

# Elektrizitäts- Versorgungssicherheitsstrategie





# **Elektrizitäts- Versorgungssicherheitsstrategie**

Wien, 2024

## **Impressum**

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:  
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien  
+43 1 71162-650  
bmf.gv.at

Gesamtumsetzung: Sektion VI, Stabsstelle Krisenmanagement und Energielenkung

Autorinnen und Autoren:  
Mag. Doris Neumann-Edlinger, Mag. Stefan Domnanovits, Florian Griebaum LL.B.,  
Mag. Lea Romm, Paul Butschbacher MSc, Anna Polz MSc

Gestaltung: COPE Content Performance Group

Fotonachweis: peterschreiber.media - stock.adobe.com (Cover), BMK/Cajetan Perwein (Vorwort)

Wien, 2024

## **Copyright und Haftung**

Auszugsweiser Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet, alle sonstigen Rechte sind ohne schriftliche Zustimmung des Medieninhabers unzulässig.

Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung des Bundeskanzleramtes, des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie sowie der Autorinnen / Autoren ausgeschlossen ist. Rechtausführungen stellen die unverbindliche Meinung der Autorinnen / Autoren dar und können der Rechtsprechung der unabhängigen Gerichte keinesfalls vorgreifen.

## Vorwort

Eine moderne Wohlstandsgesellschaft, eine konkurrenzfähige Industrie und eine florierende Wirtschaft stehen auf dem Fundament einer stabilen, erneuerbaren Energieversorgung. Im Rahmen der Dekarbonisierung unseres Energiesystems gewinnt vor allem Strom in unterschiedlichen Sektoren, z. B. im Verkehrssektor, in der Wärmeerzeugung und auch in Industrieprozessen, zunehmend an Bedeutung.

Bereits heute nimmt Österreich im europäischen Vergleich eine Vorreiterrolle in Bezug auf die Stromversorgungssicherheit ein. Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine und die damit einhergehende Gasversorgungskrise haben uns allerdings in den vergangenen Jahren die noch immer bestehende Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen und deren schmerzhafteste Auswirkungen auf die Energieversorgung noch deutlicher vor Augen geführt.

Die vorliegende Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie zeigt Aktionsfelder und Maßnahmen für eine langfristige Resilienz des Stromsystems und eine klimaneutrale Zukunft auf.

Der Umbau unseres Energiesystems auf heimische erneuerbare Energieträger stellt dabei wohl eine der wichtigsten Maßnahmen für die langfristige Versorgungssicherheit dar. Die Österreicher:innen haben 2023 Photovoltaik in einem nie gekannten Ausmaß ausgebaut und liegen im Pro-Kopf-Vergleich damit sogar vor China und Deutschland. Auch die Wind- und Wasserkraft und die biogenen Energien beeindruckten 2023 mit stabilem Wachstum. Erstmals seit 20 Jahren ist Österreich wieder Nettostromexporteur.

Weitere Aktionsfelder umfassen u. a. Flexibilitäten und Speicher zur Vorsorge für Zeiten, in denen sich Sonne und Wind noch nicht optimal ergänzen, die Optimierung der Netzinfrastruktur, um mit der dynamischen Entwicklung Schritt zu halten, sowie eine Anpassung an die Auswirkungen des Klimawandels auf die Energieerzeugung.

Die Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie leistet einen weiteren Schritt hin zu einer zuverlässigen, nachhaltigen und unabhängigeren Energiezukunft für Österreich.

Ich wünsche Ihnen eine informative und erkenntnisreiche Lektüre der Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie!



Bundesministerin  
Leonore Gewessler, BA

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie



## Inhalt

<b>Vorwort</b> .....	<b>3</b>
<b>Executive Summary</b> .....	<b>8</b>
<b>1 Präambel</b> .....	<b>10</b>
<b>2 Zielsetzung</b> .....	<b>11</b>
<b>3 Vergleich verschiedener Szenarien</b> .....	<b>17</b>
3.1 Szenarien des Umweltbundesamtes zur zukünftigen Treibhausgasentwicklung.....	17
3.1.1 Szenario Transition und Szenario NIP.....	18
3.1.2 Szenario With Additional Measures .....	19
3.2 Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom der E-Control.....	20
3.3 Netzentwicklungsplan gemäß § 37 EIWOG 2010.....	22
3.4 Stromstrategie 2040: Österreichs Weg in eine klimaneutrale Energiezukunft.....	23
3.5 Gegenüberstellung der Szenarien.....	24
<b>4 Die Energiewende als Beitrag zu einer langfristigen sicheren Elektrizitätsversorgung</b> .....	<b>26</b>
4.1 Aktuelle Situation und Rückblick .....	27
4.1.1 Verbrauch.....	27
4.1.2 Erzeugung.....	29
4.1.3 Speicher.....	32
4.1.4 Import/Export von elektrischer Energie.....	37
4.2 Ein erneuerbarer Energiemix macht Österreich unabhängig von unsicheren fossilen Quellen.....	39
4.2.1 100% erneuerbarer Strom (bilanziell) bis 2030.....	40
4.2.2 Entwicklung Erzeugung 2030.....	40
4.2.3 Auswirkungen der Wärmewende.....	41
4.2.4 Entwicklung Verbrauch 2030.....	42
4.3 Aktionsfelder und Maßnahmen .....	44
4.3.1 Langfristige Sicherstellung der Bedarfsdeckung.....	44

4.3.2	Nutzung langfristiger Flexibilitäten im Stromsystem.....	51
4.3.3	Demand Side Management.....	54
<b>5</b>	<b>Stabile Netze als Voraussetzung für die Versorgungssicherheit.....</b>	<b>60</b>
5.1	Netzentwicklung als essenzieller Bestandteil der Versorgungssicherheit .....	60
5.1.1	Aktuelle Situation und Rückblick.....	60
5.1.2	Integrierter österreichischer Netzinfrstrukturplan (NIP).....	64
5.1.3	Entwicklung Netze 2030.....	64
5.1.4	Auswirkungen von europäischen Stromflüssen auf die Netze.....	66
5.2	Versorgungszuverlässigkeit und -qualität.....	67
5.2.1	Monitoring von Versorgungsunterbrechungen.....	67
5.2.2	Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit.....	69
5.3	Systemsicherheit und Maßnahmen zu deren Stärkung.....	71
5.3.1	Maßnahmen des Engpassmanagements.....	71
5.3.2	Koordinierung des Netzausbaus.....	74
5.3.3	Umgang mit Nachfragespitzen .....	78
5.3.4	Netz- und systemdienlicher Einsatz von Flexibilitäten.....	81
<b>6</b>	<b>Relevante Aspekte auf EU-Ebene.....</b>	<b>84</b>
6.1	Überblick über relevante Entwicklungen im ENTSO-E-Raum.....	84
6.1.1	European Resource Adequacy Assessment (ERAA) – Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene.....	85
6.2	Risikovorssorgeplan gem. Strom-SoS-VO und Maßnahmen der regionalen Zusammenarbeit.....	93
<b>7</b>	<b>Weitere übergreifende Aktionsfelder und Maßnahmen.....</b>	<b>95</b>
7.1	IT-Sicherheit des Netzbetriebs und der Erzeugung.....	95
7.1.1	Relevante Szenarien gemäß dem Risikovorssorgeplan Elektrizität der Republik Österreich.....	95
7.1.2	Relevanter Rechtsrahmen zur Gewährleistung der Netz- und Informationssicherheit .....	96



7.2 Schutz vor physischen Angriffen auf Stromnetze und Erzeugungsanlagen.....	98
7.2.1 Relevante Szenarien gemäß dem Risikovorsorgeplan Elektrizität der Republik Österreich.....	99
7.2.2 Relevante Aktivitäten und Rechtsgrundlagen für den Schutz vor physischen Angriffen.....	99
<b>8 Evaluierung der Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie.....</b>	<b>102</b>
8.1 Monitoringprozesse .....	102
8.2 Bewertung der Versorgungssicherheit in Bezug auf die Erzeugungs- und Verbrauchssituation.....	103
8.2.1 Indikatoren .....	104
8.2.2 Kennzahlen.....	106
8.3 Bewertung der Versorgungssicherheit in Bezug auf die Netzsituation.....	108
8.3.1 Indikatoren .....	109
8.3.2 Kennzahlen.....	110
<b>9 Herausforderungen für die Versorgungssicherheit.....</b>	<b>112</b>

# Executive Summary

Aufgrund der hohen Bedeutung der Elektrizitäts-Versorgungssicherheit sieht § 88a des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010 (EIWOG 2010) idgF vor, dass eine entsprechende Strategie durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zu veröffentlichen ist. Diese wurde in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde und dem Regelzonenführer und unter Einbeziehung relevanter Stakeholder erstellt.

Das österreichische Stromsystem wird sich sowohl verbrauchs- als auch erzeugungsseitig in den kommenden Jahren deutlich weiterentwickeln. Die Bedeutung von Strom im Energiesystem wird sich durch steigende Elektrifizierung v. a. in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie erhöhen. Durch diesen erhöhten Stromverbrauch und den geplanten Ausstieg aus fossilen Energieträgern in der Stromerzeugung ist ein massiver Zubau von erneuerbarer Stromerzeugung notwendig. Die jährliche erneuerbare Stromerzeugung bis 2030 soll gemäß dem Szenario Transition des Umweltbundesamtes um bis zu 39 TWh (ausgehend vom Jahr 2020) ansteigen, um die bilanziell 100%ige Deckung des Strombedarfs durch erneuerbare Erzeugung bis dahin sicherzustellen. Die steigende Netzlast wird zu erheblichem Investitionsbedarf in Netzinfrastruktur, Stromspeicher und Reservekraftwerksleistung führen.

Wesentliche Herausforderungen für die Versorgungssicherheit in Österreich umfassen:

- Geopolitische Risiken;
- Risiken im Bereich der Cybersicherheit;
- Den notwendigen weiteren Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen;
- Mögliche negative Auswirkungen des Klimawandels auf die Stromerzeugung;
- Den verfügbaren Umsetzungszeitraum und die notwendige Beschleunigung für den Netzausbau zur ausreichenden Verfügbarkeit von Netzkapazitäten;
- Den Aufbau langfristiger Flexibilitäten und Verlagerungsmöglichkeiten sowie den Ausbau jener erneuerbarer Erzeugungstechnologien, die primär im Winter Strom erzeugen, zur Stärkung der Versorgungssicherheit während der Wintermonate;
- Die ausreichende Bereitstellung von kurz-, mittel- und langfristigen Flexibilitäten;
- Die Gewährleistung einer ausreichenden Verfügbarkeit von speicherbaren Energieträgern zur flexiblen Stromerzeugung.

Zur Aufrechterhaltung des hohen Niveaus der Versorgungssicherheit in Österreich werden in der vorliegenden Strategie Aktionsfelder und notwendige Maßnahmen identifiziert. Die nachstehende Tabelle zeigt die Aktionsfelder der Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie, im Folgenden „E-VSS“, auf, konkrete Maßnahmen dazu werden in den jeweiligen Unterkapiteln detailliert beschrieben.

Tabelle 1: Aktionsfelder und Kapitel

Aktionsfeld	Kapitel
Forcierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien	4.3.1.1
Analyse der Auswirkungen des Klimawandels auf die Erzeugungsmengen von Erneuerbaren	4.3.1.2
Kurz- und mittelfristige Gewährleistung einer ausreichenden Verfügbarkeit von Erdgas oder erneuerbaren Gasen als Energieträger zur Stromerzeugung	4.1.3.4
Ausreichend Flächen für Erzeugungsanlagen und Netze	4.3.1.3
Verfügbarkeit ausreichender flexibler Kraftwerkskapazitäten	4.3.1.4
Analyse zur adäquaten Lastdeckung im ENTSO-E-Raum	4.3.1.5
Schaffung der Grundlagen für ein nationales Adequacy Assessment sowie nachfolgend dessen regelmäßige Durchführung	4.3.1.6
Stärkung von Energiegemeinschaften sowie Etablierung integrierter lokaler Energiesysteme und Netze	4.3.1.7 bis 8
Erstellung eines Gesamtkonzepts zu den Potenzialen sowie zu Nutzungsmöglichkeiten saisonaler nachfrage-seitiger und angebotsseitiger Flexibilitäten und Verlagerungsmöglichkeiten	4.3.2.1
Analyse der Potenziale zur Nutzung nachfrageseitiger Flexibilitäten im Verkehrs-, Gebäude- und Industriebe-reich	4.3.3.1 bis 3
Sicherstellung ausreichender flexibler Leistung für das Engpassmanagement	5.3.1.1
Senkung des Redispatch-Bedarfs	5.3.1.2
Anpassung und Optimierung der Netze	5.3.2.1
Verschränkung der Netzplanung durch Abstimmung bestehender Planungsinstrumente zur Erweiterung von Netzkapazitäten gemäß integriertem österreichischen Netzinfrasturukturplan (NIP)	5.3.2.2
Vereinfachung von Behördenverfahren im Rahmen der Genehmigung von Energieinfrastrukturprojekten	5.3.2.3
Reduktion von Engpässen in grenzüberschreitender Übertragungsnetzinfrasturuktur durch deren Ausbau	5.3.2.4
Erreichung der Effizienzziele	5.3.3.1
Reduktion des Bruttostromverbrauchs zu Spitzenzeiten	5.3.3.2 bis 3
Maßnahmen zum systemdienlichen Einsatz erneuerbarer Erzeugungsanlagen	5.3.4.1
Flexibilitätssteuerung durch die Ausgestaltung der Systemnutzungsentgelte	5.3.4.2
Weitere Anreize und Marktregeln für den systemdienlichen Einsatz von Flexibilitäten	5.3.4.3
IT-Sicherheit des Netzbetriebs und der Erzeugung	7.1
Schutz vor physischen Angriffen auf Stromnetze und Erzeugungsanlagen	7.2

Um die Umsetzung und Wirksamkeit der Maßnahmen einer regelmäßigen Kontrolle zu unterziehen, ist ein Monitoring von passenden Indikatoren, Kennzahlen und Schwellen-werten vorgesehen (siehe Kapitel 8).

# 1 Präambel

In einer Zeit tiefgreifenden Wandels, geprägt von dem Erfordernis einer Dekarbonisierung der Wirtschaft und Energieaufbringung, den Auswirkungen des Klimawandels, fluktuierenden Energiepreisen und einer angespannten geopolitischen Situation, hat die Gewährleistung einer zuverlässigen und nachhaltigen Stromversorgung große Bedeutung. Übergeordnete Ziele bestehen darin, die Klimaneutralität bis 2040 zu erreichen und bis 2030 eine Deckung des Gesamtstromverbrauchs zu 100 % national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen zu gewährleisten. Österreich nimmt im europäischen Vergleich eine Vorreiterrolle in Bezug auf die Stromversorgungssicherheit ein. Eine umfassende Analyse und vorausschauende Maßnahmen sollen zur Sicherstellung einer auch zukünftig stabilen und hohen Versorgungssicherheit beitragen. Die vorliegende Strategie identifiziert daher entsprechende Aktionsfelder und Maßnahmen.

Die Maßnahmen der Strategie tragen dazu bei, die Resilienz des österreichischen Stromsystems zu steigern. Angesichts der Veränderungen und neuen Herausforderungen im Energiesektor ist es von größter Bedeutung, rechtzeitig Maßnahmen zu ergreifen, um die Sicherheit der Stromversorgung zu gewährleisten sowie potenzielle Versorgungskrisen frühzeitig zu erkennen und diesen gegenzusteuern. Die Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern soll dabei ebenfalls zur langfristigen Erhaltung des hohen Niveaus der Versorgungssicherheit in Österreich beitragen. Dies wird unter anderem durch verstärkte Investitionen in erneuerbare Energien und die Förderung energieeffizienter Technologien erreicht.

Die gesetzliche Grundlage für die vorliegende Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie bildet § 88a des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010 (EIWOG 2010). Demnach liegt es im Verantwortungsbereich der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde und dem Regelzonenführer eine Versorgungssicherheitsstrategie im Elektrizitätsbereich zu erstellen. Diese wird alle fünf Jahre aktualisiert.

Die Maßnahmen der vorliegenden Strategie leisten einen wichtigen Beitrag zur Sicherstellung einer zuverlässigen und nachhaltigen Stromversorgung. Gemeinsam mit allen beteiligten Akteuren gemäß ihren gesetzlichen Zuständigkeiten wird die Umsetzung der Strategie vorangetrieben, um auch in Zukunft die Stromversorgung in der Republik Österreich auf diesem hohen Niveau zu gewährleisten.

## 2 Zielsetzung

Die E-VSS dient gemäß § 88a des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010 (EIWOG 2010)<sup>1</sup> der wirksamen Gestaltung der Stromversorgungssicherheit und der Prävention von Stromversorgungskrisen.<sup>2</sup> Dies soll bei gleichzeitig sinkender Nutzung von fossiler Energie erreicht werden. In den folgenden Kapiteln werden Aktionsfelder und Maßnahmen zur Beibehaltung der Stromversorgungssicherheit der Endverbraucher:innen identifiziert und ausgearbeitet.

Grundsätzlich erfasst die Stromversorgungssicherheit mehrere unterschiedliche Dimensionen. Die Definition für Versorgungssicherheit der Regulierungsbehörde E-Control<sup>3</sup> lautet:

„Versorgungssicherheit bedeutet, dass Elektrizitätsverbraucher elektrische Energie mit definierter Qualität beziehen können, zu dem Zeitpunkt, wenn sie diese benötigen, und zu kostenorientierten und transparenten Preisen.“

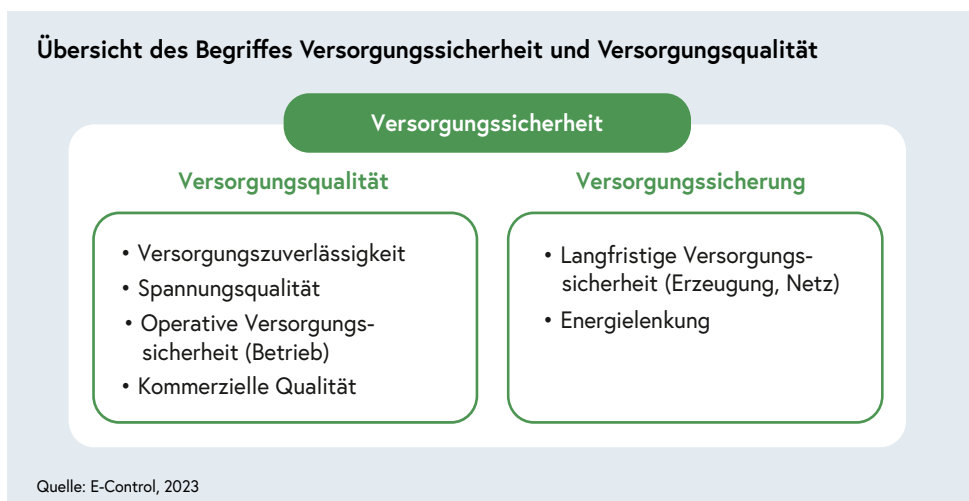


Abbildung 1: Übersicht des Begriffes Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität

- 1 Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010) StF: BGBl. I Nr. 110/2010, zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 145/2023.
- 2 Eine Stromversorgungskrise ist gemäß Art. 2 Z 9 der Verordnung (EU) 2019/941 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG eine „bestehende oder drohende Situation, die durch eine im Sinne der Vorgaben der Mitgliedstaaten und der Beschreibung in ihren Risikovorsorgeplänen erhebliche Stromknappheit oder durch die Unmöglichkeit, Kunden mit Strom zu versorgen, gekennzeichnet ist“.
- 3 [e-control.at/industrie/strom/versorgungssicherheit](https://e-control.at/industrie/strom/versorgungssicherheit), abgerufen am 25.6.2024.

Der Oberbegriff der Versorgungssicherheit umfasst neben der Versorgungssicherung (langfristig, sowie kurzfristig durch Energielenkungsmaßnahmen) auch die Versorgungsqualität, die allgemein in Versorgungszuverlässigkeit, Spannungsqualität, operative Versorgungssicherheit und kommerzielle Qualität unterteilt wird (siehe Abbildung 1). Die Spannungsqualität beschreibt messbare technische Merkmale wie z. B. Frequenz und Spannungsschwankungen. Ihre Sicherstellung bzw. eine allfällige Beeinträchtigung ist durch das Erfordernis kurzfristiger Reaktionen seitens des Regelzonenführers und der Netzbetreiber geprägt und – sofern die Beeinträchtigung über bloße Vorfälle im Stromnetz hinausgeht und netzbetrieblich nicht wirksam bewältigt werden kann – allenfalls unter den Voraussetzungen von § 4 des Energielenkungsgesetzes 2012 (EnLG 2012)<sup>4</sup> durch Energielenkung zu adressieren. Die E-VSS ist auf die langfristige Sicherstellung der Verfügbarkeit elektrischer Energie ausgerichtet und behandelt dieses Thema daher nicht im Detail. Ebenso bildet die kommerzielle Qualität (Dienstleistungen der Elektrizitätsunternehmen, z. B. Neuanschlüsse, Preisbildungen) kein Kernelement der vorliegenden Strategie entsprechend ihrer gesetzlich vorgegebenen Zielsetzung.

- **Die Versorgungszuverlässigkeit**, oft auch als Netzzuverlässigkeit bezeichnet, wird durch die Häufigkeit und Dauer von Unterbrechungen der Stromversorgung an den Anschlusspunkten der Netzbenutzer:innen, primär aufgrund von netzseitigen Ereignissen, bestimmt. Die Versorgungszuverlässigkeit wird mittels statistisch erfasster Zuverlässigkeitskennzahlen, wie SAIDI (System Average Interruption Duration Index), ASIDI (Average System Interruption Duration Index), SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), ASIFI (Average System Interruption Frequency Index), CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) und NDE (Non Delivered Energy) bzw. ENS (Energy Not Supplied), von der Regulierungsbehörde laufend überwacht und im Bericht „Ausfall- und Störungsstatistik Strom“ veröffentlicht.<sup>5</sup> Gemäß einem anhand des SAIDI berechneten Versorgungsprozentwerts der Netzbenutzer:innen lag die Versorgungszuverlässigkeit in Österreich, ausgehend vom Veröffentlichungszeitpunkt des gegenständlichen Dokuments, seit 2008 nie unter 99,99%. Auf europäischer Ebene werden diese Kennzahlen im Benchmarking Report des Council of European Energy Regulators<sup>6</sup> verglichen. Der Vergleich der Kennzahlen mit anderen europäischen Ländern zeigt, dass Österreich bei der Versorgungszuverlässigkeit im Spitzenfeld liegt. Kernziel der vorliegenden Strategie ist es, diesen hohen Standard auch künftig beizubehalten. Expert:innen gehen davon aus, dass bei einer grundsätzlichen Fortführung der derzeitigen Planungs- und Betriebspraxis keine grundsätzliche Änderung der

---

4 Bundesgesetz über Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung (Energielenkungsgesetz 2012 – EnLG 2012), StF: BGBl. I Nr. 41/2013, zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 68/2022.

5 E-Control (Hg.): Ausfall- und Störstatistik Strom für Österreich 2022.

6 7th CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply.

Risiken für die Versorgungszuverlässigkeit zu erwarten ist.<sup>7</sup> Die Transformation des Stromversorgungssystems erfordert ausreichende Investitionen in den Ausbau und Betrieb der Infrastruktur. Die Versorgungszuverlässigkeit wird insbesondere durch die Planungs- und Betriebspraxis der Verteilernetzbetreiber abgedeckt und durch die Regulierungsbehörde überwacht. Hohe Standards und ausreichend Transparenz in der Planung der Verteilernetzbetreiber sind für die Versorgungssicherheit somit essenziell. In Kapitel 5.1.3 wird auf Qualität und Umfang der Netzwartung, in Kapitel 5.1.1 auf den Ausbau der Verteilernetze eingegangen.

- **Die operative (kurzfristige) Versorgungssicherheit oder Systemsicherheit** zielt auf den stabilen Betrieb des Stromversorgungssystems in dessen Gesamtheit ab. Diese Systemsicherheit hängt zentral vom stabilen Betrieb der Übertragungsnetze ab und liegt daher primär in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber (Austrian Power Grid AG [APG] und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH [VÜN]). Systemsicherheit bedeutet dabei, dass sowohl im aktuellen Betriebszustand des Stromversorgungssystems als auch bei regulären Ereignissen wie Schaltmaßnahmen oder laufend stattfindenden Anpassungen des Einspeise- und Entnahmeverhaltens der Netzbenutzer:innen keine Verletzungen der technischen Grenzwerte auftreten. Darüber hinaus muss das System auch nach einer temporären Auslenkung aufgrund von Störereignissen wie Ausfällen von Netzbetriebsmitteln oder Erzeugungs- bzw. Verbrauchseinrichtungen wieder in einen stabilen und zulässigen Betriebszustand zurückkehren. Diese Fähigkeit wird als (n-1)-Sicherheit bezeichnet und durch das gleichnamige Kriterium überwacht. Die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums schließt Probleme der Systemsicherheit nicht vollständig aus (z. B. beim Zusammentreffen zweier Störereignisse), hat sich aber in der Praxis als zentrales Prinzip für den Systembetrieb bewährt.<sup>8</sup> Aus der zunehmenden Bedeutung erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien und der abnehmenden Bedeutung fossiler Großkraftwerke ergeben sich neue Herausforderungen für die zukünftige Systemsicherheit. Die Netzbelastung steigt durch höhere Leistungen beziehungsweise Zunahme von Leistungsspitzen in der Stromerzeugung. Die Verordnung (EU) 2017/1485<sup>9</sup> zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb legt Bestimmungen und Anforderungen für den sicheren Betrieb des Stromnetzes fest und die Verordnung (EU) 2017/2196<sup>10</sup> zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes enthält spezifische Anweisungen für die Wiederherstellung des Netzes nach schweren Störungen. Die Aspekte der operativen Versorgungssicherheit liegen überwiegend in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber und der Verteilernetzbetreiber,

---

7 Consentec (Hg.): Die Aspekte der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung, 2021.

8 Consentec (Hg.): Die Aspekte der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung, 2021.

9 Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb.

10 Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes.

die mittels kurzfristig wirksamer technischer Maßnahmen für deren Aufrechterhaltung sorgen. In der vorliegenden Strategie werden nach den Vorgaben ihrer gesetzlichen Grundlage gemäß § 88a ElWOG 2010 ausgewählte Bereiche, u. a. die Erkenntnisse aus dem Bericht der Regulierungsbehörde über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gemäß § 23b Abs. 10 ElWOG 2010, beschrieben. Einzelne Maßnahmen der E-VSS, wie etwa jene zum Engpassmanagement in Kapitel 5.3.1, schneiden damit auch den Bereich der operativen Versorgungssicherheit an.

- **Für die langfristige Versorgungssicherheit** muss die zukünftige Stromversorgung der Endverbraucher:innen durch heimische Stromerzeugung und Stromimporte gedeckt werden können sowie die dafür notwendige Netzinfrastruktur gegeben sein. In den Kapiteln 4.3 und 5.3 wird die Verfügbarkeit bzw. Nichtverfügbarkeit von Erzeugungsanlagen, Energiespeichereinrichtungen und Netzen behandelt. Dort finden sich Maßnahmen zum Umgang mit Nachfrage- und Erzeugungsspitzen, zur Bewältigung des Ausfalls von Betriebsmitteln und Erzeugungsanlagen sowie zum systemdienlichen Einsatz von Flexibilitäten. Da diese Bereiche den Großteil der gemäß § 88a ElWOG 2010 zu berücksichtigenden Aspekte der Versorgungssicherheit ausmachen, werden diese in den folgenden Kapiteln im Detail analysiert. Die Entwicklung der Versorgungssicherheitsstrategie beruht unter anderem auf einer detaillierten nationalen und einer überblicksartigen europäischen Szenarioanalyse bezüglich des zukünftigen Angebots und der Nachfrage nach elektrischer Energie. Sie berücksichtigt insbesondere die Ergebnisse des Szenarios Transition, des Monitoringberichts „Versorgungssicherheit Strom“ der Regulierungsbehörde<sup>11</sup>, des Netzentwicklungsplans für das Übertragungsnetz<sup>12</sup> und des integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans.<sup>13</sup>

Die vorliegende Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie betrachtet im Gleichklang mit den ihr zugrunde liegenden Szenarien hauptsächlich das Jahr 2030 auf Basis der verfügbaren Analysen sowie den Zeitraum von ihrer Veröffentlichung bis 2030.

In § 4 des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG)<sup>14</sup> ist das Ziel, den Gesamtstromverbrauch in Österreich ab dem Jahr 2030 zu 100 % national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen zu decken, fixiert. Die bilanzielle Deckung des nationalen Stromverbrauchs durch heimische erneuerbare Energieträger wird unter anderem zum Zweck der Versorgungssicherheit angestrebt. Um dieses Ziel zu erreichen, soll die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Österreich um mindestens 27 TWh gesteigert werden. Aktuelle Szenarien weisen einen deutlich höheren notwendigen Zubau aus. Beispielsweise zeigt das Szenario Transition des Umweltbundesamts einen

---

11 E-Control (Hg.): Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023.

12 APG (Hg.): Netzentwicklungsplan 2023.

13 BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan, Wien 2024.

14 Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG), StF: BGBl. I Nr. 150/2021, zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 27/2024.



Zubau von 39 TWh bis 2030, um sowohl die Klimaschutzziele als auch das Ziel von 100 % national bilanzieller Stromversorgung mittels erneuerbarer Energiequellen zu erreichen. Dieser zusätzliche Zubau wird durch die im Zuge der Energiewende fortschreitende Elektrifizierung verschiedener Verbrauchssektoren (z. B. Verkehr, Industrie) erforderlich. In allen Szenarien erfolgt der Großteil des Zubaus an erneuerbarer Stromerzeugung durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen.<sup>15</sup> Die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Importe und Exporte elektrischer Energie sowie der Einsatz thermischer Kraftwerke spielen weiterhin eine wichtige Rolle bei der Stromversorgung. Darüber hinaus bewirkt der deutliche Anstieg des Stromverbrauchs und der entsprechenden Stromaufbringung einen erheblichen Bedarf an zusätzlicher Netz- und Speicherinfrastruktur. Die EU-rechtlichen Ziele im Klima- und Energiebereich bis 2030 werden unter anderem in der Effort-Sharing-Verordnung (EU) 2018/842<sup>16</sup> und der Erneuerbare-Energie-Richtlinie (EU) 2023/2413 (RED III)<sup>17</sup> festgelegt.

Die Kapitel 4 bis 7 veranschaulichen, welche Faktoren das hohe Niveau der Stromversorgungssicherheit in Österreich ermöglichen und welche Maßnahmen bereits getroffen wurden und zusätzlich getroffen werden können, um dieses auch in Zukunft aufrechtzuerhalten. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit beruht auf den drei Säulen Erzeugungskapazitäten, Verbraucher und Netzstabilität, die im Rahmen der Kapitel 4.3 „Aktionsfelder und Maßnahmen“ und 5.3 „Systemsicherheit und Maßnahmen zu deren Stärkung“ behandelt werden. Die Grundlage dafür bildet ein Fundament aus technischen, administrativen und rechtlichen Rahmenbedingungen.

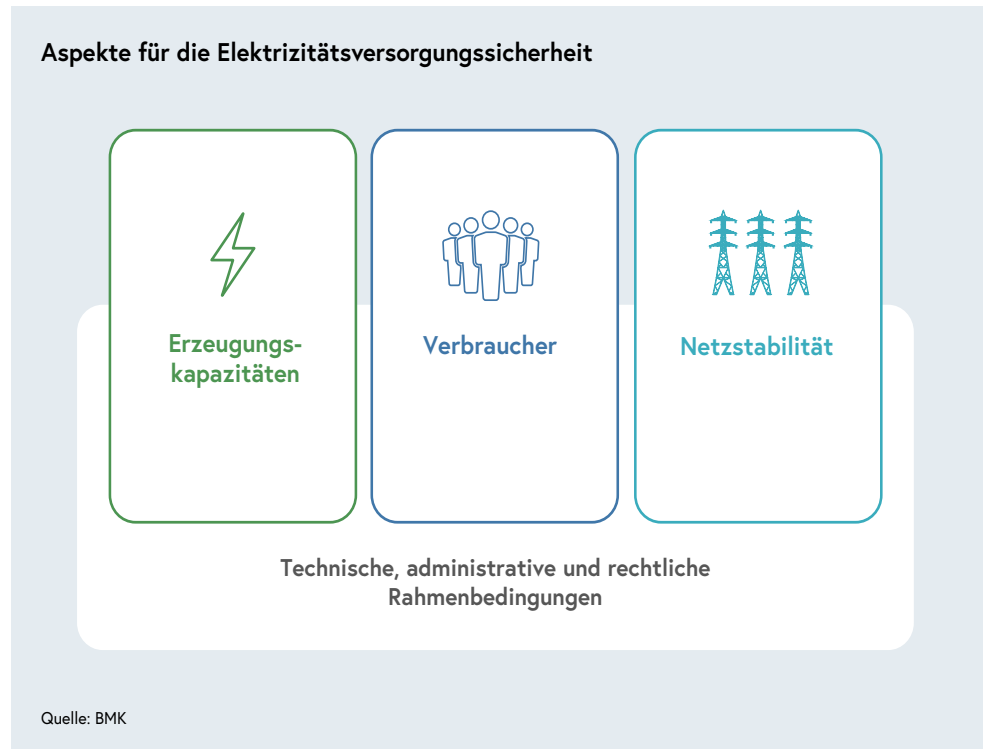
---

15 Umweltbundesamt (Hg.): Energie- und Treibhausgas-Szenario Transition 2040, Wien 2023, S. 9.

16 Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 über verbindliche jährliche Treibhausgasemissionsreduktionen der Mitgliedstaaten im Zeitraum 2021–2030 als Beitrag zum Klimaschutz zur Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013.

17 Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates.

Abbildung 2: Aspekte für die Elektrizitätsversorgungssicherheit



Insbesondere durch eine strategische Planung des Netzausbaus, die Abflachung von Nachfrage- und Erzeugungsspitzen über Flexibilitätsinstrumente und Effizienzmaßnahmen sowie durch den Ausbau erneuerbarer und die Sicherstellung flexibler Erzeugungskapazitäten kann die Versorgungssicherheit langfristig erhalten werden.

# 3 Vergleich verschiedener Szenarien

In diesem Kapitel werden die Energiemengengerüste für die Aufbringung und den Bedarf an elektrischer Energie anhand unterschiedlicher Szenarien betrachtet. Die analysierten Szenarien wurden aufgrund der darin behandelten relevanten Aspekte der Elektrizitäts-Versorgungssicherheit und aufgrund eines geeigneten Betrachtungshorizonts ausgewählt. Während in der vorliegenden Strategie für Zahlengerüste hauptsächlich auf das Szenario Transition des Umweltbundesamtes und den „Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom“ der E-Control zurückgegriffen wird (vgl. Kapitel 3.5 „Gegenüberstellung der Szenarien“), ermöglicht der Vergleich mit weiteren Szenarien eine robustere Abschätzung der künftigen Entwicklungen im österreichischen Stromsystem. Falls weitere Aspekte zur Versorgungssicherheit behandelt werden (z. B. zu Leistung und Speicher), sind diese hier ebenfalls kurz angeführt. Die untersuchten Szenarien werden von verschiedenen Institutionen unter Anwendung unterschiedlicher Methoden und mit verschiedenen Zielsetzungen erstellt. Da diese Szenarien unterschiedliche Aspekte der Versorgungssicherheit priorisieren, eignet sich eine solche gesamthafte Betrachtung zur Abdeckung der breiten Themenfelder der E-VSS.

## 3.1 Szenarien des Umweltbundesamtes zur zukünftigen Treibhausgasentwicklung

In regelmäßigen Abständen erstellt das Umweltbundesamt im Auftrag des BMK verschiedene Szenarien<sup>18</sup> zu potenziellen zukünftigen Energie- und Treibhausgasentwicklungen, die als Grundlage für die Erfüllung der EU-Berichtspflicht im Rahmen der Verordnung (EU) 2018/1999<sup>19</sup> über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz dienen. Weiters wurde mit derselben Methodik ein Szenario Transition erstellt, das eine weitgehende Erreichung des Ziels der Klimaneutralität 2040 abbildet. Diese Szenarien unterstellen unterschiedliche Annahmen und Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende in Österreich und dienen als Grundlage für energiepolitische Diskussionen.

---

18 Umweltbundesamt (Hg.): Energie- und Treibhausgasszenarien 2023.

19 Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates.

### 3.1.1 Szenario Transition und Szenario NIP

Das Szenario Transition stellt einen möglichen Pfad zu Erreichung der Klimaneutralität bis 2040 dar. Dieses Szenario bildete eine Grundlage für den vom BMK gemäß § 94 EAG erstellten integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplan (NIP). Die Ergebnisse des Szenarios Transition wurden für die Erstellung des NIP aufgrund zusätzlicher Notwendigkeiten für die Netzplanung leicht angepasst (Szenario NIP). Die Dekarbonisierung des österreichischen Energiesystems bis 2040 wird durch eine weitreichende Elektrifizierung angenommen (Abbildung 3). Die größten absoluten Zuwächse im Strombedarf gibt es im Verkehrsbereich, zusätzlich steigt der Strombedarf im Industriesektor und im Umwandlungseinsatz (Herstellung von Wasserstoff) deutlich an. Die Elektrifizierung des gesamten Energiesystems bringt Effizienzgewinne, nichtsdestotrotz kommt es auch zu einem deutlich erhöhten Strombedarf bis 2030 (93 TWh) und 2040 (125 TWh), was einem Anstieg von 25% (2030) bzw. 68% (2040) gegenüber 2021 entspricht. Bis 2030 sinkt der fossile Methanbedarf von rund 101 TWh im Jahr 2021 um 62% auf rund 38 TWh, bis 2040 erfolgt die komplette Dekarbonisierung. Im Szenario Transition ergibt sich für 2040 ein Verbrauch an Biomethan von rund 10 TWh sowie ein Wasserstoffbedarf von rund 29 TWh. Im Szenario NIP beträgt der Wasserstoffbedarf 48 TWh im Jahr 2040.

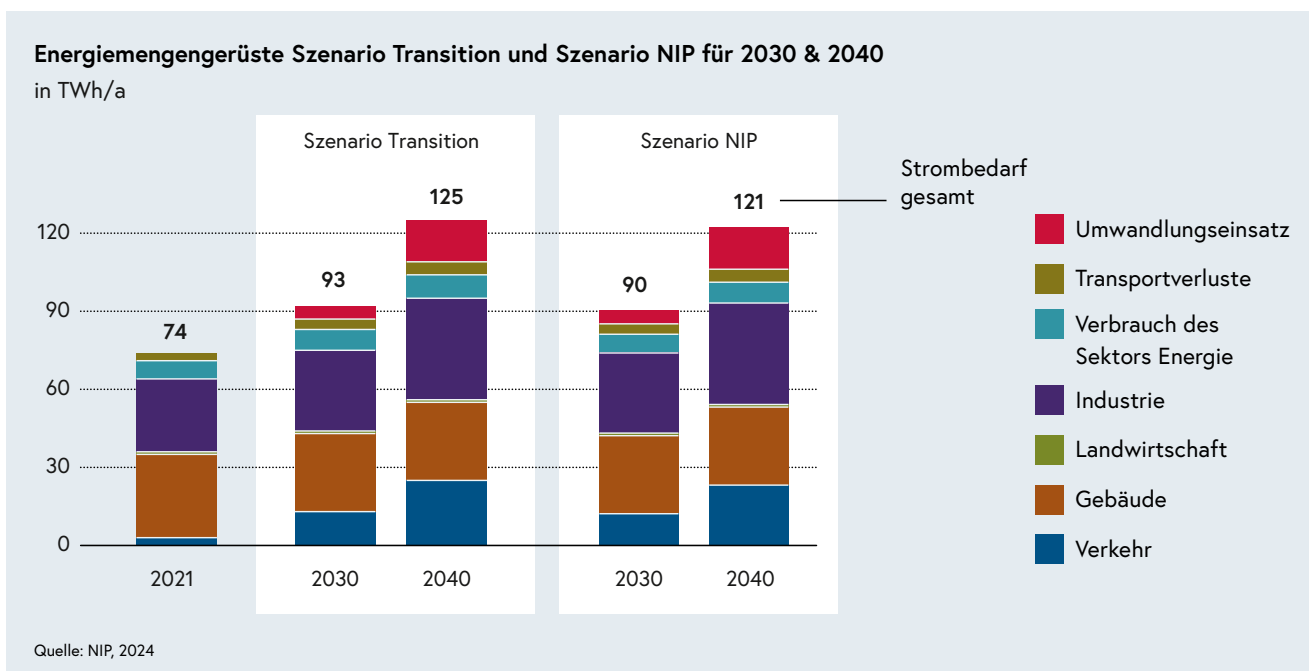


Abbildung 3: Energiemengengerüste Szenario Transition und Szenario NIP für 2030 und 2040

Im Szenario Transition werden 2030 6 TWh an Stromerzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe und somit eine Reduktion um 58% gegenüber 2021 angenommen. 2030 beträgt die Stromerzeugung rd. 100 TWh (+ 49% verglichen mit 2021), wodurch 7 TWh Strom bilanziell ins Ausland exportiert werden. Die Stromerzeugungsmengen 2030 gehen über die im EAG vorgesehene Mindeststeigerung von 27 TWh gegenüber 2020 hinaus (insgesamt + 39 TWh). Insgesamt werden die größten Zuwächse bei Photovoltaik und Wind ausgewiesen, die Stromerzeugung aus diesen Technologien steigt bis 2040 auf insgesamt

70 TWh an. Das entspricht einer Steigerung im Vergleich zu 2021 von 635% für diese Technologien. Im Szenario Transition wird 2040 eine Stromerzeugung von 1 TWh auf Basis von Wasserstoff und 6 TWh (+ 37% verglichen mit 2021) auf Basis von Biomasse angenommen. Im Szenario NIP wird für die Stromerzeugung 2040 von einem erhöhten Biomethan- und Wasserstoffeinsatz (9 TWh) in thermischen Kraftwerken ausgegangen. Insgesamt wird für 2040 eine Stromerzeugung von ca. 130 TWh (+ 94% verglichen mit 2021) ausgewiesen.

