Erreichung der Klima- bzw. Erneuerbaren Ausbauziele hängen von den Netzkapazitäten der Verteilernetze ab.

Gemäß den Landesausführungsgesetzen zu § 46 EIWOG 2010 [4] besteht eine allgemeine Anschlusspflicht auch dann, wenn eine Einspeisung von elektrischer Energie erst durch die Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird. Im Netzzugangsvertrag ist dabei der Zeitpunkt der Inbetriebnahme bekanntzugeben. Dieser Zeitpunkt darf für die Netzebenen 7 bis 5 spätestens ein Jahr nach Abschluss des Netzzugangsvertrags liegen. Abbildung 5 zeigt die Details im schematischen Ablauf für den Fall, dass Maßnahmen im Verteilernetz zur Ermöglichung des Netzzugangs notwendig sind.

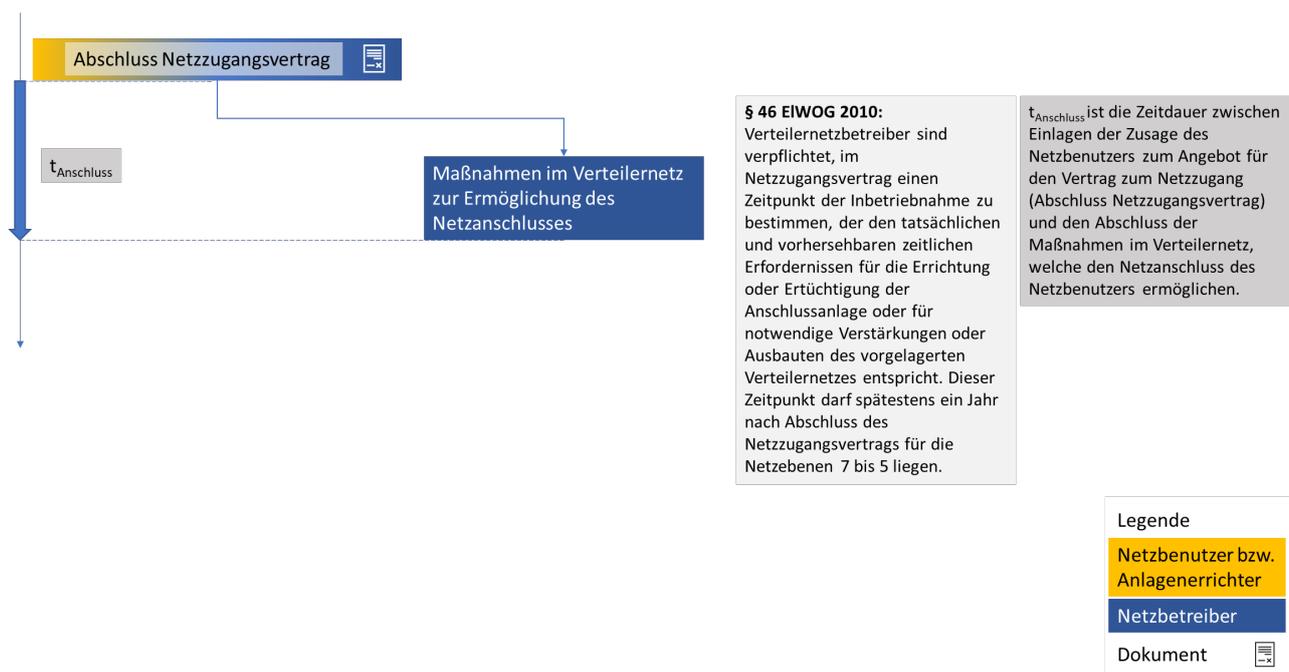


Abbildung 5: Start und Endpunkt der Zeitdauer $t_{\text{Anschluss}}$.

In der Beurteilung des Netzzugangs durch die Verteilernetzbetreiber sind alle bereits in Betrieb genommenen Stromerzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Eine Vorhaltung für vermutete zukünftige neu anzuschließende Stromerzeugungsanlagen (ohne Netzzugang) rechtfertigen keine Netzzugangsverweigerung wegen mangelnder Netzkapazitäten. Nur im Falle tatsächlich unzureichender Netzkapazitäten, wegen begründeter Sicherheitsbedenken oder technischer Inkompatibilität der Systemkomponenten dürfen Einspeisebeschränkungen sowie die Option der Spitzenkappung der Einspeiseleistung oder ein abweichender Netzanschlusspunkt als rasche Maßnahmen zur Ermöglichung des Netzzuganges getroffen werden.

Aktion 5: Alternativen bei fehlender Netzkapazität

Die Einspeisebeschränkung wird oft an das vereinbarte Ausmaß der Netznutzung des bestehenden Anschlusses des Entnehmers angepasst oder auch mit 0 kW festgelegt. Die Einspeiseleistung mit einer Engpassleistung ≤ 20 kW soll, sofern keine Verweigerungsgründe vorliegen, mindestens in der Höhe des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung erfolgen. Eine Beschränkung der Einspeiseleistung sollte nur temporär erfolgen bzw. in Ausnahmefällen kann vom beantragten Netzanschlusspunkt abgewichen werden.

Ziel: Vermeidung von Einspeisebeschränkungen.

Konzept der netzwirksamen Leistung

Die Integration einer hohen Anzahl an dezentralen Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in die vorhandenen Stromnetze stellt die Verteilernetzbetreiber vor neue Herausforderungen. Ein Netzausbau schafft zwar neue Netzkapazitäten, ist jedoch nicht immer zeitnah möglich. Als Alternative bietet sich eine lokale Kombination von Lasten, Stromerzeugungsanlagen und Speichern an. Immer mehr Anlagen der Netzbenutzer beinhalten diese Komponenten. Die Steuerung von Lasten, Erzeugern und Speichern stellt ein wichtiges Instrument dar, um die Integration von Erneuerbaren Energien in das Stromnetz zu erleichtern und die Stromversorgung nachhaltiger zu gestalten. Solche Energiemanagementsysteme eröffnen Möglichkeiten für neue regulatorische Ansätze, die in Zukunft verstärkt berücksichtigt werden.

Der Ansatz der netzwirksamen Leistung zielt darauf ab, sowohl für Verteilernetzbetreiber als auch für Anlagenbetreiber vorteilhafte Lösungen zu forcieren und verfügbare Netzkapazitäten optimiert zu nutzen. Durch aktive Last-, Erzeugungs- und Speichermanagement -Systeme können daher die vorhandenen Netzkapazitäten im Stromnetz besser ausgeschöpft sowie Überlastungen der Leitungen und Transformatoren, durch auftretende Leistungsspitzen, vermieden werden. Durch Verlagerung des elektrischen Verbrauchs in Zeiten mit hoher lokaler Erzeugung wird u. a. nicht nur ein höherer Eigenverbrauchsanteil erreicht, sondern es wird auch der Anteil der eingespeisten Energiemengen erhöht.

Die E-Control befürwortet daher die Anwendung des Konzepts der netzwirksamen Leistung bei der Beurteilung von Netzkapazitäten und die Einbindung flexibler Systeme. Eine Umgestaltung der Netzentgeltsystematik wird angestrebt, die verstärkte Anreize für individuelles Last, Erzeugungs- und Speichermanagement schafft.

Netzentwicklungspläne für Verteilernetze (V-NEP)

Artikel 32 der Strom-Binnenmarkt-Richtlinie RL (EU) 2019/944 [6] sieht vor, dass größere Verteilernetzbetreiber alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan veröffentlichen, in dem die für die nächsten fünf bis zehn Jahre geplanten Netzinvestitionen dargelegt werden und Transparenz hinsichtlich der geplanten Projekte, des voraussichtlichen Bedarfes und der geplanten Beschaffung von Flexibilitätsleistungen geschaffen wird. Die Umsetzung dieses Artikels in nationales Recht ist derzeit noch ausständig, soll jedoch in naher Zukunft erfolgen. Verteilernetzbetreiber ab einer gewissen Größe werden künftig verpflichtet sein, alle zwei Jahre – jährlich alternierend mit dem Netzentwicklungsplan für Übertragungsnetze – einen Netzentwicklungsplan zu erstellen. Dieser soll die für die nächsten fünf bis zehn Jahre geplanten Netzinvestitionen darlegen und Transparenz über die geplanten Projekte, den voraussichtlichen Bedarf und der geplanten Beschaffung von Flexibilitätsleistungen, wie z.B. von flexiblen Verbrauchern, Stromerzeugungsanlagen oder Speichern, schaffen.