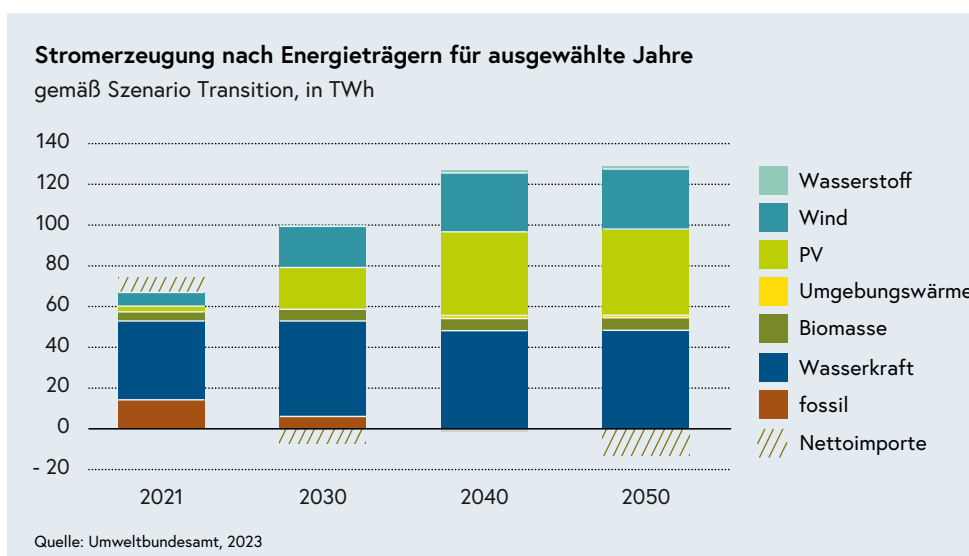


Abbildung 4: Stromerzeugung nach Energieträgern für ausgewählte Jahre im Szenario Transition

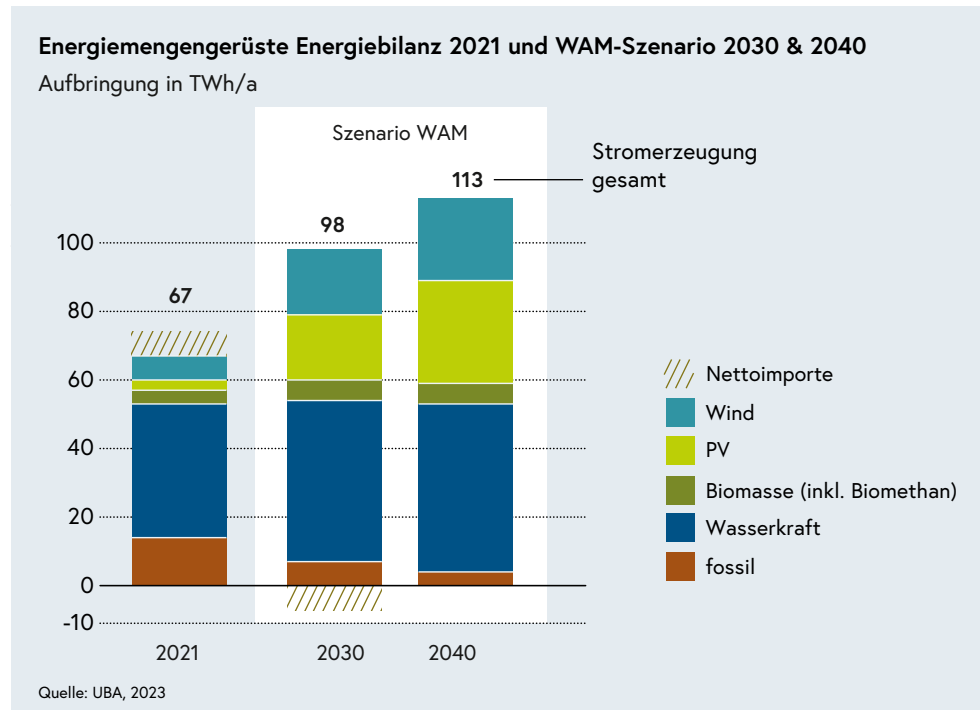
### 3.1.2 Szenario With Additional Measures

Das Szenario With Additional Measures (WAM)<sup>20</sup> bildet eine wesentliche Grundlage des Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP).<sup>21</sup> Bis 2030 erfolgt im WAM-Szenario die vollständige national bilanzielle Deckung des Strombedarfs aus erneuerbaren Energiequellen. Ziele bis 2030 im Bereich Energiebinnenmarkt (z. B. Marktintegration Erneuerbarer, Um- und Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur), welche u. a. für die Versorgungssicherheit eine wesentliche Rolle spielen, sollen bis 2030 umgesetzt werden. Der Strombedarf beläuft sich bis 2030 auf 90 TWh und 2040 auf 113 TWh. Das entspricht einem Anstieg von 21% (2030) und 52% (2040) gegenüber 2021. Die Stromerzeugung erfolgt 2030 zu 91 TWh aus Wasserkraft, Windkraft, Biomasse und Photovoltaik und erhöht sich für diese Technologien damit gegenüber 2021 um insgesamt 71%. 7 TWh werden auf Basis fossiler Brennstoffe erzeugt (-51% verglichen mit 2021), insgesamt exportiert Österreich 8 TWh im Jahr 2030.

<sup>20</sup> Das WAM-Szenario sieht gegenüber dem WEM-Szenario (With Existing Measures) zusätzliche künftige Maßnahmen vor, um die Klima- und Energieziele zu erreichen.

<sup>21</sup> Entwurf nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich, BMK 2023, unter [bmk.gv.at/themen/klima\\_umwelt/klimaschutz/nat\\_klimapolitik/energie\\_klimaplan.html](https://bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/klimaschutz/nat_klimapolitik/energie_klimaplan.html).

Abbildung 5: Energiemengengerüste Energiebilanz 2021 und WAM-Szenario 2030 und 2040



### 3.2 Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom der E-Control

Die Regulierungsbehörde erstellt im Zuge ihrer gesetzlichen Verpflichtung zum Monitoring der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich einen jährlichen Bericht.<sup>22</sup> Innerhalb des „Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023“ wird die Versorgungssicherheit in Österreich detaillierter dargestellt. Auf Basis der aktuellen Situation wird ein Szenario bis 2030 entwickelt, in dem die Kraftwerkskapazitäten und der energetische Endverbrauch an elektrischer Energie in stündlicher Zeitaufösung modelliert werden. Der Zuwachs an Kraftwerkskapazitäten bis 2030 berücksichtigt die Ausbauziele für die erneuerbare Stromerzeugung (+27 TWh) gemäß EAG sowie geplante neue Kraftwerksprojekte und Außerbetriebnahmen von Kraftwerken in der österreichischen Regelzone. Insgesamt ergibt sich dadurch eine Engpassleistung von 41,1 GW bis 2030 (Abbildung 6), was einer Steigerung von 52% gegenüber dem Jahr 2021 entspricht.<sup>23</sup> Photovoltaik macht dabei mit 13,6 GW (+415% verglichen mit 2021) den größten Teil der Erzeugungsleistung aus, gefolgt von Windkraft mit rund 7,4 GW (+116% verglichen mit 2021), Laufwasserkraft mit ca. 6,8 GW (+16% verglichen mit 2021) und 5,5 GW (-3% verglichen mit 2021) an Wärmekraftwerken exklusive Biomasse. Die Engpassleistung der (Pump-)Speicherkraftwerke (exkl. Illwerke und Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz) wird für 2030 mit rund 7,0 GW angegeben.

<sup>22</sup> E-Control (Hg.): Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023.

<sup>23</sup> Alle Vergleichswerte des Jahres 2021 in diesem Kapitel wurden der Energiebilanz von Statistik Austria entnommen:  
[statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen](https://statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen).

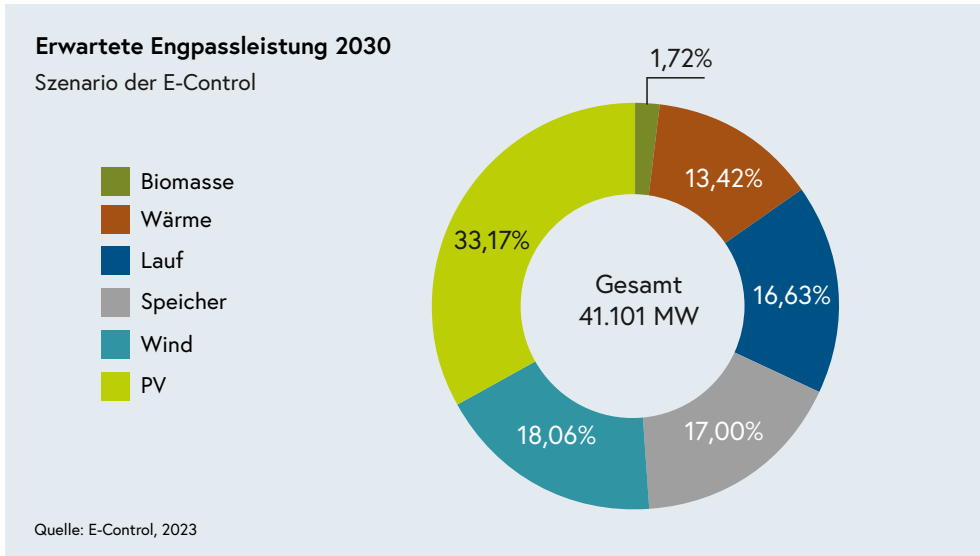


Abbildung 6: Erwartete Engpassleistung 2030 Szenario der E-Control

Der energetische Endverbrauch an elektrischer Energie in Österreich wird für 2030 in diesem Szenario auf 74,5 TWh geschätzt und erhöht sich damit um 16 % gegenüber dem Jahr 2021, die damit einhergehende erwartbare Lastspitze beläuft sich auf 12,1 GW, was ebenfalls einer Zunahme von 16 % gegenüber 2021 entspricht. In der darauf aufbauenden Lastdeckungssimulation werden ein zusätzlicher elektrischer Endverbrauch von 4,7 TWh durch eine zunehmende Elektrifizierung des Personenverkehrs bis 2030 sowie ein zusätzlicher elektrischer Leistungsbedarf von 200 MW in der Industrie angenommen. Der Gesamtbedarf (bzw. Bruttoendenergieverbrauch) beträgt 84,8 TWh (+9 % im Vergleich zu 2021) inklusive dieser zusätzlichen Endverbräuche, des Verbrauchs für Pumpspeicherung, der Netzverluste und des Verbrauchs des Sektors Energie.

Bei einer monatlichen Betrachtung des Szenarios ergibt sich, dass besonders im Juni die höchsten Erzeugungsüberschüsse (knapp 2 TWh) zu erwarten sind. Zwischen September und März kann die Last nicht vollständig durch inländische erneuerbare Stromerzeugung gedeckt werden. Bilanziell ergibt sich eine jährliche positive Residuallast von 3,66 TWh, die nicht durch die nationale erneuerbare Stromerzeugung abgedeckt wird.<sup>24</sup>

<sup>24</sup> E-Control (Hg.): Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023, Wien 2023, S.41.

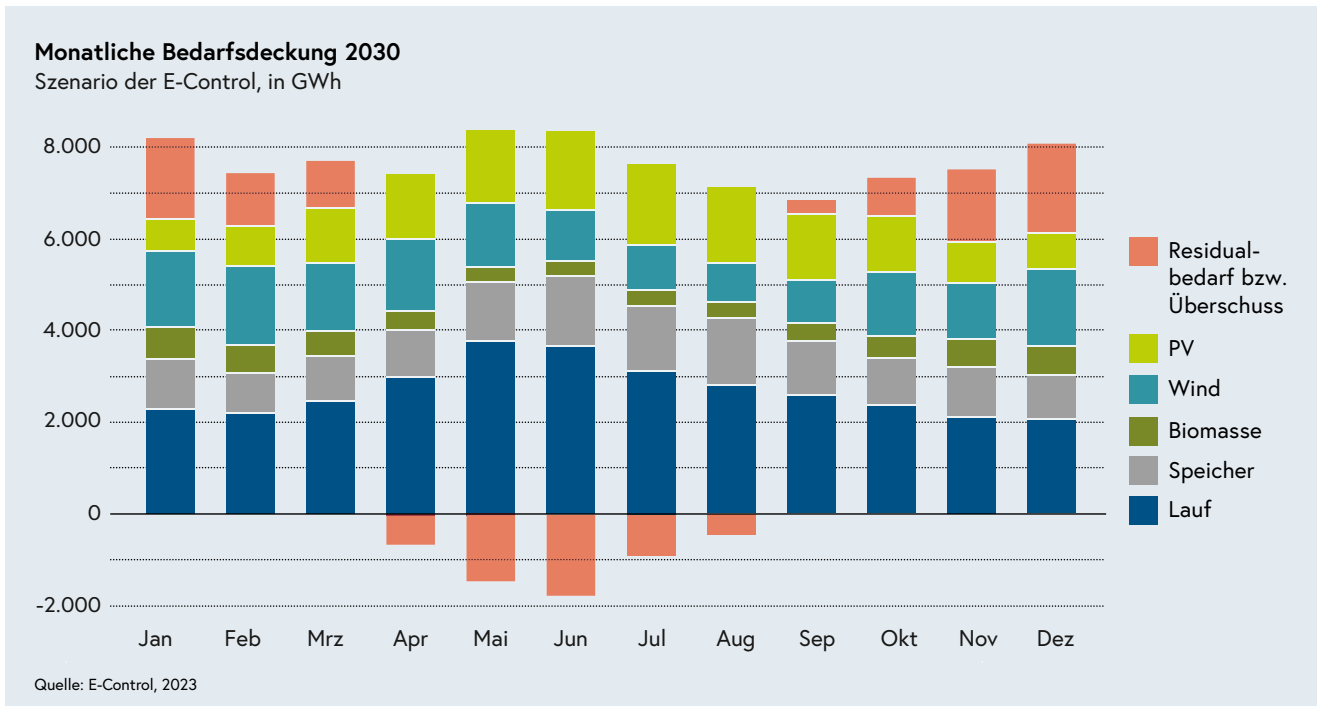


Abbildung 7: Monatliche Bedarfsdeckung 2030 Szenario der E-Control

### 3.3 Netzentwicklungsplan gemäß § 37 EIWOG 2010

Der Netzentwicklungsplan des Regelzonenführers APG und der VÜN wird alle zwei Jahre veröffentlicht und umfasst einen Planungshorizont von zehn Jahren.<sup>25</sup> Grundlage dafür sind Szenarien, die verschiedene Entwicklungspfade von Stromerzeugung und -bedarf bis 2030 bzw. 2040 darstellen. Die Erstellung dieser Szenarien erfolgt in Abstimmung mit den Planungen (Ten-Year-Network-Development Plan [TYNDP] und Regional Investment Plan) des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) auf europäischer Ebene.<sup>26</sup> Insgesamt werden drei verschiedene Szenariengerüste herangezogen, welche dem TYNDP entstammen (Abbildung 8) und die „CO<sub>2</sub>-Budget“-Vorgaben der Mitgliedstaaten erfüllen.

Das Hauptszenario ist das Szenario National Trends (NT) für die Jahre 2030 und 2040. In diesem Szenario sind bis 2030 die österreichischen Ausbauziele an erneuerbarer Stromerzeugung von +27 TWh gemäß EAG berücksichtigt. Weitere Szenarien des TYNDP sind Distributed Energy (DE) und Global Ambition (GA). Zusätzlich gibt es ein Szenario mit angepassten Gaspreisen aufbauend auf dem Szenario Distributed Energy (DE GS). Alle Szenarien zeigen 2030 einen erhöhten Strombedarf, dieser liegt im Bereich von 83 TWh bis 97 TWh exklusive des Bedarfs für Pumpspeicherung. Das entspricht einer prozentuellen Steigerung von 11 % bis 30 % gegenüber dem Jahr 2021. Abbildung 7 stellt diesen Strombedarf in Rot zuzüglich des Bedarfs für Pumpspeicherung, Batterien und des Betriebs von Power-to-Gas-Anlagen dar. Die Spitzenlast bewegt sich 2030 in den

<sup>25</sup> APG (Hg.): Netzentwicklungsplan 2023.

<sup>26</sup> [tyndp.entsoe.eu/explore](https://tyndp.entsoe.eu/explore), abgerufen am 25.9.2024.



Szenarien zwischen rund 13,4 GW (+29% verglichen mit 2021) und rund 16,1 GW (+55% verglichen mit 2021).

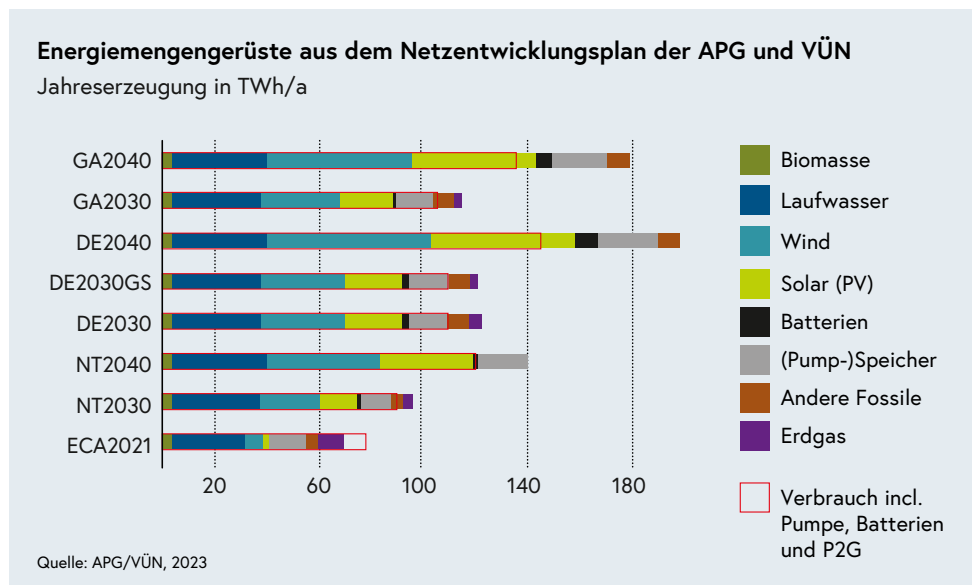


Abbildung 8: Energienmengengerüste aus dem Netzentwicklungsplan der APG und VÜN

Erzeugungssseitig ergeben sich 2030 die größten Unterschiede bei der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windkraftanlagen. Die installierten PV-Leistungen 2030 liegen in der Bandbreite von 12,0 GW (+355% gegenüber 2021) bis 18,6 GW (+605% verglichen mit 2021), die installierten Leistungen für Windkraft liegen zwischen 9,0 GW (+163% verglichen mit 2021) und 11,1 GW (+225% verglichen mit 2021). Erdgasbasierte Kraftwerkskapazitäten belaufen sich im Jahr 2030 in allen Szenarien auf knapp 3,1 GW exklusive rund 1 GW industrieller fossiler Bestandsanlagen (-33% verglichen mit 2021) und Laufwasserkraft auf rund 6,1 GW (+4% verglichen mit 2021). Die Leistung der (Pump-)Speicher bewegt sich 2030 um 8,3 GW, die Leistung der Batteriespeicher zwischen 1,0 und 1,5 GW.

### 3.4 Stromstrategie 2040: Österreichs Weg in eine klimaneutrale Energiezukunft

Eine im Auftrag von Oesterreichs Energie erarbeitete Stromstrategie aus dem Jahr 2022 rechnet insbesondere aufgrund der Annahme eines sehr hohen Stromverbrauchs zur Wasserstoffherzeugung mit einem deutlich höheren Zuwachs der Nachfrage an elektrischer Energie bis 2040 als andere Szenarien. Die Wasserstoffproduktion steigt in diesem Szenario von 3 TWh im Jahr 2030 auf knapp 30 TWh bis 2040 an. Zusätzlich werden in den Sektoren Industrie und Verkehr große Zuwächse im energetischen Endverbrauch angenommen. Der Gesamtstrombedarf steigt demnach bis 2030 um 21% verglichen mit 2021 auf rund 90 TWh an und soll durch einen starken Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten gedeckt werden. Hier ist das von den Studienautor:innen von Oesterreichs

Energie und PwC empfohlene Verhältnis von PV- zu Windkraftkapazität von 2:1 hervorzuheben, das im Vergleich zum im Szenario Transition angenommenen Verhältnis von 4:1 zu einer höheren Erzeugungsleistung in den Wintermonaten führen würde. Gemäß der Stromstrategie 2040 sollte bis 2030 ein Zubau der installierten Leistung aus Windkraft um 8 GW (etwa 20 TWh/a Erzeugung) erfolgen, gegenüber den im EAG angenommenen 4 GW (etwa 10 TWh/a Erzeugung). Das würde zu einer gesamtinstallierten Leistung von etwa 15 GW führen.<sup>27</sup>

### 3.5 Gegenüberstellung der Szenarien

Der Szenarienvergleich zeigt, dass in Österreich bereits verschiedene Analysen im Bereich der künftigen Versorgungssituation im Strombereich durchgeführt werden. Die untersuchten Szenarien unterscheiden sich dabei maßgeblich darin, welche Aspekte miteinbezogen werden. In jedem Szenario werden Abschätzungen der zu erwartenden Energiemengen getroffen. 2030 bewegt sich die Bandbreite des Stromverbrauchs zwischen rund 83 TWh und 97 TWh und wird sich demnach gegenüber 2021 um 11 % bis 30 % erhöhen. 2040 wird ein Bedarf zwischen 94 TWh und 125 TWh und somit ein Anstieg zwischen 26 % und 68 % errechnet. Die Stromerzeugung bewegt sich 2030 gemäß den oben genannten Szenarien in der Bandbreite von rund 85 TWh bis 110 TWh (Zunahme zwischen 27 % und 64 % verglichen mit 2021), bis 2040 von 113 TWh bis 170 TWh (Zunahme zwischen 69 % und 154 %).

In jenen Szenarien, in denen diese berücksichtigt sind, werden 2030 Spitzenlasten zwischen 12,1 GW und 16,1 GW und damit eine Erhöhung von 16 % bis 55 % gegenüber 2021 erwartet. Erzeugungsseitig werden bis zu 18,6 GW (+605 % verglichen mit 2021) an installierter PV-Leistung im Unterszenario DE 2030 des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2030 erwartet. Das Szenario Transition des Umweltbundesamtes geht für 2030 von einer PV-Erzeugung von 21 TWh aus, die auch der Österreichischen Photovoltaik-Strategie<sup>28</sup> und dem NIP zugrunde gelegt wird. Es ist festzuhalten, dass es sich dabei um die Gesamterzeugung handelt und somit auch jene Erzeugung inkludiert, die dem Eigenbedarf dient und nicht ins öffentliche Netz eingespeist wird. Rechnet man diese Annahme mittels der in § 7 Abs. 4 EAG genannten Volllaststunden auf Leistung um, ergibt sich eine installierte PV-Erzeugungskapazität von 21 GW für das Jahr 2030. Weiters werden in den hier betrachteten Szenarien bis zu 11,1 GW (+225 % verglichen mit 2021) installierte Leistung an Windkraft im Jahr 2030 erwartet. Die maximale Leistung der Wärmekraftwerke exklusive Biomasse beläuft sich 2030 auf 5,5 GW (-3 % verglichen mit 2021). APG und VÜN erwarten für 2030 für Laufwasserkraft eine installierte Leistung von 6,1 GW (+4 % verglichen mit 2021). Im

---

27 Oesterreichs Energie (Hg.): Stromstrategie 2040: Österreichs Weg in eine klimaneutrale Energiezukunft, Wien 2022, S. 13 f.

28 BMK (Hg): Österreichische Photovoltaik-Strategie, Wien 2024.

Netzentwicklungsplan wird für 2030 eine erwartete installierte Leistung der (Pump-) Speicherkraftwerke von 8,3 GW angegeben.

Die betrachteten Szenarien wurden für unterschiedliche Zwecke entwickelt, wodurch auch Fokus und Detailgrad der Betrachtung der Elektrizitäts-Versorgungssituation variieren. Alle hier genannten Szenarien enthalten Elemente, die für die Abschätzung der künftigen Versorgungssicherheit und deren Erhalt durch zielgerichtete Maßnahmen im Rahmen der E-VSS relevant sind und daher weitgehend berücksichtigt wurden. Aufgrund der genauen Aufschlüsselung der Energiemengengerüste und der Annahme eines signifikant steigenden Stromverbrauchs wird für die E-VSS hauptsächlich auf die Energiemengengerüste des Szenarios Transition Bezug genommen. Diese werden durch Abschätzungen der künftigen Entwicklung am österreichischen Strommarkt aus dem Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023 der Regulierungsbehörde ergänzt, die aufgrund des guten Detailgrads der Berechnungen einen hohen Mehrwert bieten.

# 4 Die Energiewende als Beitrag zu einer langfristigen sicheren Elektrizitätsversorgung

Im europäischen Vergleich hat Österreich eine Vorreiterrolle, denn die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat 2022 einen Anteil von rd. 78 % am gesamten inländischen Bruttostromverbrauch erreicht.<sup>29</sup> Der Rest der Stromaufbringung erfolgt auf Basis fossiler Brennstoffe, wobei dieser Wert bereits seit einigen Jahren stetig sinkt.<sup>30</sup> 2023 wurde in Österreich erstmals mehr Strom exportiert als importiert. Die Verfügbarkeit von Stromimporten ist zur Aufrechterhaltung der Stabilität des Stromsystems dennoch erforderlich. Auch in den österreichischen Nachbarstaaten ist ein Anwachsen in der Nutzung von erneuerbaren Energien in der Stromversorgung erkennbar.<sup>31</sup> Die Länder, von denen Österreich derzeit den größten Teil seiner Stromimporte bezieht, allen voran Deutschland, verfolgen ebenso ambitionierte Ausbauziele in der erneuerbaren Stromerzeugung, wodurch eine Verringerung des Anteils fossiler Stromerzeugung zu erwarten ist. Den größten Unsicherheitsfaktor für die österreichische Stromversorgungssicherheit in den vergangenen Jahren stellte die Gefahr eines Lieferausfalls bei russischem Erdgas dar, weshalb die Energiewende einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leistet. Bis 2030 soll, wie bereits eingangs erwähnt, der gesamte Stromverbrauch Österreichs bilanziell aus erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden. Das EAG bildet hierfür die rechtliche Grundlage.

Zur Evaluierung der Stromversorgungssicherheit unter Annahme potenziell verschärfter äußerer Bedingungen veranlasst der Regelzonenführer je nach Bedarf Stromstresstests mit dem Ziel, kritische Situationen, die zu einer möglichen Strommangellage (Nachfrage nach Strom übersteigt das Angebot an Strom) führen können, zu identifizieren. Der Stresstest geht dabei von verschärften äußeren Bedingungen wie etwa reduzierter Erzeugung aufgrund von Umwelteinflüssen und erhöhtem Verbrauch aus. Insgesamt konnte die energiewirtschaftliche Gesamtsituation im Stresstest 2022/2023 als herausfordernd, aber beherrschbar bezeichnet werden. Ein diversifizierter Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, von Speichertechnologien sowie von flexibel einsetzbaren Kraftwerkskapazitäten ist zur Systemstabilisierung wichtig, um schwankende Erzeugungsleistungen ausgleichen zu können.

---

29 BMK: Energie in Österreich, Wien 2024, S. 16.

30 Statistik Austria: Energiebilanz 2023, Wien 2024.

31 ENTSO-E (Hg.): Regional Investment Plan 2022 – Continental Central East, Brüssel 2023, S. 16.

## 4.1 Aktuelle Situation und Rückblick

Die nachfolgenden Unterkapitel geben einen Überblick über die aktuelle Situation der Stromerzeugung wie auch den Verbrauch, die sich daraus ergebenden Importe und Exporte und die mit diesen Bereichen in Zusammenhang stehende Infrastruktur.

### 4.1.1 Verbrauch

Der österreichische Bruttostromverbrauch (Endverbrauch, Transportverluste, Verbrauch für Pumpspeicherung und Eigenbedarf der Kraftwerke) zeigte in den vergangenen 20 Jahren einen weitgehend stetigen Anstieg. Einzelne Verbrauchseinbrüche wurden durch die Finanzkrise 2009, die Eurokrise 2014 sowie die Coronapandemie 2020 verursacht. Jedoch folgte auf diese Rückgänge jeweils ein schnelles Wachstum über das Vorkrisenniveau hinaus. Damit erreichte der Bruttostromverbrauch trotz des Einbruchs 2020 im ersten Jahr der Coronapandemie im darauffolgenden Jahr 2021 den bis dahin höchsten Wert von 74,5 TWh und lag 2022 bei 73,4 TWh.<sup>32</sup>

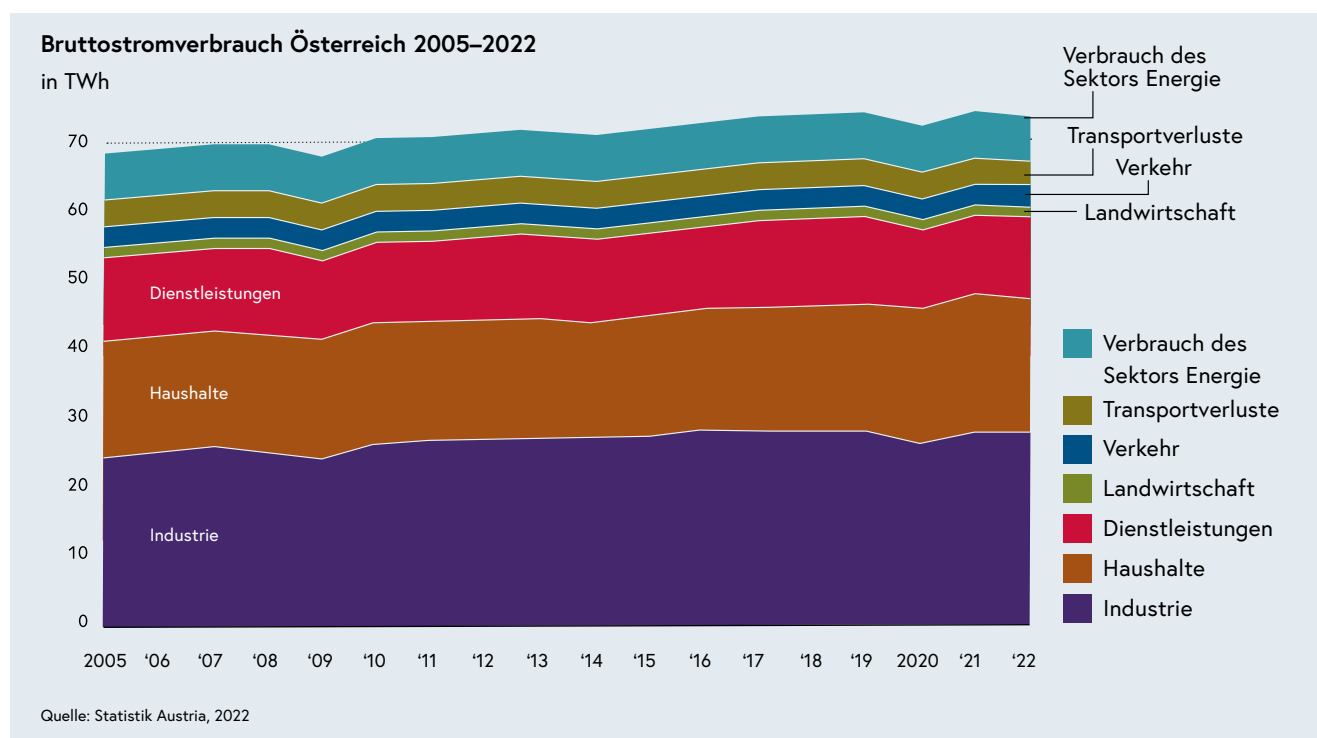
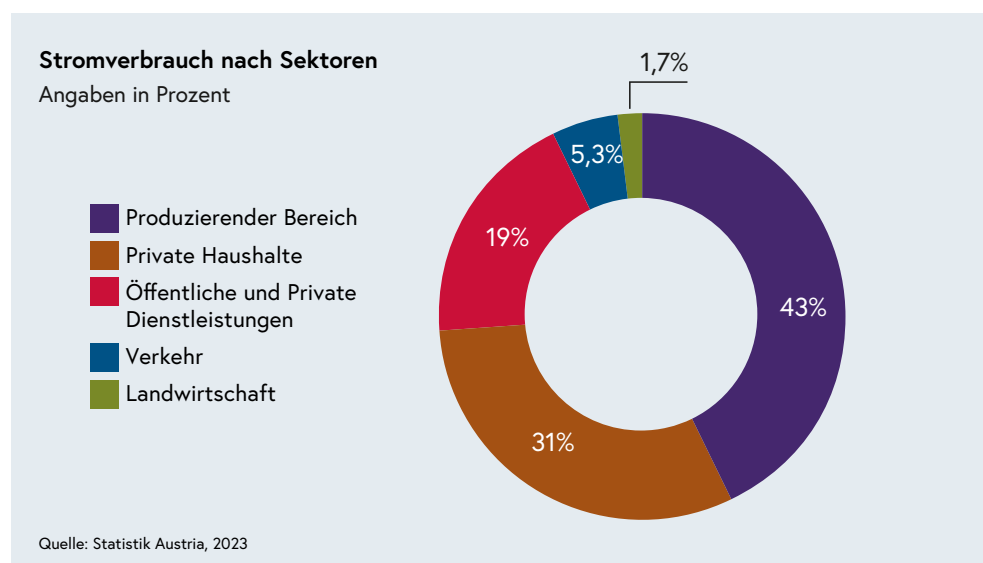


Abbildung 9: Entwicklung des österreichischen Bruttostromverbrauchs

32 Statistik Austria: Energiebilanz 2022, Wien 2023.

Im österreichischen Sektorenvergleich von Industrie, Gebäuden, Dienstleistungen, Landwirtschaft und Verkehr zeigt sich, dass es vor allem die Bereiche der Gebäude und der Industrie waren, die einen wesentlichen Zuwachs des Bruttostromverbrauchs der vergangenen Jahre verursacht haben. In diesen Bereichen kann die Erhöhung des Stromverbrauchs insbesondere auf das Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum zurückgeführt werden. Der Endverbrauch an elektrischer Energie von 63,7 TWh, der sich aus dem Bruttostromverbrauch abzüglich Transportverlusten und Verbrauch des Sektors Energie (Eigenbedarf der Kraftwerke und Pumpstromverluste) ergibt, schlüsselte sich 2022 folgendermaßen auf: Die bereits erwähnten Sektoren Industrie und Haushalte haben mit 43% und 31% den größten Anteil am Endverbrauch. Auf den Sektor Dienstleistungen fallen etwa 19%, auf den Verkehrssektor etwa 5% des Endverbrauchs.

Abbildung 10: Stromverbrauch nach Sektoren



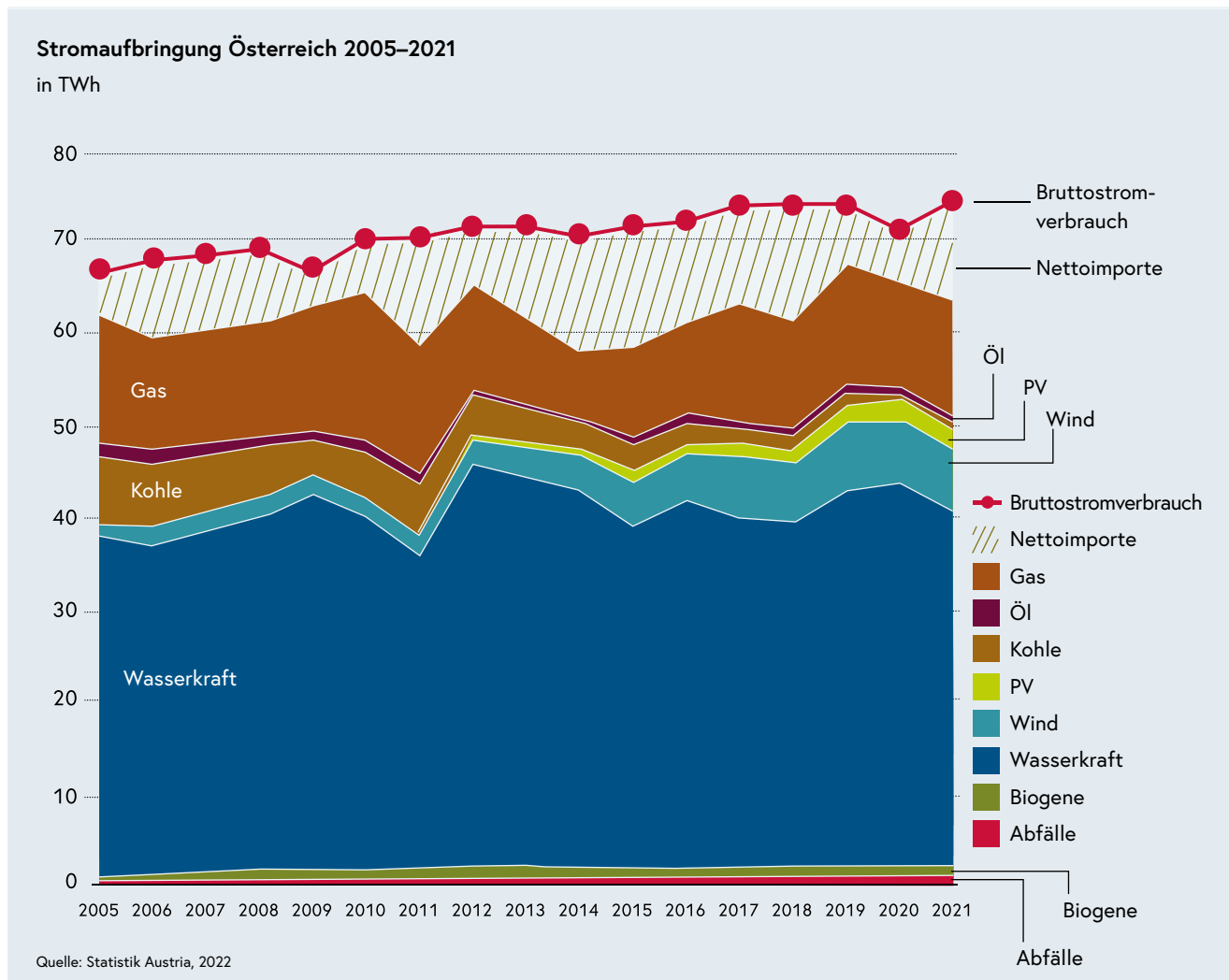
Neben diesen fünf genannten Sektoren fallen wesentliche Teile des Stromverbrauchs bereits beim Verbrauch des Sektors Energie (Eigenbedarf der Kraftwerke und Pumpstromverluste) sowie durch Netzverluste beim Stromtransport an. Im Jahr 2022 betrug der Verbrauch des Sektors Energie 6,5 TWh (bzw. 8,8% des Bruttostromverbrauchs) und jener für die Abdeckung der Netzverluste 3,2 TWh (bzw. 4,4% des Bruttostromverbrauchs).