Im Sinne einer Vereinheitlichung der Inhalte aller Netzentwicklungspläne für Verteilernetze (V-NEP) und um sicherzustellen, dass die geforderten Informationen vollständig und in adäquater Weise Berücksichtigung finden, hat E-Control bereits 2021 die diesbezügliche Abstimmung mit den Netzbetreibern initiiert. Nachdem Einigkeit über die Eckpunkte erzielt wurde, wird seitens E-Control ein Leitfaden für die Erstellung von V-NEP („V-NEP-Leitfaden“) erarbeitet. Ein Hauptaugenmerk liegt dabei auf dem Nachweis von zielgerichtetem und rechtzeitigem Netzausbau. Maßnahmen zur Erhöhung der Netzanschlusskapazitäten stellen einen Kernaspekt von zukunftsfähiger Netzentwicklung im Sinne des V-NEP-Leitfadens dar.

Aktion 6: Leitfaden für Netzentwicklungspläne für Verteilernetze

E-Control wird einen Leitfaden für die Erstellung von Verteilernetzentwicklungsplänen erstellen, der Klarheit hinsichtlich der geforderten Inhalte schaffen und eine möglichst einheitliche Umsetzung durch Verteilernetzbetreiber ermöglichen soll. Im Anhang A1 sind die geforderten Inhalte und Ziele zusammengefasst.

Ziel: *Akkordierung und Veröffentlichung der Verteilernetzentwicklungspläne.*

3.2.4 Herausforderung: Transparenz verfügbarer Netzkapazitäten

Gemäß § 20 EIWOG 2010 [4] sind Verteilernetzbetreiber verpflichtet, die verfügbaren und gebuchten Netzkapazitäten je Umspannwerk (Netzebene 4) zu veröffentlichen und quartalsweise zu aktualisieren. Auf den Netzebenen 5 bis 7 stehen keine Informationen über Netzanschlusskapazitäten zur Verfügung. Um diese Information dennoch zu erlangen bzw. um ein Projekt mit der maximal möglichen Anlagengröße umsetzen zu können, gehen Projektentwickler teilweise so vor, dass sie mehrere Netzanschlussanträge mit unterschiedlichen Leistungswerten an Netzbetreiber stellen. Dies führt dazu, dass die Anzahl an Anträgen, die von den ohnehin schon stark ausgelasteten Verteilernetzbetreibern abuarbeiten sind, weiter zunimmt und Verzögerungen eintreten.

Die Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022 (KBM-V 2022) [7] der E-Control regelt gemäß § 20 Abs.3 EIWOG 2010 [4] die Bestimmung der verfügbaren und gebuchten Netzkapazitäten je Umspannwerk (Netzebene 4). Ziel dieser Verordnung ist es, die Bestimmung der verfügbaren und gebuchten Netzkapazitäten zu vereinheitlichen, um Marktteilnehmern bundesweit einheitlichen Informationsgehalt zur Verfügung zu stellen. Die Methode der Bestimmung der verfügbaren Netzkapazitäten geht von der technischen Auslegung der Betriebsmittel der Umspannwerke aus und berücksichtigt die bereits vorhandene Auslastung dieser Anlagen mittels Auswertung der Messzeitreihen, sowie die reservierten bzw. bereits vertraglich vereinbarten Netzkapazitäten.

Aktion 7: Transparenz der verfügbaren Netzkapazitäten auf Netzebene 4

E-Control stellt die gesammelten Informationen (als Links zu den jeweiligen Webseiten der Netzbetreiber) zur Verfügung⁶. Die verfügbaren und gebuchten Netzkapazitäten je Umspannwerk (NE 4) werden quartalsweise aktualisiert und stellen jeweils den Stand zum angegebenen Datum dar. Die abgebildeten Kapazitäten sind eine unverbindliche Information, vollständige Anträge auf Netzanschluss bzw. Netzzugang unterliegen einer Einzelfallbetrachtung.

Ziel: *Übersicht und Transparenz der Netzkapazitäten auf NE 4.*

⁶ <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Verfuegbare-und-gebuchte-Einspeisekapazitaeten-KBM-VO.pdf/196ae83e-be8d-58fa-0033-76cfb203ba73?t=1687201915706>

3.3 Herausforderungen bei der Förderung

3.3.1 Herausforderung: Transparenz bei Förderungen

Die Förderungen von Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen führen zu Anreizen für die Errichtung dieser Anlagen. Transparenz und Übersicht bei Förderungen von PV-Anlagen soll gewährleistet bleiben. Die E-Control befürwortet übersichtliche Informationswebseiten, die von verschiedenen Interessensvertretungen erstellt und gepflegt werden (siehe Kapitel 2.3).

3.4 Herausforderungen bei Errichtung und Betrieb

3.4.1 Herausforderung: Wartezeiten bei Inbetriebnahme

Nach der Fertigstellung der PV-Anlage wird dem Netzbetreiber eine Fertigstellungsmeldung und das Installationsdokument übermittelt. Anschließend wird im Bedarfsfall ein Termin mit dem Netzbetreiber für die Inbetriebnahme vereinbart. Hier gibt es aktuell unterschiedliche Vorgangsweisen seitens der Netzbetreiber. Teilweise ist Personal des Netzbetreibers bei der Inbetriebnahme vor Ort. Aufgrund der vielen Anfragen bzw. Anschlüssen von PV-Anlagen kommt es zu Wartezeiten.

Vor der Inbetriebnahme wird zwingend ein Energieliefervertrag von Seiten der Netzbetreiber benötigt. Das Inbetriebnahme-Prozedere kann für kleine PV-Anlagen (≤ 20 kW) vereinfacht werden. Es sollte nur mehr in Ausnahmefällen bei der Inbetriebnahme (z. B. im Fall eines notwendigen Zählertausches) die Anwesenheit des Verteilernetzbetreibers vorgesehen werden. Wenn keine Notwendigkeit für die Vorort-Anwesenheit durch den Netzbetreiber besteht, sollte nach erfolgter Überprüfung der Unterlagen (Fertigstellungsmeldung mittels Übermittlung des Installationsdokuments) durch den Netzbetreiber die Betriebserlaubnis erteilt werden und die Inbetriebnahme durch das beauftragte Unternehmen erfolgen. Des Weiteren gibt es derzeit keine Fristen für den Zeitraum zwischen der Meldung der Fertigstellung und der Erteilung der Betriebserlaubnis. Eine entsprechende Fristensetzung sollte die Wartezeiten für die Inbetriebnahme der PV-Anlage begrenzen. Zukünftige gesetzliche Vorgaben sollten eine Reduktion der Zeitdauer zwischen Fertigstellungsmeldung und Erteilung der Betriebserlaubnis auf z. B. weniger als sieben Tage bewerkstelligen. Abbildung 6 zeigt den Start- und den Endpunkt der Zeitdauer t_{Betrieb} im schematischen Ablauf:

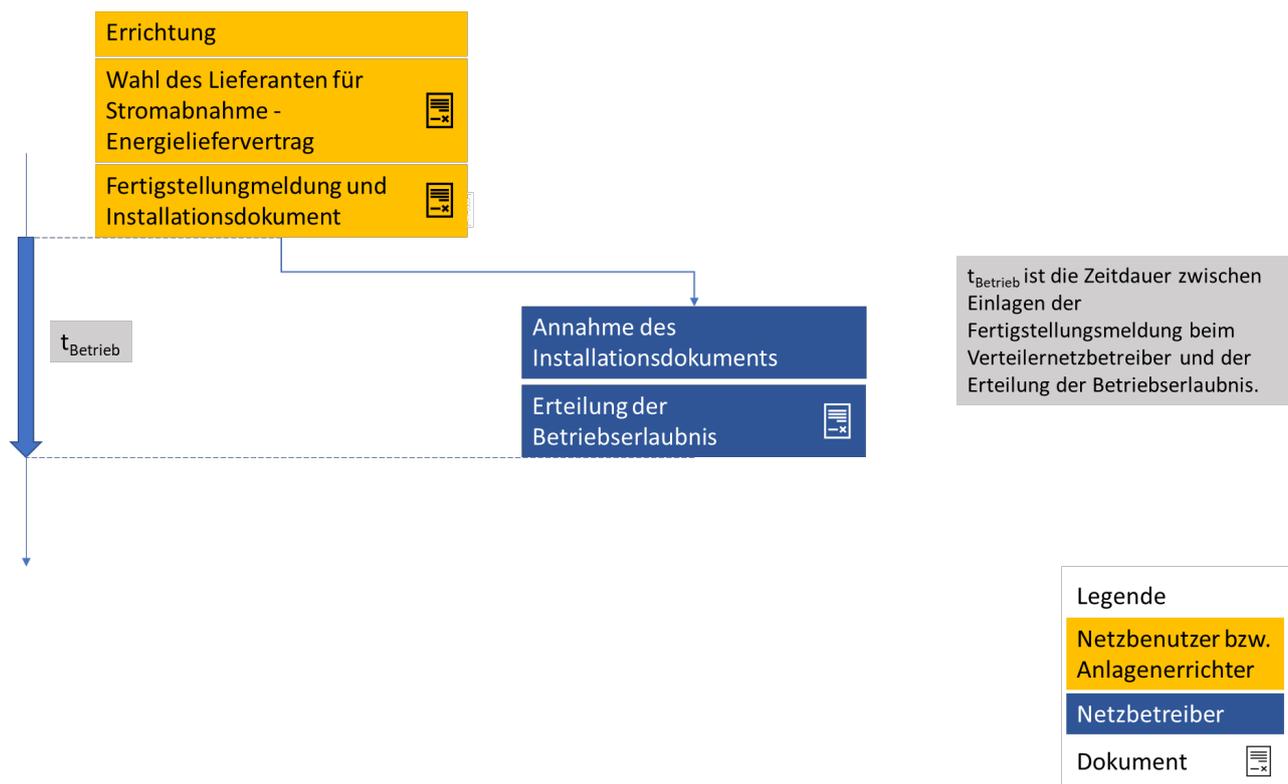


Abbildung 6: Start und Endpunkt der Zeitdauer t_{Betrieb} für die Inbetriebnahme.

3.4.2 Herausforderung: Registrierung in der Herkunftsnachweisdatenbank

Gemäß § 81 EAG [3] muss die PV-Anlage in der Herkunftsnachweisdatenbank registriert sein. In der Regel übernimmt der Energielieferant, mit dem der Netzbenutzer einen Energieliefervertrag abgeschlossen hat, die Registrierung der Anlage in der Herkunftsnachweisdatenbank der E-Control. Dafür muss der Netzbenutzer dem Energielieferanten eine Vollmacht erteilen.

Mögliche Auszahlungen von Förderungen, wie die EAG-Investitionsförderung für PV-Anlagen, sind an diese Registrierung geknüpft. E-Control stellt eine Abfrage [8] zur Verfügung, mit der Netzbenutzer überprüfen können, ob ihr Energielieferant die Anlage in der Herkunftsnachweisdatenbank⁷ registriert hat.

Auch hier kam es zunehmend zu Verzögerungen. Abhilfe wird hier die Anbindung an das EDA-System⁸ bringen, da dadurch die Meldung automatisiert erfolgt. Zeitpunkt der Umsetzung durch die Netzbetreiber ist bis zum Ende des Jahres 2023 geplant.

Bei der Registrierung gemäß § 81 EAG [3] ist unter anderem die Art und Engpassleistung (gemäß § 5 EAG Z 14 [3]) der Stromerzeugungsanlage erforderlich. Diese Angaben sind durch den abgeschlossenen Netzzugangsvertrag sowie weitere geeignete Nachweise zu belegen.

⁷ https://stromnachweis.at/start_portal_zaehlpunkt_abfrage.asp

⁸ <https://www.eda.at/>

3.5 Weitere Herausforderungen und Aktionen

In diesem Kapitel werden alle weiteren Aktionen der E-Control im Rahmen des Aktionsplans beschrieben, welche noch nicht in den Prozessphasen angeführt wurden.

3.5.1 Herausforderung: Unterschiedliche Vorgaben für Netztrenn- bzw. Umschaltseinrichtungen bzw. Netzschnittstellen

Die Nachfrage nach Notstromversorgungsanlagen und inselbetriebsfähigen Eigenversorgungen auf Netzebene 7 steigt mit der zunehmenden Verbreitung von Eigenerzeugungsanlagen und Batteriespeichern. Die Notstromversorgung für Eigenheime besteht z.B. aus einer PV-Anlage und bzw. oder einem elektrischen Energiespeicher. Bei Netzausfall muss eine sichere Trennung vom Stromnetz für den Inselbetrieb gewährleistet werden, damit die PV-Anlage nahezu unterbrechungsfrei einen Weiterbetrieb (Inselbetrieb) gewährleisten kann. Sobald das öffentliche Netz wieder verfügbar ist, muss eine sichere Wiederherstellung der Verbindung gewährleistet sein. Bei den Umschaltseinrichtungen bzw. Netzschnittstellen hat sich bisher kein Standard etabliert.

Aktion 8: Harmonisierung der Anforderungen der Netztrenn- bzw. Umschaltseinrichtungen bzw. Netzschnittstellen für Notstromsysteme

Aufgrund der Komplexität wird die Verwendung einer typgeprüften Netztrenn- bzw. Umschaltseinrichtung angeraten. Eine Umschaltseinrichtung bzw. Netzschnittstelle sollte nach erfolgreicher Prüfung (Normen und Richtlinien, sowie TAEV) durch eine Elektrofachkraft vor Inbetriebnahme der elektrischen Anlage durch die Netzbetreiber anerkannt werden.

Ziel: Harmonisierung der technischen Anforderungen.

3.5.2 Herausforderung: Lokale Blindleistungsregelung

Die lokale Blindleistungsregelung in Mittel- und Niederspannungsnetzen dient der statischen Spannungshaltung, speziell bei großen Lasten und Einspeisern, welche das Spannungsband signifikant beeinflussen können. Q(U)-Regelungen und $\cos \varphi$ (P)-Steuerungen sind gängige Praxis und gemäß der TOR zulässig. Ergebnis der Studie „Beurteilung des Netzanschlusses und der Netzanschlusskapazitäten in Österreich“⁹ war, dass eine Q(U)-Regelung signifikant zur statischen Spannungshaltung beitragen kann und gegenüber einer $\cos \varphi$ (P)-Steuerung in der Nieder- und Mittelspannungsebene stets zu bevorzugen ist. Dabei ist eine ausgewogene Parametrierung der Kennlinie wichtig, damit die Regelung einerseits nicht zu inaktiv ist, andererseits keine unnötige Blindleistungseinspeisung hervorruft. Die aktuelle pauschale Empfehlung zur Parametrierung in den TOR Erzeuger Typ A [9] ist insbesondere in Hinblick auf das Totband sinnvoll gewählt, eine zusätzliche Erhöhung der Steilheit ist mitunter zielführend. Eine Parametrierung mit breitem Totband und steiler Steigung sorgt für einen

⁹ Trinkner et al. (2022), siehe https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/2022_SE_IAEW_Kurzbericht_E_Control_Netzanschlusskapazitaeten.pdf

effizienteren Netzbetrieb, da Verluste durch unnötige Blindleistung vermieden, aber gleichzeitig ausreichend Blindleistung bereitgestellt werden kann. Bedenken wegen möglicher Instabilität der Regelung bei zu steiler Steigung konnten in der Literatur¹⁰ nicht bestätigt werden.

Aktion 9: Anpassung der lokalen Blindleistungsregelung

Anpassen der Standard-Kennlinie für das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung $Q(U)$ im Niederspannungsnetz in den TOR Erzeuger Typ A [9] und Typ B [10].