Die kontinuierlichen Effizienzsteigerungen, die in der Vergangenheit realisiert werden konnten, führten zu einem im Jahresvergleich relativ konstanten Energieverbrauch. Der Stromverbrauch hingegen hat sich in der Vergangenheit stetig erhöht. Mit Blick in die Zukunft ist mit weiteren Stromverbrauchssteigerungen, verursacht durch die verstärkte Elektrifizierung in den Bereichen Industrie, Verkehr und Gebäude, zu rechnen.

Die angespannte Versorgungslage auf den Energiemärkten seit dem Jahr 2022, insbesondere als Folge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine, hat gezeigt, dass unter besonderen Umständen auch von Angebotsseite mit starken preissteigernden Effekten zu rechnen ist. So folgte nach Ende der Lockdown-Maßnahmen im Zuge der Coronapandemie ein starkes globales Wirtschaftswachstum bei geringen angebotsseitigen Kapazitäten. Durch die angespannte Situation in Bezug auf die Gasversorgung in

Europa aufgrund der geopolitischen Entwicklungen waren Auswirkungen auf die Großhandelsmärkte zu beobachten. Die Entwicklungen im Gashandel spiegeln sich seither im Stromgroßhandel wider, da die Gasverstromung für die europäische Versorgungssicherheit eine relevante Rolle einnimmt.

#### 4.1.2 Erzeugung



Österreich konnte seine inländische Stromerzeugung durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger in den letzten 15 Jahren kontinuierlich steigern. Der Ausbau erneuerbarer Energieträger trägt zur Unabhängigkeit von (russischem) Erdgas in der Stromerzeugung bei und leistet somit einen enormen Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Die österreichische Stromerzeugung wird maßgeblich durch die Nutzung erneuerbarer Energieträger geprägt, die einen Anteil von knapp 78% der nationalen Erzeugung ausmachen. Die stärksten Anstiege lassen sich auf Windkraft und Photovoltaik zurückführen, während die fossile Stromerzeugung vorwiegend durch Schließung der Kohle- bzw. Ölkraftwerke einen deutlichen Rückgang verzeichnete. Die Wasserkraft ist

Abbildung 11: Stromaufbringung Österreich 2005–2021

nach wie vor vorherrschend in der nationalen Stromerzeugung und erreichte im Jahr 2023 einen Wert von 40,4 TWh. Im Vergleich dazu konnten aus Windkraft 8,0 TWh gewonnen werden.<sup>33</sup> Innerhalb von Österreich unterscheidet sich die Stromerzeugung teilweise erheblich. Zu beachten ist dabei die saisonal und wetterbedingt variierende Erzeugungsleistung der unterschiedlichen erneuerbaren Erzeugungstechnologien. Während im Westen des Landes (Salzburg, Tirol und Vorarlberg) der Strom großteils aus Wasserkraft gewonnen wird, verzeichnet der Osten (Burgenland, Niederösterreich) eine beachtliche Stromerzeugung mittels Windkraft. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ist in nahezu allen Bundesländern stark vertreten, mit Ausnahme von Wien und dem Burgenland. Die fossile Stromerzeugung findet vor allem in Wien, Oberösterreich, der Steiermark und Niederösterreich statt. Erdgas ist der vorherrschende fossile Energieträger in der Stromerzeugung.<sup>34</sup>

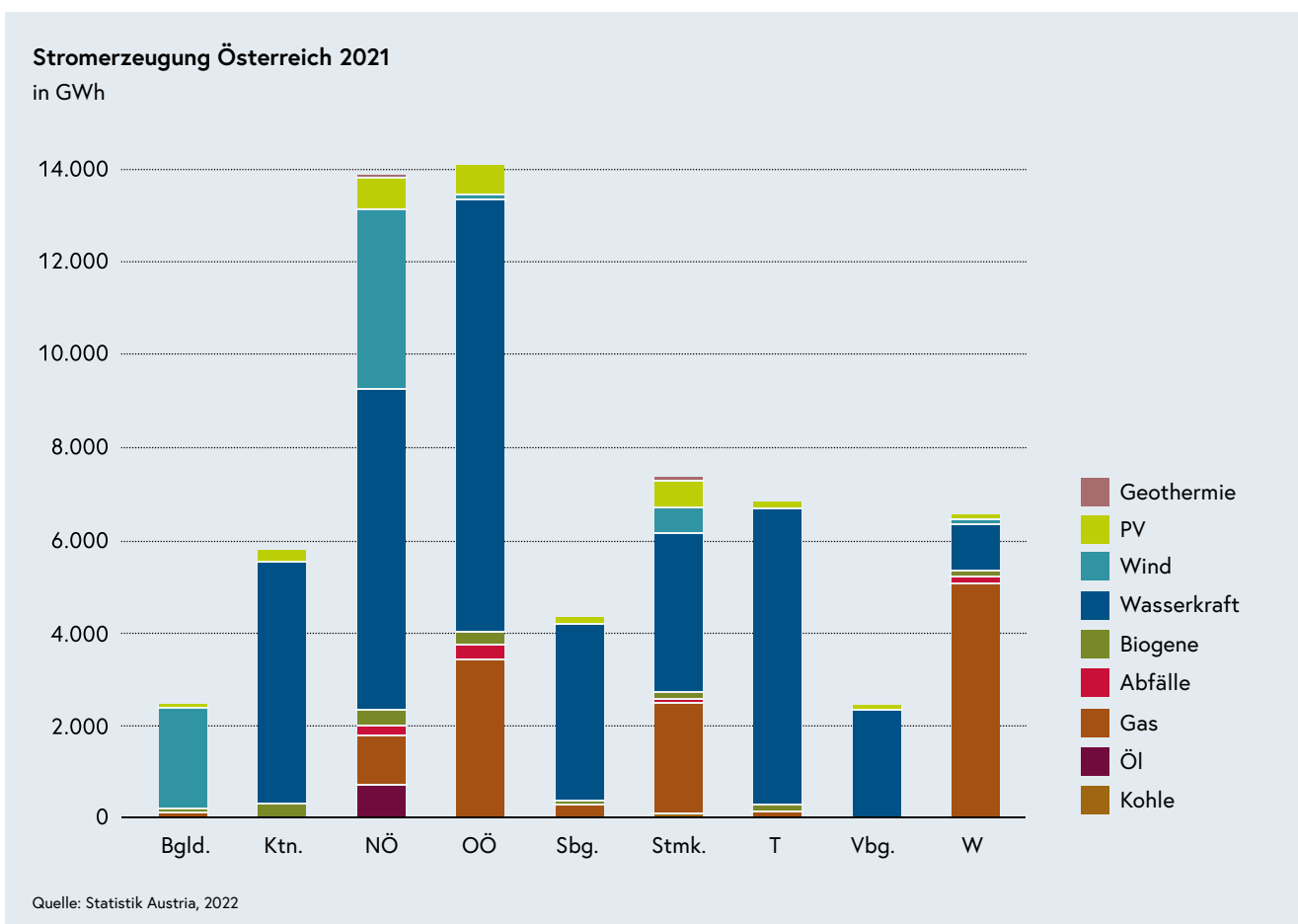


Abbildung 12: Stromerzeugung 2021 je Bundesland

33 Statistik Austria (Hg.): Energiebilanz 2021, Wien 2022.

34 Statistik Austria (Hg.): Energiebilanz 2021, Wien 2022.



Die nationale Stromerzeugung wird immer öfter aufgrund von Extremwetterperioden vor Herausforderungen gestellt. Diese durch den Klimawandel verstärkten Wetterereignisse haben in manchen Jahren nicht nur zu einer Reduktion der heimischen Wasserkraft-erzeugung geführt, sondern können auch negative Auswirkungen auf grundlastfähige konventionelle Kraftwerke haben. Insbesondere die Trockenperiode im Jahr 2022 führte zu einem Rückgang der Wasserkrafterzeugung Österreichs, weshalb in diesem Jahr auch ein erhöhter Stromimport zu verzeichnen war. Aufgrund der außergewöhnlichen Dürre im Jahr 2022 in Europa haben einige Flüsse extrem wenig Wasser geführt. Sowohl die Erzeugung von Laufwasserkraft als auch der Transport von Kohle per Binnenschiff haben sich signifikant verringert. Dadurch konnten negative Effekte wie etwa auf deutsche Kohlekraftwerke am Rhein nicht ausgeschlossen werden.<sup>35</sup>

Im Kraftwerkspark muss insgesamt auf eine ausreichende technische Verfügbarkeit flexibel einsetzbarer Kapazitäten geachtet werden. Zu den flexibel einsetzbaren Kraftwerkskapazitäten zählen zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke. Diese nehmen in nachfrageschwachen Zeiten ein Überangebot von elektrischer Energie auf und geben sie bei hoher Nachfrage wieder ins Netz ab. Dadurch können Pumpspeicher die zeitlichen Unterschiede von Stromerzeugung und Stromverbrauch ausgleichen. Eine weitere Form flexibel einsetzbarer Kapazitäten sind thermische Kraftwerke, welche mit den hydraulischen Kraftwerken das Rückgrat der Netzstabilität bilden. Aktuell beträgt der Beitrag von thermischen Gaskraftwerken zur Bruttostromerzeugung rund 16%.<sup>36</sup> Tendenziell sinkt aufgrund der temporären oder endgültigen Stilllegungen der Marktanteil thermischer Gaskraftwerke. In einer klimaneutralen Zukunft werden thermische Kraftwerke mit erneuerbaren Energieträgern, z. B. erneuerbarem Wasserstoff und Biomethan, betrieben.

Anhand der nachfolgenden Grafik ist zu erkennen, dass die gesamte installierte Erzeugungsleistung im Jahr 2022 25.335 MW betrug. Davon betragen die flexibel einsetzbaren Kraftwerkskapazitäten 10.599 MW (5.990 MW Speicherkraftwerke und 4.609 MW Gaskraftwerke).<sup>37</sup> Diese flexibel einsetzbaren und rasch abrufbaren Erzeugungskapazitäten sind vor allem in Zeiten, in denen mehr Strom verbraucht als durch andere Technologien erzeugt wird, von großer Relevanz und eine wichtige Ergänzung im österreichischen Strommix.

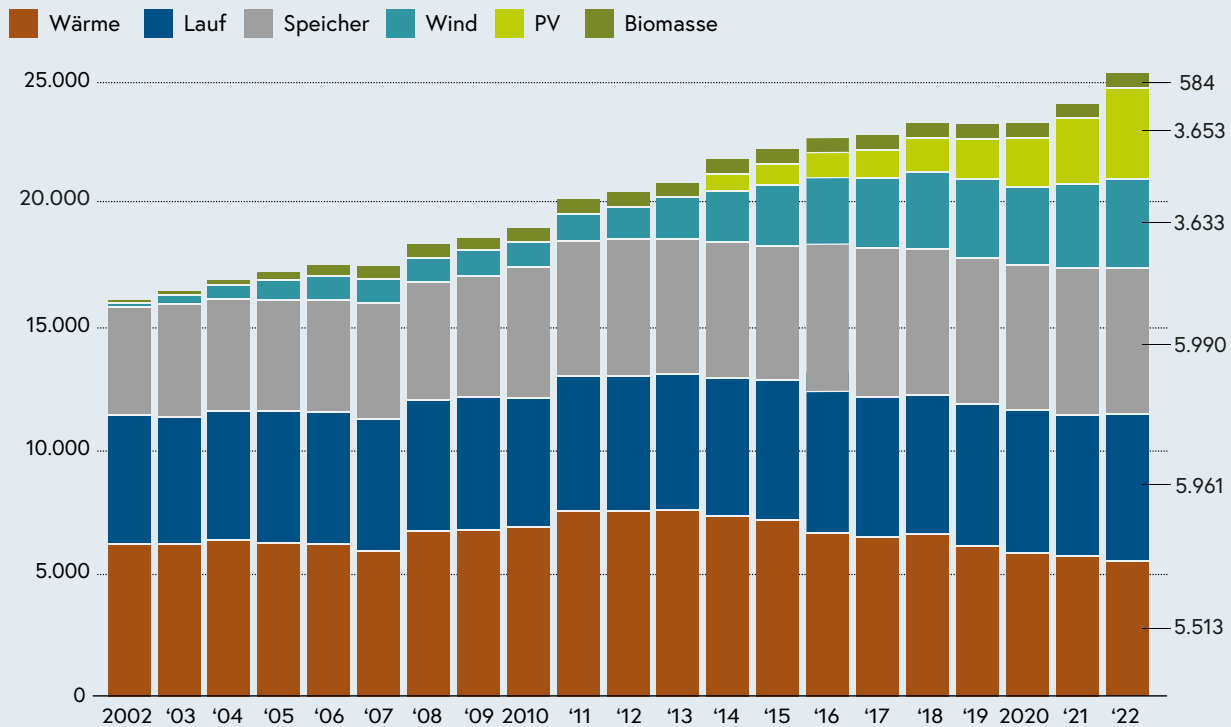
---

35 Österreichs Energie (Hg.): Versorgungssicherheit in der Energiekrise – Rückschau und Ausblick, Aachen 2023, S. 3.

36 BMK (Hg.): Zahlen, Daten, Fakten, 2023, S. 16.

37 E-Control (Hg.): Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023, Wien 2023, S. 10.

## Entwicklung der Engpassleistung für Stromerzeugung Österreich in MWh



Quelle: E-Control, 2023

Abbildung 13: Entwicklung der Engpassleistung für Stromerzeugung Österreich

### 4.1.3 Speicher

Speicher stellen eine wesentliche Flexibilitätsoption im Stromsystem dar. Insbesondere Stromspeicher ermöglichen eine Zwischenspeicherung erneuerbarer Erzeugung, die bei Bedarf wieder ausgespeichert werden kann, und können damit Last- und Erzeugungsspitzen glätten und die Netzlast reduzieren. Diese Rolle kann im Rahmen der Sektorkopplung auch Wärmespeichern zukommen. Darüber hinaus kann die Einspeicherung von Energieträgern zur Stromerzeugung, wie beispielsweise Erdgas, eine wichtige Bedeutung für die Versorgungssicherheit haben.

#### 4.1.3.1 Stromspeicher

Ein wesentlicher Teil der aktuellen Stromspeicherkapazitäten in Österreich wird durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke gebildet. In den Jahren von 2010 bis 2021 nahm die Brutto-Engpassleistung von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken von 7,5 GW auf 8,9 GW zu.<sup>38</sup> Die Brutto-Engpassleistung ergibt sich aus der in Abbildung 13 ersichtlichen Netto-Engpassleistung zuzüglich des Eigenbedarfs der Kraftwerke. Pumpspeicher können insbesondere kurz- und mittelfristige Schwankungen aufgrund ihrer flexiblen

<sup>38</sup> E-Control Austria (Hg.): Bestandsstatistik – Kraftwerkspark für Stromerzeugung in Österreich, Wien 2021.

Betriebsweise rasch ausgleichen. Dies gilt auch für den Einsatz reiner Speicherkraftwerke ohne Pumpbetrieb. Batteriespeichersysteme dienen aufgrund der in der Regel geringen Größe derzeit hauptsächlich der Eigenverbrauchsoptimierung von produzierenden Industrie- und Wohnanlagen sowie der Lastspitzenabdeckung.<sup>39</sup> Zu netzdienlichen Einsätzen von Batteriespeichern zählen Netzkapazitätsauslastung, Spannungshaltung und Symmetrierung.<sup>40</sup> Gemeinsam mit dem Ausbau privat geführter PV-Anlagen wird die Installation stationärer Batteriespeichersysteme vorangetrieben. Seit 2021 wurde so eine nutzbare Speicherkapazität von über 1.100 MWh installiert. Dies leistet, vor allem bei smarterer Nutzung, einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von russischem Gas.<sup>41</sup> In den letzten Jahren wurden jedoch auch bereits Forschungsprojekte und Demonstrationsanlagen für größere Batteriespeichersysteme in Österreich umgesetzt.<sup>42</sup> Untergrundspeicher wie Erdgasspeicher (siehe Kapitel 4.1.3.1 „Stromspeicher“) können große Energiemengen über lange Zeiträume speichern. In diesen Speichern kann aber auch erneuerbare elektrische Energie durch Erzeugung von chemischen Zwischenprodukten wie Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und synthetischem Methan gespeichert werden.<sup>43</sup> Eine in Österreich installierte Gesamt-Elektrolysekapazität von 1 GW bis 2030 wird in der Wasserstoffstrategie angestrebt. Dadurch kann der aktuelle industrielle Bedarf an Wasserstoff in Österreich weitgehend gedeckt werden.<sup>44</sup> Die Bestimmung des § 22a ElWOG 2010 ermöglicht den grundsätzlich dem Markt vorbehaltenen Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen (P2G-Anlagen) unter bestimmten Bedingungen auch durch Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber.<sup>45</sup>

#### 4.1.3.2 Wärmespeicher

Wärmespeicher tragen zur Flexibilisierung der KWK-Nutzung und somit zur zeitlichen und wirtschaftlichen Optimierung des gesamten Erzeugungsportfolios bei. Zudem wirken sie sich im Rahmen der Sektorkopplung auch positiv auf das Stromsystem aus. Der Betrieb einer KWK-Anlage wird flexibel an die Stromnachfrage angepasst, wodurch die Integration

---

39 Nur einzelne Batteriespeicherkraftwerke sind in Österreich bisher direkt an höhere Netzebenen angeschlossen und können durch die Bereitstellung von Regelenergie zu deren Stabilisierung beitragen.

40 Böttcher; Nagel (Hg.): Batteriespeicher 1. Auflage – Netzintegration, Haber Alfons, Berlin-Boston 2018, S. 246.

41 BMK: Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2030, Wien 2024, S. 29.

42 Etwa „BlueBattery“ mit einer Kapazität von 14,2 MWh und einer Leistung von 8 MW, die 2020 beim Donaukraftwerk Wallsee-Mitterkirchen installiert wurde, oder der Batteriespeicher am Umspannwerk Gailitz in Arnoldstein mit einer Kapazität von 20,6 MWh und einer Leistung von 10,3 MW.

43 BMK (Hg.): Energiespeicher in Österreich Marktentwicklung 2020.

44 BMK (Hg.): Wasserstoffstrategie für Österreich, Wien 2022, S. 17.

45 Ein Pilotprojekt (Power-to-Gas-for-Austria; P2G4A) für eine solche Power-to-Gas-Anlage wurde bereits durch die APG in Kooperation mit der Gas Connect Austria GmbH initiiert. Dabei wird in Ostösterreich eine 50-MW-P2G-Anlage zur Nutzung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energieträgern errichtet, die durch die Gewinnung von Know-how einen Beitrag zum Technologiehochlauf von P2G in Österreich leisten und als Grundlage für allfällige regulatorische Anpassungen dienen soll.

erneuerbarer Stromerzeugung erleichtert und ein reduzierter Einsatz strombetriebener Anlagen ermöglicht wird.<sup>46</sup> Gleichzeitig sorgen Wärmespeicher dafür, dass die Wärmefachfrage jederzeit gedeckt werden kann. Sie sind primär als Behälterwasserspeicher, Erdbeckenspeicher, Erdsondenfelder und Grundwasserleiter konzipiert. Wärmespeicher können eine überschüssige Erzeugung von erneuerbaren Energien langfristig speichern und bei Bedarf dem Wärmenetz bzw. der jeweiligen Wärmesenke zuführen.<sup>47</sup> Insbesondere Behälterwasserspeicher wurden in den vergangenen 20 Jahren bereits in größerem Umfang installiert und verfügen derzeit in Österreich über eine kumulierte Wärmespeicherkapazität von rund 7,8 GWh.<sup>48</sup> Der Einsatz von großen Erdbeckenspeichern zur Wärmespeicherung<sup>49</sup> sowie von Erdsondenfeldern zur Bereitstellung von Heiz- und Kühlenergie<sup>50</sup> wurde in Österreich im Rahmen von Forschungsprojekten bereits erprobt.

#### 4.1.3.3 Gasspeicher

Neben diesen Speichertechnologien spielen Gasspeicher eine wesentliche Rolle in der Energieversorgungssicherheit Österreichs. Eine Gewährleistung der Gasversorgung ist aktuell auch mit Fokus auf die Sicherstellung der Stromversorgung noch von Bedeutung, da im Jahr 2023 noch rund 10% der inländischen Stromerzeugung durch die Nutzung von Erdgas erfolgen<sup>51</sup>, besonders im Winter. Diese Zahl sank im ersten Halbjahr 2024 bereits unter den Wert von 9%. Österreich verfügt im EU-Vergleich gemessen am inländischen Jahresverbrauch über besonders hohe Gasspeicherkapazitäten (101,6 TWh). Die Kapazitäten der in Österreich befindlichen Erdgasspeicher sind damit höher als der gesamte jährliche Gasverbrauch. Wie Abbildung 14 zu entnehmen ist, wurden die Speicherkapazitäten für Gas in den vergangenen Jahren signifikant ausgebaut. Mit dem Anschluss des Gasspeichers Haidach an das österreichische Netz wurde darüber hinaus ein weiterer wesentlicher Beitrag zur österreichischen Energieversorgungssicherheit geschaffen. Der zuvor nur mit dem deutschen Netz verbundene Gasspeicher, der den größten Gasspeicher auf österreichischem Hoheitsgebiet darstellt, dient nun unter anderem als einer der Speicherorte der strategischen Gasreserve. Es ist anzumerken,

---

46 TU Wien (Hg.): Energy Economics Group: Stromzukunft Österreichs 2030, S. 31.

47 Klima-Energiefonds (Hg.): Speicherinitiative des Klima- und Energiefonds, Ergebnisbericht Phase 2, Wien 2021, S. 15.

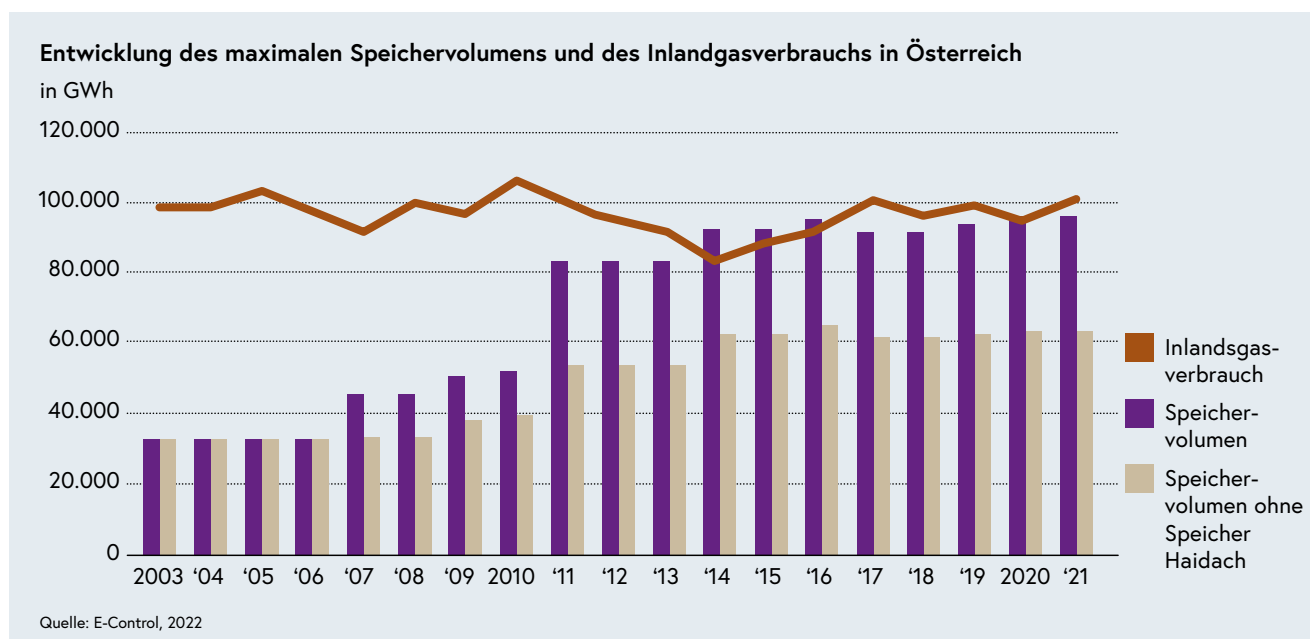
48 BMK (Hg.): Energiespeicher in Österreich Marktentwicklung 2020.

49 Vgl. beispielsweise das Projekt „giga\_TES“ des AEE Instituts für nachhaltige Technologien; Untersuchung großer Erdbeckenspeicher mit einem Fassungsvermögen zwischen 100.000 und 2 Mio. m<sup>3</sup> Wasser. Dabei soll Energie in bis zu 50 m tiefen Speichern langfristig gespeichert werden und dem saisonalen Ausgleich dienen. [energie.de/euroheatpower/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/waermespeicher-im-projekt-giga-tes-giganten-im-untergrund](https://www.energie.de/euroheatpower/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/waermespeicher-im-projekt-giga-tes-giganten-im-untergrund), abgerufen am 6.7.2023.

50 Vgl. beispielsweise das Projekt „Zweifeldspeicher“ der GeoSphere Austria; Untersuchung der Bereitstellung von Heiz- wie auch von Kühlenergie über Erdwärmesondenfelder mit unterschiedlichem Temperaturniveau. FFG (Hg.): Zweifeldspeicher-Effizienzsteigerung saisonaler Energiespeicher für Heiz- und Kühlzwecke in Erdsondenfeldern, Wien 2023, S. 1 f.

51 E-Control: Betriebsstatistik/Jahresreihen, [e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/betriebsstatistik/jahresreihen](https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/betriebsstatistik/jahresreihen), abgerufen am 23.9.2024.

dass die Kapazitäten der österreichischen Gasspeicher auch nicht österreichischen Marktteilnehmern bzw. Verbraucher:innen zur Verfügung stehen.



Die gesamten österreichischen unterirdischen Gasspeicher befinden sich in bereits ausgeförderten Erdgaslagerstätten (Porenspeicher). Es wird geprüft, ob zusätzlich zur Nutzung der Speicherkapazitäten für die Einlagerung von Erdgas die Möglichkeit besteht, in Zukunft auch Wasserstoff als Beimischung bzw. reinen Wasserstoff einzulagern. Dieser könnte – sofern er in ausreichenden Mengen vorhanden und eine entsprechende Wirtschaftlichkeit gegeben ist – künftig als erneuerbare Alternative saisonal gespeichert und bedarfsgerecht zur Verfügung gestellt werden. Dabei spielen insbesondere die Versorgung und der Betrieb nicht oder schwer elektrifizierbarer Anwendungen eine wichtige Rolle.<sup>52</sup> Im Rahmen des notwendigen Ausgleichs von positiven Residuallasten könnte darüber hinaus eine Rückverstromung, z.B. in dafür technisch angepassten Gaskraftwerken, erfolgen. In Oberösterreich werden z.B. in leeren Erdgaslagern die ökonomischen und technischen Aspekte einer Einspeicherung untersucht.<sup>53</sup>

Abbildung 14: Entwicklung des maximalen Speichervolumens und des Inlandgasverbrauchs in Österreich im Jahresvergleich

#### 4.1.3.4 Gasverfügbarkeit zur Stromerzeugung

2022 wurde durch eine Novellierung des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 (GWG 2011)<sup>54</sup> die strategische Gasreserve geschaffen. Es wurden in Summe 20 TWh Erdgas eingelagert, welche seit 1. November 2022 im Energielenkungsfall zur Verfügung stehen. Darüber

52 BMK (Hg.): Wasserstoffstrategie für Österreich, Wien 2022, S. 30 f.

53 RAG Austria AG (Hg.): USS Projektbroschüre – Energiespeicher der nächsten Generation, Wien 2023.

54 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011, zuletzt geändert durch das Bundesgesetz BGBl. I Nr. 23/2023.

hinaus sieht die Verordnung (EU) 2022/1032<sup>55</sup> Befüllungsziele für die unterirdischen Gasspeicheranlagen der Mitgliedstaaten in der Europäischen Union vor. Mitgliedstaaten mit im Vergleich zum Gasverbrauch sehr hohen Speicherkapazitäten (wie Österreich) haben grundsätzlich mindestens 35% des durchschnittlichen jährlichen Gasverbrauchs einzuspeichern. Gemäß § 104 GWG 2011 sind Speichernutzer in Österreich verpflichtet, systematisch ungenutzte Speicherkapazitäten über eine Sekundärmarktplattform anzubieten oder dem Speicherunternehmen zurückzugeben. Dies ermöglicht anderen Marktteilnehmern, darauf zuzugreifen und die Speicher zu befüllen. Des Weiteren wurden 2022 mit einer Novelle des GWG 2011 Betreiber von Speicheranlagen dazu verpflichtet, die Speicher an das österreichische Leitungsnetz anzuschließen. Damit ist sichergestellt, dass alle österreichischen Gasspeicher zur direkten Belieferung österreichischer Abnehmer fähig sind.

Einen weiteren Beitrag zur Reduktion der Abhängigkeit von russischem Erdgas leistet das Gasdiversifizierungsgesetz 2022 (GDG 2022)<sup>56</sup>, das mögliche höhere Transportkosten bei nicht russischem Gas durch finanzielle Unterstützung für betroffene Unternehmen und in weiterer Folge die höheren Kosten für Konsument:innen reduziert. Mit der Änderung des EIWOG 2010 durch BGBl. I Nr. 145/2023, geltend ab 1. Oktober 2024, sollen Betreiber von Stromerzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von 50 MW oder mehr, die an das öffentliche Netz angeschlossen sind und überwiegend mit Erdgas betrieben werden, Gasreserven für insgesamt 45 Tage vorrätig halten. Diese Verpflichtung reduziert sich auf einen Zeitraum von insgesamt 30 Tagen, wenn die vorzuhaltenden Gasmengen ausschließlich nicht russischer Herkunft sind.

Beispielhaft für die positiven Entwicklungen der Diversifizierungsbestrebungen ist, dass die OMV bei der Jahresauktion 2023 den Zuschlag für Kapazitäten in Höhe von rund 40 TWh p.a. für den Zeitraum Oktober 2023 bis September 2026 sowie rund 20 TWh p.a. für den Zeitraum Oktober 2026 bis September 2028 erhielt. Die Grenzübergabepunkte für das Erdgas sind Oberkappel via Deutschland sowie Arnoldstein via Italien. Bereits ab Oktober 2024 steigt die gesamte Importkapazität via Italien und Deutschland in das Marktgebiet Ost wegen der Erweiterung der Infrastruktur für den Import aus Italien via Arnoldstein von 160 auf 185 TWh pro Jahr. Insgesamt zeigen die Gasversorgungsszenarien, welche die Österreichische Energieagentur mit Unterstützung der Regulierungsbehörde E-Control erstellt hat, dass Österreich auch bei einem Ausbleiben russischer Gaslieferungen keine Gasmangellage erwarten muss und die bestehenden Importkapazitäten aus Italien und Deutschland ausreichen, um den österreichischen Gasbedarf abzudecken, bei gleichzeitig erhöhten Exporten in die Nachbarländer.<sup>57</sup>

---

55 Verordnung (EU) 2022/1032 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. Juni 2022 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2017/1938 und (EG) Nr. 715/2009 im Hinblick auf die Gasspeicherung.

56 Bundesgesetz über die Förderung des Ausstiegs aus russischem Erdgas und der Diversifizierung des Erdgasbezugs aus anderen Quellen (Gasdiversifizierungsgesetz 2022 – GDG 2022), BGBl. I Nr. 95/2022, zuletzt geändert durch das Bundesgesetz BGBl. I Nr. 107/2022.

57 AEA: Szenarien der Gasversorgung in Österreich, Wien 2024.

Nach Fertigstellung des ersten Teils des WAG-Loops (West-Austria-Gasleitung) der Gas Connect Austria GmbH zum Ausbau der Importkapazität aus Deutschland steigt die Gesamtkapazität für den Import aus Deutschland und Italien in das Marktgebiet Ost auf 212 TWh pro Jahr. Details dazu sind auf österreichischer Ebene im Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP)<sup>58</sup> und im Integrierten Österreichischen Netzinfrastrukturplan (NIP) sowie auf europäischer Ebene im Ten Year Network Development Plan (TYNDP)<sup>59</sup> dargelegt. Zusätzlich behandelt der Präventionsplan Gas der Republik Österreich<sup>60</sup> unter anderem Präventionsmaßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Erdgasversorgung gemäß Artikel 8 und Artikel 9 der Verordnung (EU) 2017/1938.<sup>61</sup>

#### 4.1.4 Import/Export von elektrischer Energie

Österreich ist Teil des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes und aufgrund der international verflochtenen Übertragungsnetze im engen Austausch mit seinen Nachbarländern. Die stärksten Austauschkapazitäten bestehen mit Deutschland (aktuell 4.900 MW in beide Richtungen). Ebenfalls bestehen Netzkapazitäten für Stromimporte und -exporte im Umfang von 800 bis 1.200 MW zwischen Österreich und den Nachbarländern Tschechien, Ungarn, Slowenien und der Schweiz. Deutlich geringere Kapazitäten stehen an der Grenze zu Italien zur Verfügung. Während Importkapazitäten aus Italien im Umfang von 445 MW bestehen, überwiegen hier Exportkapazitäten mit 625 MW deutlich. Österreich ist aufgrund seiner geografischen Lage ein wichtiges Transitland für elektrische Energie. Im Jahr 2023 standen Stromimporte im Ausmaß von ungefähr 21,6 TWh Exporten von ebenfalls rund 21,6 TWh gegenüber. Deutschland stellt für Österreich das wichtigste Importland (13 TWh Strom im Jahr 2021) und gleichzeitig auch das bedeutendste Exportland (6,1 TWh im Jahr 2021) dar.<sup>62</sup>

Unterjährig unterliegt der Stromaustausch mit unseren Nachbarländern starken saisonalen Schwankungen, in der kälteren Jahreszeit werden in der Regel mehr Importe getätigt. 2023 und im ersten Halbjahr 2024 war Österreich dennoch erstmals Nettoexporteur. Insbesondere im Frühling und Sommer kann Österreich zu den meisten Tageszeiten ausreichend Strom aus erneuerbaren Energieträgern produzieren, um den inländischen Verbrauch weitgehend ohne thermische Erzeugung zu decken.

Anhand der nachfolgenden Grafik sind die monatlichen Lastverläufe zu erkennen, die einmal den Wintermonat Jänner 2023 und als Vergleich dazu den Sommermonat Mai 2023 darstellen. Es ist ersichtlich, dass die Lastdeckung im Sommermonat 2023 größtenteils durch erneuerbare inländische Erzeugung erfolgte, während für den Wintermonat

---

58 AGGM (Hg.): Koordinierter Netzentwicklungsplan 2022 für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2023–2032, Wien 2023.

59 [tyndp2022.entsog.eu](https://tyndp2022.entsog.eu), abgerufen am 25.9.2024.

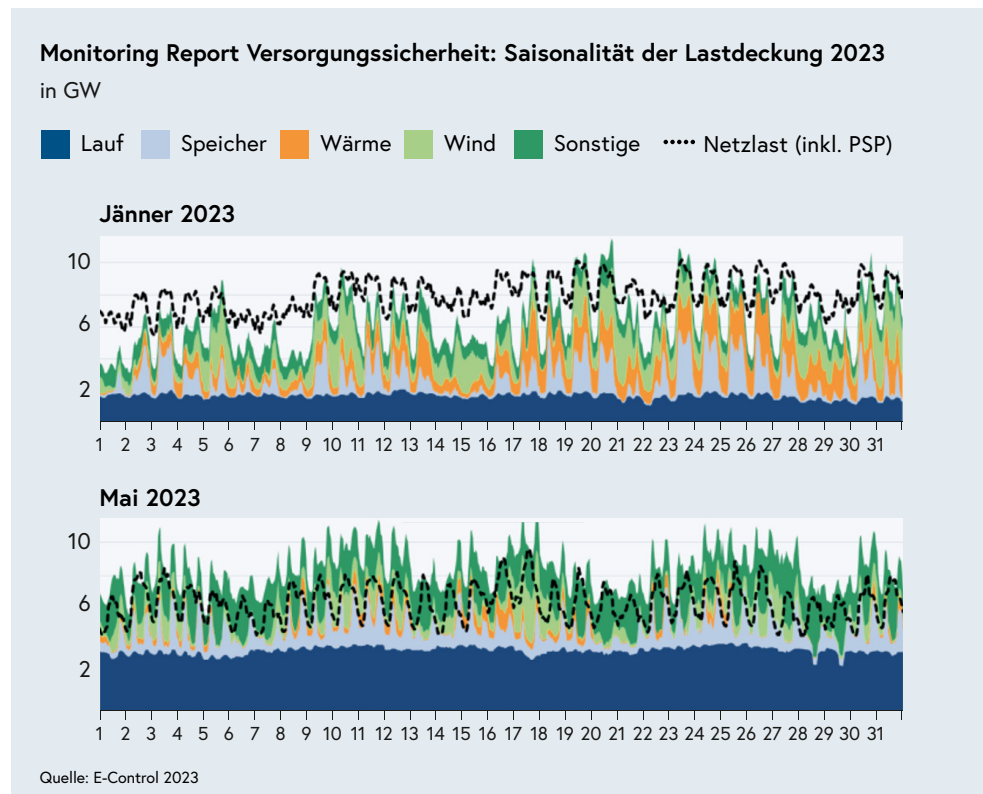
60 BMK (Hg.): Präventionsplan Gas der Republik Österreich, Wien 2023.

61 Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010.

62 BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan, Wien 2024, S.23.

Jänner erhöhte Stromimporte und der Einsatz von Wärmekraftwerken zur Lastdeckung erforderlich waren.<sup>63</sup> Aufgrund des europäischen Strombinnenmarktes werden Teile des Strombedarfs mitunter durch Importe aus angrenzenden ausländischen Marktgebieten gedeckt, selbst wenn inländische Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen. Anhand des Vergleichs in Abbildung 15 werden saisonale Strombedarfsunterschiede offensichtlich, die in der Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie ebenfalls berücksichtigt werden.

Abbildung 15: Monitoring Report Versorgungssicherheit: Saisonalität der Lastdeckung 2023



Anhand der Gegenüberstellung der Lastdeckung im Jänner 2023 und Mai 2023 werden die saisonalen Differenzen der heimischen Erzeugungsstrukturen erkennbar. Im Sommer steht zumeist ausreichend Leistung aus Wasserkraftanlagen und Photovoltaik zur Verfügung, die zusammen mit der Einspeisung aus anderen Erzeugungsanlagen die in diesen Jahreszeiten vergleichsweise geringere Netzlast decken kann.<sup>64</sup> Allerdings verändert sich die Erzeugungssituation und somit auch die Bedarfsdeckung charakteristisch mit den Wintermonaten. Sinkende Temperaturen führen zu einer erhöhten Stromnachfrage, die in den Wintermonaten Dezember und Jänner ihren Höhepunkt erreicht. Aus diesem Grund spielen für die Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit vor allem in den Wintermonaten der europäische Strombinnenmarkt sowie der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien, welche vermehrt im Winter Strom erzeugen (vor allem

63 E-Control Austria (Hg.): Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023, Wien 2023, S. 17 f.

64 E-Control Austria (Hg.): Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023, Wien 2023, S. 19.



Windkraft), sowie der Erhalt von abrufbaren Erzeugungskapazitäten eine wichtige Rolle. Das Kapitel 4.3.2 „Nutzung saisonaler Flexibilitäten im Stromsystem“ behandelt die Thematik im Detail. Um in näherer Zukunft eine bessere Einschätzung der Import- bzw. Exportmengen abgeben zu können, ermittelte die Regulierungsbehörde auf Basis mehrerer Komponenten (z. B. EAG-Ausbauziele für erneuerbare Stromerzeugung, monatliche Erzeugungssituation der letzten fünf Jahre, Saisonfaktoren etc.) eine Bedarfsdeckungsabschätzung für das Jahr 2030. Der monatliche Residualbedarf bzw. -überschuss wird durch die Differenz zwischen Angebot (gesamte prognostizierte erneuerbare Erzeugung) und der zu deckenden Gesamtnachfrage ermittelt. In Monaten mit positivem Residualbedarf werden die erwarteten Fehlmengen entweder durch Stromimporte und/oder durch thermische Kraftwerke gedeckt. Laut der Bedarfsdeckungsschätzung können im erzeugungsstärksten Monat Juni 2030 Erzeugungsüberschüsse im Umfang von knapp 2 TWh erreicht werden, demgegenüber wird mit einem Residualbedarf von 1,9 TWh im Dezember und 1,8 TWh im Jänner gerechnet.<sup>65</sup> Damit die Stromimporte bzw. -exporte überhaupt in das österreichische Stromnetz eingespeist werden können, bedarf es einer belastungsfähigen Stromnetzinfrastruktur. Diese wird gemäß § 63 ElWOG 2010 generell in sieben Netzebenen unterteilt. Der überregionale Transport sowie der grenzüberschreitende Austausch von elektrischer Energie erfolgen über das Übertragungsnetz.