Ziel: Optimierung der Blindleistungsregelung von Stromerzeugungsanlagen

3.5.3 Herausforderung: Spannungsbandbewirtschaftung

Neben thermischen Überlastungen der Betriebsmittel kommt es im Rahmen von Netzanschlussverfahren häufig auch zur Feststellung von Spannungsbandproblemen. Der Netzbetreiber hat gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50160 [11] das Spannungsband an jedem Netzanschlusspunkt in einem Bereich von $\pm 10\%$ zu halten. Dazu gibt es in der TOR Teil D Hauptabschnitt D2 [12] einen Vorschlag für eine Planungsgrundlage der Aufteilung dieses Spannungsband auf die Netzebenen. Dieser Vorschlag ist dabei keineswegs als starre Grundlage zu verstehen, vielmehr ist es auch möglich, eine Netzanschlussbeurteilung aufgrund probabilistischer Analysen durchzuführen. Auch eine starre Zuordnung des Spannungsbandes auf Netzebenen scheint aufgrund technischer Entwicklungen (Kompoundierung, Nutzung von Messdaten, RONTs, zu vorsichtige Planungsannahmen) überholt und es gilt die tatsächlichen Lastflüsse in den Netzen zu berücksichtigen.

Aktion 10: Optimale Ausnutzung der Spannungsbandbewirtschaftung

Anpassung der TOR Teil D Hauptabschnitt D2 [12], um die Anwendung von probabilistischen Verfahren bei der Netzanschlussbeurteilung zu bevorzugen.

Ziel: Erhöhung der Anzahl der installierten Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen.

3.5.4 Herausforderung: Konformitätsnachweise

Die TOR Erzeuger Typ A [9] sieht vor, dass Netzbetreiber im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens weitere Unterlagen zum Nachweis der Konformität der Stromerzeugungsanlage einfordern können.

Die Netzbetreiber haben eine „White List“ für Wechselrichter erstellt, welche die erforderlichen technischen Eigenschaften nachweisen können. Die Oesterreichs Energie Wechselrichterliste [13] trägt zur Transparenz und zur schnelleren Konformitätsprüfung von Stromerzeugungsanlagen bei. Durch die Liste soll eine Erleichterung und Beschleunigung der Anschlüsse erzielt werden, weil dadurch die Netzbetreiber nicht in jedem Einzelfall die Konformität des Wechselrichters prüfen müssen. Die für ganz Österreich einheitliche Liste vermerkt jene Wechselrichter, die auf Basis der vorgelegten Prüfprotokolle nachgewiesen haben, dass die Forderungen der TOR Erzeuger in vollem Umfang erfüllt sind.

¹⁰ M. Lindner, R. Witzmann, „On the stability of $Q(V)$ in distribution grids“, 2018 IEEE PES Conference Innovative Smart Grid Technologies Europe, Sarajevo, 21.-25. October 2018

In der TOR Erzeuger Typ A [9] kann deshalb die Anforderung zum Erbringen der Prüfberichte für Wechselrichter, welche bereits in der Wechselrichterliste [13] vermerkt sind, entfallen und es ist kein gesonderter Nachweis der Netzbenutzer erforderlich. Für Wechselrichter, die nicht in der Liste angeführt sind, sind weiterhin die entsprechenden Nachweise zu erbringen.

Aktion 11: Vereinfachung der Konformitätsnachweise

Anpassen des Kapitels Konformitätsnachweise in den TOR Erzeuger Typ A [9] und Typ B [10]. Die Wechselrichterliste wird laufend angepasst und erweitert.

Ziel: *Abbau der organisatorischen Hürden bei der Inbetriebnahme von PV-Anlagen.*

3.5.5 Herausforderung: Kumulierung der Engpassleistungen (Maximalkapazitäten) von Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Netzbenutzer

Einzelne Verteilernetzbetreiber kumulieren die Engpassleistungen (Maximalkapazitäten) aller Stromerzeugungsanlagen an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt (Mittelspannungs- oder Niederspannungssammelschiene), auch wenn diese sich im Eigentum unterschiedlicher Netzbenutzer befinden. Diese kumulierten Engpassleistungen (Maximalkapazitäten) definieren die Anforderungen – Beurteilung von Netzurückwirkungen, Typ-Einteilung gemäß RfG Schwellenwert-Verordnung [14] sowie weitere an Leistungsschwellenwerte gebundene Anforderungen, wie den Datenaustausch oder die Fernwirktechnik.

Dies führt zu einer Benachteiligung von beispielsweise später angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen und deren Eigentümern, wodurch unverhältnismäßig hohe Kosten für kleinere Stromerzeugungsanlagen entstehen können.

Gezielte eigentumsrechtliche Trennung von Stromerzeugungsanlagen mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt dürfen die Typeinteilung und die entsprechenden Anforderungen der TOR Erzeuger jedenfalls nicht einschränken.

Aktion 12: Klarstellung zu Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Eigentümer

Klarstellung in den TOR Erzeuger [9], dass Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Eigentümer (Netzbenutzer) mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt, welche keine gemeinsame wirtschaftliche Einheit bilden, bei der Typeinteilung gemäß RfG-Schwellenwert-VO [14] unabhängig zu betrachten sind.

Ziel: *Vereinfachung der Anforderungen.*

3.5.6 Herausforderung: Anwendung von Engpassleistung (Maximalkapazität), netzwirksame Leistung und Modulspitzenleistung

Vereinzelte kommt es bei der Netzanschlussbeurteilung, bei der Berechnung des Netzzutrittsentgelts, Abwicklung der Förderungen und bei der Registrierung in der Herkunftsnachweisdatenbank zu unterschiedlichen Anwendungen der Leistungsbegriffe.

Nachfolgend werden drei essenzielle Leistungsbegriffe und ihre Definitionen angeführt. Abbildung 7 (Seite 25) hebt die Leistungsbegriffe in der Anlage des Netzbenutzers schematisch hervor.

Als **Modulspitzenleistung** (in kW_{peak}) wird die von Photovoltaikmodulen abgegebene elektrische Gleichstromleistung unter Standard-Testbedingungen bezeichnet.

Mit der Modulspitzenleistung können verschiedene Modularten miteinander verglichen werden. Für Förderungen im Sinne des Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) ist die Anwendung der Modulspitzenleistung sachgerecht. Für andere Anwendungsbereiche (wie zum Beispiel Anforderungen aus der TOR, Netzanschlussbeurteilung und die Ermittlung der Netzzutrittspauschale) ist diese Definition nicht anwendbar, denn hier gilt die Engpassleistung bzw. die netzwirksame Leistung.

Anwendungsgebiet:

- Abgeltung von Investitionskosten bei Förderungen

Als **Engpassleistung (Maximalkapazität)** wird die maximale kontinuierliche Wirkleistung bezeichnet, die eine Stromerzeugungsanlage erzeugen kann, abzüglich des Anteils, der ausschließlich auf den Betrieb dieser Stromerzeugungsanlage zurückzuführen ist.

Anmerkung aus ÖNORM M 7101 [15]: Zeitweise nicht voll einsatzfähige Anlagenteile oder Einschränkungen bei der Energiezufuhr (z. B. Wasserdargebot) mindern die Engpassleistung nicht.

Basis für die Beurteilung und die an eine Stromerzeugungsanlage gestellten Anforderungen im Rahmen der TOR Erzeuger ist u. a. die Engpassleistung (Maximalkapazität).

Leistungen am Netzanschlusspunkt, netzwirksame Leistung, sind für die Einordnung der Größenklasse (Typ A-D) irrelevant. Aus der Sicht des Gesamtsystems ist die Engpassleistung (Maximalkapazität) jene Größe, die das System beeinflusst.

Anwendungsgebiet:

- Einteilung gemäß RfG-Schwellenwert-VO bzw. Anwendung der TOR Erzeuger

Als **netzwirksame Leistung** wird die im Vertrag über Netzanschluss und Netzzugang vereinbarte maximale Leistung in Einspeise- oder Bezugsrichtung am Netzanschlusspunkt bezeichnet, welche die Gesamtanordnung der Anlage des Netzbenutzers, die aus Kombinationen von Stromerzeugungseinheiten, Verbrauchseinheiten und Energiespeicheranlagen bestehen kann, sowie das vom Netzbenutzer vorgesehene Regel- und Betriebskonzept bzw. Energiemanagementsystem berücksichtigt.

Die netzwirksame Leistung am Netzanschlusspunkt ist für die Netzanschlussbeurteilung heranzuziehen. Die netzwirksame Leistung ist maßgebend für die Berechnung der Netzentgelte.

Anwendungsgebiet:

- Netzanschlussbeurteilung
- Berechnung des Netzzutrittsentgelts

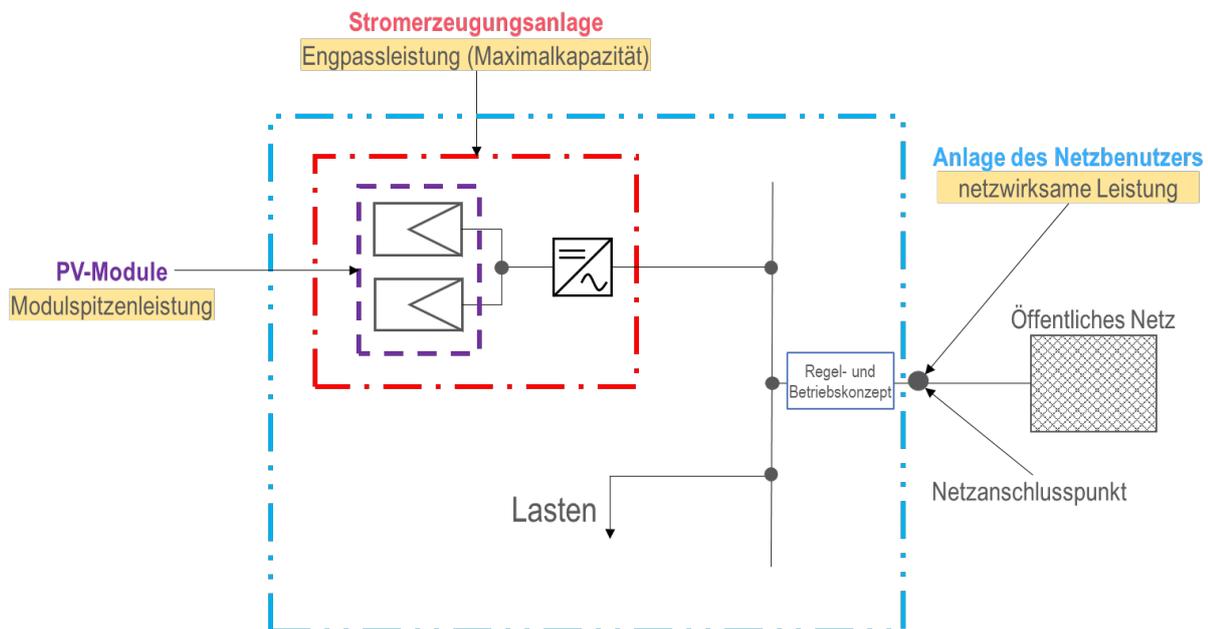


Abbildung 7: Schematische Darstellung einer Anlage des Netzbewerbers und die zugehörigen Leistungsbegriffe.

Die E-Control fordert eine Klarstellung der Leistungsbegriffe und deren Anwendung. Die Begriffe Modulspitzenleistung, Engpassleistung und netzwirksame Leistung sind in den Anträgen auf Netzzugang abzubilden. Obwohl die Modulspitzenleistung eine Gleichstromgröße ist und für den Anwendungsfall Netzzugang nicht sachgerecht ist, sollte die Modulspitzenleistung angeführt werden, weil die Modulspitzenleistung für Förderungen im Sinne des Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) relevant ist.

3.5.7 Veranstaltungen und Multiplikatoren

Die E-Control nutzt Veranstaltungen und Multiplikatoren zur Verbreitung von Fachwissen und für den Informationsaustausch mit der Branche.

Informationsaustausch zwischen VNB

Im Rahmen einer Initiative zur Beschleunigung des Netzanschlusses von Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen setzt die E-Control zusätzlich auf Erfahrungsaustausch innerhalb der Branche. In einer ad hoc Erhebung im Jahr 2022 wurden Verteilernetzbetreiber aufgefordert, aktuelle Daten zum Netzanschluss von PV-Anlagen zu übermitteln. Außerdem wurden die Verteilernetzbetreiber nach Details bei der Netzanschlussbeurteilung von PV-Anlagen befragt. Nach einer Analyse der Stellungnahmen wurden bei einer ersten Veranstaltung, an der ca. 60 Verteilernetzbetreiber teilnahmen, Good-Practice-Beispiele bei den Netzanschlussprozessen vorgestellt, welche in die Erstellung dieses Aktionsplans eingeflossen sind und laufend angepasst werden.

Vorträge auf Fachkonferenzen

Mit Vorträgen^{11,12} und Fachpublikationen werden zusätzlich Aktivitäten und Maßnahmen der E-Control zur Beschleunigung der Energiesystemwende vorgestellt.

Informationsaustausch mit der Branche

E-Control pflegt einen laufenden Informationsaustausch mit Marktteilnehmern und dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), um relevante Informationen und Erkenntnisse auszutauschen, mit dem Ziel, Maßnahmen zu identifizieren und umzusetzen, welche die Energiesystemwende beschleunigen.

Informationsservice

Für eine rasche Energiesystemwende ist es notwendig, alle Stakeholder einzubeziehen. E-Control plant weitere Aktivitäten, wie einen kurzen Video-Clip der den „Weg zu einer eigenen PV-Anlage“ kurz und bündig beschreibt, oder auch eine Informationsveranstaltung für Elektrofachunternehmen, so dass bereits bei der Planung bzw. Errichtung alle notwendigen Abläufe (wie z. B. das Vorliegen eines Energieliefervertrages und die rechtzeitige Bekanntgabe des Energielieferanten an den Netzbetreiber) und Maßnahmen vorliegen und eingehalten werden.

Leitfaden Netzanschluss

Die E-Control hat einen (nicht verbindlichen) Leitfaden¹³ zum Thema Netzanschluss ausgearbeitet und aktualisiert diesen laufend. In diesem Leitfaden sind Erläuterungen und Empfehlungen für typische Beispiele des Netzanschlusses von Stromerzeugungsanlagen klar und kompakt aufbereitet. Zusätzlich zu den anschaulichen Beispielen, wie der Anschluss in den verschiedenen Netzebenen und bei unterschiedlichen Anschlusssituationen durchgeführt werden sollte, wird ein Überblick über diesbezügliche nationale Rechtsgrundlagen, sowie die rechtlich relevanten Begriffsdefinitionen gegeben.

Aktion 13: Veranstaltungen und Multiplikatoren

Die E-Control nutzt weiterhin den laufenden Informationsaustausch mit der Branche und viele weitere Veranstaltungen mit dem Ziel, die Energiesystemwende zu beschleunigen.

***Ziel:** Fortführung des Informationsaustauschs und -service sowie von Vorträgen und Fachpublikationen.*

¹¹ https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/738639ca-39a0-4129-b0f0-38b384c12b57/files/kf/Session_C1/311_KF_Werderitsch.pdf

¹² https://iewt2023.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/abstract/173/173_abstract_20221122_104236.docx

¹³ <https://www.e-control.at/industrie/strom/stromnetz/netzanschluss>

4 Datenerhebung

Nachfolgend werden Daten der letzten Jahre rund um den Anschluss Erneuerbarer Energien in Österreich dargestellt. Diese bilden eine Grundlage für den „Aktionsplan Netzanschluss“.

E-Control hat 60 Verteilernetzbetreiber aufgefordert, Daten über den Anschluss von Stromerzeugungsanlagen, insbesondere PV-Anlagen, für das Jahr 2022¹⁴ bereitzustellen. Diese Daten wurden mit den bereits vorhandenen Daten aus einer Erhebung für das Jahr 2020 abgeglichen. In dieser Erhebung wurde auch nach identifizierten Problemstellungen, die im Zuge des Netzanschlussverfahrens auftreten, und welche Maßnahmen zu deren Lösung getroffen werden können, gefragt. Einige Verteilernetzbetreiber konnten bereits über eine erfolgreiche Umsetzung der getroffenen Maßnahmen, die den Netzzutritt bzw. Netzzugang von Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen beschleunigen, berichten. Diese Aussagen bestätigten sich auch in der Datenauswertung.