Durch den innereuropäischen Stromaustausch muss zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit die Stromerzeugung im gesamten ENTSO-E-Raum betrachtet werden. Österreich ist Teil des Netzverbundes ENTSO-E.<sup>66</sup> ENTSO-E ist ein europäischer Verband, in dem die nationalen Übertragungsnetzbetreiber vertreten sind. Auf die Netzinfrastruktur einschließlich der Verbindungsleitungen zu den Nachbarländern wird im Kapitel 5.1 „Netzentwicklung als essenzieller Bestandteil der Versorgungssicherheit“ näher eingegangen.

## 4.2 Ein erneuerbarer Energiemix macht Österreich unabhängig von unsicheren fossilen Quellen

Bereits jetzt verfügt Österreich über einen hohen Anteil erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung. Um die Stromversorgungssicherheit zu stärken und unabhängiger von Importen fossiler Energieträger zu werden, ist es erforderlich, die Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren heimischen Energieträgern zu erhöhen. Derzeit stellen fossile Brennstoffe und Derivate noch in etwa ein Fünftel der Energiequellen der inländischen Stromerzeugung dar. Daher ist der Ausbau der Erneuerbaren für die Versorgungssicherheit von entscheidender Bedeutung.

---

65 E-Control Austria (Hg.): Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023, Wien 2023, S. 41.

66 ENTSO-E: Verband europäischer Verteilernetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity).

#### 4.2.1 100% erneuerbarer Strom (bilanziell) bis 2030

Ziel des EAG ist, dass der österreichische Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 zu 100% national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird. Zur Erreichung dieses Ziels sieht das EAG in seiner aktuellen Fassung daher, ausgehend vom Jahr 2020, einen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen von mindestens 27 TWh bis 2030 vor. Neben Zielen wie einer erhöhten inländischen Produktion von erneuerbarem Gas und einem Zuwachs in der Nutzung von Wasserstoff ist ein wesentliches Ziel des EAG der Ausbau der Stromerzeugung durch Photovoltaik im Ausmaß von jährlich 11 TWh, durch Wind in Höhe von 10 TWh, durch Wasserkraft von 5 TWh und durch Biomasse von 1 TWh. Hier ist jedoch anzumerken, dass die Zielwerte für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, welche im Szenario Transition für das Erreichen der bilanziellen inländischen Vollversorgung ermittelt wurden, jene des EAG nochmals wesentlich überschreiten. Bis 2030 ist in diesem Szenario ein Ausbaupfad ausgewiesen, der 12 TWh über jenem des EAG liegt, was unter anderem auf Unterschiede in den angenommenen Elektrifizierungsgraden zurückzuführen ist. So nimmt es statt eines Zuwachses der PV-Stromerzeugung in Höhe von 11 TWh einen Zuwachs von 19 TWh an. Im Bereich der Windkraft liegen die Ziele mit 14 TWh um 4 TWh über jenen des EAG.<sup>67</sup> Perspektivisch stehen zusätzlich zu den bereits bestehenden Kapazitäten ausreichend Potenziale für den Ausbau zur Verfügung.

#### 4.2.2 Entwicklung Erzeugung 2030

Die gesamte Stromerzeugung soll sich laut Szenario Transition bis zum Jahr 2030 auf rund 100 TWh belaufen.<sup>68</sup> Der zusätzliche Strombedarf wird vorrangig durch den Zubau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen gedeckt, da die Potenziale für zusätzliche Biomasse- und Wasserkraft-Erzeugungskapazitäten deutlich geringer sind.<sup>69</sup>

Die durch das Umweltbundesamt für den NIP erstellten Ausbauszenarien für erneuerbare Energieträger ergaben, dass die Zielsetzungen des EAG bis 2030 erreicht werden können, da für alle betrachteten erneuerbaren Energieträger ausreichende Potenziale verfügbar sind. Insgesamt ergibt sich für Wasserkraft ein Restpotenzial zwischen 6,9 und 10,1 TWh/Jahr.<sup>70</sup> Dieses setzt sich einerseits aus Neuerschließungspotenzialen außerhalb schutzwürdiger Gewässerstrecken (z. B. Nationalparks) und andererseits aus Optimierungspotenzialen bei bestehenden Anlagen zusammen. Ebenso berechnen diese Ausbauszenarien ein realisierbares Potenzial von PV-Anlagen auf Dach- und Fassadenflächen von 7,9 TWh/Jahr. Zusätzlich ergibt sich ein realisierbares Potenzial auf Gebäudeneubauten bis 2030 von 0,40 TWh/Jahr.<sup>71</sup> Das Potenzial für PV-Anlagen

---

67 UBA (Hg.): Energie- und Treibhausgas-Szenario Transition 2040, Wien 2023, S. 63.

68 UBA (Hg.): Energie- und Treibhausgas-Szenario Transition 2040, Wien 2023, S. 73.

69 [oesterreichsenergie.at/kraftwerksprojekte](https://oesterreichsenergie.at/kraftwerksprojekte), abgerufen am 3.7.2023.

70 UBA (Hg.): Szenarien für die realisierbare erneuerbare Stromerzeugung im Jahr 2030 und 2040, Wien 2023, S. 30.

71 UBA (Hg.): Szenarien für die realisierbare erneuerbare Stromerzeugung im Jahr 2030 und 2040, Wien 2023, S. 13.

auf Freiflächen wird bis 2030 zwischen 9,1 und 17,6 TWh/Jahr geschätzt. Auch das realisierbare Ausbaupotenzial für Windkraft ist deutlich höher als das im EAG definierte Ausbauziel. Hierbei werden drei unterschiedliche Szenarioanalysen unterschieden. Das Szenario Rahmenbedingungen 2021 rechnet mit 17,8 TWh/Jahr, während das Szenario Aktuelle Entwicklungen das realisierbare Potenzial bis 2030 mit 21,1 TWh/Jahr bewertet.<sup>72</sup> Das Szenario Beschleunigter Ausbau 2030 schätzt das realisierbare Potenzial mit 23,7 TWh/Jahr am höchsten ein.

Durch den Ausbau der Erneuerbaren werden die Erzeugungsüberschüsse in den Sommermonaten vor allem tagsüber steigen. Neben dem Stromexport kann der Überschuss mittels Stromspeicherung abends und in der Nacht durch den Einsatz von kurzfristigen Speicher-Flexibilitäten genutzt oder für die Herstellung von erneuerbaren Gasen verwendet und dadurch saisonal gespeichert werden. Trotz einer bilanziellen Vollversorgung bis 2030 mit elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern wird nach wie vor der Einsatz regelbarer, thermischer Kraftwerke zur Netzstabilität sowie zum Ausgleich von positiven Residuallasten benötigt. Eine Evaluierung der ausreichenden Verfügbarkeiten solcher Kraftwerke wird im Maßnahmenkapitel 4.3.1.4 „Verfügbarkeit ausreichender flexibler Kraftwerkskapazitäten“ behandelt. Ebenso müssen für die zuverlässige Prognostizierung der zukünftigen Stromerzeugung die Effekte des Klimawandels sowie auch technische Parameter wie zum Beispiel Nichtverfügbarkeiten berücksichtigt werden. Vor allem die Wasserkraft, die derzeit rund zwei Drittel der erneuerbaren Stromerzeugung in Österreich ausmacht, ist von einer möglichen klimabedingten Veränderung der Wasserführung und dem Abschmelzen von Gletschern betroffen. Entsprechende Analysen werden im Unterkapitel 4.3.1.2 „Auswirkungen des Klimawandels auf Erzeugungsmengen von Erneuerbaren“ vorgesehen. Dort wird auch näher auf die Zusammenarbeit zwischen dem Bund, den Ländern und Stakeholdern eingegangen, mittels derer für ausreichend Flächen für neue Erzeugungsanlagen und Leitungen gesorgt werden soll.

### 4.2.3 Auswirkungen der Wärmewende

Bis 2040 soll der Gebäudebestand in Österreich klimaneutral beheizt werden. Dies bedeutet einen Umstieg von fossilen auf klimafreundliche Wärmequellen. Die Förderaktion „Raus aus Öl und Gas“ gewährleistet einen leichteren Umstieg von Privaten und Betrieben auf eine nachhaltige Heizungsanlage. Darunter fallen u. a. qualitätsgesicherte Fernwärme, Geothermie, Biomasse sowie Wärmepumpen. Durch den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen wird künftig ein erhöhter Stromverbrauch im Gebäudesektor erwartet; der Anstieg kann aber durch den Ersatz von (ineffizienten) Stromdirektheizungen vermindert werden. Im Szenario WAM des Umweltbundesamtes ist ein vollständiger Ausstieg aus Ölheizungen bis 2035 und aus Gasheizungen bis 2040 modelliert. Daraus ergibt sich ein zusätzlicher Strombedarf für Wärmepumpen im Sektor Gebäude von rund 2,0 TWh/Jahr bis 2030 und rund 4,9 TWh/Jahr bis 2040. Diese Abschätzung erfolgt

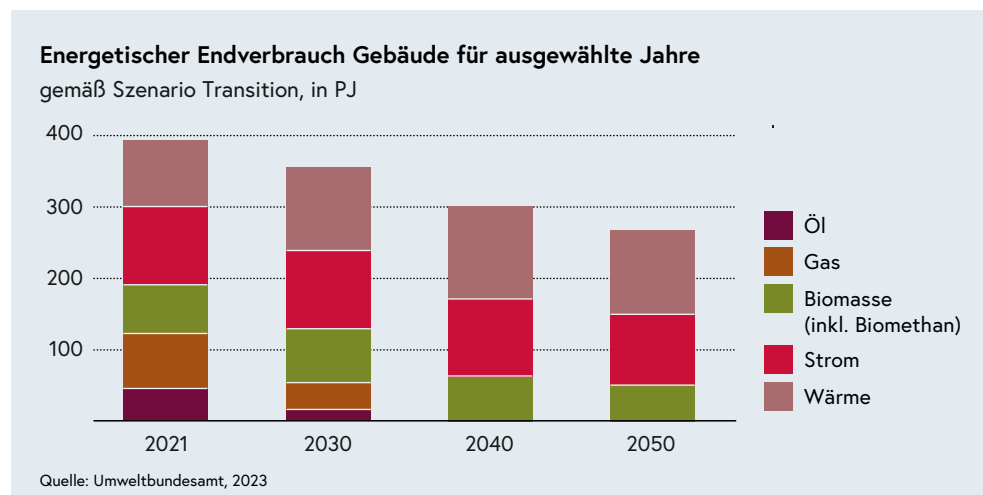
---

72 UBA (Hg.): Szenarien für die realisierbare erneuerbare Stromerzeugung im Jahr 2030 und 2040, Wien 2023, S. 25.

unter Annahme einer Steigerung der Renovierungsaktivität und bezieht sich nur auf den Strom für Wärmepumpen.

Um die Dekarbonisierung zu beschleunigen, wurden in verschiedenen Sektoren legislative Vorgaben auf europäischer und österreichischer Ebene sowie Anreizsysteme hinterlegt. Das am 29. Februar 2024 in Kraft getretene Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWG)<sup>73</sup> sieht ein Verbot fossiler Heizungen in neuen Baulichkeiten vor. Darüber hinaus wurden die Förderungen zum Umstieg aus bestehenden, mit fossilen Brennstoffen betriebenen Heizungen massiv ausgeweitet und auch budgetär aufgestockt. Mit diesem Maßnahmenpaket wird das Phase-out für fossile Heizungen im Gebäudesektor forciert.

Abbildung 16: Energetischer Endverbrauch Gebäude für ausgewählte Jahre im Szenario Transition



In der Grafik ist zu erkennen, dass der direkte Einsatz fossiler Energieträger (Kohle, Öl, Gas) in Gebäuden bis 2040, ausgehend von den Berechnungen des Szenarios Transition, aus der Raumwärme- und Warmwasserversorgung ersetzt wird, um die Klimaneutralität 2040 zu erreichen.<sup>74</sup> Gemäß Szenario Transition reduziert sich auch der Einsatz fossiler Energieträger in der Fernwärmeerzeugung bis 2040 nahezu auf null.

#### 4.2.4 Entwicklung Verbrauch 2030

Im Hinblick auf den bundesweiten Stromverbrauch 2030 stehen eine fortschreitende Elektrifizierung und damit einhergehende Anforderungen sowohl an die Stromerzeugung wie auch an die Netze im Vordergrund. Diese Elektrifizierung und der Ersatz fossiler Energieträger durch erneuerbaren Strom sind für die Erreichung des Ziels der Klimaneutralität bis 2040 notwendig. Die verstärkte Elektrifizierung trägt durch mehr Unabhängigkeit von russischem Erdgas zur Versorgungssicherheit bei, schafft aber auch

<sup>73</sup> Bundesgesetz über die Prüfung der Umweltverträglichkeit (Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 – UVP-G 2000), StF: BGBl. Nr. 697/1993, zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 26/2023.

<sup>74</sup> Umweltbundesamt (Hg.): Energie- und Treibhausgas-Szenario Transition 2040, Wien 2023, S. 47.

neue Herausforderungen und soll möglichst im Einklang mit dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugungstechnologien und der Netzinfrastruktur erfolgen. Dabei kann flexibles Verbrauchsverhalten einen Beitrag leisten.

Im Szenario Transition wurde ausgehend von einem Stromverbrauch von 74 TWh im Jahr 2021 bis 2030 ein Anstieg des bundesweiten Stromverbrauchs auf 93 TWh ermittelt. Im Verkehrssektor beträgt die Zunahme des Stromverbrauchs demnach 10 TWh auf in Summe 13 TWh und im Sektor Industrie von 28 TWh auf 31 TWh. Lediglich im Sektor Gebäude wird von einem leicht sinkenden Stromverbrauch von 32 TWh auf 30 TWh ausgegangen.<sup>75</sup> Dem Szenario Transition zufolge wird aufgrund unterschiedlicher zugrunde gelegter Annahmen der Stromverbrauch in diesem Zeitraum stärker ansteigen als in anderen Szenarien. Im Monitoring Report der Regulierungsbehörde wird für das Jahr 2030 ein energetischer Endverbrauch an Strom von 74,5 TWh prognostiziert, sowie ein Gesamtbedarf (einschließlich der Netzverluste und des Verbrauchs des Sektors Energie) von 84,8 TWh, sowie ein zusätzlicher elektrischer Endverbrauch im Ausmaß von 4,7 TWh aufgrund des erwartbaren elektrischen Zusatzbedarfs durch den elektrischen Personenverkehr.<sup>76</sup> Hier ist anzumerken, dass das Szenario Transition im Sinne der Zielsetzungen des § 4 Abs. 1 Z 7 EAG für 2030 bereits mit einem Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff und dessen Erzeugung mittels Elektrolyse rechnet. Der Umwandlungseinsatz an elektrischer Energie zur Produktion von Wasserstoff, mit dem dieser in der erwarteten Strombilanz aufscheint, soll 2030 etwa 5 TWh betragen.

Im Gegensatz zum steigenden Stromverbrauch nimmt das Szenario Transition einen insgesamt fallenden Bruttoinlandsverbrauch über alle Energieträger hinweg an. 2021 lag dieser noch bei 396 TWh und soll bis 2030 auf 314 TWh fallen. Dies findet seine Ursache unter anderem darin, dass elektrische Anwendungen v. a. in den Sektoren Mobilität und Gebäude deutlich effizienter als fossile Technologien sind, Energietransfers zwischen unterschiedlichen Sektoren im Rahmen der Sektorkopplung verbessert werden, sowie eine Umsetzung der Kreislaufwirtschaft im Sektor Industrie und Effizienzmaßnahmen in allen Sektoren erfolgen. In Erwartung eines künftigen Anstiegs des Stromverbrauchs spielt flexibles Verbrauchsverhalten eine entscheidende Rolle, um die Netz- und Systemsicherheit zu gewährleisten. Nachfrageseitige Maßnahmen (Demand Side Management) zum Abruf von Flexibilitäten werden in Kapitel 4.3.3 „Demand Side Management“ ausgeführt. Weiters wird durch eine Steigerung der Effizienz und eine Zunahme des Anteils erneuerbarer Energien neben einer Reduktion der Treibhausgasemissionen auch ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet.

Neben der Notwendigkeit von Maßnahmen für eine Verbesserung der Endenergieeffizienz wird auch der Bereich der Energieumwandlung weiter in den Fokus rücken. So sollten lange Energie-Umwandlungsketten, die mit Verlusten auf jeder Stufe verbunden sind, auf jene Anwendungen beschränkt werden, die für die Dekarbonisierung

---

75 Umweltbundesamt (Hg.): Energie- und Treibhausgas-Szenario Transition 2040, Wien 2023, S. 63.

76 E-Control Austria (Hg.): Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023, Wien 2023, S. 36 ff.

unbedingt erforderlich sind, weil keine anderen Alternativen zur Verfügung stehen. So ist bis 2030 z. B. zu erwarten, dass Wasserstoff aufgrund der Umwandlungsverluste bei einer Wiederverstromung besonders als Prozessgas in der Industrie zum Einsatz kommen und damit im Kontext der Elektrizitäts-Versorgungssicherheit für das Stromsystem eine weniger relevante Rolle spielen wird. Über das Jahr 2030 hinaus wird aber mit einem diverseren und umfänglicheren Einsatz von Wasserstoff zu rechnen sein, u. a. für den saisonalen Ausgleich im Stromsystem, womit auch seine Bedeutung für eine Sicherung der Elektrizitätsversorgung zunehmen wird.

## 4.3 Aktionsfelder und Maßnahmen

### 4.3.1 Langfristige Sicherstellung der Bedarfsdeckung

### 4.3.2 Nutzung langfristiger Flexibilitäten im Stromsystem

### 4.3.3 Sicherung von flexiblen Kapazitäten

### 4.3.4 Demand Side Management

In diesem Kapitel werden Aktionsfelder und Maßnahmen zur Unterstützung der zukünftigen Stromversorgung der Endverbraucher:innen dargestellt. Der erweiterte Zweck ist die Reduktion der Nutzung von fossilen Energien, unter anderem auch als Schlüssel zu einer langfristigen sicheren Elektrizitätsversorgung durch eine verringerte Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger aus Drittstaaten. Die vier nachfolgenden Unterkapitel befassen sich mit den ausgewählten Aspekten der langfristigen Sicherstellung der Strombedarfsdeckung, Möglichkeiten zur sicheren Übertragung von Erzeugungsüberschüssen vom Sommer in den Winter, der Sicherung von flexiblen Erzeugungskapazitäten und abschließend dem Demand Side Management.

### 4.3.1 Langfristige Sicherstellung der Bedarfsdeckung

Die hier beschriebenen Maßnahmen dienen der Sicherstellung der Versorgungssicherheit bei bestmöglicher Reduzierung des Einsatzes und Imports fossiler Energieträger, auch unter Betrachtung der saisonalen Bedarfsdeckung. Im Jahr 2030 wird im Szenario Transition trotz einer erneuerbaren Stromerzeugung, die national bilanziell dem jährlichen Stromverbrauch entspricht, weiterhin mit einer (geringen) Erzeugung aus fossilen Energieformen gerechnet. Aus diesem Grund ist dem Kapitel 4.3.1.1 entsprechend der Ausbau erneuerbarer Erzeugungstechnologien weiter zu forcieren. Parallel dazu sollen fossile Energieträger in der Stromerzeugung durch erneuerbare Alternativen abgelöst werden. So beschäftigt sich z. B. die Studie „Erneuerbares Gas in Österreich 2040“ des BMK<sup>77</sup> mit dem Einsatz gasförmiger erneuerbarer Energieträger wie etwa Wasserstoff.

---

77 BMK (Hg.): Erneuerbares Gas in Österreich 2040 Quantitative Abschätzung von Nachfrage und Angebot, Wien 2021.

#### 4.3.1.1 Forcierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien

Der rasche Ausbau der Kapazitäten zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen, ergänzt durch Speicherinfrastruktur und flexibel einsetzbare und regelbare Erzeugungseinheiten, sowie der damit einhergehende Netzausbau stellen die wesentlichsten Maßnahmen zur langfristigen Sicherstellung des hohen Versorgungssicherheitsniveaus in Österreich dar. Für die Schaffung von Rahmenbedingungen zur Ermöglichung des Zubaus erneuerbarer Erzeugungskapazitäten sind Bund und Länder gemäß ihren gesetzlich vorgesehenen Zuständigkeiten verantwortlich.

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ist die gesetzliche Absicherung des zur Erreichung des 100%-EAG-Ziels notwendigen Ausbaus laufend zu evaluieren. Die Erreichung des 100%-Ziels (national bilanziell) gemäß § 4 Abs. 2 EAG bis 2030 kann anstelle der 27 TWh Zubau gemäß § 4 Abs. 4 EAG als Grundlage für die Mindestfördermengen herangezogen werden, um zusätzliche Rechtssicherheit sowie finanzielle Anreize für einen weiteren Ausbau zu schaffen, soweit dieser zur Zielerreichung erforderlich ist.

Gemäß EAG soll die jährliche Stromerzeugung aus Windenergie von 2020 bis 2030 um mindestens 10 TWh ausgebaut werden. Das Szenario Transition kommt auf einen erforderlichen Ausbau von 14 TWh. Da Windkraft neben Biomasse unter den Erneuerbaren jene Technologie ist, die am deutlichsten zur Stromerzeugung während der Wintermonate und damit zur Deckung der hohen Stromnachfrage in diesem Zeitraum beitragen kann, sind Maßnahmen zu einer weiteren Forcierung und Unterstützung des Ausbaus dieser Erzeugungstechnologie zu evaluieren.

#### 4.3.1.2 Auswirkungen des Klimawandels auf Erzeugungsmengen von Erneuerbaren

Im Vergleich mit dem Referenzzeitraum 1961 bis 1990 betrug das Flächenmittel der Niederschläge in Österreich 2021 1.004 mm bzw. 94% und in 2022 939 mm bzw. 88%. 2023 hingegen war ein niederschlagsstarkes Jahr mit 1.278 mm bzw. 120% im Vergleich zum Referenzzeitraum.<sup>78</sup> Beim in Bezug auf Österreich gemittelten Jahresniederschlag sind derzeit zwar weder langfristige Änderungen erkennbar, noch liegen in den letzten Jahrzehnten extreme Ausreißer vor, allerdings bestehen zunehmend starke regionale und jahreszeitliche Unterschiede.<sup>79</sup>

Für die Planung im Kontext der Versorgungssicherheit ist der Effekt von Klimaänderungen auf die Erzeugung der Wasserkraftwerke in Österreich zu betrachten. Insbesondere ist auf mögliche langfristige Trends bzgl. sich ändernder Niederschlagsmengen und deren Auswirkungen auf die Wasserkraft einzugehen. Dabei ist neben Trockenperioden wie im Jahr 2022 auch auf eine mögliche vermehrte Kumulierung (z. B. Starkregen) größerer Teile des jährlichen Gesamtniederschlags zu achten, da der Niederschlag in diesem Fall für Laufwasserkraftwerke schwer zu verarbeiten ist. Im Monitoringreport Versorgungssicherheit Strom der Regulierungsbehörde werden

---

78 [zamg.ac.at/cms/de/klima/klima-aktuell/klimamonitoring/?param=rr&period=period-ym-2022-02&ref=1](https://zamg.ac.at/cms/de/klima/klima-aktuell/klimamonitoring/?param=rr&period=period-ym-2022-02&ref=1), abgerufen am 6.7.2023.

79 Geosphere Austria (Hg.): Österreichisches Klimabulletin, Jahr 2022, S. 5.

bereits kurzfristige Trends unter anderem in den mittleren Kapazitätsfaktoren der Erzeugungstechnologien berücksichtigt und es wird auf die energetische Vorausschau eingegangen. Weiters sind bereits synthetische Klimajahre basierend auf Ergebnissen der Klimaforschung vorgesehen, um beispielsweise die Analyse um European Resource Adequacy Assessments (ERAA) zu erweitern.

Vor dem Hintergrund der vorherrschenden Rolle, die Wasserkraft weiterhin in der österreichischen Stromerzeugung einnimmt, ist zu ermitteln, welche Einflüsse der Klimawandel auf die zukünftige Wasserkrafterzeugung haben könnte. Kumulative Effekte von potenziell aufeinanderfolgenden Jahren mit wenigen Niederschlägen und deren Auswirkungen auf die hydraulischen Ressourcen sollen ebenfalls berücksichtigt werden. Darüber hinaus sind allfällige hinzutretende Faktoren, wie etwa Auswirkungen der Gletscherschmelze oder vermehrt auftretende Starkregenperioden, auf die Erzeugung aus Wasserkraft in die Evaluierung miteinzubeziehen.

Über die Analyse der Stromerzeugung aus Wasserkraft hinaus sind auch potenzielle negative Effekte des Klimawandels auf weitere Erzeugungstechnologien zu beobachten.<sup>80</sup> So ist neben der Reduktion des Wirkungsgrades von PV-Anlagen bei starker Hitze auch eine Veränderung der Stromerzeugung aus Windkraft aufgrund veränderter Wetterlagen denkbar. Präventions- und Vorsorgemaßnahmen sind beispielsweise in Hinblick auf die Krisenszenarien „Hitzewelle“, „Kältewelle“ und „Trockenperiode“ sowie „Starkregen und Überschwemmungen“ im Risikovorsorgeplan Elektrizität dargestellt.<sup>81</sup>

#### **4.3.1.3 Ausreichend Flächen für Erzeugungsanlagen und Netze**

Zur Erreichung der Ausbauziele ist es notwendig, dass in allen Bundesländern ausreichend Flächen für erneuerbare Erzeugungsanlagen und Netze ausgewiesen werden. Auf Bundesländer heruntergerechnete Ausbaupotenziale werden bereits im NIP dargestellt. Für die Versorgungssicherheit in den Wintermonaten spielt dabei besonders die Windkraft eine wichtige Rolle. Die Abstimmung zwischen dem BMK, weiteren Bundeseinrichtungen, den Ländern, Landesversorgern, Übertragungsnetzbetreibern, Verteilernetzbetreibern und Stakeholdern zu den Themen Versorgungssicherheit und Ausbau der erneuerbaren Energien stellt ein wichtiges Element der Versorgungssicherheit dar. Im Bund-Länder-Dialog<sup>82</sup> arbeiten der Bund und die Bundesländer gemeinsam am Ziel der Deckung des Gesamtstromverbrauchs zu 100% aus erneuerbaren Energiequellen ab 2030 (national bilanziell). Diese Zusammenarbeit soll einen Rahmen darstellen, um die Schließung potenziell bestehender Lücken zwischen Landes- und Bundeszielen zu diskutieren sowie um Flächen für den Ausbau der Erneuerbaren zur Verfügung zu stellen und Prozesse und Förderstrategien aufeinander abzustimmen und zu optimieren. Denn eine Verteilung der Erzeugungsanlagen über das Bundesgebiet kann die Versorgungssicherheit erhöhen. Die Fortschritte werden

---

80 AIT (Hg.): Konzept – Studie Erneuerbare Energiepotentiale in Österreich für 2030 und 2040, Wien 2022.

81 BMK (Hg.): Risikovorsorgeplan Elektrizität der Republik Österreich, Wien 2024, S. 21 ff.

82 Beschluss der Landesenergiereferent:innenkonferenz vom 14. Oktober 2022.



regelmäßig evaluiert und bei Bedarf werden Korrekturmaßnahmen gesetzt. Gespräche mit den relevanten Stakeholdern sind fortzuführen und gegebenenfalls zu intensivieren, um auch künftig für die Versorgungslage relevante Entwicklungen frühzeitig zu erkennen.

#### **4.3.1.4 Verfügbarkeit ausreichender flexibler Kraftwerkskapazitäten**

Flexibel einsetzbare Kraftwerke werden auch künftig zur Lastdeckung in Zeiten mit geringer Erzeugung von PV, Wind- und/oder Wasserkraft und hoher Nachfrage notwendig sein. Durch verstärkte Nutzung inländischer biogener Energieträger, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden können, können Abhängigkeiten von Gasimporten verringert und thermische Kraftwerke unter anderem zur Flexibilitätsbereitstellung CO<sub>2</sub>-neutral betrieben werden. Aufgrund der Bedeutung flexibel einsetzbarer thermischer Kraftwerke sind die verfügbaren und im Rahmen der allgemeinen Lastdeckung sowie des Engpassmanagements (vgl. Kapitel 5.3.1 „Maßnahmen des Engpassmanagements“) benötigten Kraftwerkskapazitäten durch das BMK regelmäßig zu evaluieren. Auf die notwendigen Vorlaufzeiten für die eventuell notwendige Neuerrichtung von Kraftwerkskapazitäten ist dabei zu achten. Entsprechend sollen auch Analysen für die potenziell notwendigen Maßnahmen für die Umrüstung der Bestandskraftwerke mit ausreichendem Zeithorizont und angenommenen Sicherheitsmargen durchgeführt werden.

#### **4.3.1.5 Analyse zur adäquaten Lastdeckung im ENTSO-E-Raum**

Es ist nicht auszuschließen, dass sich für Österreich bisher wichtige Stromlieferanten wie etwa Deutschland in den kommenden Jahren aufgrund des Ausstiegs aus fossilen Energieträgern zu Nettoimporteuren entwickeln könnten.<sup>83</sup> Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit ist die Stromerzeugung im gesamten ENTSO-E-Raum zu betrachten, um ein genaues Verständnis zu entwickeln, ob die Lastdeckung in Österreich zu jeder Jahreszeit sichergestellt werden kann. Instrumente auf europäischer Ebene existieren bereits, wie beispielsweise die kurzfristige und saisonale Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen, welche gemäß Art. 9 der Verordnung (EU) 2019/941<sup>84</sup> über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor von den regionalen Koordinierungszentren bzw. von ENTSO-E durchzuführen sind, sowie das European Resource Adequacy Assessment gemäß Art. 23 der Verordnung (EU) 2019/943<sup>85</sup> über den Elektrizitätsbinnenmarkt. Aspekte mit spezifischer Bedeutung für Österreich sollen darüber hinaus im nationalen Adequacy Assessment (vgl. Kapitel 4.3.1.6 „Nationales Resource Adequacy Assessment“) behandelt werden, dessen operative Durchführung dem Regelzonenführer in Zusammenarbeit mit dem BMK und der Regulierungsbehörde obliegen wird. Nennenswerte Beispiele von relevanten Faktoren für potenzielle ergänzende Analysen sind insbesondere folgende:

---

83 Bundesnetzagentur (Hg.): Versorgungssicherheit Strom Bericht, Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität. Bonn 2023, S. 9.

84 Verordnung (EU) 2019/941 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG.

85 Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

- die Ausbauziele der erneuerbaren Stromerzeugung in Österreich und seinen Nachbarländern wie auch im Allgemeinen die Klima- und Energieziele der relevanten europäischen (Nachbar-)Länder und deren Umsetzung in den nächsten Jahren;
- die Verfügbarkeit flexibler Kapazitäten in europäischen Nachbarländern (z. B. „Kraftwerksstrategie“ bzw. Kapazitätsmärkte in Deutschland) sowie in großen europäischen Ländern mit entsprechendem Einfluss auf das europäische Stromsystem (z. B. Nuklearstrategie in Frankreich);
- die Entwicklung der Netzinfrastruktur in den Nachbarländern und Implikationen auf die Importmöglichkeiten;
- der Ausstieg europäischer Staaten aus Kohlestrom;
- potenzielle Hemmnisse für den Transport von Primärenergieträgern;
- die zu erwartende Verbrauchssteigerung im gesamten ENTSO-E-Raum.

#### **4.3.1.6 Nationales Resource Adequacy Assessment**

Gemäß der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt hat die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene (European Resource Adequacy Assessment) durch den Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) in einem jährlich wiederkehrenden Prozess zu erfolgen. Bei diesem Prozess werden allfällige Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Erzeugungsressourcen festgestellt, indem die Gesamtangemessenheit des Stromsystems zur Deckung des bestehenden und zu erwartenden Strombedarfs auf Unionsebene, auf Ebene der Mitgliedstaaten und gegebenenfalls auf Ebene der Gebotszonen beurteilt wird (vgl. Art. 23 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2019/943).

Ergänzend zu der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene können die Mitgliedstaaten gem. Art. 20 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2019/943 eine Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene durchführen. Dabei können zusätzliche Sensitivitäten berücksichtigt werden. Insbesondere können Annahmen getroffen werden, bei welchen den Besonderheiten von Stromangebot und -nachfrage auf nationaler Ebene Rechnung getragen wird. Zusätzlich können Instrumente und kohärente aktuelle Daten verwendet werden, die diejenigen, die ENTSO-E auf europäischer Ebene verwendet, ergänzen. Nationale Resource Adequacy Assessments werden bereits von mehreren EU-Mitgliedstaaten jährlich durchgeführt, unter anderem von Deutschland, Spanien, Italien und Tschechien. Die Durchführung eines nationalen Resource Adequacy Assessment ergänzend zum europäischen Assessment bietet folgende Vorteile für Österreich:

- bessere Interpretierbarkeit der Ergebnisse des European Resource Adequacy Assessment;
- Möglichkeit, österreichspezifische Szenarien zu erstellen und zu berechnen;
- Verbesserung der Datengrundlage zur Evaluierung der Versorgungssicherheit und zur möglichen Früherkennung von potenziellen Versorgungsengpässen;

- Ableitung von möglichen Maßnahmen zur Sicherstellung der langfristigen Versorgungssicherheit Österreichs.

Um Entscheidungen über potenzielle zukünftige Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Elektrizitäts-Versorgungssicherheit, wie zum Beispiel Kapazitätsmechanismen und Markteingriffe, auf eine solide Grundlage stellen zu können, ist es wichtig, zuerst über ein nationales Resource Adequacy Assessment ein Lagebild zu erstellen. Bei einer möglichen künftigen Definition des Standards der Versorgungssicherheit (sogenannter „Zuverlässigkeitsstandard“) sind auch Indikatoren wie VOLL (Value of Lost Load) und CONE (Cost of New Entry) zu berücksichtigen, welche im Vorfeld eines nationalen Resource Adequacy Assessment vom jeweiligen Mitgliedstaat auf Basis der Erhebungen durch die Regulierungsbehörde gemäß der von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) genehmigten Methode bestimmt werden (Entscheidung Nr. 23/2020).<sup>86</sup> Der so ermittelte Zuverlässigkeitsstandard soll als Indikator der Versorgungssicherheit dienen und zur Interpretation der Ergebnisse des Adequacy Assessment angewendet werden. In einem künftigen Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) soll eine Rechtsgrundlage für die Durchführung eines nationalen Resource Adequacy Assessment geschaffen werden.<sup>87</sup> Die operative Durchführung hat durch den Regelzonenführer in enger Abstimmung mit der Regulierungsbehörde und dem BMK zu erfolgen. Das nationale Resource Adequacy Assessment hat dabei auf der in Art. 23 der Verordnung (EU) 2019/943 genannten Methode zu beruhen, welche durch ENTSO-E erstellt und durch ACER mit Entscheidung Nr. 24/2020 genehmigt wurde.

Die Ergebnisse des nationalen Resource Adequacy Assessment können in Folge zur Untersuchung möglicher Markt- und Fördermechanismen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit herangezogen werden. Einzuleitende Maßnahmen können etwa ergänzende Analysen beinhalten. Auf eine ausreichende Kommunikation mit den relevanten Stakeholdern ist dabei Rücksicht zu nehmen. Auf EU-rechtliche Pflichten wie den Umsetzungsplan gemäß Artikel 20 Abs. 3 in der Verordnung (EU) 2019/943 im Fall von Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen wird hingewiesen.

#### 4.3.1.7 Stärkung von Energiegemeinschaften

Eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft darf gemäß § 7 Abs. 1 Z 15a EIWOG 2010 Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugen, die eigenerzeugte Energie verbrauchen, speichern oder verkaufen. Weiters darf sie im Bereich der Aggregation tätig sein und andere Energiedienstleistungen erbringen. Mitglieder oder Gesellschafter einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft dürfen gemäß § 79 EAG natürliche Personen, Gemeinden,

86 ACER (Hg.): Entscheidung Nummer 23/2020 der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden vom 2. Oktober 2020 über die Methodologie für die Berechnung von Value of Lost Load, Cost of New Entry und den Zuverlässigkeitsstandard.

87 §130 Ministerialentwurf betreffend ein Bundesgesetz, mit dem ein Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz – EIWG) [...] erlassen werden soll, ME EIWG, 310/ME 27. GP.

Rechtsträger von Behörden in Bezug auf lokale Dienststellen und sonstige juristische Personen des öffentlichen Rechts oder kleine und mittlere Unternehmen sein.

Bürgerenergiegemeinschaften gemäß §§ 7 Abs. 1 Z 6a und 16b EIWOG 2010 verfügen über ähnliche Rechte wie Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, darüber hinaus dürfen sie für ihre Mitglieder Energiedienstleistungen, wie etwa Energieeffizienzdienstleistungen oder Ladedienstleistungen für Elektrofahrzeuge, erbringen. Eines der wesentlichen Differenzierungsmerkmale gegenüber der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft liegt in dem Umstand, dass die Bürgerenergiegemeinschaft nur elektrische Energie erzeugen, speichern, verbrauchen und verkaufen darf. Bürgerenergiegemeinschaften sind weder auf erneuerbare Quellen noch in geografischer Hinsicht beschränkt, da sie sich über die Konzessionsgebiete mehrerer Netzbetreiber in ganz Österreich erstrecken können, während die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ex lege eine rein lokale Ausrichtung aufweisen. Eine Teilnahme von Elektrizitätsunternehmen und Großunternehmen an Bürgerenergiegemeinschaften ist im Gegensatz zu den Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften rechtlich zulässig. Die Kontrolle innerhalb der Bürgerenergiegemeinschaft ist jedoch auf natürliche Personen, Gebietskörperschaften und kleine Unternehmen, sofern diese nicht die Funktion eines Elektrizitätsunternehmens wahrnehmen, beschränkt.

Sowohl Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften als auch Bürgerenergiegemeinschaften bieten den Mitgliedern Anreize zum Ausbau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten und Speicherlösungen. Beispielsweise können Anlagen von diesen gemäß § 80 Abs. 1 EAG bzw. § 16b Abs. 4 EIWOG 2010 sowie Teile der nicht von diesen verbrauchten Strommengen gemäß § 80 Abs. 2 EAG bzw. § 16b Abs. 5 EIWOG 2010 gefördert werden. Gemeinsam mit der abgestimmten Nutzung verfügbarer Erzeugungskapazitäten kann dadurch ein wichtiger Beitrag zum Ausbau der Erneuerbaren geleistet und Flexibilität geschaffen werden. Entsprechend ist es möglich, dass Teilnehmende an Energiegemeinschaften ihren Verbrauch stärker an den Zeiten für erneuerbare Stromerzeugung aus Anlagen der Gemeinschaft ausrichten. Die dadurch geringere Weitergabe von Last- und Erzeugungsspitzen an höhere Netzebenen kann einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Zur Stärkung der Energiegemeinschaften ist die Evaluierung, Fortsetzung und Weiterentwicklung von Anreizen zur erhöhten Nutzung dieses Instruments, wie etwa Netzentgeltbefreiungen, durch das BMK vorgesehen.

#### **4.3.1.8 Etablierung integrierter lokaler Energiesysteme und Netze**

Sektorkopplung, die Systemintegration erneuerbarer Energien und der Netzausbau sind parallel voranzutreiben. Dazu können auf lokaler Ebene integrierte Energiesysteme und Netze einen Beitrag leisten. Deren Umsetzung wird im Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) beschrieben und wird derzeit in sogenannten „Reallaboren“ erprobt. Das angestrebte Ziel des Projekts besteht darin, eine gesamtjährige (über das Ziel der bilanziellen Vollversorgung hinausgehende) 100%ige Versorgung lokal begrenzter Gebiete mit Strom aus erneuerbaren Quellen zu ermöglichen und gleichzeitig durch eine gesamtheitliche Betrachtung dieser Gebiete entstehende Flexibilitätspotenziale zu nutzen. Die Grundregeln von Liberalisierung und Entflechtung (die Trennung von

reguliertem Netzmonopol und liberalisiertem Markt) müssen dabei eingehalten werden. Durch die Entwicklung dieser integrierten lokalen Energiesysteme und Netze können die Effekte schwankender Stromerzeugung aus PV- und Windenergie abgefedert und nur reduziert an übergeordnete Netzebenen weitergegeben werden. Diese geringere Spürbarkeit von Last- und Erzeugungsspitzen auf überregionaler Ebene kann so zur Resilienz des Stromsystems beitragen.<sup>88</sup>

Technische Lösungen, wie sie etwa im Rahmen der oben genannten Reallabore ausgearbeitet werden, sowie gesammelte Erkenntnisse in Bezug auf Markt- und Geschäftsmodelle können zukünftig bei der Prüfung weiterer Maßnahmen, beispielsweise möglicher Anreizkonzepte, berücksichtigt werden. Regulatorische Rahmenbedingungen sollen durch die Regulierungsbehörde in Abstimmung mit dem BMK evaluiert und gegebenenfalls angepasst werden und der dauerhaften Etablierung integrierter lokaler Energiesysteme und Netze bis 2030 dienen.