Eine Erhebung¹⁵ für die Jahre 2021 und 2022 im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zeigt österreichweit einen großen Zuwachs an neu im Verteilernetz angeschlossenen PV-Anlagen. Im Vergleich zu 2021 stieg die Anzahl der PV-Zählpunkte um 32 %. Die dazugehörige installierte Leistung erhöhte sich um 40 %, während die jährliche Erzeugung um 33 % anstieg. Die Aufschlüsselung auf Bundesländerebene findet sich in Abbildung 8 bis Abbildung 10 auf den nächsten Seiten. Abbildung 8 zeigt dabei die Anzahl an PV-Zählpunkten, Abbildung 9 die installierte Leistung und Abbildung 10 die jährliche PV-Erzeugung, jeweils für die Jahre 2021 und 2022. Ende 2022 gab es somit bei den befragten Netzbetreibern knapp 250.000 Zählpunkte für PV-Anlagen mit insgesamt 3,6 GW installierter Engpassleitung und einer Jahresenergieerzeugung¹⁶ von rund 2 TWh. Ein Großteil der PV-Anlagen wurden in der Niederspannungsebene angeschlossen (97 % auf Netzebene 7 und 2,5 % auf Netzebene 6). Dieses Bild spiegelt sich auch in der Verteilung zwischen verschiedenen Leistungsklassen wider, wo knapp 90 % der Zählpunkte zu PV-Anlagen gehören, die nicht größer als 20 kW sind, wie Abbildung 11 zeigt. In der Abbildung findet sich die prozentuale Aufteilung der PV-Zählpunkte je Leistungsklasse.

Aktion 14: Laufende Datenerhebung

E-Control setzt auf verstärktes Monitoring zum Thema Netzzutritt und Netzzugang von Erneuerbaren Energien. Dabei wird der Status und der Fortschritt des Ausbaus und der Integration der Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, Ladeeinrichtungen und Speicher mittels jährlicher Erhebung für 60 Verteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von über 50 GWh erfasst. Für 16 Verteilernetzbetreiber mit einer Abgabe von über 50 GWh und die für die jeweiligen Netzbereiche maßgeblich sind, erfolgt die Datenerhebung quartalsweise.

Ziel: *Übersicht Status-quo von Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in Österreich und weiteres Monitoring.*

Der Umfang der Erhebung ist in Anhang A2 dargestellt.

¹⁴ Erhebung 2022 erfasste nicht das gesamte Jahr 2022.

¹⁵ In dieser Erhebung wurden alle Netzbetreiber befragt, die Daten der netzbereichsrelevanten Verteilernetzbetreiber sind vollständig.

¹⁶ Die Erzeugung umfasst nur die ins Netz eingespeiste elektrische Energie, da der Eigenverbrauch dem Netzbetreiber nicht bekannt ist.

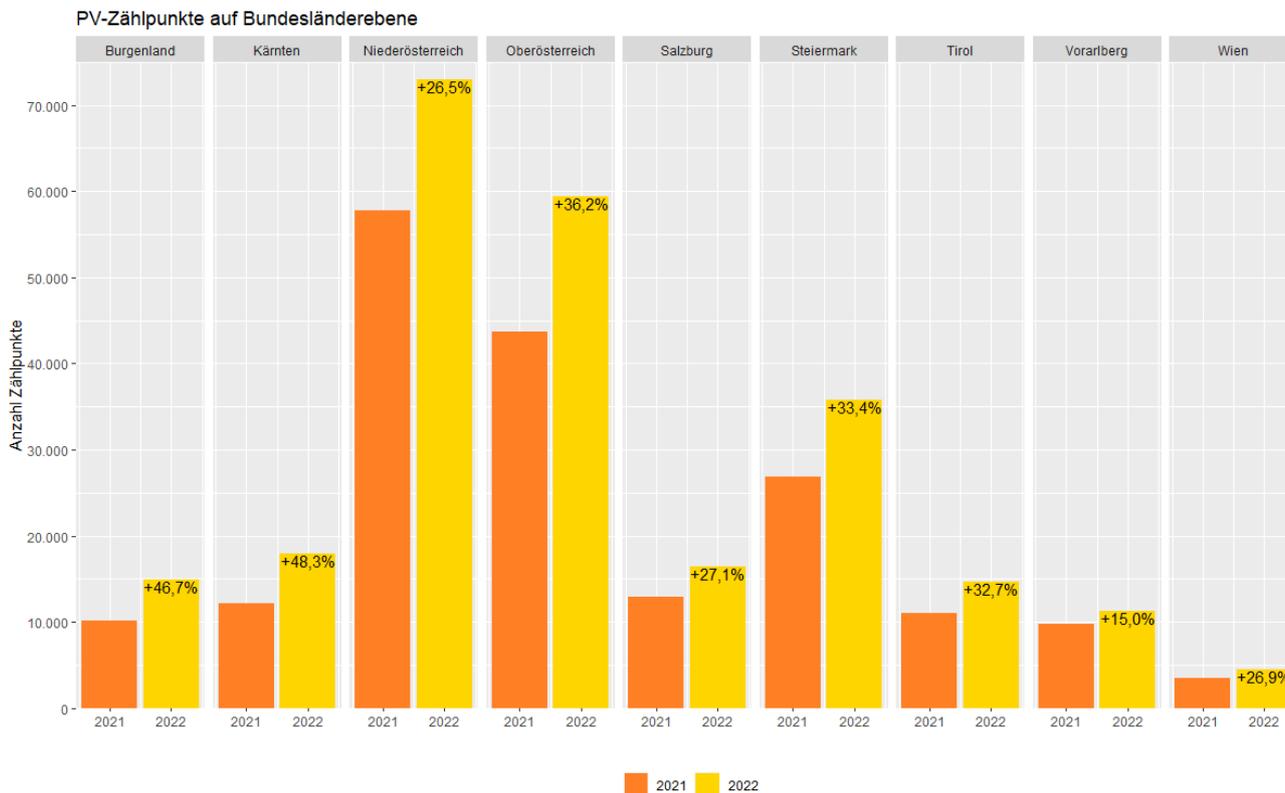


Abbildung 8: Anzahl an PV-Zählpunkten auf Bundesländerebene in den Jahren 2021 und 2022

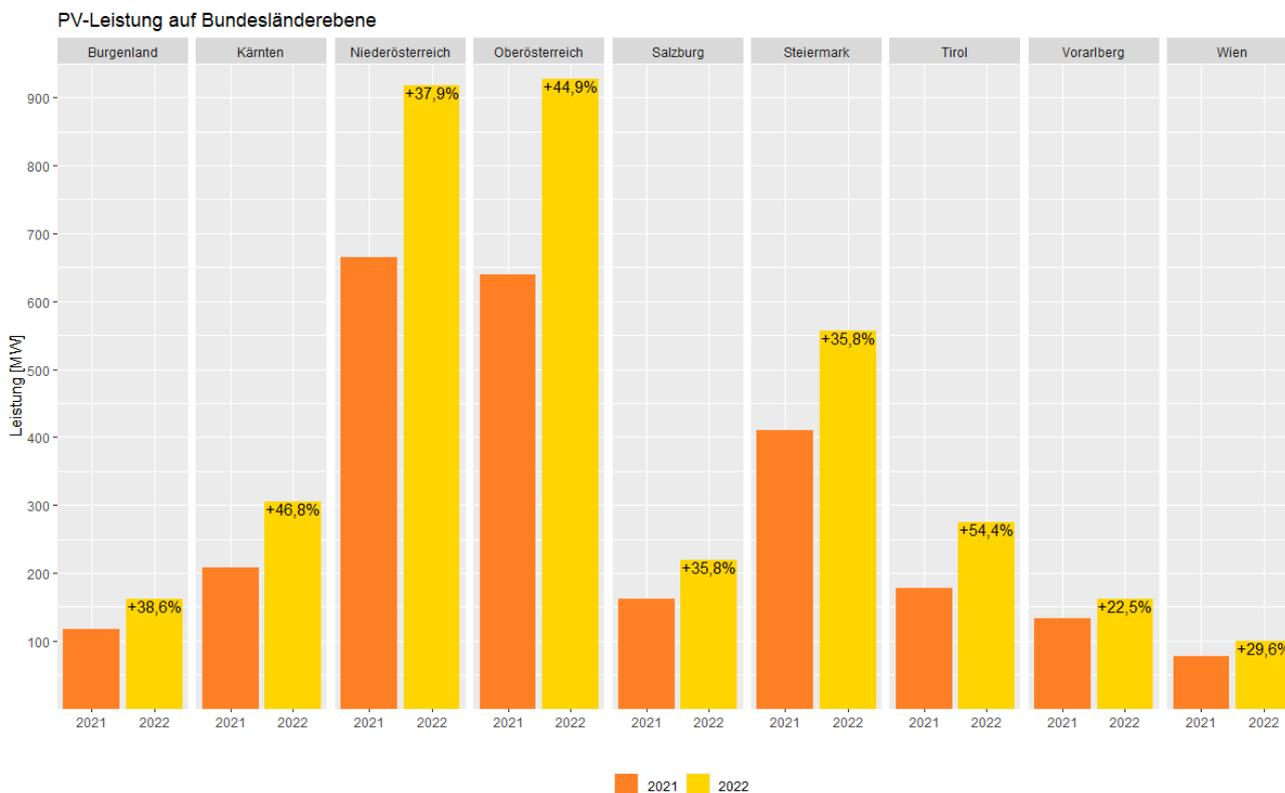


Abbildung 9: Installierte PV-Leistung auf Bundesländerebene in den Jahren 2021 und 2022

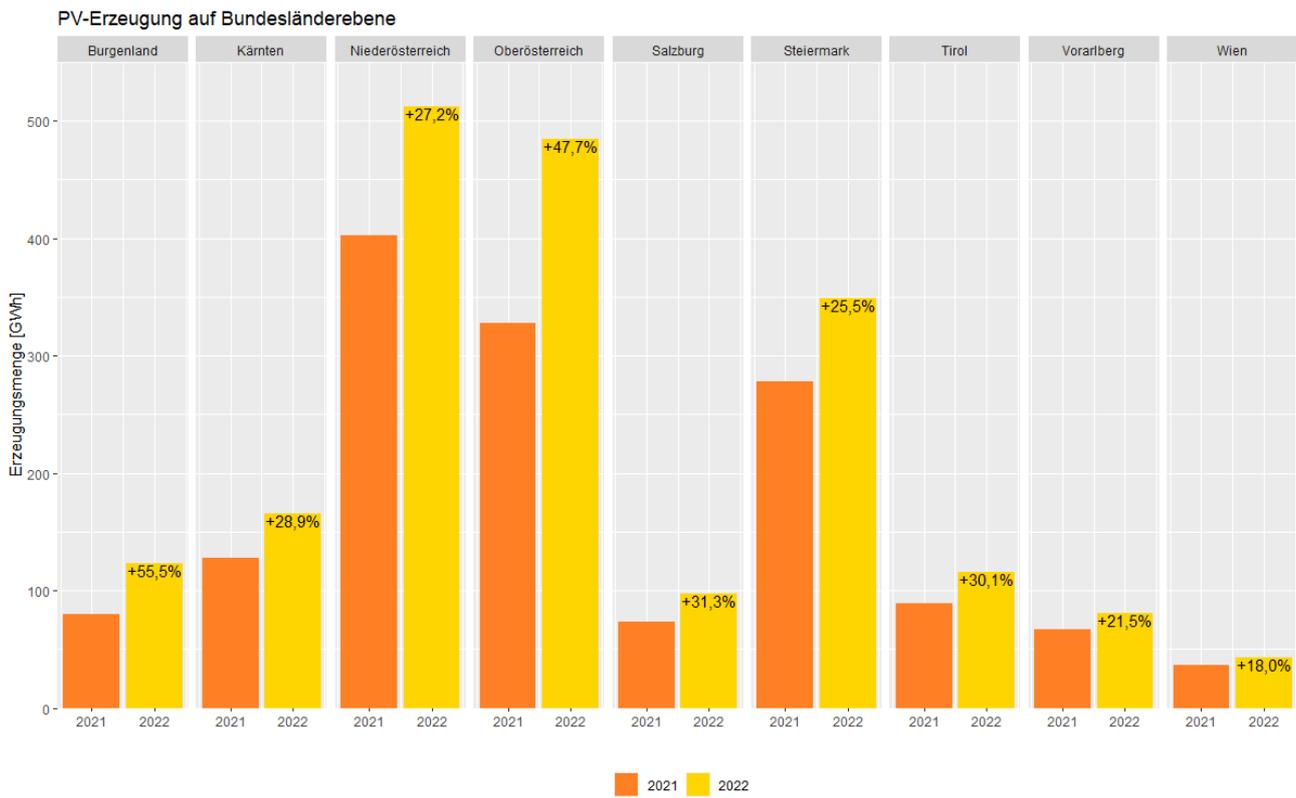


Abbildung 10: Jährliche PV-Erzeugung auf Bundesländerebene in den Jahren 2021 und 2022

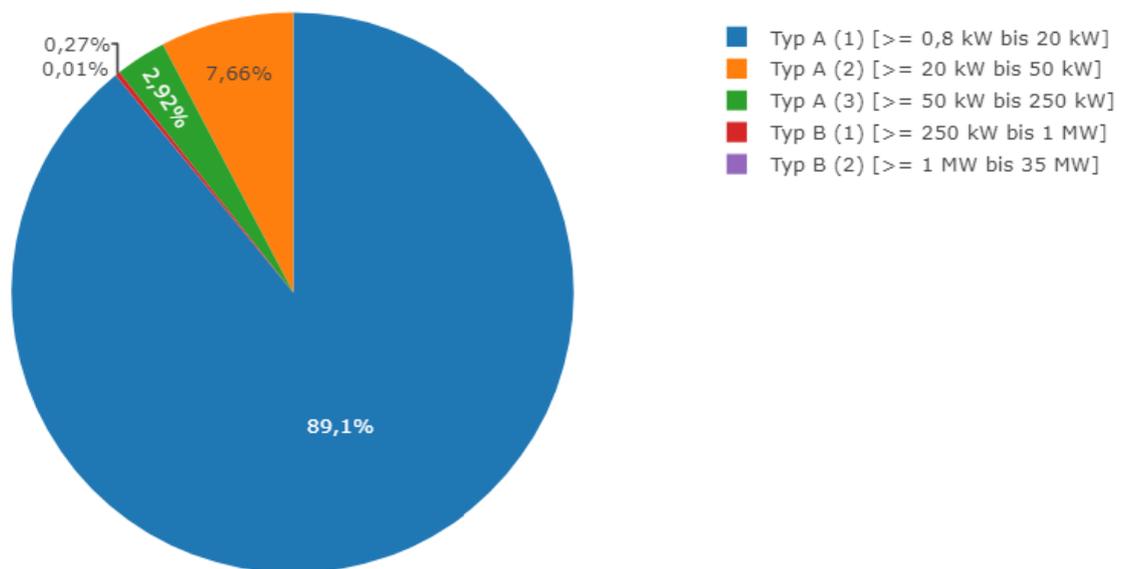


Abbildung 11: Anteil an PV-Zählpunkten je Leistungsklasse

5 Quellen

- [1] Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG), BGBl. I Nr. 7/2022, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007046>, Zugriff am 24.5.2023
- [2] #mission2030: Die österreichische Klima- und Energiestrategie, https://www.bundeskantleramt.gv.at/dam/jcr:903d5cf5-c3ac-47b6-871c-c83eae34b273/20_18_beilagen_nb.pdf, Zugriff am 24.5.2023
- [3] Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG), BGBl. I Nr. 150/2021, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>, Zugriff am 24.5.2023
- [4] Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010), BGBl. I Nr. 5/2023, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>, Zugriff am 24.5.2023
- [5] Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012, END-VO 2012), <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20008149>, Zugriff am 24.5.2023
- [6] Richtlinie (EU) 2019/944 des europäischen Parlamentes und Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019L0944&qid=1686739904364>, Zugriff am 14.06.2023
- [7] Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Methode der freien Einspeisekapazität gemäß § 20 EIWOG 2010 festgesetzt wird (Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022 - (KBM-V 2022), https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2022_II_350/BGBLA_2022_II_350.html, Zugriff am 24.5.2023
- [8] Abfrage Anlagenregistrierung Herkunftsnachweisdatenbank, <https://www.e-control.at/stromnachweis/anmeldung>, Zugriff am 24.5.2023
- [9] TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen, <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR+Erzeuger+Typ+A+V1.2.pdf/0b3e3ab1-34c1-fc59-b422-514436713933?t=1649704105946>, Zugriff am 13.06.2023
- [10] TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B, <https://www.e-control.at/documents/1785851/0/TOR+Erzeuger+Typ+B+V1.2.pdf/6b9313cf-9df0-2ff0-7aa2-a675cfe39a8b?t=1649704169520>, Zugriff am 13.06.2023
- [11] ÖVE/ÖNORM EN 50160:2020-12-01: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
- [12] TOR Hauptabschnitt D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen, https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR_D2_V2.4+30.10.2017.pdf/b059c61c-10c4-4969-a265-46836b7c0870?t=1509354768234, Zugriff am 14.06.2023
- [13] Wechselrichterliste TOR Erzeuger Typ A, <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/ueberblick/detailseite/wechselrichterliste-tor-erzeuger-typ-a>, Zugriff am 13.06.2023