### 4.3.2 Nutzung langfristiger Flexibilitäten im Stromsystem

Die Versorgungssicherheitsstrategie blickt über die Zielsetzung der rein bilanziellen Deckung des Gesamtstromverbrauchs Österreichs durch erneuerbaren Strom hinaus, da positive Residuallasten und Netzengpässe reduziert werden sollen. In Zeiten mit hohem Bedarf und/oder reduzierter Erzeugung aufgrund der Witterungsbedingungen, insbesondere während der Wintermonate, kann es notwendig werden, zusätzlichen Strom aus Speichern, der Verstromung fossiler oder biogener Energieträger oder durch zusätzliche Importe zu beziehen. Im Jahr 2023 betrug der durchschnittliche monatliche Bruttostromverbrauch im Sommerhalbjahr (April bis September) 5,5 TWh und stieg im Winter (Jänner bis März, Oktober bis Dezember) auf 6,3 TWh. Dem stand eine Stromerzeugung aus Erneuerbaren von durchschnittlich 5,3 TWh in den Sommermonaten und 4,4 TWh im Winter gegenüber.<sup>89</sup> Während diese Zahlen teilweise ein Ergebnis der natürlichen Marktallokation darstellen und das tatsächliche inländische Erzeugungspotenzial oftmals höher ist,<sup>90</sup> zeigt sich daraus dennoch ein Sommer-Winter-Verlagerungsbedarf. Der Stromverbrauch im Winter wird u. a. aufgrund der Elektrifizierung des Wärmesektors voraussichtlich weiter ansteigen. Ein bestmöglicher Einsatz der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien im Hinblick auf ihre zeitlich unterschiedlichen Erzeugungsleistungen ist anzustreben, um die Sicherstellung der winterlichen Lastdeckung weitgehend mit nationalen Ressourcen zu ermöglichen und Importnotwendigkeiten zu reduzieren. Durch die starken Zuwächse der erneuerbaren Energieträger werden sich überwiegend während des Sommerhalbjahres (April bis September) Erzeugungsüberschüsse ergeben,<sup>91</sup> da hier die erzeugungsstärkste Zeit von insbesondere PV- und Wasserkraft liegt. Die Erzeugungsprofile dieser Technologien könnten sich jedoch mit voranschreitendem Klimawandel künftig ändern. Die zeitliche Verlagerung von Stromüberschüssen in die

---

88 [ffg.at/Reallabore\\_AS2022](https://www.ifo.at/Reallabore_AS2022), abgerufen am 6.7.2023.

89 E-Control (Hg.): Betriebsstatistik 2023, Wien 2024.

90 E-Control (Hg.): Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023, Wien 2023, S. 19.

91 E-Control (Hg.): Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023, Wien 2023, S. 41.

Wintermonate hat in möglichst effizienter Form zu erfolgen. Dagegen kann die Erzeugungsleistung von Windkraft- und Biomasseanlagen auch im Winter effizient genutzt werden und spielt daher eine wichtige Rolle im Rahmen der Versorgungssicherheit. Durch einen stärkeren Ausbau von Windkraftanlagen und den jahreszeitlich erhöhten Einsatz von Biomasse kann der Beitrag erneuerbarer Erzeugungskapazitäten im Winter zur Bedarfsdeckung gesteigert werden.

#### **4.3.2.1 Erstellung eines Gesamtkonzepts zur Nutzung saisonaler Flexibilitäten und Verlagerungsmöglichkeiten**

Analysen der AEA zum Speicherbedarf für das Stromsystem bei 100 % bilanziell erneuerbarer Stromerzeugung gehen von einem saisonalen Flexibilitätsbedarf von insgesamt etwa 11 TWh für 2030 aus, das entspricht einer maximal notwendigen Leistung von 9.500 MW.<sup>92</sup> Eine monatliche Betrachtung ist im Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023 der Regulierungsbehörde enthalten. Dieser zufolge wurde für das Jahr 2030 im Sommer ein Erzeugungsüberschuss von bis zu 2 TWh monatlich und im Winter ein Residualbedarf von bis zu 1,9 TWh monatlich ermittelt.<sup>93</sup> Um diesen energetischen Verlagerungsbedarf zu decken, soll neben der Aufrechterhaltung bestehender Speicherinfrastruktur die Entwicklung und Etablierung innovativer Speicherlösungen forciert werden. Die Übertragung der Überschüsse von Strom aus erneuerbaren Quellen aus dem erzeugungsstarken Sommer in den verbrauchsintensiven Winter kann insbesondere durch Speicherung und verlagerte Erzeugung erfolgen. Der Klima- und Energiefonds fördert mit dem Programm „Großspeicheranlagen“ bereits systemnützliche Strom- und Wärmespeicheranlagen, die eine effektivere Nutzung von erneuerbaren Energien ermöglichen. Dazu steht ein Budget von 75 Mio. Euro zur Verfügung, um die Marktdurchdringung dieser Technologien zu unterstützen und so zur Stabilisierung des Stromnetzes der Zukunft beizutragen.<sup>94</sup>

Die im Rahmen des Reformpakets über das europäische Strommarktdesign beschlossenen Änderungen der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt sehen die regelmäßige verpflichtende Bewertung des Flexibilitätsbedarfs auf Ebene der Mitgliedstaaten vor. Dabei ist zumindest der saisonale, tägliche und stündliche Flexibilitätsbedarf unter verschiedenen Annahmen hinsichtlich der Strommarktpreise, der Erzeugung und der Nachfrage zu untersuchen, zudem sind die Flexibilitätsquellen zu berücksichtigen, von denen zu erwarten ist, dass sie in anderen Mitgliedstaaten verfügbar sein werden. Die nationale Umsetzung dieser Vorgabe soll durch das künftige EIWG eine gesetzliche Grundlage erhalten. Über die Vorgaben der reformierten Elektrizitätsbinnenmarktverordnung hinaus soll dort eine Erhebung der Potenziale nicht fossiler Flexibilitätsressourcen, wie Laststeuerung und Energiespeicherung, einschließlich

---

92 [eeg.tuwien.ac.at/fileadmin/user\\_upload/energiegespraeche/egs181002\\_pauritsch.pdf](https://eeg.tuwien.ac.at/fileadmin/user_upload/energiegespraeche/egs181002_pauritsch.pdf), abgerufen am 6.7.2023.

93 E-Control (Hg.): Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023, Wien 2023, S. 41.

94 Klima- und Energiefonds: Leitfaden Großspeicheranlagen, Wien 2024.

Aggregation und Interkonnektion vorgesehen werden. Dadurch wird eine umfangreiche, regelmäßige und verpflichtende Erhebung des Flexibilitätsbedarfs und der verfügbaren Flexibilitätspotenziale, sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilungsebene, ermöglicht, ebenso die Bewertung der Barrieren für Flexibilität am Markt und das Erstellen von Vorschlägen für entsprechende Entlastungsmaßnahmen und Anreize, einschließlich Vorschläge zur Beseitigung regulatorischer Hindernisse und für mögliche Verbesserungen auf den Märkten und der Dienste oder Produkte für den Netzbetrieb.

Die Potenziale für saisonale Flexibilitäten und Verlagerungen setzen sich insbesondere aus den folgenden Bereichen zusammen:

- Der Nutzung der in Kapitel 4.1.3.1 thematisierten Stromspeichertechnologien für eine langfristige Stromspeicherung. Die größten langfristigen Speicherpotenziale werden derzeit im Bereich der chemischen Speicher angenommen und sind von der möglichen Kapazität an Elektrolyseuren zur Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff sowie der künftig verfügbaren Leitungs- und Speicherkapazität für Wasserstoff und synthetisches Gas abhängig. Forschungsprojekte in Gaskraftwerken wurden bereits durchgeführt, so wurde beispielsweise 2023 im Kraftwerk Wien-Donaustadt im Probetrieb Wasserstoff dem normalerweise eingesetzten Energieträger Erdgas mit einem Anteil von 15 % beigemischt.<sup>95</sup> Aufgrund des geringeren Wirkungsgrades in diesem Bereich sollte Wasserstoff primär in energieintensiven, schwer zu elektrifizierenden Industrieprozessen und als flexible Ressource für Netzstabilität und Ausgleich von Residuallasten Einsatz finden. Darüber hinaus wären die Potenziale eines Einsatzes anderer Speichertechnologien wie etwa Batterie- oder Pumpspeicher für eine saisonale Speicherung zu evaluieren. Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss und entsprechender Speicherdimensionierung könnten zur langfristigen Flexibilitätsbereitstellung herangezogen werden, wodurch sich jedoch die Volllaststunden und die Nutzung zur kurzfristigen Energiespeicherung reduzieren würden.
- Der teilweisen Verlagerung der Stromerzeugung aus speicher- bzw. lagerbaren erneuerbaren Energieträgern (insbesondere Biomasse und Biomethan) in die Wintermonate. Biomasse stellt derzeit mit einer jährlichen Erzeugung von ca. 17 PJ bzw. 5 TWh die drittgrößte Quelle erneuerbarer Stromerzeugung in Österreich dar.<sup>96</sup> Durch die Setzung gezielter Anreize könnte ein Übergang von einer rein marktgetriebenen, ganzjährigen Stromerzeugung aus Biomasse und Biomethan hin zu einer primär jahreszeitabhängigen Verstromung erzielt werden. Dadurch ließe sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen während der Wintermonate steigern. Das betrifft vorwiegend die mögliche Substituierung von Biomasse und Biomethan in der Fernwärmeerzeugung von Energieversorgungsunternehmen (und

---

<sup>95</sup> [wienenergie.at/pressrelease/gruenes-kraftwerk-wiener-gasturbine-bereit-fuer-wasserstoff](https://www.wienenergie.at/pressrelease/gruenes-kraftwerk-wiener-gasturbine-bereit-fuer-wasserstoff), abgerufen am 6.7.2023.

<sup>96</sup> Umweltbundesamt (Hg.): Energie- und Treibhausgas-Szenario Transition 2040, Wien 2023, S. 73.

damit einhergehend der Stromerzeugung in KWK-Anlagen) durch Wärmepumpen zur Wärmeerzeugung im Sommer, wodurch eine erhöhte Einlagerung und energetische Nutzung von Biomasse und Biomethan im Winter erfolgen könnte.

- Der Nutzung von sonstigen Energiespeichern, insbesondere Wärmespeichern, soweit diese im Rahmen der Sektorkopplung eine potenzielle Reduktion des Strombedarfs im Winter durch den reduzierten Einsatz strombetriebener Anlagen ermöglichen. KWK-Anlagen stellen eine wichtige Flexibilität auf dem Strommarkt dar. Durch die Nutzung von Wärmespeichern können Strom- und Wärmeerzeugung entkoppelt und KWK-Anlagen flexibler betrieben werden.<sup>97</sup> Darüber hinaus kann die thermische Energiespeicherung die Integration von Strom aus erneuerbaren Energiequellen erleichtern, den Ausbaubedarf von Stromerzeugungskapazitäten reduzieren und die Energieeffizienz des Systems erhöhen.<sup>98</sup>

Aufbauend auf den Ergebnissen der Erhebung werden im nächsten Schritt Vorschläge für Handlungsoptionen sowie benötigte regulatorische bzw. rechtliche Rahmenbedingungen dargelegt und entsprechende Umsetzungsmöglichkeiten thematisiert – wie etwa Marktanreize, soweit die unterschiedlichen Strommarktpreise im Sommer und Winter als Anreiz nicht ausreichen.

### 4.3.3 Demand Side Management

Demand Side Management beschreibt die Steuerung der Stromnachfrage durch aktives Systemmanagement vor allem im Verkehrs-, Gebäude- und Industriebereich zur Nutzung von nachfrageseitigen Flexibilitäten. Diese Steuerung kann durch das gezielte Ab- und Zuschalten von Lasten aufgrund von Marktsignalen erfolgen, wie durch den Einsatz flexibler Tarife oder durch vertragliche Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und dem Bereitsteller der Flexibilitäten.<sup>99</sup> Mit der Nutzung nachfrageseitiger Flexibilitäten kann die teilweise Behebung von Netzengpässen adressiert werden, insbesondere durch die zeitliche Verschiebung von Verbrauchsspitzen. Strukturellen Netzengpässen muss langfristig durch andere Maßnahmen, unter anderem mit einer Erhöhung der Netzkapazität durch Optimierung oder mit dem weiteren Netzausbau, begegnet werden.<sup>100</sup>

Durch die zunehmende Zahl elektrischer Verbraucher im Verteilernetz entsteht ein großes theoretisches Flexibilitätspotenzial – etwa, indem der Stromverbrauch zeitlich verschoben wird, um Lastspitzen zu reduzieren. Um diese Flexibilitätspotenziale zu heben, muss jedoch eine gezielte Koordinierung des Verbrauchs stattfinden.<sup>101</sup> Neben

---

97 TU Wien (Hg.): Energy Economics Group: Stromzukunft Österreichs 2030, S. 31.

98 European Commission, Energy Transition Expertise Centre (Hg.): Study on Energy Storage, EU 2023, S. 155.

99 ENTSO-E (Hg.): TSO-DSO REPORT: An Integrated Approach to Active System Management, Brüssel 2019, S. 6.

100 BMK (Hg.): Maßnahmen zur Reduktion struktureller Netzengpässe nach dem Action Plan gemäß Art. 15 der Verordnung (EU) 2019/943, Wien 2020, S. 10.

101 [ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/flexibilitaet-im-verteilnetz-was-bewirken-verschiedene-ladekonzepte-fuer-elektrofahrzeuge](https://ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/flexibilitaet-im-verteilnetz-was-bewirken-verschiedene-ladekonzepte-fuer-elektrofahrzeuge), abgerufen am 6.7.2023.



Maßnahmen zur gesicherten Verbrauchsdeckung bzw. Deckung des Residuallastgangs durch aufbringungsseitige Flexibilitäten stellt auch die Reduktion von Spitzenlasten durch Verbrauchssteuerung ein wesentliches Werkzeug zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit dar. Insbesondere bieten jüngste Entwicklungen, wie die Elektrifizierung im Verkehrssektor oder der Einsatz smarterer Technologien im Industrie- und Gebäudebereich, eine Chance für effektive Eingriffe zur gezielten Verschiebung und Abflachung von Lastspitzen. Sowohl aufbringungsseitig (vgl. Kapitel 4.3.1.4 und 5.3.4) als auch lastseitig ist ein netz- und systemdienlicher Einsatz der vorhandenen Flexibilitäten entscheidend. Auf diese Thematik wird auch in Kapitel 5.3.4 eingegangen.

In den nachfolgenden Unterkapiteln werden einige konkrete Anwendungen des Demand Side Management genauer beschrieben, die im österreichischen Kontext der Versorgungssicherheit bedeutsam sind, und mögliche Maßnahmen zur Ausschöpfung der Flexibilitätpotenziale identifiziert. Die Umsetzung von Maßnahmen des Demand Side Management sollte anhand der durch die European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) verfassten „Framework Guideline on Demand Response“ erfolgen. Ein darauf aufbauender „Network Code Demand Response“ befindet sich mit Stand Juni 2024 in Vorbereitung und wird ein Regelwerk zur Integration von Demand Response und anderen Flexibilitäten enthalten. Dieses beschreibt umfassend die zukünftig notwendigen technischen, organisatorischen und regulatorischen Voraussetzungen für nachfrageseitige Optimierungen.<sup>102</sup>

#### **4.3.3.1 Potenzialanalyse von Grid2Vehicle- und Vehicle2Grid-Kapazitäten**

Die Ambitionen für den Bestand an Elektrofahrzeugen sind seit dem European Green Deal der Europäischen Kommission und den darauf aufbauenden nationalen Zielsetzungen<sup>103</sup> hoch. So sollen mindestens 1,6 Mio. vollelektrische PKW bis zum Jahr 2030 in Österreich zugelassen sein. Der Anteil an elektrischen Fahrzeugen im Personenverkehr (PKW, Busse, leichte Nutzfahrzeuge) wird stetig steigen und könnte gemäß einer Studie der österreichischen Energieagentur<sup>104</sup> bis 2030 27% betragen, was einen zusätzlichen Endverbrauch elektrischer Energie von bis zu 4,7 TWh pro Jahr bedeuten kann und zu Lastspitzen der Ladevorgänge von bis zu 1 GW führen könnte. Ohne den Einsatz von Flexibilitätsmechanismen könnte sich der hohe Strombedarf durch das Laden von elektrischen Fahrzeugen während der Spitzenlastzeiten negativ auf die Netzstabilität auswirken. Das Ladeverhalten bis 2030 soll heterogen und marktpreisabhängig sein, damit es zu Verschiebungen des Zeitpunkts der Ladevorgänge beitragen kann. Die Erhöhung des Verbrauchs bzw. die Reduktion von Erzeugung wird negative Flexibilität

---

102 ACER (Hg.): Framework Guideline on Demand Response, Ljubljana 2022.

103 Siehe „Mobilitätsmasterplan 2030“ und „Sofortprogramm Erneuerbare Energien in der Mobilität“, [bmk.gv.at/themen/mobilitaet/alternative\\_verkehrskonzepte/elektromobilitaet/publikationen/sofortprogramm.html](https://bmk.gv.at/themen/mobilitaet/alternative_verkehrskonzepte/elektromobilitaet/publikationen/sofortprogramm.html), zuletzt abgerufen am 24.10.2024. [bmk.gv.at/themen/mobilitaet/mobilitaetsmasterplan/mmp2030.html](https://bmk.gv.at/themen/mobilitaet/mobilitaetsmasterplan/mmp2030.html), zuletzt abgerufen am 24.10.2024.

104 E-Control (Hg.): Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023, Wien 2023, S. 36.

genannt. Diese kann immer dann benötigt werden, wenn aus Sicht der Netzauslastung oder der Frequenz zu viel erzeugt bzw. zu wenig verbraucht wird.

Das verfügbare Potenzial negativer Flexibilitäten von Elektrofahrzeugen zur Erreichung dieses Ziels wird von der Studie „Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs“ bis 2030 mit österreichweit etwa 300 MW zu Spitzenzeiten eingeschätzt, allerdings an unterschiedlichen Orten (beispielsweise am Wohnsitz oder Arbeitsplatz) und zu unterschiedlichen Uhrzeiten.<sup>105</sup> Eine Evaluierung von möglichen Maßnahmen, insbesondere bezüglich Tarifgestaltung und Netzentgeltgestaltung zur Ausschöpfung dieser Potenziale, soll regelmäßig durch die Regulierungsbehörde unter Einbindung des BMK erfolgen.

Durch smartes Laden kann eine zeitweise Reduzierung der Ladeleistung oder völlige Unterbrechung des Ladevorgangs erfolgen; dadurch kann die Last im Stromnetz verringert werden. Die technische Möglichkeit zur Leistungsregelung bei ladenden Elektrofahrzeugen ist vorhanden, die Schaffung von regulatorischen Grundlagen zur Nutzung dieser Potenziale ist im Sinne der Versorgungssicherheit fortzusetzen. Entsprechende Ansätze für eine geeignete Netztarifierung sind im Konzept „Tarife 2.1“ der Regulierungsbehörde bereits enthalten.<sup>106</sup> Des Weiteren werden die Ergebnisse der Studie „Zero Emission Mobility Power System Integration (ZEMPSI)“ bezüglich Smart-Charging-Anwendungen nach Projektabschluss Ende Januar 2024 durch das BMK evaluiert. Insbesondere wird dort auf die vorhandenen und noch zu setzenden Anreize für netzdienliches Laden eingegangen und es wird ermittelt, welche Regelungen für die großflächige Integration von Ladeinfrastrukturen in das Stromnetz notwendig sind und umgesetzt werden müssen.<sup>107</sup>

E-Fahrzeuge können darüber hinaus zur Bereitstellung positiver Flexibilitäten genutzt werden, um kurzfristig Energie aus der Batterie in das Netz abzugeben (Vehicle-to-Grid/V2G), wenn das zur Sicherung der Netzstabilität oder im Rahmen des Eigenverbrauchs der Haushalte (Vehicle-to-Home) nötig ist. Das verfügbare Potenzial von Elektrofahrzeugen für positive Regelenergie wird von der Studie „Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs“ bis 2030 noch als gering eingeschätzt. Hinsichtlich der Voraussetzungen für die künftige Nutzung des technischen Potenzials von Grid2Vehicle und Vehicle2Grid wurden in der Studie „Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030“ folgende Parameter als relevant eingestuft:

---

105 AIT (Hg.): Studie Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030, Wien 2022, S. 38 ff.

106 E-Control (Hg.): Tarife 2.1 Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich, Wien 2021.

107 [energieinstitut-linz.at/project/zero-emission-mobility-power-system-integration](https://energieinstitut-linz.at/project/zero-emission-mobility-power-system-integration), abgerufen am 6.7.2023.

- Implementierung von „Smart Charging“ im Fahrzeug wie auch der Ladestelle;
- „Service Level Agreement“ zwischen Hersteller und E-Auto-Besitzer:innen;
- entsprechende Produkte bzw. Services (tarifgesteuert oder ähnlich);
- Pooling von E-Autos für den zuverlässigen Abruf von Flexibilität.

Entwicklungen in diesen Bereichen werden durch das BMK weiter beobachtet. Für den Einsatz negativer flexibler Lasten im Demand Side Management durch Elektrofahrzeuge werden die Rahmenbedingungen bzw. Anreize evaluiert. Für Grid2Vehicle sind insbesondere Konzepte bezüglich Tarifgestaltung und Netzentgeltgestaltung zur Ausschöpfung der negativen Flexibilitätspotenziale zu prüfen.

#### 4.3.3.2 Nutzung von Nachfrageflexibilitäten im Gebäudebereich

Zur Glättung der Nachfragespitzen, aber auch zur Nutzung von überschüssiger Erzeugung erneuerbarer Energien bietet sich im Gebäudebereich der Einsatz digitalisierter Anwendungen und digitaler Messgeräte an. So ermöglichen etwa Smart Meter mit ihren Kommunikationsmöglichkeiten über den Einsatz flexibler Strompreise eine freiwillige Anpassung des Verbrauchs auf Basis der aktuellen Netzsituation. Über eine Gebäudeautomatisierung durch digitale Anwendungen ist eine hohe Reduktion des Energieverbrauchs möglich, insbesondere bei gewerblich genutzten Gebäuden. Dafür werden digitale Technologien zur Überwachung, Analyse, Steuerung, Automatisierung und Optimierung von Gebäudeleittechniksystemen wie Heizung, Lüftung, Klimaanlage und Beleuchtung genutzt.<sup>108</sup> Weiters können Haushalte durch Verbrauchsfeedback über ein In-Home-Display beziehungsweise ein Webportal angeregt werden, den Strombedarf zu senken. Dies geschieht üblicherweise nur im niedrigen einstelligen Prozentbereich.<sup>109</sup> Darüber hinaus werden durch das BMK die Möglichkeiten zur Setzung von Anreizen für Haushaltkund:innen für die Bereitstellung von Flexibilitäten evaluiert.

Der Mehrwert des flächendeckenden Einsatzes von Smart Meter für die Versorgungssicherheit kann vorwiegend anhand von zwei Kenngrößen beurteilt werden: den Einsparungen im Gesamtenergieverbrauch und der Spitzenlastverschiebung. 2014 wurden von Österreich im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analysen für Smart Meter folgende Einsparungen und Verschiebungen angenommen: 3,5 % Energieeinsparungen des Gesamtenergieverbrauchs, 2,5 % Spitzenlastverschiebung.<sup>110</sup> Diese Einschätzungen decken sich im Wesentlichen mit jenen der anderen EU-Mitgliedstaaten. Dies erfordert jedoch unter anderem die von Kund:innen zu genehmigende Möglichkeit der Auslesung und Nutzung von ¼-Stunden-Messwerten für die Verwendung bei Netzausbau- und -anschlussfragen und der Durchführung betrieblicher Optimierungen (Opt-in). Darüber hinaus werden die

108 AEA (Hg.): Auswirkungen der Digitalisierung auf Energieverbrauch und Klima in Österreich, Wien 2022, S. 11 und S. 14.

109 AEA (Hg.): Smart Metering. Die Auswirkungen von Feedback auf das Energieverhaltensverhalten, Wien 2012, S. 2 ff.

110 Europäische Kommission (Hg.): Cost-benefit Analyses & State of Play of Smart Metering Deployment in the EU-27, Brüssel 2014, S. 35.

Smart-Meter-Daten künftig eine wichtige Rolle bei der Durchführung eines laufenden Netzmonitorings und von Netzsicherheitsanalysen durch den Verteilernetzbetreiber spielen. Mögliche Maßnahmen zur Erhöhung der Opt-in-Quote sind im Rahmen des gemäß § 2 Abs. 1 Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)<sup>111</sup> durch die Regulierungsbehörde zu erstellenden Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich<sup>112</sup> zu evaluieren. Die Ausrollung der Smart Meter und die Übermittlung der ¼-Stunden-Messwerte soll durch den Beschluss eines neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) beschleunigt werden. Haushaltskund:innen werden weiterhin über die Möglichkeit verfügen, der Speicherung und Übertragung zu widersprechen (Opt-out).

Ein flexibles Verbraucherverhalten, z. B. durch die bewusste Nutzung von Haushaltsgeräten und Wärmepumpen in einem Ausmaß, in dem Komfortverluste für die Endverbraucher:innen vermieden werden, kann ebenfalls zu Einsparungen im Gesamtstromverbrauch bzw. zur Spitzenlastverschiebung beitragen. So sind gemäß durchgeführten Studien bei der smarten Steuerung von Wärmepumpen Lastverschiebungen von mehreren Stunden möglich. Allerdings wird angenommen, dass derzeit maximal 1% der installierten Wärmepumpen strompreisgeführt betrieben werden.<sup>113</sup> Als Maßnahme werden durch das BMK in Zusammenarbeit mit den relevanten Stakeholdern Anreize geprüft, um bis 2030 diesen Anteil und damit das verfügbare Flexibilitätspotenzial zu erhöhen, beispielsweise durch die Implementierung flexibler Tarife (vgl. Kapitel 5.3.4.2 „Flexibilitätssteuerung durch die Ausgestaltung der Systemnutzungsentgelte“).

#### **4.3.3.3 Nutzung von Flexibilitätspotenzialen im Industriebereich**

Auch im Industriebereich können durch die gezielte Steuerung von Anlagen über smarte Technologien Flexibilitätspotenziale verwirklicht werden. Die Studie „Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030“ betrachtet flexibilisierbare Prozessschritte in Industriesektoren, insbesondere in der Papier- und Zellstofferzeugung, Chemie und Petrochemie, Eisen- und Stahlerzeugung sowie im Sektor Steine, Erden und Zement. Diesen können über 60% des industriellen Endenergieverbrauchs zugeordnet werden. Die gesamte installierte Leistung in flexibilisierbaren Prozessschritten beträgt für diese Sektoren knapp 1.000 MW.<sup>114</sup> Des Weiteren wurden in der Studie industrielle Stromerzeugungsanlagen zur Eigenverbrauchsabdeckung wie etwa Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke betrachtet; dabei wurde ein aktuelles theoretisches Flexibilisierungspotenzial von 100 bis 200 MW festgestellt. Die Studie geht davon aus, dass

---

111 Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO), BGBl. II Nr. 138/2012, zuletzt geändert durch BGBl. II Nr. 9/2022.

112 [e-control.at/publikationen/publikationen-strom/berichte#p\\_p\\_id\\_com\\_liferay\\_journal\\_content\\_web\\_portlet\\_JournalContentPortlet\\_INSTANCE\\_UISHVsZOOxaR\\_](https://e-control.at/publikationen/publikationen-strom/berichte#p_p_id_com_liferay_journal_content_web_portlet_JournalContentPortlet_INSTANCE_UISHVsZOOxaR_), abgerufen am 16.1.2023.

113 Vgl.: AIT (Hg.): Studie Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030, Wien 2022, S. 30 ff.

114 AIT (Hg.): Studie Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030, Wien 2022, S. 43 ff.

dieses Potenzial in den kommenden Jahren durch die zunehmende Dekarbonisierung der Industrie weiter steigen wird.<sup>115</sup> Eigenstromerzeugungsanlagen können für positive und negative Flexibilitäten genutzt werden. Als Maßnahme wird durch das BMK in Zusammenarbeit mit den relevanten Stakeholdern eine Reduktion der technischen, regulatorischen und rechtlichen Hindernisse geprüft, um die (teil-)automatisierte Nutzung der Flexibilitäten von Industrieunternehmen in naher Zukunft zu ermöglichen.

Zur Erschließung zusätzlicher Flexibilitäten beim Engpassmanagement werden die Möglichkeiten der Einbindung von Industrie und Aggregatoren in das Regime der Redispatch-Maßnahmen und diesbezügliche Bestrebungen in Forschung und Wirtschaft evaluiert. Vom Regelzonenführer APG, diversen Netzbetreibern, AIT, der TU Wien und Industrieunternehmen werden etwa im Rahmen des Programms „Industry4Redispatch“ Lösungen für die Bereitstellung von Flexibilität auf der Nachfrage- und Angebotsseite für Redispatch entwickelt. Der Einsatz eines vorausschauenden und ganzheitlichen Steuerungskonzepts für industrielle Energieversorgungssysteme soll demonstriert werden, durch intelligente Planung soll der Strombezug eines Unternehmens optimiert und das Flexibilitätpotenzial für Redispatch ermittelt werden. Im Rahmen des Projekts werden daher technische, regulatorische, wirtschaftliche und organisatorische Voraussetzungen für die Umsetzung der Redispatch-Anforderungen, das notwendige Zusammenspiel sowie die Optimierung und Steuerung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreibern untersucht.<sup>116</sup> Auf Basis der aus dem Projekt gewonnenen Erkenntnisse können mögliche noch zu setzende Anreize und zu schaffende bzw. zu adaptierende Rahmenbedingungen evaluiert werden.

---

115 AIT (Hg.): Studie Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030, Wien 2022, S. 58.

116 [nefi.at/de/projekt/industry4redispatch](https://nefi.at/de/projekt/industry4redispatch), abgerufen am 7.7.2023.

# 5 Stabile Netze als Voraussetzung für die Versorgungssicherheit

## 5.1 Netzentwicklung als essenzieller Bestandteil der Versorgungssicherheit

Um den wachsenden Anteil dezentraler erneuerbarer Stromerzeugung im Energiesystem bewältigen zu können sowie den steigenden Verbrauch zu decken, muss die Netzinfrastruktur entsprechend adaptiert werden. Dabei sind nicht nur die Energiemengen der Stromaufbringung und des Stromverbrauchs zu betrachten, sondern v.a. auch die Kapazitäten und auftretenden Leistungen in den Übertragungs- und Verteilernetzen. Im integrierten österreichischen Netzinfrstrukturplan werden dazu die künftigen Infrastrukturerfordernisse, insbesondere im Übertragungsnetz, untersucht, um den Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung mit dem notwendigen Ausbau der Energieinfrastruktur zu koordinieren.

### 5.1.1 Aktuelle Situation und Rückblick

Die gegenständlichen Unterkapitel widmen sich der Darstellung des Status quo sowie einer Vergangenheitsbetrachtung der österreichischen Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur.

#### 5.1.1.1 Situation Übertragungsnetz

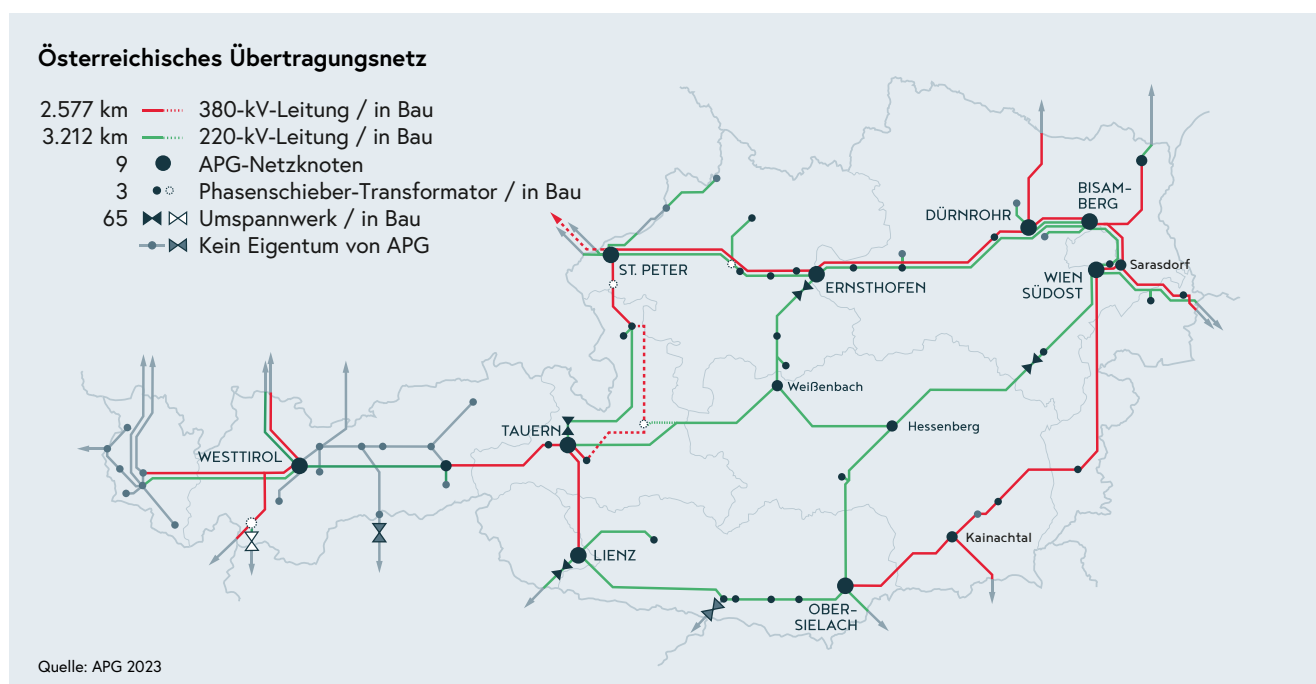
Das österreichische Übertragungsnetz wurde in den letzten zehn Jahren kontinuierlich ausgebaut. Es umfasst 380-kV-, 220-kV- und 110-kV-Leitungen mit einer Trassenlänge von rund 3.500 Kilometern und einer Systemlänge von fast 7.000 Kilometern sowie rd. 65 Umspannwerke. Die APG ist für die Planung und Realisierung der Netzausbauprojekte und zudem als Regelzonenführer für die Frequenzhaltung und Betriebsführung des Stromübertragungsnetzes verantwortlich. Für den Betrieb des Übertragungsnetzes sind APG und die Vorarlberg Übertragungsnetz GmbH (VÜN) zuständig.<sup>117</sup>

Abbildung 17 zeigt, wie Österreich mit seinen Nachbarländern durch das grenzüberschreitende Übertragungsnetz verbunden ist. Österreich steht in engem Austausch mit seinen angrenzenden Nachbarländern. Einzig mit der Slowakei besteht derzeit keine Netzverbindung und damit auch keine direkte Möglichkeit, elektrische Energie

---

<sup>117</sup> APG (Hg.): Netzentwicklungsplan 2023 für das Übertragungsnetz von Austrian Power Grid AG (APG), Wien 2023, S.21.

auszutauschen.<sup>118</sup> Der Regelzonenführer ist ebenfalls für den Betrieb und den Ausbau der die Ländergrenzen überschreitenden Leitungsverbindungen (sog. Kuppelleitungen auf österreichischer Seite) verantwortlich, wodurch Stromimporte und -exporte realisiert werden können. Durch die Vernetzung mit den Nachbarländern können u. a. Erzeugungs- und Lastspitzen ausgeglichen werden. Dadurch steigt die Versorgungssicherheit nicht nur in Österreich, sondern auch im grenzüberschreitenden, europäischen Raum.<sup>119</sup> ENTSO-E, ein europaweiter Verband von Übertragungsnetzbetreibern, simuliert in regelmäßigen Abständen, wie der europäische Strommarkt auf diverse Situationen reagiert. Siehe hierzu nähere Details in Kapitel 6 „Relevante Aspekte auf EU-Ebene“. Für Österreich wird im NIP für das Jahr 2025 eine grenzüberschreitende Übertragungskapazität von insgesamt 10,05 GW angenommen. Für das Jahr 2030 wird unter Bezugnahme auf ENTSO-E ein Bedarf an erforderlicher grenzüberschreitender Übertragungskapazität von 16,85 GW und für das Jahr 2040 von 19,85 GW errechnet.<sup>120</sup> Ein rascher Ausbau der Kapazitäten ist daher von hoher Priorität.



Bestehende 380-kV-Leitungen verbinden derzeit Ost- und Zentralösterreich zwischen den Umspannwerken Wien Südost–Bisamberg–Sankt Peter sowie Ost- und Südösterreich zwischen Wien Südost und Obersielach. Weitere 380-kV-Verbindungen bestehen zwischen Lienz–Tauern und dem Umspannwerk Zell am Ziller. Die geplante Lückenschließung

Abbildung 17: Österreichisches Übertragungsnetz

118 BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan, Wien 2024, S.23.

119 [apg.at/stromnetz/europa](http://apg.at/stromnetz/europa), abgerufen am 6.7.2023.

120 BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan, Wien 2024, S. 67.

zwischen dem Umspannwerk Tauern und Sankt Peter erfolgt mit der in Bau befindlichen „380-kV-Salzburgleitung“.<sup>121</sup>

Die Netzplanung des Regelzonenführers basiert prinzipiell auf dem NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Ausbau) und soll vor allem die Leistungsfähigkeit der Transportkapazitäten umweltschonend steigern. Ebenso verfolgt der Ansatz nachhaltige Überlegungen zur Umweltverträglichkeit und zu volkswirtschaftlichen Kosten. Die Handlungsoptionen umfassen unter anderem die Optimierung der Betriebsführung, Erneuerungen bzw. Modernisierungen, Netzverstärkungen und Verbesserungen von bestehenden Anlagen und Trassen. Erst im nächsten Schritt werden Maßnahmen zum Netzausbau auf neuen Trassen vorgenommen.<sup>122</sup> Dieses Prinzip wird auch den Analysen im NIP zugrunde gelegt, sodass ein im NIP identifizierter Stromtransportbedarfskorridor nicht in jedem Fall einen Leitungsneubau bedeutet.<sup>123</sup> Damit die Ausweitung des bestehenden Übertragungsnetzes schneller voranschreitet, ist die Verkürzung und Vereinfachung von gewissen Behördenverfahren sinnvoll. Einen Beitrag dazu leistet auch die Darstellung von Infrastrukturprojekten mit überragendem öffentlichen Interesse, die im NIP erfolgt. Im Kapitel 5.3.2.3 „Vereinfachung von Behördenverfahren“ wird detaillierter auf die Verfahrensschritte sowie die zugehörige Rechtsmaterie eingegangen. Durch die Novelle des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes 2000 (UVP-G 2000)<sup>124</sup> wurde im Frühjahr 2023 ein relevanter Schritt gesetzt, indem Maßnahmen zur Steigerung der Verfahrenseffizienz implementiert wurden, insbesondere Möglichkeiten zu deren besserer Strukturierung. Aktuell werden weitere Verfahrenserleichterungen für nicht UVP-pflichtige Erzeugungsanlagen mit dazugehöriger Netzinfrastruktur durch das BMK überprüft. Auch die Einrichtung einer einheitlich zuständigen Genehmigungsstelle (One-Stop-Shop) wird in Erwägung gezogen. Für raschere Genehmigungsprozesse muss damit gerechnet werden, dass bei den zuständigen Behörden zusätzliches qualifiziertes Fachpersonal und eine höhere Budgetausstattung erforderlich sein werden.

Zur Integration der zukünftigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und der Deckung des wachsenden Stromverbrauchs bedarf es eines zielgerichteten und zukunftsorientierten Netzausbaus entsprechend den dem NIP zugrunde gelegten Modellierungen. Zusätzliche Flexibilitäten sollen zukünftig eine relevante Rolle für den Systembetrieb einnehmen. Diese können einerseits durch eine Flexibilisierung des Stromverbrauchs der Endabnehmer:innen und andererseits durch den Einsatz von Stromspeichern und regelbaren Kraftwerken erzielt werden. Zum Beispiel tragen Pumpspeicherkraftwerke wesentlich dazu bei, Schwankungen abzufedern. Daneben werden

---

121 BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan, Wien 2024, S. 22.

122 APG NOVA-Prinzip: Netz-Optimierung vor Ausbau. [apg.at/stromnetz/netzausbau](https://apg.at/stromnetz/netzausbau), zuletzt abgerufen am 24.10.2024.

123 BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan, Wien 2024, S. 148.

124 Bundesgesetz über die Prüfung der Umweltverträglichkeit (Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 – UVP-G 2000), StF: BGBl. Nr. 697/1993, zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 26/2023.



im NIP auf Übertragungsnetzebene Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) sowie Großbatterien, flexibel einsetzbare Großwärmepumpen und Elektrolyseure berücksichtigt.<sup>125</sup>

Die aktuellen Instrumente, wie etwa Maßnahmen im Zusammenhang mit dem Engpassmanagement, sind entscheidend, um die Resilienz des österreichischen Stromnetzes und so ein hohes Maß an System- und Versorgungssicherheit zu erhalten. Der Netzausbau und die Nutzung zusätzlicher Flexibilitäten haben unter anderem das Ziel, in Zukunft das erforderliche Engpassmanagement so weit wie möglich zu reduzieren. Ein derzeit wichtiges Instrument zum Engpassmanagement stellt die Netzreserve dar, in deren Rahmen durch die APG zusätzliche Erzeugungsleistung oder reduzierbare Verbrauchsleistung kontrahiert wird. Alternative Mechanismen, welche die Netzreserve mittelfristig ablösen könnten, werden durch das BMK in Zusammenarbeit mit Regulatorienführer und Regulierungsbehörde geprüft.

### 5.1.1.2 Situation Verteilernetze

Die Verteilernetze in Österreich umfassen derzeit Leitungen mit einer Systemlänge von insgesamt ca. 260.000 km, die von 122 Verteilernetzbetreibern betrieben werden.<sup>126</sup> In der Richtlinie (EU) 2019/944<sup>127</sup> mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt ist eine Verpflichtung der Verteilernetzbetreiber zur Erstellung von Netzentwicklungsplänen vorgesehen, welche mit dem zu beschließenden EIWG in das Elektrizitätsrechtliche Pflichtenprogramm der Verteilernetzbetreiber aufgenommen werden soll. Denn eine sichere erneuerbare Energieversorgung und stabile Netze sind das Fundament der Energiewende. Die Integration der wachsenden erneuerbaren Stromerzeugung, die Kopplung des europäischen Strommarktes und die zunehmende Elektrifizierung des Energieverbrauchs gehören zu den neuen Herausforderungen der Stromnetze. Während Wind- und Wasserkraftanlagen oftmals auf höheren Netzebenen angeschlossen werden, werden PV-Anlagen großteils auf der Niederspannungsebene, im Falle von Großanlagen auf der Mittelspannungsebene angeschlossen.<sup>128</sup> Beim derzeitigen Stand der Netzinfrastruktur kann es zunehmend zu Situationen kommen, in denen die Spannungsgrenzwerte in den Verteilernetzen über- bzw. unterschritten werden.<sup>129</sup> Ein vorausschauender Netzausbau, smartes lokales Energiemanagement sowie Speicherung sind notwendig, damit es im Zuge des zunehmenden Ausbaus von dezentraler PV-Leistung in Zeiten mit niedrigem Verbrauch zu keinen Netzüberlastungen kommt. Erzeugungsspitzen aus Photovoltaik können bereits jetzt nicht mehr vollständig vom öffentlichen Stromnetz aufgenommen werden. Hierfür bedarf es des Ausbaus von intelligentem Lastmanagement der erzeugten PV-Energie. Gemäß § 5 EIWOG 2010 stellt die Mitwirkung an Maßnahmen zur Beseitigung

---

125 BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan, Wien 2024, S. 104.

126 Vgl. [e-control.at/konsumenten/netz-und-netzbetreiber-in-oesterreich](https://www.e-control.at/konsumenten/netz-und-netzbetreiber-in-oesterreich), abgerufen am 6.7.2023.

127 Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.

128 Österreichs Energie (Hg.): Netzberechnungen Österreich, Wien 2020, S. 4.

129 Österreichs Energie (Hg.): Netzberechnungen Österreich, Wien 2020, S. 12.

von Netzengpässen eine gemeinwirtschaftliche Verpflichtung für Verteilernetzbetreiber dar. Darüber hinaus haben die Verteilernetzbetreiber gemäß § 45 Z 12 EIWOG 2010 die Pflicht, Engpässe im Netz zu ermitteln und Handlungen zu setzen, um diese zu vermeiden. Die elektrische Energie aus PV-Anlagen, welche nicht durch Eigenverbrauch genutzt werden kann oder mittels dezentraler Batterien gespeichert und in Zeiten mit höherem Stromverbrauch eingesetzt wird, kann nur über Verteilernetze abtransportiert oder abgeregelt werden. Die hierfür erforderlichen zusätzlichen Netzkapazitäten erhöhen den Bedarf eines weitreichenden und zeitnahen Netzausbaus.

### **5.1.2 Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan (NIP)**

Gemäß §§ 94 bis 96 EAG wurde durch das BMK in Zusammenarbeit mit allen relevanten Stakeholdern ein integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan (NIP) erstellt. Das Ziel des NIP ist es, die Anforderungen an die zukünftige Strom- und Gasinfrastruktur integriert zu betrachten und somit den Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung mit dem notwendigen Ausbau der Energieinfrastruktur zu koordinieren. Mit dem NIP werden im Strombereich die künftigen Infrastrukturerfordernisse im Übertragungsnetz sowie im Gasbereich auf der Fernleitungsebene und den Netzebenen 1 und 2 untersucht. Der NIP basiert auf einer Reihe wissenschaftlicher Erarbeitungen und berücksichtigt bereits existierende Planungsinstrumente (Ten Year Network Development Plan auf europäischer Ebene und Pläne der Übertragungsnetzbetreiber, des Markt- und Verteilergebietsmanagers und der Fernleitungsnetzbetreiber für Gas im nationalen Kontext).

Der NIP identifiziert im Übertragungsnetz einen hohen zusätzlichen Bedarf an Transportkapazitäten. Die ermittelten Transportbedarfe resultieren aus der Möglichkeit der Nutzung hoher Erzeugungspotenziale erneuerbarer Energien, der Einbettung Österreichs in das europäische Verbundsystem und der Anbindung vorhandener und zukünftiger Speicherkapazitäten, insbesondere in Form von Pumpspeichern. Das für die zukünftige österreichische Versorgungssicherheit notwendige Stromsystem baut auf dem möglichen Ost-West-Ausgleich auf und kann am besten durch ein gut vermaschtes und v. a. leistungsfähiges Höchstspannungsnetz erreicht werden.<sup>130</sup>

### **5.1.3 Entwicklung Netze 2030**

Um eine gute Qualität hinsichtlich der Instandhaltung der Netze zu ermöglichen, existieren Instandhaltungsprogramme der Netzbetreiber. Im Rahmen ihres gesetzlichen Auftrags gemäß § 15 Abs. 2 Energielenkungsgesetz 2012 (EnLG 2012) werden von der Regulierungsbehörde regelmäßig Beschreibungen der Instandhaltungsprogramme der Netzbetreiber abgefragt.<sup>131</sup> Diese Instandhaltungs- und Erneuerungsprogramme dienen zur Erhaltung eines funktionsfähigen Zustands der Netze mit hoher Qualität und umfassen die Wartung, Instandsetzung, Inspektion und Verbesserungen/Erneuerungen der Netze. Grundsätzlich orientieren sich diese Instandhaltungsprogramme an gesetzlichen

---

<sup>130</sup> BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan, Wien 2024, S. 148.

<sup>131</sup> Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023, Wien 2023, S. 44.

Vorgaben, betrieblichen Erfahrungswerten oder dem aktuellen Stand der Technik. Die Instrumente der Zustandserfassungen sind sehr umfangreich und reichen von Trassenbegehungen, Sichtprüfungen und Isolationsmessungen bis hin zu Temperaturmonitoring.

Eine Koordinierung des Ausbaus der erneuerbaren Energieerzeugung mit dem notwendigen Ausbau der Energieinfrastruktur erfolgt im NIP (vgl. Kapitel 5.1.2 „Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan (NIP)“). Für den Ausbau der Netzkapazitäten bestehen in Österreich im Wesentlichen folgende Planungsinstrumente: Gemäß § 37 ElWOG 2010 müssen die APG und die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) als nationale Übertragungsnetzbetreiber alle zwei Jahre einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan erstellen, der sich auf das aktuelle europäische Bestandsystem und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage stützt. Gemäß § 37 ElWOG 2010 sind die österreichischen Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, der Regulierungsbehörde E-Control den Netzentwicklungsplan zur Genehmigung vorzulegen. In diesen Plänen werden konkrete Netzausbauprojekte in einem 10-Jahres-Zeithorizont dargestellt, die zur Bereitstellung der notwendigen Netzkapazitäten für Erzeugung und Verbrauch sowie der Transporterfordernisse nötig sind. Ebenso ist im Rahmen des NIP für den langfristigen und kontinuierlichen Erhalt der Versorgungs- und Systemsicherheit eine frühzeitige und laufende Modernisierung der Energieinfrastruktur entsprechend dem NOVA-Prinzip anzustreben. Weiters soll eine verbesserte Koordinierung des Netzausbaus mit dem Ausbau von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von Strom und Gas aus erneuerbaren Quellen erreicht werden.<sup>132</sup> Im Zusammenhang mit der Instandhaltung, Erneuerung und Weiterentwicklung (Ausbau) der Netze sind die Netzbetreiber in einer Vielzahl nationaler wie auch internationaler Arbeitsgruppen vertreten. Dazu gehören Arbeitsgruppen von Oesterreichs Energie, des Verbands für Elektrotechnik (OVE) oder des Internationalen Rats für große elektrische Netze (CIGRE).<sup>133</sup>

Die Fertigstellung des 380-kV-Rings mit der Salzbundleitung<sup>134</sup> und dem geplanten 380-kV-Ringschluss im Süden Österreichs sowie leistungsfähige Ost-West-Transportachsen, wie z. B. der „Netzraum Kärnten“ (NEP-Projekt 11-14; 380-kV-Ringschluss), zählen entsprechend den im NIP dargestellten Strombedarfskorridoren<sup>135</sup> derzeit zu den wichtigsten nationalen Netzausbauprojekten. Der Zuwachs der erneuerbaren Stromerzeugung bedarf eines zusätzlichen Netzausbaus, um vor allem im Osten des Landes die Netzintegration von Windkraft- und PV-Anlagen zu ermöglichen. Gleichzeitig soll durch die Netzerweiterung eine bessere Anbindung zu Pumpspeichern im Alpenraum erfolgen.<sup>136</sup> Aufgrund unterschiedlicher Topographien sind hauptsächlich im Westen und Süden des Landes große Pumpspeicherkraftwerke angesiedelt, während Laufwasserkraftwerke unter anderem entlang der Donau, Drau, Salzach, Mur oder des Inns errichtet

---

132 BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan, Wien 2024, S. 8.

133 E-Control (Hg.): Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023, Wien 2023, S. 45.

134 [apg.at/projekte/salzbundleitung](https://apg.at/projekte/salzbundleitung), abgerufen am 7.7.2023.

135 BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan, Wien 2024, S. 99 ff.

136 BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan, Wien 2024, S. 71 f.

wurden. Hingegen befinden sich Windkraftparks insbesondere im Osten des Landes.<sup>137</sup> Ein stabiles Übertragungsnetz hat daher den innerösterreichischen Stromtransfer zu ermöglichen. Im Zuge dieses Netzausbaus ist auf ausreichende Sicherheitsmargen zu achten, um potenzielle Ausfälle eines Betriebsmittels im Rahmen des (n-1)-Kriteriums sowie Instandhaltungs- und projektbedingte Abschaltungen kompensieren zu können.

Weiters wird die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff durch Elektrolyse in den kommenden Jahren an Relevanz gewinnen. Dadurch ergeben sich zum einen neue Herausforderungen für Strom- und Gasnetze, denen durch gesamtheitliche Netzplanung begegnet wird. Zum anderen werden diese Anlagen in Zukunft einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit, speziell für netzdienliche Anlagen, wurde im Rahmen des EAG-Pakets die Möglichkeit für Netzbetreiber geschaffen, unter bestimmten Voraussetzungen Elektrolyseanlagen zu errichten und zu betreiben. Neben dem österreichweiten Netzausbau leistet auch die Sicherstellung einer ausreichenden Netzkapazität der Verbindungsleitungen zwischen Österreich und den Nachbarstaaten einen wichtigen Beitrag für die Versorgungssicherheit.

#### **5.1.4 Auswirkungen von europäischen Stromflüssen auf die Netze**

Österreich ist durch seine zentrale Lage wesentlich von europäischen Stromflüssen und dem Strommarkt betroffen.<sup>138</sup> Während sich durch den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung die Eigenversorgung Österreichs in den kommenden Jahren erhöhen wird, wird sich an der Rolle Österreichs als Transitland voraussichtlich wenig ändern. Für den direkten Austausch des österreichischen Stromsystems mit den Nachbarstaaten sind ausreichend dimensionierte grenzüberschreitende Kapazitäten wichtig. Beispielhaft für laufende Ausbauprojekte in diesem Bereich ist die „380-kV-Deutschlandleitung“, die das oberösterreichische St. Peter am Hart mit dem in Bayern gelegenen Altheim verbinden wird.<sup>139</sup>

Die jährlichen Import- wie Exportmengen aus den Nachbarstaaten Österreichs wurden bereits in Kapitel 4.1.4 „Import/Export von elektrischer Energie“ genauer dargestellt. Neben den unmittelbaren Nachbarstaaten sei aber noch zusätzlich der generelle Einfluss ausländischer Stromerzeugungskapazitäten auf den österreichischen Strommarkt erwähnt. So beeinflusst auch die Stromerzeugung in europäischen Ländern, welche nicht direkt an Österreich angrenzen, mitunter bedeutend den österreichischen Markt, da es durch die Vernetzung des europäischen Stromsystems zu Folgeereaktionen in der gesamten Region kommen kann, wenn sich die regionale Erzeugungsstruktur verändert. Um diesen Herausforderungen auch in Zukunft begegnen zu können, ist daher eine hohe Resilienz des österreichischen Stromnetzes sowie seiner Verbindungsleitungen mit dem Ausland notwendig.

---

137 BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan, Wien 2024, S. 19.

138 Austrian Power Grid (Hg.): Geschäftsbericht 2022, Wien 2022, S. 53.

139 [apg.at/projekte/deutschlandleitung](https://www.apg.at/projekte/deutschlandleitung), abgerufen am 7.7.2023.

## 5.2 Versorgungszuverlässigkeit und -qualität

Die Stromversorgungszuverlässigkeit stellt ein wesentliches Element der Versorgungssicherheit dar (vgl. Kapitel 2 „Zielsetzung“) und wird durch die Häufigkeit und Dauer von Unterbrechungen der Stromversorgung an den Anschlusspunkten der Netzbenutzer:innen, primär aufgrund von netzseitigen Ereignissen, bestimmt. Ungeplante Versorgungsunterbrechungen in Österreich treten wie eingangs erwähnt gemäß dem SAIDI (System Average Interruption Duration Index) seit 15 Jahren in weniger als 43 Minuten pro Jahr auf, womit Österreich im europäischen Spitzenfeld liegt.<sup>140</sup>

### 5.2.1 Monitoring von Versorgungsunterbrechungen

Versorgungsunterbrechungen werden generell in „geplant“ und „ungeplant“ unterteilt. Bei geplanten Versorgungsunterbrechungen, z. B. wegen routinemäßiger Wartungsarbeiten im Versorgungsnetz, werden Kund:innen rechtzeitig darüber in Kenntnis gesetzt. Ungeplante Versorgungsunterbrechungen resultieren aus komplexen Wirkungseinflüssen und sind auf atmosphärische Einwirkungen, Fremdeinwirkungen, netzbetreiberinterne Ursachen, Rückwirkungsstörungen oder regional außergewöhnliche Ereignisse zurückzuführen. Zum besseren Verständnis werden nachfolgend zu den Unterbrechungsursachen jeweils Beispiele angeführt:

- atmosphärische Einwirkungen (Gewitter, Stürme, Eis, Schnee etc.);
- Fremdeinwirkungen (Tiere, Baumfällung, Erd- oder Baggerarbeiten, Kräne etc.);
- netzbetreiberinterne Ursachen (Fehlschaltungen, Überlastung etc.);
- Versorgungsausfälle/Rückwirkungsstörungen (Ausfall der Erzeugung oder Störung aus einem anderen Netz, die auf das betrachtete Netz rückwirkt);
- regional außergewöhnliche Ereignisse (orkanartige Stürme, schwere Erdbeben, massive Überschwemmungen etc.).<sup>141</sup>

Grundsätzlich verfügt Österreich seit Jahren über eine im europäischen Vergleich hohe Versorgungszuverlässigkeit.<sup>142</sup> Die Berichte der Regulierungsbehörde zu Ausfall- und Störungsstatistiken zeigen dennoch, dass ungeplante Versorgungsunterbrechungen die Mehrheit an der Anzahl der Versorgungsunterbrechungen ausgemacht haben. Eine detaillierte Aufschlüsselung der Ursachen in Abbildung 18 zeigt, dass knapp 17% der ungeplanten Unterbrechungen auf atmosphärische Einwirkungen zurückzuführen sind. Mit etwa 15% sind netzbetreiberinterne Gründe die zweithäufigste Ursache, gefolgt von

---

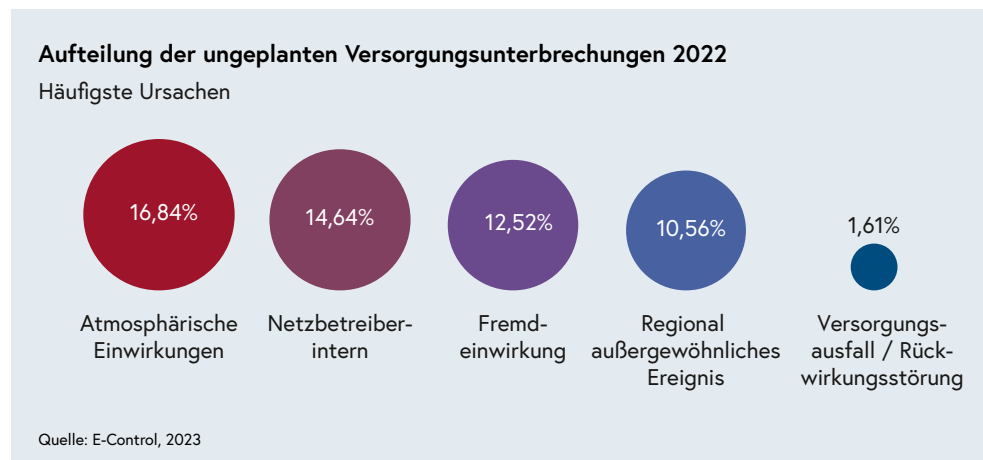
140 E-Control Austria (Hg.): Ausfall- und Störungsstatistik Strom für Österreich 2023, Wien 2023, S. 20.

141 E-Control Austria (Hg.): Ausfall- und Störungsstatistik Strom für Österreich 2023, Wien 2023, S. 11 f.

142 CEER-ECRB (Hg.): 7th CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply, Brüssel & Wien 2022, S. 239.

Fremdeinwirkungen und regional außergewöhnlichen Ereignissen. Die seltenste Ursache bei ungeplanten Versorgungsunterbrechungen sind Rückwirkungsstörungen.<sup>143</sup>

Abbildung 18: Aufteilung der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen 2022



Die Mehrheit der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen im Jahresverlauf 2022 trat in den Wintermonaten Jänner und Februar sowie den Sommermonaten von Juni bis August auf. Wie die nachstehende Grafik verdeutlicht, verzeichnete der Monat August dabei die meisten Unterbrechungen. Es zeigt sich, dass trotz hoher technischer Standards und Vorsichtsmaßnahmen wetterbedingte Ausfälle einen wesentlichen Störfaktor für die Versorgungszuverlässigkeit darstellen.<sup>144</sup>

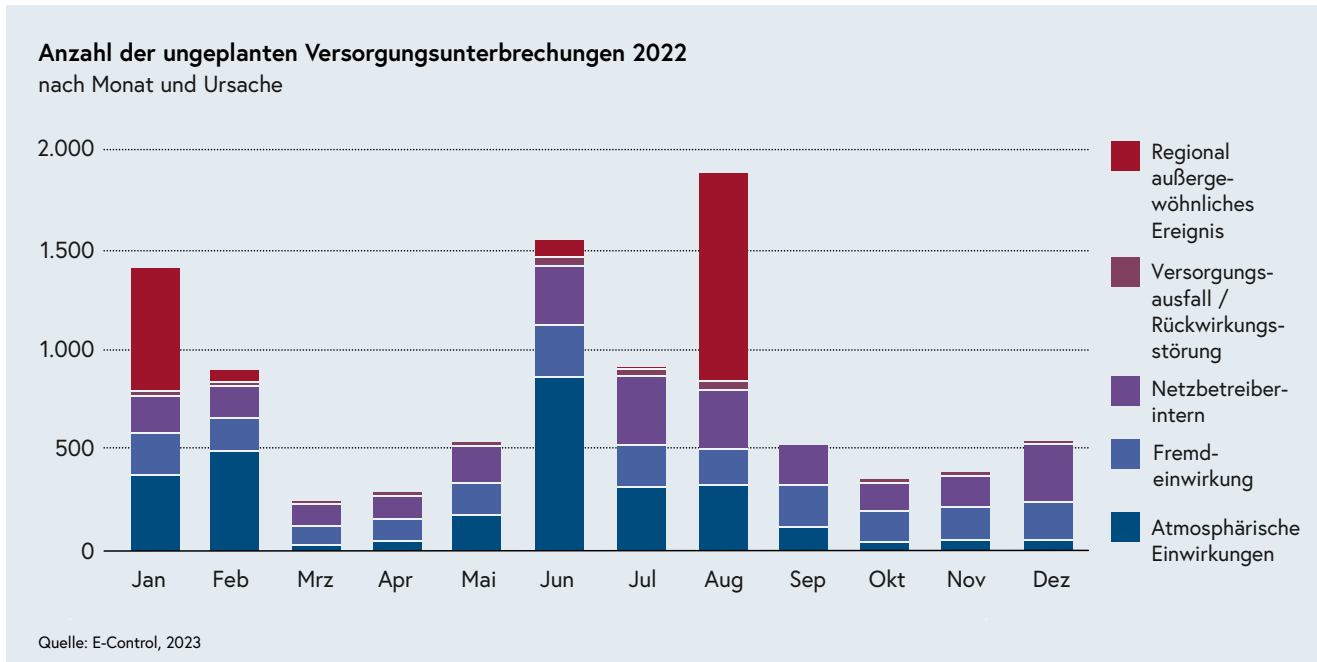


Abbildung 19: Anzahl der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen 2022

143 E-Control Austria (Hg.): Ausfall- und Störungsstatistik Strom für Österreich 2023, Wien 2023, S. 15.

144 E-Control Austria (Hg.): Ausfall- und Störungsstatistik Strom für Österreich 2023, Wien 2023, S. 16.

Neben einer starken Häufung von ungeplanten Versorgungsunterbrechungen in den Sommermonaten sowie einer kleineren Häufung im Winter zeigt sich auch eine Konzentration in Bezug auf die betroffenen Netzbenutzer:innen. So zeigt Abbildung 20, dass von den meisten Versorgungsunterbrechungen tendenziell nur wenige Netzbenutzer:innen betroffen sind. 2022 waren lediglich bei einer einzigen Unterbrechung über 43.000 Netzbenutzer:innen betroffen, und in nur 16 weiteren Fällen waren es mehr als 10.000 Netzbenutzer:innen.<sup>145</sup>

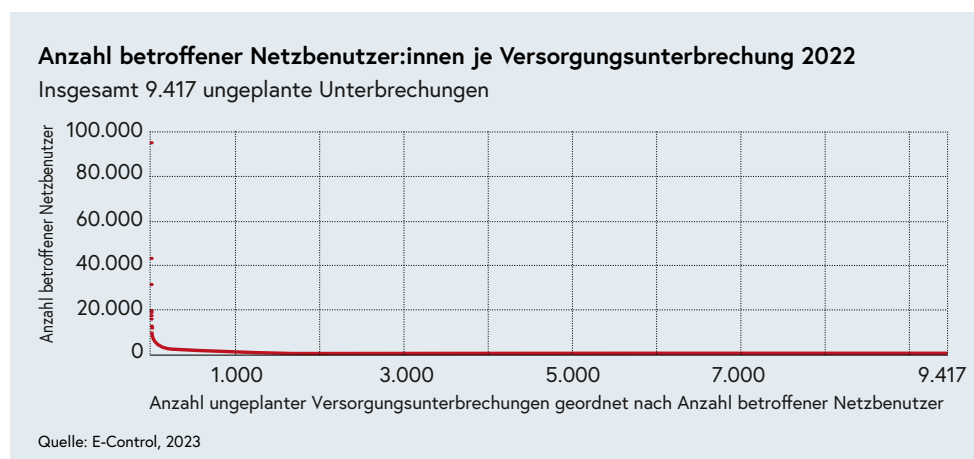


Abbildung 20: Anzahl betroffener Netzbenutzer:innen je Versorgungsunterbrechung 2022

## 5.2.2 Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit

Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit liefern wichtige Informationen darüber, wie oft und wie lange netzseitig bedingte Versorgungsunterbrechungen auftreten und wie viel Energie während dieser Ausfälle nicht geliefert werden kann. Diese Kennzahlen sind daher entscheidend, um die Effizienz und Stabilität des Stromnetzes zu bewerten, und werden in Österreich insbesondere in der „Ausfall- und Störungsstatistik Strom“ der Regulierungsbehörde und auf europäischer Ebene im Benchmarking Report des Council of European Energy Regulators<sup>146</sup> beschrieben.

Die am häufigsten genutzte Kennzahl zur Evaluation der Versorgungszuverlässigkeit ist die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit von elektrischer Energie. Diese wird durch den System Average Interruption Duration Index (SAIDI) ausgedrückt. Dieser gibt an, in welchem Ausmaß Netzbenutzer:innen durchschnittlich von ungeplanten<sup>147</sup> Versorgungsunterbrechungen betroffen waren. So bildet der SAIDI die jährliche Stromunterbrechung ab, welche üblicherweise als durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in

<sup>145</sup> E-Control Austria (Hg.): Ausfall- und Störungsstatistik Strom für Österreich 2023, Wien 2023, S. 18.

<sup>146</sup> CEER-ECRB (Hg.): 7th CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply, Brüssel und Wien 2022.

<sup>147</sup> Auch geplante Versorgungsunterbrechungen sind grundsätzlich im Rahmen der Ausfall- und Störungsstatistik zu melden. Diese werden in Einvernehmen mit Kund:innen durchgeführt, etwa für Wartungsarbeiten, und fließen daher nicht in die Ermittlung der Zuverlässigkeitskennzahlen ein.

Minuten pro Jahr [min/a] angegeben wird. Die Regulierungsbehörde gibt an, dass österreichische Netzbenutzer:innen im Jahr 2022 von ungeplanten Unterbrechungen der Stromversorgung exklusive regionaler außergewöhnlicher Ereignisse<sup>148</sup> (RAE) im Ausmaß von durchschnittlich 24 Minuten betroffen waren. Abbildung 21 zeigt den Verlauf ungeplanter Unterbrechungen sowohl mit als auch ohne RAE. Mit Blick auf die vergangenen Jahre wird außerdem sichtbar, dass 2022 zu jenen mit der höchsten Versorgungszuverlässigkeit im Elektrizitätsbereich zählt, jedoch über die letzten Jahre hinweg eine weitgehend gleichbleibende hohe Versorgungszuverlässigkeit gewährleistet werden konnte.

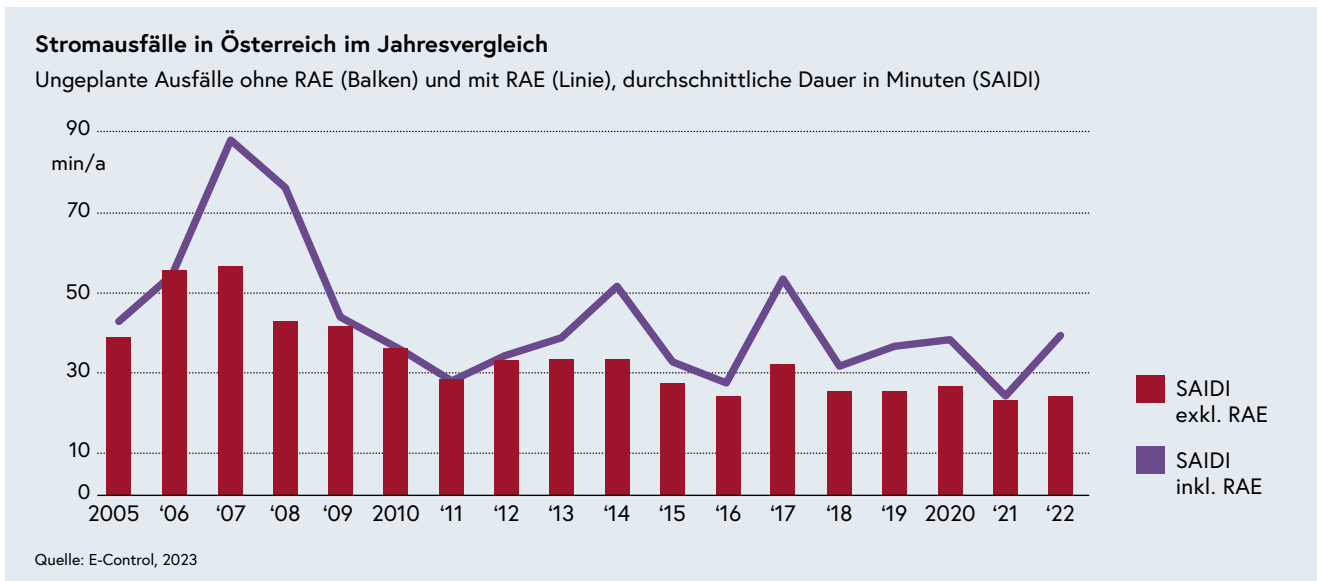


Abbildung 21: Stromausfälle in Österreich im Jahresvergleich

Neben dem SAIDI wird durch den ASIDI (Average System Interruption Duration Index) die leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit dargestellt. Die Bezugsgröße dafür bildet die installierte Scheinleistung der Transformatoren.<sup>149</sup> Der Wert des ASIDI (Average System Interruption Duration Index) lag für ungeplante Unterbrechungen und ohne RAE im Jahr 2022 ebenfalls bei 24 Minuten pro Jahr. Weitere Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit umfassen den SAIFI, ASIFI, CAIDI sowie NDE und ENS. Der SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) gibt die durchschnittliche Anzahl von Unterbrechungen pro Jahr und pro Kund:in an. Er zeigt, wie oft Kund:innen im Durchschnitt von Stromausfällen betroffen sind. Der ASIFI (Average System Interruption Frequency Index) ist ähnlich wie der SAIFI, jedoch berücksichtigt er auch die Dauer der Unterbrechungen. Er gibt an, wie oft und wie lange Kund:innen im Durchschnitt von Stromausfällen betroffen sind. Der CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) ist das Verhältnis zwischen dem

148 RAE sind regional begrenzte Ereignisse, welche die Versorgung trotz Einhaltung der Sorgfaltspflicht der zuständigen Parteien unterbrechen. Beispiele hierfür sind etwa schwere Stürme, Überschwemmungen oder Erdbeben.

149 E-Control Austria (Hg.): Ausfall- und Störungsstatistik Strom für Österreich 2023, Wien 2023, S. 5.



ASIDI und dem SAIFI. Er zeigt auf, wie lange im Durchschnitt eine Unterbrechung dauert, von der Kund:innen betroffen sind. NDE (Non Delivered Energy) oder auch ENS (Energy Not Supplied) misst die Menge an Energie, die während Stromausfällen nicht geliefert werden konnte. Die Kennzahlen NDE und ENS werden in der Regel in Megawattstunden pro Jahr angegeben und gewähren einen quantitativen Überblick darüber, in welchem Ausmaß Energie aufgrund von Unterbrechungen nicht verfügbar ist.<sup>150</sup> Ein Vergleich zeigt, dass die Versorgungszuverlässigkeit, gemessen anhand wesentlicher Kennzahlen, in Österreich deutlich über dem Durchschnitt der europäischen Staaten liegt.<sup>151</sup> Auch die Regulierungsbehörde kommt im Rahmen der jährlich erstellten Ausfall- und Störungsstatistik Strom zu dem Ergebnis, dass diese Kennzahlen in Österreich derzeit auf einem sehr guten Niveau liegen.<sup>152</sup>

Weitere für die vorliegende Strategie relevante Kennzahlen sind insbesondere LOLE (Loss of Load Expectation) und EENS (Expected Energy Not Supplied). Da diese keine Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit darstellen, findet sich eine detaillierte Beschreibung dazu in Kapitel 6.1.1.4 „Ergebnisse der Angemessenheitsanalyse des ERAA 2023“.

## 5.3 Systemsicherheit und Maßnahmen zu deren Stärkung

### 5.3.1 Maßnahmen des Engpassmanagements

### 5.3.2 Koordinierung des Netzausbaus

### 5.3.3 Umgang mit Nachfragespitzen

### 5.3.4 Netz- und systemdienlicher Einsatz von Flexibilitäten

Mit dem Zubau und der vermehrten Integration von erneuerbaren Einspeisern sowie der zunehmenden Elektrifizierung ändern sich die Anforderungen an das Stromnetz, das zur Bewältigung der damit zusammenhängenden Herausforderungen entsprechend anzupassen ist. Die von der E-VSS beschriebenen Maßnahmen umfassen das Engpassmanagement, die Koordinierung des Netzausbaus, den Umgang mit Nachfragespitzen sowie den netz- und systemdienlichen Einsatz von Flexibilitäten.

### 5.3.1 Maßnahmen des Engpassmanagements

Kraftwerksseitige bzw. lastseitige Engpassmanagement-Maßnahmen tragen dazu bei, Engpässe im Stromnetz zu vermeiden und den sicheren Stromtransport aufrecht-

---

150 E-Control Austria (Hg.): Qualitätsregulierung – Theorie und internationale Erfahrungen, Wien 2005, S. 7–22.

151 [cdn.eurelectric.org/media/5089/dso-facts-and-figures-11122020-compressed-2020-030-0721-01-e-h-6BF237D8.pdf](https://cdn.eurelectric.org/media/5089/dso-facts-and-figures-11122020-compressed-2020-030-0721-01-e-h-6BF237D8.pdf), abgerufen am 28.9.2024.

152 E-Control Austria (Hg.): Ausfall- und Störungsstatistik Strom für Österreich 2023, Wien 2023, S. 21.

zuerhalten.<sup>153</sup> Diese sind immer dann gefordert, wenn die Erzeugungs- bzw. Lastsituation Überlastungen der Netzkomponenten verursacht. Das kann beispielsweise aufgrund von hohen Transitflüssen, von Situationen mit bedeutsamen Stromimporten oder aufgrund von Stromexporten, Leitungsabschaltungen oder Ausfällen von Erzeugungsquellen der Fall sein.<sup>154</sup>

Neben der Lastflusssteuerung durch physische Netzelemente wie Querregler und Phasenschieber sowie topologische Maßnahmen (etwa die Ab- bzw. Zuschaltung von Leitungen oder Transformatoren) erfolgt das Engpassmanagement durch gezielte Eingriffe in den Betrieb von Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen durch den Regelzonenführer im Rahmen des Redispatch bzw. der Netzreserve. Da Redispatch und Netzreserve mit hohen Kosten verbunden sind, werden Alternativen zur Netzengpassvermeidung laufend geprüft.

### **5.3.1.1 Sicherstellung ausreichender flexibler Leistung für das Engpassmanagement**

Dem Regelzonenführer stehen gemäß § 23 Abs. 2 EIWOG 2010 für das Engpassmanagement zahlreiche Ressourcen zur Verfügung. Neben den oben genannten topologischen Maßnahmen und der physischen Lastflusssteuerung ist die Kontrahierung von Flexibilitätsleistung mit allen Marktteilnehmern erzeugungs- und verbrauchsseitig möglich. Dies könnte künftig durch Heranziehung einer Flexibilitätsplattform geschehen, die im Rahmen des zu erlassenden EIWG geplant ist (vgl. Kapitel 5.3.4.3 „Weitere Anreize und Marktregeln für den systemdienlichen Einsatz von Flexibilitäten“). Weiters können Anweisungen an Marktteilnehmer gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten erteilt werden und Angebote, die im Rahmen einer Regelreserveausschreibung oder auf Intraday-Märkten unterbreitet wurden, angenommen werden. Im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen bzw. des Abrufs der Netzreserve schließt der Regelzonenführer für den erforderlichen Zeitraum Verträge mit Erzeugern oder Entnehmern ab, durch welche diese zu gesicherten Leistungen (Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung oder des Verbrauchs) verpflichtet werden. Gemäß § 7 Abs. 1 Z 52a EIWOG 2010 hat die Netzreserve gesichert innerhalb von 10 Stunden Vorlaufzeit aktivierbar zu sein. In welchem Ausmaß die Netzreserve weiterhin benötigt wird, wird im Rahmen der durch den Regelzonenführer in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde jährlich durchzuführenden Systemanalyse gemäß § 23a EIWOG 2010 ermittelt. Einige Faktoren deuten darauf hin, dass eine Netzreserve auch in den nächsten Jahren in Österreich erforderlich sein könnte, insbesondere:

---

153 Schaber, K. und Bieberbach, F. (2015): Redispatch und dezentrale Erzeugung: Alternativen zum Netzausbau; *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 65. Jg. Heft 7, München, S. 21.

154 TU Wien (Hg.): *Flexibility Potential of Aggregated Electric Vehicle Fleets to Reduce Transmission Congestions and Redispatch Needs: A Case Study in Austria*, Wien 2023, S. 7 ff.

- der Fortschritt des Ausbaus der erneuerbaren Erzeugungsanlagen in Österreich und im Ausland, wodurch sich ein höherer Anteil schwer regelbarer bzw. schwer prognostizierbarer Stromerzeugung (etwa Photovoltaik) ergibt, soweit nicht eine ausreichend präzise regionale Verortung der Erzeugungsanlagen und ein paralleler rascher Netzausbau erfolgt;
- die Entwicklung des europäischen Marktumfelds – z.B. Veränderungen der hydrologischen Erzeugung und damit verbundene Preissignale;<sup>155</sup>
- die Verpflichtung aus dem Clean Energy Package zur Bereitstellung von 70 % Netzkapazität für den grenzüberschreitenden Stromhandel gemäß Art. 16 Abs. 8a der Verordnung (EU) 2019/943.

Die Systemanalyse zeigt weiterhin interne Engpässe im österreichischen Netz und unterstreicht die Notwendigkeit eines Netzausbaus. Der Netzreservebedarf der Periode 2022 bis 2024 belief sich, u. a. in Abhängigkeit von der Marktsituation und vom Netzausbauzustand, in der jeweiligen Wintersaison der Betrachtungsjahre auf 565 MW bis 695 MW und in der jeweiligen Sommersaison der Betrachtungsjahre auf 2.050 bis 3.400 MW.<sup>156</sup> Dem so ermittelten Netzreservebedarf sind die verfügbaren Kraftwerkskapazitäten und sonstigen Flexibilitäten gegenüberzustellen, um das Risiko möglicher Netzengpässe rechtzeitig zu erkennen und die richtigen, aufeinander abgestimmten Handlungsoptionen abzuleiten.

Voraussetzung für die Kontrahierung der Netzreserve ist die beihilfenrechtliche Genehmigung durch die Europäische Kommission, welche aktuell für fünf Jahre erteilt wurde. Diese Genehmigung läuft 2025 aus, an der Neueinreichung über diese Periode hinaus wird derzeit intensiv gearbeitet.

### 5.3.1.2 Senkung des Redispatch-Bedarfs

Um die Häufigkeit von Redispatch-Maßnahmen zu senken und eine rasche Transformation zu einem nachhaltigen Stromsystem zu erreichen, wird stark in den Netzausbau investiert. Dennoch werden Redispatch-Maßnahmen auch in Zukunft eine bedeutende Rolle in der Netzentlastung haben. 2023 mussten an 217 Tagen Redispatch-Maßnahmen in Österreich ergriffen werden, um drohende Netzüberlastungen im In- und benachbarten Ausland zu verhindern. Dieser Bedarf an Redispatch verursachte Kosten in der Höhe von rund 138 Mio. Euro für die österreichischen Stromverbraucher:innen, die sich aus Vorhaltekosten der Reservekraftwerke sowie Vergütung der Einspeiseleistung im Abruffall zusammensetzen. Dies entspricht einem Anstieg von über 50 % gegenüber 2022. Nur im Jahr 2019 waren die Redispatch-Kosten mit 147 Mio. Euro höher.<sup>157</sup> Ein reduzierter Redispatch-Bedarf ist

155 Österreichs Energie (Hg.): Versorgungssicherheit in der Energiekrise – Rückschau und Ausblick, Wien 2023, S. 3.