- [14] Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von Schwellenwerten für Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D gemäß Artikel 5 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (RfG Schwellenwert-Verordnung, RfG Schwellenwert-V);
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010589>, Zugriff am 14.06.2023
- [15] ÖNORM M 7101:2013-11-1: Begriffe der Energiewirtschaft – Allgemeine Begriffe

Anhang

A1 Inhalte Netzentwicklungspläne für Verteilernetze

Ausgangssituation

- Charakterisierung des Netzes und des Versorgungsgebietes
- Darstellung von Trends der letzten Jahre
- Transparenz hinsichtlich verfügbarer Kapazitäten gem. § 20 EIWOG 2010 [4]

Planungsannahmen

- Transparenz hinsichtlich prognostizierter Entwicklung von Einspeisung und Last in den nächsten zehn Jahren
- Nachweis der adäquaten Berücksichtigung nationaler und europäischer Zielsetzungen in der Planung von Verteilernetzen

Planungsgrundsätze und -methoden

- Erläuterung der Methoden und Kriterien zur Ermittlung des Netzausbau- und Flexibilitätsbedarfs
- Nachweis der Berücksichtigung von Flexibilitätsleistungen in der Netzplanung
- Beschreibung der verwendeten Analysemethoden und -werkzeuge

Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen

- Beschreibung konkreter Netzausbauprojekte und -programme für die nächsten zehn Jahre
- Transparenz bei laufenden und geplanten Maßnahmen, deren Zeitpläne und Auswirkungen auf Netzanschlusskapazitäten
- Bereitstellung von Informationen und Planungsgrundlagen für Netzbenutzer

Flexibilitätsleistungen

- Beschreibung der im Versorgungsgebiet eingesetzten Maßnahmen zur Nutzung der Flexibilität von Netzbenutzern, wie bspw. marktgestützte Flexibilitätsbeschaffung mittels Ausschreibungen, Netzanschlussverträge mit unterbrechbarer/variabler Leistung etc.
- Transparenz hinsichtlich der aktuellen Nutzung und des prognostizierten Bedarfs an Flexibilitätsleistungen
- Bereitstellung von Informationen über geplante Maßnahmen (für Netzbenutzer und die Regulatorbehörde)
- Dokumentation des Umsetzungsstandes der für Flexibilitätsmanagement erforderlichen Instrumente

A2 Erhebungsumfang

E-Control setzt auf verstärktes Monitoring und erstellt eine neue Erhebung im bestehenden Datenportal.

Abgefragt wird von Stromerzeugungsanlagen, Ladeeinrichtungen und elektrischen Energiespeichern je Netzebene:

- Anzahl von Anträgen auf Netzzutritt/Netzzugang, die durchschnittliche Zeitdauer zwischen Einlangen des Antrags und der Bestätigung des Antrags
- Anzahl von zugesagten Netzzutritts/Netzzugangsanfragen (Bestätigung der Anzeige bzw. Abschluss eines Vertrags auf Netzzugang)
- Anzahl von eingeschränkten Netzzutritts/Netzzugangsanfragen (Bestätigung der Anzeige bzw. Abschluss eines Vertrags über den Netzzugang mit reduzierter Einspeiseleistung)
- Anzahl von Netzzutritts/Netzzugangsanfragen ohne Vertragsabschluss (Bestätigung vom Netzbenutzer ausständig, keine Einigung)

Bei Stromerzeugungsanlagen werden zusätzlich folgende Zeitdauern abgefragt:

- t_{Antrag} : Zeitdauer zwischen Einlangen des Antrags auf Netzzugang und der Bestätigung des Antrages
- $t_{\text{Anschluss}}$: Zeitdauer zwischen Einlangen der Zusage des Netzbenutzers zum Angebot für den Vertrag zum Netzzugang und den Abschluss der Maßnahmen im Verteilernetz, welche den Netzanschluss des Netzbenutzers ermöglichen
- t_{Betrieb} : Zeitdauer zwischen Einlangen der Fertigstellungsmeldung beim Netzbetreiber und der Erteilung der Betriebserlaubnis der Stromerzeugungsanlage

Bei Stromerzeugungsanlagen wird zusätzlich nach den folgenden Technologien und Leistungsklassen unterschieden:

Technologie	Leistungsklassen
Photovoltaik	Typ A, Maximalkapazität < 0,8 kW (nur bei Kleinsterzeugungsanlagen bspw. Balkonkraftwerke)
Windenergie	Typ A, Maximalkapazität $\geq 0,8 \text{ kW} < 20 \text{ kW}$
Wasserkraft	Typ A, Maximalkapazität $\geq 20 \text{ kW} < 50 \text{ kW}$
Geothermie	Typ A, Maximalkapazität $\geq 50 \text{ kW} < 250 \text{ kW}$
feste & flüssige Biomasse & Biogas, sonstige Erneuerbare	Typ B, Maximalkapazität $\geq 250 \text{ kW} < 1 \text{ MW}$
Sonstige (Deponie und Klärgas, fossile Brennstoffe und Derivate, Sonstige Wärmekraftwerke)	Typ B, Maximalkapazität $\geq 1 \text{ MW} < 35 \text{ MW}$
	Typ C, Maximalkapazität $\geq 35 \text{ MW} < 50 \text{ MW}$
	Typ D, Maximalkapazität $\geq 50 \text{ MW}$

Bei Ladeeinrichtungen und elektrischen Energiespeichern wird zusätzlich nach den folgenden Leistungsklassen bzw. Speicherkapazitäten unterschieden:

Leistungsklassen
Nennleistung < 10 kW
Nennleistung ≥ 10 kW und < 22 kW
Nennleistung ≥ 22 kW und ≤ 42 kW
Nennleistung ≥ 22 kW und ≤ 42 kW

Speicherklassen
Speicherkapazität < 10 kWh
Speicherkapazität ≥ 10 kWh und ≤ 50 kWh
Speicherkapazität > 50 kWh und ≤ 500 kWh
Speicherkapazität > 500 kWh

A3 Liste der Aktionen

Aktion 1: Anträge auf Netzzutritt und -zugang via Online-Portal.....	12
Aktion 2: Laufendes Monitoring zur Einhaltung der Bearbeitungsdauer t_{Antrag} gemäß den gesetzlichen Vorgaben.....	14
Aktion 3: Standardisierung von Prozessen zur Netzanschlussbeurteilung	14
Aktion 4: Monitoring des Fortschritts der Digitalisierungsmaßnahmen	15
Aktion 5: Alternativen bei fehlender Netzkapazität	16
Aktion 6: Leitfaden für Netzentwicklungspläne für Verteilernetze	18
Aktion 7: Transparenz der verfügbaren Netzkapazitäten auf Netzebene 4.....	18
Aktion 8: Harmonisierung der Anforderungen der Netztrenn- bzw. Umschaltanlagen bzw. Netzsicherungsanlagen für Notstromsysteme.....	21
Aktion 9: Anpassung der lokalen Blindleistungsregelung	22
Aktion 10: Optimale Ausnutzung der Spannungsbandbewirtschaftung	22
Aktion 11: Vereinfachung der Konformitätsnachweise	23
Aktion 12: Klarstellung zu Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Eigentümer	23
Aktion 13: Veranstaltungen und Multiplikatoren	26
Aktion 14: Laufende Datenerhebung.....	27