156 Austrian Power Grid AG (Hg.): Systemanalyse der Austrian Power Grid AG zur Ermittlung des österreichischen Netzreservebedarfs im Zeitraum Q4 2024 – Q3 2026, Wien 2024, S. 4 f.

157 APG (Hg.): Geschäftsbericht 2023, Wien 2024, S. 17 f.

allerdings nicht nur aus ökonomischen Gründen anzustreben, sondern auch als Indikator für einen adäquaten Netzausbau im Übertragungsnetz zu betrachten.

Maßnahmen zur Reduktion des Redispatch-Bedarfs umfassen beispielsweise die in der vorliegenden Strategie dargestellte Erhöhung der inländischen Übertragungsleistungskapazitäten, den Ausbau der Erzeugung und deren netzdienliche Lokalisierung sowie die netz- bzw. systemdienliche Nutzung von Speichern und Flexibilitäten aller Akteure durch geeignete Marktregeln und Anreize. Nähere Ausführungen erfolgen im Kapitel 5.3.4 „Netz- und systemdienlicher Einsatz von Flexibilitäten“. Diese bereits bestehenden Prozesse sind in den nächsten Jahren unter besonderer Berücksichtigung ihrer Auswirkungen auf die Engpassmanagement-Maßnahmen fortzusetzen und zu intensivieren. Für eine Reduktion des Redispatch-Bedarfs muss der Netzausbau in Zusammenarbeit mit allen relevanten Akteuren vorangetrieben werden und mit dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung einhergehen.

### **5.3.2 Koordinierung des Netzausbaus**

Die dynamischen energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Europa und das Ziel der Dekarbonisierung, insbesondere in Verbindung mit dem voranschreitenden Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen, führen zu volatilen und teils steigenden Stromflüssen.<sup>158</sup> Neben dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ist daher zur Vermeidung von Netzengpässen erforderlich, das Netz zu optimieren und auszubauen. Dabei ist auf den Ausbau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen Bedacht zu nehmen und es müssen ausreichend Kapazitäten für gesteigerte Entnahme und Einspeisung gewährleistet werden. Neben den notwendigen Einspeise- und Entnahmepunkten ist auch die Schaffung neuer überregionaler Transportkapazitäten erforderlich, um die Entstehung von Engpässen zu vermeiden. Ein besonderes Augenmerk ist dabei auf die Flexibilität des Energiesystems zu legen, damit dieses in der Lage ist, wechselnde Erzeugungs- und Lastsituationen zu jeder Zeit auszugleichen.

Ein gänzlich engpassfreier Ausbau der Netze ist ökonomisch gesehen nicht unbedingt immer als sinnvoll zu sehen, wenn die maximale Auslastung nur für wenige Stunden im Jahr gegeben wäre. Flexibilitätsmaßnahmen wie Stromspeicher oder Erzeugungs- und Lastmanagement tragen dazu bei, die effiziente Integration der Erneuerbaren zu ermöglichen und somit einen Mehrwert zur Netzstabilität und Versorgungssicherheit zu schaffen.

Netzoptimierung sowie -ausbau liegen in der Hauptverantwortung der Netzbetreiber. Die Anpassung der Rahmenbedingungen, wie durch Novellierung des UVP-G und Erarbeitung des NIP geschehen bzw. im Rahmen des EABG geplant, kann zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren beitragen. Im Kapitel 5.3.2.3 „Vereinfachung von Behördenverfahren“ wird diese Thematik näher behandelt.

---

158 APG (Hg.): Geschäftsbericht 2022, Wien 2022, S. 51.

### 5.3.2.1 Anpassung und Optimierung der Netze

Eine Anpassung der Netze wird, jenseits der Optimierung der Betriebsführung, insbesondere durch Netzoptimierung und durch Steigerung der Übertragungskapazität erreicht. Unter anderem versteht man unter Optimierung der Betriebsführung den Einsatz von Prognosetools oder den Austausch von Onlinedaten.<sup>159</sup> Entsprechend dem NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) wird vom Regelzonenführer aus wirtschaftlichen Überlegungen die Netzoptimierung gegenüber dem Ausbau priorisiert, wobei das Potenzial begrenzt und weitgehend bereits heute ausgeschöpft ist. Die Optimierung der Stromnetze kann durch verschiedene, einander ergänzende Maßnahmen erfolgen, wie zum Beispiel die:

- verbesserte Ausnutzung der Leitungstemperaturen (Thermal Rating) durch dynamische Anpassung des maximalen Betriebsstroms an Umgebungsparameter;
- Nutzung technischer Innovationen (z. B. Umrüstung auf Hochtemperaturseile).

Das BMK steht im regelmäßigen Austausch mit der Regulierungsbehörde, dem Regelzonenführer und den Verteilernetzbetreibern, um mögliche Handlungserfordernisse zu identifizieren. Darüber hinaus sollen durch das geplante EIWG die Strombinnenmarkttrichtlinie (EU) 2019/944, die Neufassung der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2023/2001 („RED III“) und die Erneuerbaren-Richtlinie (EU) 2018/2001<sup>160</sup> in nationales Recht umgesetzt werden.

### 5.3.2.2 Verschränkung der Netzplanung

Um die Elektrizitäts-Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten, ist eine effiziente und konsistente Netzplanung essenziell. Der NIP hat zum Ziel, den Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung mit dem notwendigen Ausbau der Energieinfrastruktur zu koordinieren. Er betrachtet die Infrastrukturerfordernisse mit Fokus auf das Jahr 2030 und dem langfristigen Ziel der Klimaneutralität 2040. Mit dem NIP werden im Strombereich die künftigen Infrastrukturerfordernisse im Übertragungsnetz sowie im Gasbereich auf der Fernleitungsebene und den Netzebenen 1 und 2 untersucht. Darüber hinaus bildet er Gesamtbild, Informationswerk sowie Koordinierung im Zusammenhang mit dem zukünftigen Energiesystem. Die Ergebnisse des NIP zeigen, dass die Integration einer signifikant wachsenden erneuerbaren Stromerzeugung für eine nachhaltige und sichere Energieversorgung, die steigende Elektrifizierung des Energieverbrauchs sowie zunehmende weiträumige Stromflüsse in Europa bei der Netzplanung von essenzieller Bedeutung sind.

Die Erkenntnisse des NIP betreffend Strombedarfskorridore, Netzverstärkung und Flexibilitätsmaßnahmen wurden in Kapitel 5.1.1.1 „Situation Übertragungsnetz“ bereits

---

159 [apg.at/stromnetz/netzausbau/#:~:text=Netz%2DOptimierung%20vor%20Ausbau%20%E2%80%99NOVA,%2DOptimierung%20vor%20Ausbau\)%20verfolgt](https://www.apg.at/stromnetz/netzausbau/#:~:text=Netz%2DOptimierung%20vor%20Ausbau%20%E2%80%99NOVA,%2DOptimierung%20vor%20Ausbau)%20verfolgt), abgerufen am 7.7.2023.

160 Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung).

erwähnt. Bei den im NIP in diesem Zusammenhang identifizierten Maßnahmen handelt es sich aufgrund ihrer Bedeutung für die nachhaltige Stromversorgungssicherheit um Infrastrukturerfordernisse im überragenden öffentlichen Interesse. Ein signifikanter Netzausbau und eine Netzverstärkung werden künftig auch in den Verteilernetzen notwendig sein. Daneben wird auch der Einsatz von Flexibilitätsoptionen in den unteren Netzebenen für die Sicherung der Energieversorgung maßgeblich sein.<sup>161</sup>

Im Rahmen der rechtlichen Anforderungen werden Informationen über Netzausbauprojekte und Netzzugangs- und Kapazitätserweiterungsanfragen zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern ausgetauscht.<sup>162</sup> Eine vertiefte Rolle kommt dabei der Verschränkung der Planungen von Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern zu. Die Pflicht zur Erstellung eines Netzentwicklungsplans für Verteilernetze ist bereits in der Richtlinie (EU) 2019/944 vorgesehen und soll in Form des geplanten EIWG in die nationale Gesetzgebung überführt werden. Gemäß § 32 Abs. 3 der Richtlinie (EU) 2019/944 beruht der Ausbau eines Verteilernetzes auf einem transparenten Netzentwicklungsplan, den der Verteilernetzbetreiber mindestens alle zwei Jahre veröffentlicht und welcher der Regulierungsbehörde vorgelegt wird. Eine diesbezügliche Abstimmung hat zwischen den Übertragungsnetzbetreibern, Verteilernetzbetreibern sowie der Regulierungsbehörde zu erfolgen. Zusätzlich sind die Planungsinstrumente im Elektrizitätsbereich inhaltlich aufeinander abzustimmen und im gleichen Jahresrhythmus zu veröffentlichen.

### 5.3.2.3 Vereinfachung von Behördenverfahren

Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG)<sup>163</sup> sollen durch Umsetzung der RED III einheitliche Voraussetzungen geschaffen werden, um Genehmigungsverfahren zu beschleunigen. Dies ist u. a. nötig, um die im EAG definierten Ziele zu erreichen.<sup>164</sup> Zum Zweck des Netzausbaus wird die Verkürzung und Vereinfachung von zuvor dargestellten Behördenverfahren angestrebt.

Zusätzlich zu den bereits ergriffenen rechtlichen Maßnahmen ist zur Verkürzung der Dauer behördlicher Verfahren ein budgetärer sowie personeller Ressourcenausbau erforderlich. Vor allem bei den zuständigen Behörden wird mit zusätzlichem qualifizierten Fachpersonal gerechnet und daher wird auch eine höhere Budgetausstattung erforderlich sein.

Mit der Verordnung (EU) 2022/2577<sup>165</sup> wurden vorübergehende Notfallvorschriften festgelegt, um das Verfahren zur Genehmigungserteilung für die Erzeugung

---

161 BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan, Wien 2024, S. 162 ff.

162 Vgl. Netzentwicklungsplan gemäß § 37 EIWOG 2010.

163 Vortrag an den Ministerrat vom 11.1.2023 betreffend ein Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz („EABG“), 43a/16.

164 [oesterreichsenergie.at/aktuelles/neuigkeiten/detailseite/netzausbau](https://oesterreichsenergie.at/aktuelles/neuigkeiten/detailseite/netzausbau), zuletzt abgerufen am 24.10.2024.

165 Verordnung (EU) 2022/2577 des Rates vom 22. Dezember 2022 zur Festlegung eines Rahmens für einen beschleunigten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien.

von Energie aus erneuerbaren Energiequellen und damit verbundene Netzinfrastruktur zu beschleunigen. Diese werden nach Ende ihrer Gültigkeitsdauer durch Vorgaben zur Beschleunigung des Ausbaus von erneuerbaren Energien der RED-III-Richtlinie ersetzt. Der Rat hat die Geltungsdauer einiger geänderter Bestimmungen der Verordnung (EU) 2022/2577, und zwar von Art. 1, Art. 2 Nummer 1, Art. 3 Abs. 2, Art. 3a, Art. 5 Abs. 1, Art. 6 und Art. 8, durch die Verordnung (EU) 2024/223<sup>166</sup> bis zum 30. Juni 2025 verlängert. Das BMK arbeitet an der Umsetzung der RED-III-Richtlinie, wodurch Planung, Bau und Betrieb von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von erneuerbaren Energien, der Anschluss solcher Anlagen an das Netz und das betreffende Netz selbst, mit Ausnahme von hinreichend begründeten Einzelfällen, als überragendes öffentliches Interesse eingestuft werden. Dadurch können solche Projekte von einer vereinfachten Prüfung profitieren.

#### **5.3.2.4 Reduktion von Engpässen in grenzüberschreitender Übertragungsnetzinfrastruktur durch deren Ausbau**

Ein weiteres Ziel im Rahmen der europäischen und nationalen Netzentwicklung stellt der weitere Ausbau von grenzüberschreitenden Leitungen dar, um regionale Preisdifferenzen zu verringern, grenzüberschreitenden Handel zu fördern und zu stärken und damit die Versorgungssicherheit für ganz Europa zu erhöhen.<sup>167</sup> Gemäß Artikel 16 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt muss ein Mindestwert von 70% der Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel eingehalten werden, wodurch grenzüberschreitende hohe Flüsse und Netzüberlastungen häufiger zustande kommen können. Auf Antrag von Übertragungsnetzbetreibern können die maßgeblichen Regulierungsbehörden – sofern dies zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit erforderlich ist – aus vorhersehbaren Gründen eine Freistellung dieser Mindestwerte auf begrenzte Zeit erteilen. Die bereits bestehenden Bemühungen zu einem raschen Ausbau grenzüberschreitender Kapazitäten sind zu forcieren und sollen zur Aufrechterhaltung der hohen Versorgungssicherheit beitragen. Dies kann durch einen intensiveren bilateralen Dialog zwischen Österreich und seinen Nachbarstaaten auf behördlicher Ebene sowie durch Gespräche auf EU-Ebene in bereits bestehenden Arbeitsgruppen weiter unterstützt werden.

---

<sup>166</sup> Verordnung (EU) 2024/223 des Rates vom 22. Dezember 2023 zur Änderung der Verordnung (EU) 2022/2577 zur Festlegung eines Rahmens für einen beschleunigten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien.

<sup>167</sup> Ein für grenzüberschreitende Übertragungsnetzkapazitäten wichtiges Projekt stellt etwa die in Bau befindliche 380-kV-Leitung vom Netzknoten St. Peter nach Deutschland dar, welche die Überlastungen an der AT-DE-Grenze verringern soll. Sie bildet eine wichtige Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende und die Bewältigung der damit einhergehenden Herausforderungen für das österreichische Stromnetz. Die 380-kV-„Deutschlandleitung“ erlaubt eine Interaktion von österreichischen Marktteilnehmern (inkl. Pumpspeicherkraftwerken) mit Einspeisern erneuerbarer Energien und Kund:innen aus dem Norden und Westen Europas. Es handelt sich dabei um ein Project of Common Interest (PCI) im Sinne der VO (EU) 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur (TEN-E).

### 5.3.3 Umgang mit Nachfragespitzen

Neben den Erzeugungsspitzen dargebotsabhängiger Einspeiser können auch steigende Nachfragespitzen durch zunehmende Elektrifizierung eine Herausforderung für die Stromnetze darstellen und werden in diesem Kapitel detailliert behandelt.

#### 5.3.3.1 Erreichung der Effizienzziele

Die fortschreitende Dekarbonisierung über alle Sektoren hinweg führt zu einem erhöhten Elektrifizierungsgrad (z. B. durch den Einsatz von Wärmepumpen, E-Mobilität, Elektrifizierung des Industriesektors etc.).<sup>168</sup> Über eine Steigerung der Energieeffizienz lässt sich die erwartete Anstiegskurve des Stromverbrauchs abflachen. Zur Erreichung dieses Zieles wurde gemäß Art. 7 Abs. 10 Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU<sup>169</sup> ein kombinierter Ansatz aus Verpflichtungssystem und alternativen strategischen Maßnahmen gewählt. Auf nationaler Ebene ist im Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG)<sup>170</sup> in § 6 Abs. 1 die Erstellung des nationalen Energieeffizienz-Aktionsplans enthalten, der insbesondere zur Erreichung der nationalen Ziele und Richtwerte der vorgesehenen Energieeffizienzmaßnahmen beiträgt. In der Novelle zum EEffG ist die Erfüllung der Verpflichtung durch alternative strategische Maßnahmen durch Bund und Länder vorgesehen. Dementsprechend werden bundesseitig zusätzlich zu den sonstigen Fördermitteln zur Verbesserung der Energieeffizienz weitere 190 Mio. Euro pro Jahr bis 2030 bereitgestellt. Die sonstigen Förderprogramme für Energieeinsparungen durch Bund und Länder laufen nach wie vor weiter. Die Novelle des EEffG wurde am 14. Juni 2023 veröffentlicht. Darin sind weiterhin verpflichtende Energieverbrauchsreduktionen vorgesehen. Der jährliche gesamtstaatliche Endenergieverbrauch in Österreich soll bis zum Jahr 2030 auf 920 PJ sinken. Durch die zunehmende Elektrifizierung wird der Stromverbrauch in dieser Zeit zwar ansteigen, dies soll aber im Sinne der Versorgungssicherheit möglichst gleichmäßig und im Einklang mit dem Ausbau des Stromnetzes und der Erneuerbaren anhand der oben genannten Beanreizungsinstrumente geschehen. Dadurch wird ein Beitrag zur Beschleunigung der Erhöhung der Energieeffizienz geleistet. Das EEffG umfasst alle Energieträger, somit auch Strom. Es sieht daher auch Maßnahmen vor, die eine direkte Reduktion des Stromverbrauchs einzelner Verbraucher:innen beinhalten können. Unter anderem können solche Stromverbrauchsreduktionen durch eine umfassende Aufklärung seitens Energieberatungsstellen für die Endverbraucher:innen herbeigeführt werden. Weiters sind (wie auch schon im EEffG 2014) große Unternehmen verpflichtet, Energieaudits durch- bzw. Energiemanagementsysteme einzuführen. Das BMK trägt mit diversen

---

168 Umweltbundesamt (Hg.): 13. Umweltkontrollbericht. Umweltsituation in Österreich. Wien 2022, S. 174.

169 Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG.

170 Bundesgesetz über die Verbesserung der Energieeffizienz bei Haushalten, Unternehmen und dem Bund sowie Energieverbrauchserfassung und Monitoring (Bundes-Energieeffizienzgesetz – EEffG), StF: BGBl. I Nr. 72/2014, zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 29/2024.



Förder- bzw. Informationskampagnen zur Sensibilisierung der Endverbraucher:innen bei und beschleunigt etwa den Umstieg auf Endgeräte mit geringerem Stromverbrauch oder smarter Verbrauchssteuerung. Die Verbrauchssteuerung über smarte Geräte sowie die Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilitäten werden im Kapitel 4.3.3 „Demand Side Management“ im Detail behandelt.

Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz leisten auch einen wichtigen Beitrag zur Steigerung der Versorgungssicherheit. Diese sollen daher auch im Rahmen der Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie kontinuierlich evaluiert werden.

### **5.3.3.2 Reduktion des Bruttostromverbrauchs zu Spitzenzeiten**

Gemäß Art. 4 Verordnung (EU) 2022/1854<sup>171</sup> des Rates über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise waren die Mitgliedstaaten verpflichtet, Spitzenzeiten (einzelne Tagesstunden), die insgesamt 10 % aller Stunden des Zeitraums zwischen dem 1.12.2022 und dem 31.3.2023 entsprachen, zu ermitteln. In Österreich liegen die Zeitfenster für die Winterperiode mit dem höchsten Bruttostromverbrauch (in diesem Zeitraum gemäß dieser Erhebung) werktags zwischen 8 und 12 Uhr sowie zwischen 17 und 19 Uhr.<sup>172</sup> Die Mitgliedstaaten wurden verpflichtet, geeignete Maßnahmen zu treffen, um die Lastspitzen in diesen Zeiten abzuschwächen. Zur Erreichung dieser Verbrauchsverlagerungsziele durch freiwillige Maßnahmen sah das Stromverbrauchsreduktionsgesetz (SVRG)<sup>173</sup> in § 6 unter anderem bewusstseinsbildende Maßnahmen und Energiespar-, Energieeffizienz- und Sanierungsmaßnahmen vor. Diese Maßnahmen waren im SVRG gemäß den Vorgaben der EU-Verordnung befristet enthalten und liefen im Frühjahr 2023 aus. Die Einsparziele der Verordnung (EU) 2022/1854 konnten durch die gesetzten Maßnahmen erfolgreich erreicht werden. Gemäß der Verordnung (EU) 2022/1854 Artikel 4 Abs. 2. sollte jeder Mitgliedstaat seinen Bruttostromverbrauch während den ermittelten Spitzenzeiten reduzieren. Diese Senkung sollte durchschnittlich mindestens 5 % pro Stunde betragen.

Aufgrund der durch Verbrauchseinsparungen erzielten positiven Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit ist eine Wiederaufnahme und Weiterentwicklung der Maßnahmen auch etwa durch ein im Rahmen von angespannten Versorgungssituationen potenziell einzusetzendes „Peak-Shaving-Produkt“ durch das BMK zu evaluieren.<sup>174</sup> Gemäß der Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt

---

171 Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise.

172 Initiativantrag vom 18.11.2022 betreffend ein Stromverbrauchsreduktionsgesetz 2022, 3022/A 27. GP.

173 Bundesgesetz über Maßnahmen zur Stromverbrauchsreduktion in Spitzenzeiten (Stromverbrauchsreduktionsgesetz – SVRG), Stammfassung BGBl. I Nr. 235/2022, zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 4/2023.

174 Artikel 7a, Vorschlag für eine Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte in der EU. 2023/0077 (COD).

können Mitgliedstaaten Netzbetreibern gestatten, Produkte zur Lastspitzenreduktion zu beschaffen, um die Stromnachfrage in Spitzenlaststunden zu senken.

Zusammengefasst besteht die primäre Maßnahme darin, den Energieverbrauch während Spitzenlastzeiten zu reduzieren, um die Versorgungssicherheit zu stärken und die Notwendigkeit für zusätzliche Energieerzeugungskapazitäten zu verringern. Dabei ist darauf Rücksicht zu nehmen, ob und in welcher Weise dieser reduzierte Verbrauch nachgeholt wird, um die Entstehung neuer Spitzenlastzeitpunkte zu vermeiden. Die zuvor erwähnten Maßnahmen sollen im Rahmen der E-VSS überprüft und gegebenenfalls fortgesetzt werden.

### **5.3.3.3 Ausschreibungen von Stromverbrauchsreduktionen zu Spitzenzeiten**

Neben freiwilligen Maßnahmen zur Reduktion des Bruttostromverbrauchs konnten nach der Verordnung (EU) 2022/1854 über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise auch Ausschreibungen über die Reduktion des Bruttostromverbrauchs in bestimmten Stunden durchgeführt werden. Auch diese Maßnahmen wurden in §§ 9 bis 16 SVRG vorgesehen und durch den Regelzonenführer als Demand-Side-Response-Stromsparprodukt abgewickelt.

Wenn die Einsparungen aus den freiwilligen Maßnahmen und sonstige Einsparungen nicht ausreichen, um das Einsparziel von durchschnittlich mindestens 5 % in den Spitzenzeiten zu erreichen, sollen diese marktbasierenden Ausschreibungen über Stromverbrauchsreduktionen als zusätzliche Maßnahme eingesetzt werden. Voraussetzung ist, dass Teilnahmeberechtigte ihren Verbrauch mittels Fahrplänen prognostizieren können. Außerdem sollen sie technisch in der Lage sein, ihren Verbrauch gezielt in den ausgeschriebenen Spitzenzeiten gegenüber der Prognose zu reduzieren. Die Bieter sollen über geeignete Messgeräte zur Leistungsmessung verfügen. Teilnehmende solcher Ausschreibungen legen ein Angebot vor, eine bestimmte Menge Strom zu einem bestimmten Preis in einem vorab festgelegten Zwei-Stunden-Zeitfenster gegen Vergütung aus Bundesmitteln zu reduzieren.

Diese Maßnahme wurde gemäß den Vorgaben der EU-Verordnung befristet durchgeführt. Die letzte Ausschreibung des Demand-Side-Response-Stromsparprodukts im Winter 2022/23 wurde am 21. März 2023 erfolgreich geschlossen. Es wurden drei Anbieter im Winter 2022/23 für das Demand-Side-Response-Stromsparprodukt abgerufen.<sup>175</sup> Das SVRG trat mit Ablauf des 31. Dezember 2023 außer Kraft. Die Sinnhaftigkeit einer Wiederaufnahme der dort enthaltenen Maßnahmen im Sinne der Versorgungssicherheit wird durch das BMK evaluiert. Dabei ist darauf Rücksicht zu nehmen, ob und in welcher Weise dieser reduzierte Verbrauch nachgeholt wird, um die Entstehung neuer Spitzenlastzeitpunkte zu vermeiden.

---

<sup>175</sup> [markt.apg.at/netz/demand-side-response-stromsparprodukt](https://markt.apg.at/netz/demand-side-response-stromsparprodukt), zuletzt abgerufen am 24.10.2024.

### 5.3.4 Netz- und systemdienlicher Einsatz von Flexibilitäten

Die steigenden Herausforderungen im Stromnetz und damit für die operative Versorgungssicherheit sind nicht nur durch steigende Nachfragespitzen induziert, sondern auch durch Erzeugungsspitzen dargebotsabhängiger Einspeiser. Entscheidend für die Versorgungssicherheit ist die Nutzung von Flexibilitäten zum Ausgleich des Residuallastgangs bzw. der netz- und systemdienliche Einsatz von Flexibilitäten. So wird im NIP festgehalten, dass „bei hohen Erzeugungsspitzen und geringen zeitgleichen Lasten und Exporten zukünftig auch Verteilernetzflexibilität z.B. mittels Heimspeichern, flexibel gesteuerten Wärmepumpen oder einer zeitlich begrenzten Reduktion der Einspeiseleistung von Stromerzeugungsanlagen eine Rolle zur Vermeidung und Beseitigung von Netzengpässen im Übertragungsnetz spielen kann“.<sup>176</sup>

#### 5.3.4.1 Maßnahmen zum systemdienlichen Einsatz erneuerbarer Erzeugungsanlagen

Der flexible Einsatz erneuerbarer Erzeugungstechnologien kann dazu beitragen, die Notwendigkeit verbrauchsseitiger Flexibilitäten zu reduzieren. Dies könnte zum Beispiel durch einen temporären flexiblen Netzzugang oder durch eine klar geregelte Spitzenkappung geschehen. Dadurch könnte mehr erneuerbare Erzeugungsleistung rasch ans Netz gehen und die aktuell mitunter noch nicht ausreichende vorhandene Netzkapazität bestmöglich ausgeschöpft werden. Bei Einführung solcher Instrumente ist allerdings darauf Rücksicht zu nehmen, dass sie weder zur Verlangsamung des notwendigen Netzausbaus führen noch dem stabilen Förderrahmen, welcher durch das EAG geschaffen wurde, zuwiderlaufen. Im Fall von Mehrerzeugung kann ein Anlagenbetreiber auch auf lokal installierte Speicher zurückgreifen, die einen Teil der verfügbaren Energie zeitlich verlagern. Bereits aktuell wird der Betrieb von Batteriespeichern gefördert. Es ist zu prüfen, ob künftig im Rahmen der Förderkriterien ein größerer Fokus auf einen netzdienlichen Einsatz der Speichersysteme anstelle einer reinen Eigenverbrauchsoptimierung gelegt werden soll.

Neben dem Einsatz netzdienlicher Batteriespeicher in Zusammenhang mit PV-Anlagen kann auch deren Ausrichtung zur Abflachung der Erzeugungskurven beitragen. Nach Osten oder Westen ausgerichtete Erzeugungsanlagen bieten etwa 80 % bis 85 % der Erzeugungsleistung von südlich ausgerichteten Anlagen. Durch die verstärkte Stromerzeugung in den Morgen- und Nachmittagsstunden und die Reduktion der Erzeugungsspitze zu Mittag kann das Ertragsprofil verbessert und der Speicherbedarf gesenkt werden.<sup>177</sup> Ähnliches gilt für vertikal ausgerichtete Erzeugungsanlagen. Eine Analyse zu den Optimierungspotenzialen in Hinblick auf das Ausrichtungsgefüge von PV-Anlagen sollte durch das BMK erfolgen.

---

<sup>176</sup> BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan, Wien 2024, S. 117.

<sup>177</sup> [pvaustria.at/pv-ausrichtung](https://pvaustria.at/pv-ausrichtung), abgerufen am 23.1.2024.

#### 5.3.4.2 Flexibilitätssteuerung durch die Ausgestaltung der Systemnutzungs-entgelte

Auch die Berücksichtigung einer regelbaren oder unterbrechbaren Leistung im Rahmen der Systemnutzungsentgelte, konkret im Netznutzungsentgelt, kann netzdienliches Verhalten beanreizen. Die Festlegung der Systemnutzungsentgelte fällt in die ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde. Im Positionspapier „Tarife 2.1“ setzt diese sich mit diversen Möglichkeiten für die Ausgestaltung solcher, dort als „flexible Tarife“ bezeichneten, Modelle auseinander und spricht sich für die Nutzung und Weiterentwicklung der Entgeltgestaltung in Bezug auf unterbrechbare Leistung aus, da in diesem Fall eine bessere Vorhersehbarkeit der Preisentwicklung gegeben sei als bei regelbaren Leistungsvorgaben. Für die Umsetzung wäre ein Modell erforderlich, das die Vorgabe einer netzwirksamen Leistung durch den Netzbetreiber bei Netzengpass-Situationen ermöglicht (siehe auch Kapitel 5.3.4.1 „Maßnahmen zum systemdienlichen Einsatz erneuerbarer Erzeugungsanlagen“).

Nach Einschätzung der Regulierungsbehörde sollte sich bei Kund:innen mit Netzan-schluss auf Niederspannungsebene der leistungsbezogene Anteil der Netznutzung stärker entgeltlich niederschlagen. Dadurch würde sich ein angemessenerer Preis für Lastspitzen ergeben und somit ein zusätzlicher Anreiz für die Bereitstellung von Flexibilitäten ge-schaffen werden. Diese Flexibilitäten könnten bei einem Leistungsanteil von 40 % bis 60 % am Netznutzungsentgelt optimal eingesetzt werden.<sup>178</sup> Bei einer Anpassung der Netznut-zungsentgelte ist auf die soziale Verträglichkeit Bedacht zu nehmen. Die Abschaffung der Pauschale und die Einführung einer verursachungsgerechten Leistungsverrechnung kann insbesondere bei Kund:innen mit geringen Leistungsspitzen zu Entlastungen führen. Wei-tere Entlastungen können durch die Reduktion des Arbeitspreises und die Integration der Messgeräte in das Systemnutzungsentgelt erfolgen. Darüber hinaus gibt es bereits einen Zusammenhang mit den Ökostrombeitrag-Befreiungen für sozial bedürftige Kund:innen.<sup>179</sup>

Eine Herausforderung an eine zukünftige Entgeltstruktur stellt deren nötige Flexibilität dar, um auf Veränderungen wirtschaftlicher und technischer Natur reagieren zu können.<sup>180</sup> Die im EIWG vorgesehenen Ordnungsverfahren zur Festsetzung der Systemnutzungsentgelte (eine Verordnung zur Festlegung allgemeiner Grundsätze und eine weitere zur jährlichen Höhe der einzelnen Entgelte) sollen diese notwendige Flexibilität ermöglichen.

Nach aktueller Rechtslage kann die Regulierungsbehörde im Rahmen sogenannter „Regulatory Sandboxes“ gemäß § 58a EIWOG 2010 Netzentgelte für Forschungs- und Demonstrationsprojekte in Bezug auf Entgeltstruktur, Bemessungsgrundlage oder abrechnungsrelevanten Zeitraum für Netzbenutzer:innengruppen oder einzelne Netzbenutzer:innen anpassen. Im Rahmen des Projekts „Energie.Frei.Raum“ der Forschungs-

---

178 E-Control (Hg.): Tarife 2.1 Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetz-bereich, Wien 2021, S. 10 ff.

179 E-Control (Hg.): Tarife 2.1 Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetz-bereich, Wien 2021, S. 30 f.

180 Vgl. E-Control (Hg.): Tarife 2.1 Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Strom-netzbereich, Wien 2021.

förderungsgesellschaft werden solche „Regulatory Sandboxes“ derzeit modelliert und die potenziellen Auswirkungen auf den Strommarkt analysiert. Ebenso wird darin der Einsatz unterschiedlicher Preissignale und deren Effekt auf das Verbraucherverhalten untersucht.<sup>181</sup> Die Ergebnisse dieser Projekte werden durch das BMK beobachtet und können bei einer künftigen Weiterentwicklung der Rechtsgrundlagen berücksichtigt werden. Auch im künftigen EIWG ist eine Fortführung der Ausnahmemöglichkeit von Systemnutzungsentgelten für Forschungs- und Demonstrationsprojekte vorgesehen.

### **5.3.4.3 Weitere Anreize und Marktregeln für den systemdienlichen Einsatz von Flexibilitäten**

Eine Modellierung der Auswirkungen eines marktorientierten Einsatzes der Flexibilitäten von Großbatterien, Elektrolyseuren und Großwärmepumpen auf die Netzauslastung im Übertragungsnetz wurde im NIP vorgenommen und der Auswirkung eines gesteuerten, netzunterstützenden Einsatzes von Flexibilitäten gegenübergestellt. Dabei zeigt sich deutlich, dass nur ein netz- bzw. systemdienlicher Einsatz der verfügbaren Flexibilitätsoptionen zu einer Verbesserung der Netzauslastung und damit zu einer erhöhten operativen Versorgungssicherheit führt, während es in der marktorientierten Variante zu keinen Verbesserungen kommt.<sup>182</sup> Alle in Kapitel 4.3 und 5.3 bisher behandelten Flexibilisierungsmaßnahmen zielen darauf ab, ein netz- und systemdienliches Verhalten der Flexibilitätsbereitsteller zu erreichen. Neben den bereits genannten Möglichkeiten wie etwa der Flexibilitätssteuerung durch die Ausgestaltung der Systemnutzungsentgelte sind weitere Anreize für netz- und systemdienliches Verhalten großer Flexibilitätsbereitsteller wie etwa Elektrolyseure oder Betreiber von Großwärmepumpen, Stromspeichern und regelbaren Erzeugungsanlagen durch das BMK in Zusammenarbeit mit relevanten Stakeholdern in Betracht zu ziehen. Für einen effektiven Einsatz identifizierter Anreize kann bei Bedarf eine Anpassung rechtlicher und regulatorischer Vorgaben erfolgen.

In Umsetzung des Artikels 32 der Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt sollen im geplanten EIWG zu diesem Zweck Netzbetreiber ermächtigt werden, benötigte Flexibilitätsleistungen wie verteilte Erzeugung, Laststeuerung oder Energiespeicherung direkt am Strommarkt zu beschaffen. Dabei ist in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde auf ein transparentes, diskriminierungsfreies und marktgestütztes Verfahren zu achten. Für die Koordinierung der marktbasierter Beschaffung und des Einsatzes von Flexibilitätsleistungen wäre eine digitale Flexibilitätsplattform durch den Regelzonenführer und die Verteilernetzbetreiber einzurichten, die zu jeder Zeit vollständige Informationen zu Bedarf und Verfügbarkeit von Flexibilitätsleistungen bereitstellt. Diese Flexibilitätsplattform soll künftig auch für den gezielten Eingriff in den Betrieb von Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen durch den Regelzonenführer im Rahmen des Engpassmanagements herangezogen werden können (vgl. Kapitel 5.3.1 „Maßnahmen des Engpassmanagements“).

---

<sup>181</sup> [ffg.at/Energie.Frei.Raum](https://www.ffg.at/Energie.Frei.Raum), abgerufen am 6.7.2023.

<sup>182</sup> BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan, Wien 2024, S. 107 ff.

# 6 Relevante Aspekte auf EU-Ebene

## 6.1 Überblick über relevante Entwicklungen im ENTSO-E-Raum

Aufgrund der Interkonnektivität des europäischen Stromsystems bestanden Formen der regionalen Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern der europäischen Staaten bereits seit den 1950er-Jahren.<sup>183</sup> Um den optimalen Betrieb des Übertragungsnetzes zu gewährleisten und den grenzüberschreitenden Handel sowie die grenzüberschreitende Stromversorgung von Endkund:innen in der Gemeinschaft zu ermöglichen, wurde durch die Verordnung (EG) Nr. 714/2009<sup>184</sup> über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel die Gründung des Europäischen Verbandes der Übertragungsnetzbetreiber Strom (ENTSO-E) rechtlich verankert.<sup>185</sup> Gegenwärtig umfasst ENTSO-E 40 Mitglieder in 36 Staaten.<sup>186</sup> Abbildung 22 beschreibt die Mitgliederstruktur von ENTSO-E. Seitens Österreichs sind die beiden Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid AG und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH Mitglieder bei ENTSO-E.

Abbildung 22: Mitgliederstruktur ENTSO-E



<sup>183</sup> [entsoe.eu/regions](https://entsoe.eu/regions), abgerufen am 18.6.2024.

<sup>184</sup> Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003; durch Verordnung (EU) 2019/943 mit 1. Jänner 2020 aufgehoben.

<sup>185</sup> Vgl. Erwägungsgrund 7 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009.

<sup>186</sup> [entsoe.eu/about/inside-entsoe/members](https://entsoe.eu/about/inside-entsoe/members), abgerufen am 18.6.2024.

### 6.1.1 European Resource Adequacy Assessment (ERAA) – Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene

Die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene (European Resource Adequacy Assessment, kurz ERAA) erfolgt gemäß der Verordnung (EU) 2019/943 durch ENTSO-E auf Grundlage einer Methode<sup>187</sup>, welche durch ENTSO-E erstellt und von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) genehmigt wurde.<sup>188</sup> Durch das ERAA werden Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen festgestellt, indem die Gesamtangemessenheit des Stromsystems zur Deckung des bestehenden und zu erwartenden Strombedarfs auf Unionsebene, auf Ebene der Mitgliedstaaten und gegebenenfalls auf Ebene der Gebotszonen beurteilt wird. Die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene wird jährlich durchgeführt und deckt, ab dem Zeitpunkt der Beurteilung, einen Zehnjahreszeitraum ab.<sup>189</sup>

ENTSO-E übermittelt bis 1. November jeden Jahres die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene an ACER zur Genehmigung.<sup>190</sup> Der Inhalt der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen wird durch Art. 23 Abs. 5 lit. a bis m der Verordnung (EU) 2019/943 konkretisiert. Auszugsweise sei erwähnt, dass die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene

- auf jeder Ebene der Gebotszonen durchgeführt wird und mindestens alle Mitgliedstaaten umfasst,
- auf angemessenen zentralen Referenzszenarien für das voraussichtliche Angebot und die voraussichtliche Nachfrage beruht, einschließlich einer wirtschaftlichen Beurteilung der Wahrscheinlichkeit<sup>191</sup> für die Abschaltung, die vorübergehende Stilllegung und den Neubau von Erzeugungsanlagen und der Maßnahmen zur Erreichung der Energieeffizienzziele und der Stromverbundziele, sowie auf angemessenen Sensitivitäten bezüglich extremer Wetterereignisse, hydrologischen Gegebenheiten, den Großhandelspreisen und der Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises,

---

187 Entscheidung Nr. 24/2020 der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) vom 2. Oktober 2020 über eine Methode für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene.

188 Vgl. Art. 23 Abs. 2, 3, 4 und 7 der Verordnung (EU) 2019/943.

189 Art. 23 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2019/943.

190 Vgl. Art. 9 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2019/942 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden iVm Art 23 Abs. 7 und Art. 27 der Verordnung (EU) 2019/943 sowie Art. 10 Abs. 2 der Methode für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene.

191 Die Ergebnisse der Bewertung der wirtschaftlichen Tragfähigkeit (Economic Viability Assessment) sind deterministisch. Dies bedeutet, dass eine genaue Anzahl neu gebauter, abgeschalteter oder vorübergehend stillgelegter Erzeugungsanlagen ausgegeben wird.

getrennte Szenarien enthält, in denen die unterschiedliche Wahrscheinlichkeit des Eintritts der Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen zum Ausdruck kommt,

- sowie die Beiträge aller Ressourcen, einschließlich der bestehenden und künftigen Möglichkeiten der Erzeugung, Energiespeicherung und branchenbezogenen Integration bzw. Laststeuerung, sowie Ein- und Ausfuhrmöglichkeiten und ihren Beitrag zu einem flexiblen Systembetrieb angemessen berücksichtigt.

Der ERAA 2023 Report wurde durch ENTSO-E am 15. Dezember 2023 gegenüber ACER zur Genehmigung vorgelegt. ACER hat das ERAA 2023 am 2. Mai 2024 genehmigt und gleichzeitig für das folgende ERAA 2024 weitere Verbesserungspotenziale identifiziert.<sup>192</sup> Neben der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene können die Mitgliedstaaten freiwillig eine Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene gemäß Art. 24 der Verordnung (EU) 2019/943 durchführen (vgl. Kapitel 4.3.1.6).

#### **6.1.1.1 Erzeugungskapazitäten gemäß ERAA 2023**

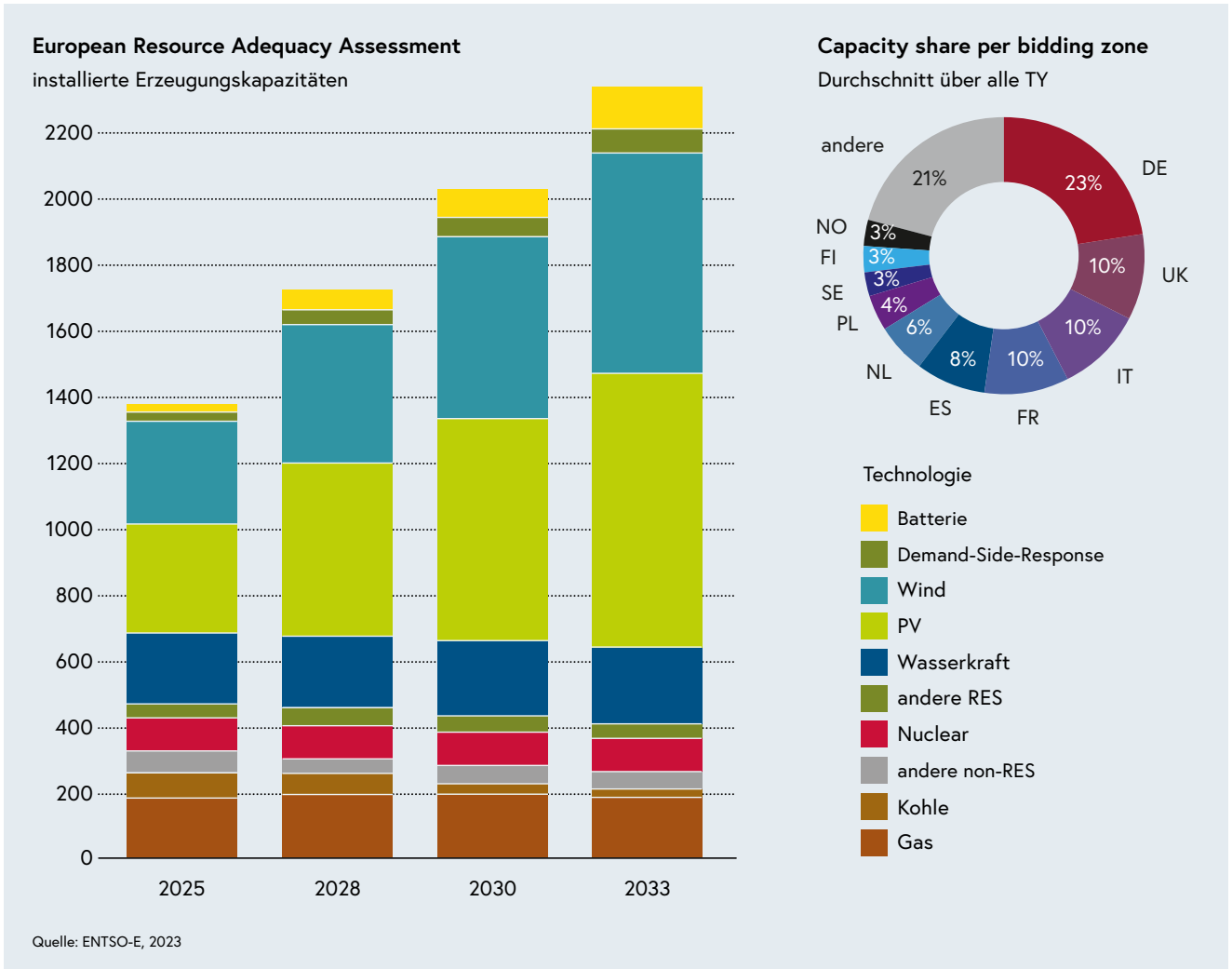
Im Rahmen des ERAA 2023 wird davon ausgegangen, dass sich die Erzeugungskapazität insgesamt während der Zieljahre 2025, 2028, 2030 und 2033 (Target Years – TY) erhöht. Die größte Kapazitätssteigerung wird im Hinblick auf die Wind- und Solarerzeugung erwartet. Deutschland, Frankreich, Italien und das Vereinigte Königreich werden den Annahmen zufolge die größten Anteile an den erwarteten Erzeugungskapazitäten im ENTSO-E Raum aufweisen.<sup>193</sup>

---

192 Entscheidung Nr. 06/2024 der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) vom 2. Mai 2024 über die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene für 2023.

193 ENTSO-E AISBL (Hg.): European Resource Adequacy Assessment, 2023 Edition, Annex 1 – Input Data & Assumptions, Brüssel 2023, S. 12 f.





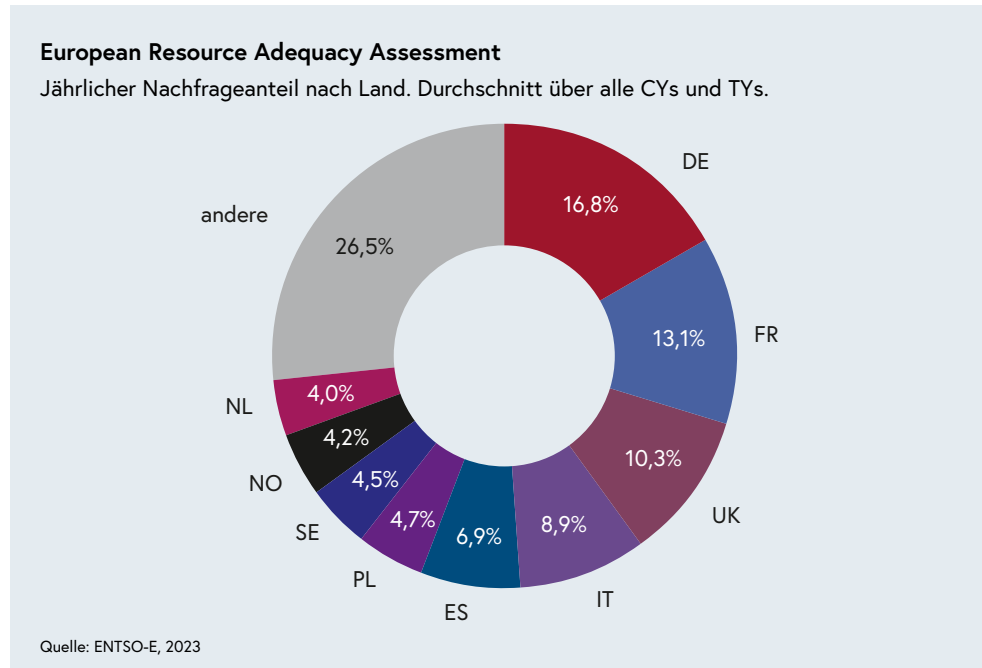
**6.1.1.2 Nachfrageprofile gemäß ERAA 2023**

Die Nachfrageprofile des ERAA 2023, welche für die Zieljahre 2025, 2028, 2030 und 2033 entwickelt wurden, basieren auf historischen Nachfragedaten von 2016 bis 2019 und wurden auf Grundlage der klimatischen Bedingungen der Klimajahre (Climate Years – CY) 1982 bis 2016 für die oben genannten Zieljahre angepasst. Das ERAA 2023 geht von einem deutlichen Anstieg sowohl der jährlichen Nachfrage als auch der Werte für die Spitzennachfrage (Peak Demand) während der Zieljahre aus, wobei Deutschland, Frankreich und das Vereinigte Königreich zu den Staaten mit der höchsten durchschnittlichen Jahresnachfrage gehören.<sup>194</sup>

Abbildung 23: ERAA, 2023 Edition, Annex 1 – Installierte Erzeugungskapazitäten in GW

194 ENTSO-E AISBL (Hg.): European Resource Adequacy Assessment, 2023 Edition, Annex 1 – Input Data & Assumptions, Brüssel 2023, S. 8.

Abbildung 24: ERAA, 2023  
Edition, Annex 1 – Jährlicher  
Nachfrageanteil nach Land

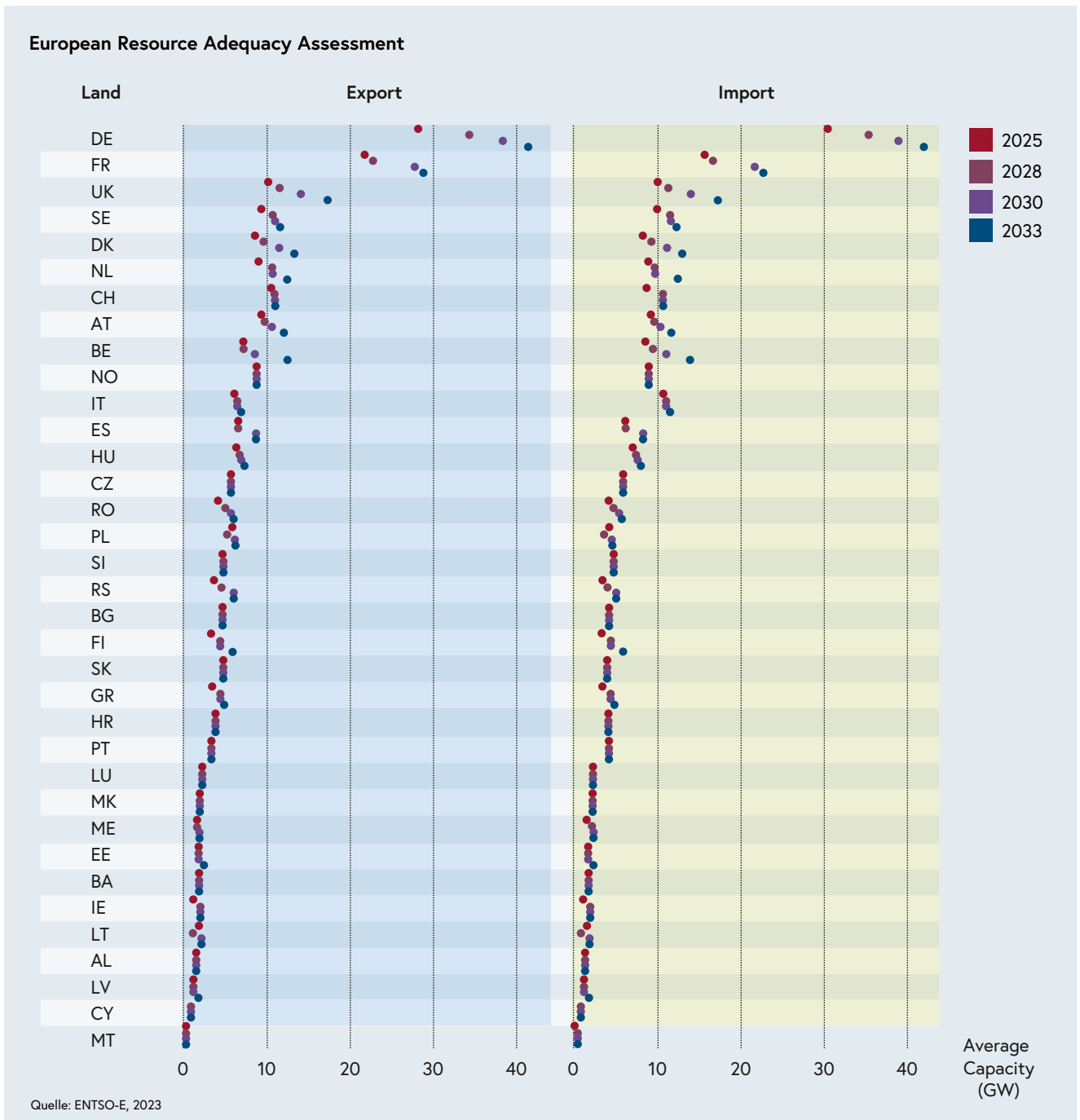


### 6.1.1.3 Netto-Import- und -Exportkapazitäten gemäß ERAA 2023

Im Rahmen der ERAA-2023-Analyse wird davon ausgegangen, dass die maximalen Netto-Import- und -Exportkapazitäten in den meisten Ländern im Verlauf der Zieljahre ansteigen.<sup>195</sup> Die Berücksichtigung der Austauschkapazitäten erfolgt in einem hybriden Ansatz: mit einer Flow Based basierten Berechnung für die CORE<sup>196</sup>-Region sowie über Net Transfer Capacities (NTCs) für die restlichen Grenzen.

<sup>195</sup> ENTSO-E AISBL (Hg.): European Resource Adequacy Assessment, 2023 Edition, Annex 1 – Input Data & Assumptions, Brüssel 2023, S. 18.

<sup>196</sup> Definition CORE-Gebotszone: Österreich, Belgien, Kroatien, Tschechische Republik, Frankreich, Deutschland, Ungarn, Luxemburg, Niederlande, Polen, Rumänien, Slowakei und Slowenien.



#### 6.1.1.4 Ergebnisse der Angemessenheitsanalyse des ERAA 2023

Das ERAA 2023 behandelt zwei Szenarien. Sowohl Szenario A (Central Reference) als auch Szenario B (Sensitivity) betrachten die Zieljahre 2025, 2028 und 2033.<sup>197</sup> Allfällige Unterdeckungen sind mit einem LOLE-Wert der jeweiligen Gebotszone ausgewiesen. Die Kennzahl LOLE steht für „Loss of Load Expectation“ bzw.

Abbildung 25: ERAA, 2023 Edition, Annex 1 – Entwicklung Importe, Exporte im ENTSO-E-Raum

<sup>197</sup> ENTSO-E AISBL (Hg.): European Resource Adequacy Assessment, 2023 Edition, Executive Report, Brüssel 2023, S. 7.

„Lastunterdeckungserwartung“<sup>198</sup> und wird in Stunden pro Jahr dargestellt. Der LOLE-Wert ist eine Kennzahl für die Dauer einer allfälligen Unterdeckung. Das Ausmaß der Unterdeckung wird hingegen durch die Kennzahl EENS („Expected Energy not Served“, „erwartete Energieunterdeckung“) dargestellt (vgl. zu den angeführten Kennzahlen nähere Ausführungen in den Kapiteln 8.2 und 8.3).

Das ERAA 2023 geht für Österreich von durchschnittlichen LOLE-Werten von 0,39 Stunden (Szenario A) bzw. 0,80 Stunden (Szenario B) im Jahr 2025, 0,47 Stunden (Szenario A) bzw. 0,83 Stunden (Szenario B) im Jahr 2028, 0,36 Stunden (Szenario A) bzw. 0,55 Stunden (Szenario B) im Jahr 2030 sowie 1,44 Stunden (Szenario A) bzw. 2,69 Stunden (Szenario B) im Jahr 2033 aus.<sup>199</sup> Die im ERAA 2023 dargestellten durchschnittlichen LOLE-Werte für Österreich bleiben für alle untersuchten Zieljahre (2025, 2028, 2030 und 2033) merklich unter dem Schwellenwert von 3 Stunden pro Jahr, der von vielen Mitgliedstaaten als Zuverlässigkeitsstandard festgelegt wurde, allerdings handelt es sich um die bisher höchste in einem ERAA für Österreich ausgewiesene Lastunterdeckungserwartung.

Der durch ENTSO-E durchgeführte ERAA-Prozess ist in dieser Form ein relativ neues Instrument, welches unter Heranziehung bestimmter Annahmen durchgeführt wurde. Diese Parameter sind noch einer genaueren Bewertung zu unterziehen. Das ERAA 2023 wurde seitens ENTSO-E ohne Berücksichtigung bestehender Kapazitätsmechanismen berechnet, und zwar auch in Bezug auf jene Länder, die einen solchen bereits implementiert haben. Aus diesem Grund wird davon ausgegangen, dass die vorhandenen Kapazitäten in Gesamteuropa unterschätzt und damit die LOLE-Werte für Österreich zu hoch angesetzt sind. Es kann geschlussfolgert werden, dass die Versorgungssituation in Österreich als sehr gut bewertet werden kann.

Die im Kontext des ERAA ausgewiesenen LOLE-Werte bilden einen Durchschnittswert aller Simulationen, und zwar den Durchschnitt von 525 Simulationsjahren je Stützjahr. Besonders für Österreich sind in diesem Kontext vereinzelte Klimajahre prägend, bei allen anderen ergeben sich fast keine oder minimale Unterdeckungen. Zudem sind die für Österreich ausgewiesenen EENS-Werte sehr gering, wenn der österreichische Tagesverbrauch, welcher je nach Jahreszeit bei 120–200 GWh/d liegt, herangezogen wird, was insbesondere durch den Regelreserveeinsatz ausgeglichen werden könnte.

#### **6.1.1.5 Abgrenzung gegenüber kurzfristigen und saisonalen Abschätzungen der Angemessenheit**

Kurzfristige (Week-Ahead- bis mindestens Day-Ahead-Zeitbereich) und saisonale (sechs Monate im Voraus) Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen verfolgen einen anderen Zweck als die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen

---

<sup>198</sup> Vgl. Art. 23 Abs. 5 lit. j zweiter Teilstrich der Verordnung (EU) 2019/943.

<sup>199</sup> ENTSO-E AISBL (Hg.): European Resource Adequacy Assessment – Annex 3 – Detailed Results, Brüssel 2023, S. 17, 21, 25, 29 bzw. S. 42, 46, 50, 54.

auf europäischer Ebene (ERAA). Mit diesen Analysen sollen mögliche Probleme im Zusammenhang mit der Angemessenheit der Ressourcen für den kurzfristigen Zeithorizont ermittelt werden, während das ERAA den Zeithorizont von zehn Jahren in der Zukunft betrachtet.<sup>200</sup> Kurzfristige und saisonale Abschätzungen der Angemessenheit werden nach Maßgabe einer von ENTSO-E entwickelten und durch ACER genehmigten Methode<sup>201</sup> vorgenommen.

Saisonale Abschätzungen der Angemessenheit werden gemäß Art. 9 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2019/941 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor von ENTSO-E durchgeführt. ENTSO-E veröffentlicht die Abschätzungen der Angemessenheit für den Winter bis spätestens 1. Dezember und für den Sommer bis spätestens 1. Juni jedes Jahres (sog. „Seasonal Outlook“ bzw. „Summer Outlook“ sowie „Winter Outlook“). Kurzfristige Abschätzungen der Angemessenheit werden gemäß Art. 9 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2019/941 durch die regionalen Koordinierungszentren durchgeführt.

#### **6.1.1.6 Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942<sup>202</sup> und (EU) 2019/943 in Bezug auf Verbesserungen des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union**

Ausgehend von dem Ziel, das Elektrizitätsmarktdesign in der Union einer Optimierung zu unterziehen, wurden die Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 unter anderem bezüglich der Bewertung des Flexibilitätsbedarfs einer Anpassung unterzogen.

Die Verordnung (EU) 2024/1747<sup>203</sup> zum Elektrizitätsmarktdesign in der Union sieht vor, dass ACER gemäß Artikel 19e Absatz 7 der Verordnung (EU) 2019/943 einen Bericht zu erstellen hat, in welchem die nationalen Berichte über den geschätzten Flexibilitätsbedarf analysiert werden. ACER gibt darin in Bezug auf die Feststellungen der Regulierungsbehörde oder einer anderen von einem Mitgliedstaat benannten Behörde oder Stelle Empfehlungen zu Fragen von grenzüberschreitender Relevanz ab. Der Bericht muss

---

200 Vgl. Erwägungsgrund 17 der Verordnung (EU) 2019/941 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG („Strom-SoS-Verordnung“).

201 Entscheidung Nr. 08/2020 der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) vom 6. März 2020 über die Methode für kurzfristige und saisonale Abschätzungen der Angemessenheit.

202 Verordnung (EU) 2019/942 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

203 Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union.

- eine Bewertung der verschiedenen Arten des – zumindest saisonalen, täglichen und stündlichen – Flexibilitätsbedarfs enthalten, um Energie aus erneuerbaren Quellen in das Stromnetz zu integrieren, wie unter anderem verschiedene Annahmen in Bezug auf die Strommarktpreise, die Erzeugung und die Nachfrage,
- das Potenzial von Ressourcen für nicht fossile Flexibilität wie Laststeuerung und Energiespeicherung, einschließlich Aggregation und Verflechtung, zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilungsebene berücksichtigen,
- eine Bewertung der Hindernisse für Flexibilität am Markt und Vorschläge für entsprechende Entlastungsmaßnahmen und Anreize, einschließlich der Beseitigung regulatorischer Hindernisse und möglicher Verbesserungen auf den Märkten und der Dienste oder Produkte für den Netzbetrieb, enthalten,
- eine Bewertung des Beitrags der Digitalisierung der Stromübertragungs- und -verteilernetze enthalten und
- die Flexibilitätsquellen berücksichtigen, bei denen zu erwarten ist, dass sie in anderen Mitgliedstaaten verfügbar sein werden.

Bis zum 17. April 2025 legen ENTSO-E und die Europäische Organisation für Verteilernetzbetreiber (EUVNBO) gegenüber ACER gemeinsam einen Vorschlag für die Methode der Analyse des Flexibilitätsbedarfs vor. Spätestens ein Jahr nachdem ACER die Methode genehmigt hat, und danach alle zwei Jahre, nimmt die Regulierungsbehörde oder eine von einem Mitgliedstaat benannte andere Behörde oder Stelle einen Bericht über den geschätzten Flexibilitätsbedarf an. Hintergrund ist die Notwendigkeit, eine sichere und zuverlässige Versorgung kosteneffizient zu gewährleisten und das Stromsystem zu dekarbonisieren. Der Bericht erfasst den geschätzten Flexibilitätsbedarf im Zeitraum von mindestens den nächsten fünf bis zehn Jahren auf nationaler Ebene, in dem die Integration variabler erneuerbarer Energiequellen für die Stromerzeugung und die einzelnen Sektoren sowie die Verflechtung des Strommarkts, einschließlich der Stromverbundvorgaben und der potenziellen Verfügbarkeit von grenzübergreifender Flexibilität, berücksichtigt werden.

ACER erstellt außerdem innerhalb von sechs Monaten nach Ende einer allfälligen regionalen oder unionsweiten Strompreiskrise im Sinne des Artikels 66a der Richtlinie (EU) 2019/944 – nach Konsultation der Interessenträger – einen Bericht über die Auswirkungen der Verwendung von Produkten zur Lastspitzenreduktion auf dem Elektrizitätsmarkt der Union während einer Strompreiskrise und bewertet nach Konsultation der Interessenträger bis zum 30. Juni 2025 die Auswirkungen der Entwicklung von Produkten zur Lastspitzenreduktion auf den Elektrizitätsmarkt der Union unter normalen Marktbedingungen, worüber durch ACER gemäß Art 7a Abs. 8 der Verordnung (EU) 2019/943 ebenfalls ein Bericht erstellt wird.

## 6.2 Risikovorsorgeplan gem. Strom-SoS-VO und Maßnahmen der regionalen Zusammenarbeit

Gut funktionierende und miteinander verbundene Märkte und Systeme mit geeigneten Stromverbindungsleitungen stellen eine wichtige Säule für die Aufrechterhaltung der Stromversorgungssicherheit dar. Auch wenn dies gegeben ist, lässt sich das Risiko von Stromversorgungskrisen, etwa aufgrund von Naturkatastrophen wie extremen Wetterbedingungen oder böswilligen Angriffen, nicht gänzlich ausschließen. Da die Folgen solcher Stromversorgungskrisen gegebenenfalls über Staatsgrenzen hinausreichen, wurde durch den Unionsgesetzgeber mit der Verordnung (EU) 2019/941 eine Rechtsgrundlage geschaffen, mit der diese Herausforderungen adressiert werden sollen.<sup>204</sup>

Die Verordnung (EU) 2019/941 ist am 4. Juli 2019 in Kraft getreten. Sie enthält allgemeine Rahmenvorschriften zur Vorsorge für Stromversorgungskrisen sowie zu deren Prävention und Bewältigung, wobei die Transparenz bei der Vorsorge und während einer Stromversorgungskrise erhöht und sichergestellt werden soll, dass abgestimmte und wirksame Maßnahmen getroffen werden. Die Verordnung verpflichtet die Mitgliedstaaten zur solidarischen Zusammenarbeit auf regionaler bzw. bilateraler Ebene.<sup>205</sup>

Die Verordnung (EU) 2019/941 normiert in Art. 10 ff. die Verpflichtung eines jeden EU-Mitgliedstaates zur Erstellung eines Risikovorsorgeplans. Der Risikovorsorgeplan enthält u. a. eine Darstellung der wichtigsten regionalen sowie nationalen Szenarien für Stromversorgungskrisen sowie Maßnahmen für deren Prävention und Bewältigung. Der Risikovorsorgeplan der Republik Österreich wurde durch das BMK als zuständige Behörde gemäß Art. 3 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2019/941 erstellt und auf dessen Webseite veröffentlicht.<sup>206</sup>

Der Risikovorsorgeplan umfasst neben nationalen Maßnahmen auch regionale und gegebenenfalls bilaterale Maßnahmen über die Zusammenarbeit und Unterstützung im Falle einer Stromversorgungskrise, um sicherzustellen, dass Stromversorgungskrisen mit grenzüberschreitenden Auswirkungen angemessen verhindert und bewältigt werden. Regionale Maßnahmen werden in der betreffenden Region zwischen jenen Mitgliedstaaten vereinbart, die über die technischen Möglichkeiten der gegenseitigen Unterstützung verfügen. Die Republik Österreich gehört zu der Netzbetriebsregion Zentraleuropa.<sup>207</sup> Bilaterale Maßnahmen sind zwischen Mitgliedstaaten zu vereinbaren, die direkt verbunden sind, aber nicht derselben Region angehören.

Im Hinblick auf regionale Maßnahmen wurde durch das BMK an den bestehenden zwischenstaatlichen Kooperationsmechanismus innerhalb des Pentalateralen Energie-

---

204 Vgl. Erwägungsgrund 1 und 2 der Verordnung (EU) 2019/941.

205 Vgl. Erwägungsgrund 6 der Verordnung (EU) 2019/941.

206 [bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/krisenvorsorgemgmt.html](https://bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/krisenvorsorgemgmt.html), abgerufen am 31.1.2024.

207 Vgl. Annex I der Entscheidung Nr. 10/2020 der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) vom 6. April 2020 über die Festlegung von Netzbetriebsregionen.

forums angeknüpft. Das Pentalaterale Energieforum (im Folgenden PENTA-Forum) bildet einen Rahmen für eine auf Freiwilligkeit beruhende regionale Zusammenarbeit in Mitteleuropa, bestehend aus Österreich, Belgien, Frankreich, Deutschland, Luxemburg, den Niederlanden und der Schweiz.<sup>208</sup>

Die Versorgungssicherheit im Elektrizitätssektor bildet eine der wichtigsten Säulen der Zusammenarbeit im Rahmen des PENTA-Forums. Daher wurde im Lichte der Verordnung (EU) 2019/941 intensiv an einem koordinierten regionalen Rahmen für die Zusammenarbeit in der PENTA-Region im Hinblick auf die Prävention, Vorsorge für und Bewältigung von Stromversorgungskrisen gemäß Art. 12 und Art. 15 der Verordnung (EU) 2019/941 gearbeitet und schließlich am 1. Dezember 2021 ein Memorandum of Understanding (MoU) über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor unterzeichnet. Das MoU enthält ein Bekenntnis der PENTA-Staaten zum Austausch über Aspekte der Risikovorsorge im Elektrizitätssektor sowie des nationalen Krisenmanagements und zur Abhaltung regelmäßiger Übungen sowie eine demonstrative Liste von regionalen Maßnahmen, welche in Zukunft im Detail ausgearbeitet werden sollen.<sup>209</sup>

Auf Basis des PENTA-MoU über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor erfolgten Konsultationen zwischen Österreich und zentralosteuropäischen Mitgliedstaaten. Diese Arbeiten mündeten in der Unterzeichnung eines MoU über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor am 27. Juni 2022 durch das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie der Republik Österreich, das Ministerium für Industrie und Handel der Tschechischen Republik, das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz der Bundesrepublik Deutschland, das Ministerium für Innovation und Technologie von Ungarn, das Ministerium für Klima und Umwelt der Republik Polen sowie das Ministerium für Wirtschaft der Slowakischen Republik.<sup>210</sup> Der Inhalt des MoU entspricht in wesentlichen Punkten dem PENTA-MoU über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und stellt einen weiteren Schritt zur Verbesserung der zwischenstaatlichen Zusammenarbeit im Bereich der Elektrizitätsversorgungssicherheit dar. Nähere Details sind der jeweils aktuellen Fassung des Risikovorsorgeplans Elektrizität zu entnehmen.

---

208 BMK (Hg.): Risikovorsorgeplan Elektrizität der Republik Österreich gemäß Art. 10 der Verordnung (EU) 2019/941, S. 36.

209 BMK (Hg.): Risikovorsorgeplan Elektrizität der Republik Österreich gemäß Art. 10 der Verordnung (EU) 2019/941, S. 36 f.

210 BMK (Hg.): Risikovorsorgeplan Elektrizität der Republik Österreich gemäß Art. 10 der Verordnung (EU) 2019/941, S. 37.



# 7 Weitere übergreifende Aktionsfelder und Maßnahmen

## 7.1 IT-Sicherheit des Netzbetriebs und der Erzeugung

Die moderne Energieversorgung wird in hohem Ausmaß durch Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) unterstützt. Diese ist für die Funktionsfähigkeit vieler Prozesse und die effektive Steuerung der Energiesysteme mittlerweile essentiell, stellt jedoch auch einen potentiellen Angriffspunkt dar und muss daher im Lichte der Versorgungssicherheit besonders berücksichtigt werden. Zum Schutz gegen Bedrohungen für Telekommunikations- und elektronische Datenverarbeitungssysteme existieren aus diesem Grund eine Vielzahl an Sicherheits- und Präventionsmaßnahmen, die ständig adaptiert und weiterentwickelt werden.

### 7.1.1 Relevante Szenarien gemäß dem Risikovorsorgeplan Elektrizität der Republik Österreich

Im Risikovorsorgeplan Elektrizität der Republik Österreich sind unter anderem die wichtigsten nationalen Szenarien für Stromversorgungskrisen einschließlich der zugehörigen Präventions- und Vorsorgemaßnahmen dargestellt. Diese Präventions- und Vorsorgemaßnahmen werden von den Übertragungsnetzbetreibern in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde und den relevanten Partnern auf Basis der geltenden Gesetze umgesetzt. Soweit darin Gesetze angeführt sind, obliegt deren Vollziehung den dafür zuständigen staatlichen Stellen.<sup>211</sup> Die im Risikovorsorgeplan dargestellten Szenarien für Stromversorgungskrisen wirken meist mit kurzen Vorlaufzeiten und komplementieren die Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie, welche längere Zeiträume beleuchtet. Im Zusammenhang mit der IT-Sicherheit des Netzbetriebs sind insbesondere folgende Szenarien relevant:

- Szenario Nr. 1: Cyberattacke auf kritische IKT-Systeme (IKT = Informations- und Kommunikationstechnologie), die physisch mit Stromversorgungsnetzen verbunden sind (Übertragungs-/Verteilernetze, Kraftwerke, Industriebetriebe);
- Szenario Nr. 2: Cyberattacke auf kritische IKT-Systeme von Marktteilnehmern (nicht physisch mit dem Übertragungsnetz verbunden);

---

<sup>211</sup> Vgl. BMK (Hg.): Risikovorsorgeplan Elektrizität der Republik Österreich gemäß Art. 10 der Verordnung (EU) 2019/941, Wien 2022, S. 9.

- Szenario Nr. 17: Verlust von IKT-Mitteln oder Telekommunikationsinfrastruktur, die für den (Echtzeit-)Betrieb des Elektrizitätssystems benötigt werden.

Bezüglich der Präventions- und Vorsorgemaßnahmen, mit welchen diesen Szenarien begegnet wird, ist auf den Risikovorlageplan Elektrizität der Republik Österreich in seiner jeweils aktuellen Fassung zu verweisen.

## 7.1.2 Relevanter Rechtsrahmen zur Gewährleistung der Netz- und Informationssicherheit

Die Richtlinie (EU) 2016/1148 (NIS-Richtlinie)<sup>212</sup> verfolgt den Zweck, ein hohes gemeinsames Sicherheitsniveau von Netz- und Informationssystemen in der Union zu erreichen. Der Ausdruck Netz- und Informationssystem bezeichnet

1. ein elektronisches Kommunikationsnetz im Sinne des Art. 2 lit. a der Richtlinie 2002/21/EG<sup>213</sup> über einen gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste,
2. eine Vorrichtung oder eine Gruppe miteinander verbundener oder zusammenhängender Vorrichtungen, die einzeln oder zu mehreren auf der Grundlage eines Programms die automatische Verarbeitung digitaler Daten durchführen, oder
3. digitale Daten, die von den – in den lit. a und b genannten – Elementen zum Zwecke ihres Betriebs, ihrer Nutzung, ihres Schutzes und ihrer Pflege gespeichert, verarbeitet, abgerufen oder übertragen werden.<sup>214</sup>

Die Richtlinie (EU) 2016/1148 ist am 8. August 2016 in Kraft getreten. In der Richtlinie sind im Wesentlichen folgende Maßnahmen festgelegt:

- Stärkung der Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedstaaten in strategischer und operationeller Hinsicht;
- Verpflichtung der Mitgliedstaaten, eine nationale Netz- und Informationssicherheitsstrategie zu erarbeiten, die strategische Ziele, Prioritäten und Maßnahmen enthalten soll, um in den einzelnen Mitgliedstaaten ein hohes Sicherheitslevel der Netz- und Informationssysteme zu erreichen;
- Benennung von nationalen Behörden und Computer-Notfallteams;
- Verpflichtung von für das Gemeinwohl wichtigen privaten und öffentlichen Anbietern (Betreiber wesentlicher Dienste und Anbieter digitaler Dienste) zur Setzung angemessener Sicherheitsmaßnahmen und Meldung erheblicher Störfälle.

<sup>212</sup> Richtlinie (EU) 2016/1148 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. Juli 2016 über Maßnahmen zur Gewährleistung eines hohen gemeinsamen Sicherheitsniveaus von Netz- und Informationssystemen in der Union (NIS-Richtlinie).

<sup>213</sup> Richtlinie 2002/21/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 7. März 2002 über einen gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste.

<sup>214</sup> Vgl. Art. 4 Z 1 der Richtlinie (EU) 2016/1148.

In Österreich wird die Richtlinie (EU) 2016/1148 mit dem Netz- und Informationssystemsi-  
cherheitsgesetz (NISG)<sup>215</sup> umgesetzt. Der/die Bundeskanzler:in nimmt die strategischen  
Aufgaben gemäß § 4 Abs. 1 NISG und der/die Bundesminister:in für Inneres die operativen  
zentralen Aufgaben gemäß § 5 Abs. 1 NISG wahr. Für die Sicherheit von Netz- und Infor-  
mationssystemen ist eine zentrale Anlaufstelle (Single Point of Contact – SPOC) beim/  
bei der Bundesminister:in für Inneres eingerichtet, die als operative Verbindungsstelle  
zur Gewährleistung der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit mit den zuständigen  
Stellen in den anderen Mitgliedstaaten der EU sowie der Kooperationsgruppe und dem  
CSIRTs-Netzwerk<sup>216</sup> dient (§ 6 Abs. 1 NISG).

Die auf Basis des NISG ergangene Netz- und Informationssystemsi-  
cherheitsverordnung (NISV)<sup>217</sup> enthält u. a. nähere Regelungen zu den durch das NISG erfassten  
Sektoren. Wegen ihrer Bedeutung für die Aufrechterhaltung der öffentlichen Versorgung  
mit Energie im Sinne des § 16 Abs. 2 NISG sind gemäß § 4 NISV im Sektor Energie, Teil-  
sektor Elektrizität, folgende wesentliche Dienste erfasst:

- der Betrieb einer Erzeugungsanlage, die mehr als 340 MW Engpassleistung hat;
- der Betrieb von Systemen zur Steuerung von Erzeugungsanlagen, die zusammen  
mehr als 340 MW Engpassleistung haben;
- der Betrieb eines Verteilernetzes, über das Elektrizität an mehr als 88.000 Zähl-  
punkte transportiert wird oder das in einer Landeshauptstadt gelegen ist;
- der Betrieb eines Übertragungsnetzes durch Übertragungsnetzbetreiber.

Des Weiteren enthält die nationale NISV eine Darstellung geeigneter Sicherheitsvorkeh-  
rungen, die den Stand der Technik berücksichtigen. Diese sind durch Betreiber wesentli-  
cher Dienste zur Gewährleistung der Netz- und Informationssystemsi-  
cherheit zu treffen. Diese Sicherheitsvorkehrungen umfassen im Wesentlichen Maßnahmen in den Bereichen  
Governance und Risikomanagement, Umgang mit Dienstleistern, Lieferanten und Drit-  
ten, Sicherheitsarchitektur, Systemadministration, Identitäts- und Zugriffsmanagement,  
Systemwartung und Betrieb, physische Sicherheit, Erkennung von Vorfällen, Bewältigung  
von Vorfällen, Betriebskontinuität sowie Krisenmanagement.<sup>218</sup>

---

215 Bundesgesetz zur Gewährleistung eines hohen Sicherheitsniveaus von Netz- und  
Informationssystemen (Netz- und Informationssystemsi-  
cherheitsgesetz – NISG),  
BGBl. I Nr. 111/2018.

216 Das CSIRTs-Netzwerk (Computer Security Incident Response Teams-Netzwerk) ist ein  
gemäß Art. 12 NIS-RL eingerichtetes Gremium, das sich aus Vertretern der Computer-Not-  
fallteams der Mitgliedstaaten der EU und des europäischen Computer-Notfallteams zusam-  
mensetzt und zum Aufbau von Vertrauen zwischen den Mitgliedstaaten der Europäischen  
Union beitragen und eine rasche und wirksame operative Zusammenarbeit fördern soll.

217 Verordnung des Bundesministers für EU, Kunst, Kultur und Medien zur Festlegung von  
Sicherheitsvorkehrungen und näheren Regelungen zu den Sektoren sowie zu Sicherheits-  
vorfällen nach dem Netz- und Informationssystemsi-  
cherheitsgesetz (Netz- und Informa-  
tionssystemsi-  
cherheitsverordnung – NISV), BGBl. II Nr. 215/2019.

218 Siehe § 11 sowie Anlage 1 der NISV.

Mit der Richtlinie (EU) 2022/2555 (NIS-2-Richtlinie)<sup>219</sup> soll ein wirksames Vorgehen gegen aktuelle und neue Herausforderungen im Bereich Cybersicherheit gewährleistet werden. Die Erlassung der NIS-2-Richtlinie wurde durch die Unionsgesetzgebung als notwendig erachtet, da die NIS-Richtlinie den Mitgliedstaaten einen sehr großen Ermessensspielraum bei der Umsetzung der Verpflichtungen in Bezug auf die Sicherheit und die Meldung von Sicherheitsvorfällen eingeräumt habe. Diese Verpflichtungen seien daher auf nationaler Ebene auf sehr unterschiedliche Weise umgesetzt worden. Die NIS-2-Richtlinie soll diese großen Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten beseitigen, indem insbesondere Mindestvorschriften für einen funktionierenden und koordinierten Rechtsrahmen festgelegt werden, Mechanismen für die wirksame Zusammenarbeit zwischen den zuständigen Behörden in den einzelnen Mitgliedstaaten vorgesehen werden, die Liste der Sektoren und Tätigkeiten, die Pflichten im Hinblick auf die Cybersicherheit unterliegen, aktualisiert wird und wirksame Abhilfemaßnahmen und Durchsetzungsmaßnahmen, die für die wirksame Durchsetzung dieser Verpflichtungen von entscheidender Bedeutung sind, eingeführt werden.<sup>220</sup>

Die NIS-2-Richtlinie ist am 16. Jänner 2023 in Kraft getreten. Bis zum 17. Oktober 2024 haben die Mitgliedstaaten die erforderlichen Vorschriften zu erlassen, um der Richtlinie nachzukommen. Der Entwurf zu einem Netz- und Informationssystem-sicherheitsgesetz 2024 zur Umsetzung befindet sich mit Stand Juni 2024 bereits im parlamentarischen Verfahren.<sup>221</sup>

## 7.2 Schutz vor physischen Angriffen auf Stromnetze und Erzeugungsanlagen

Jeder Betreiber einer kritischen Infrastruktur trägt die Verantwortung für den angemessenen Objektschutz seiner Anlagen. Für den Bereich der Übertragungsnetzinfrastruktur im Elektrizitätsbereich regelt § 40 Abs. 1 Z 1 und 2 EIWOG 2010, dass die Ausführungsgesetze Betreiber von Übertragungsnetzen zu verpflichten haben, das von ihnen betriebene System sicher, zuverlässig, leistungsfähig und unter Bedachtnahme auf den Umweltschutz zu betreiben und zu erhalten und die zum Betrieb des Systems erforderlichen technischen Voraussetzungen sicherzustellen. Der Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer APG trägt daher einen großen Teil der Verantwortung

---

219 Richtlinie (EU) 2022/2555 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Dezember 2022 über Maßnahmen für ein hohes gemeinsames Cybersicherheitsniveau in der Union, zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 910/2014 und der Richtlinie (EU) 2018/1972 sowie zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2016/1148 (NIS-2-Richtlinie).

220 Vgl. Erwägungsgrund 2, 4 und 5 der NIS-2-Richtlinie.

221 Ausschussbericht Nationalrat betreffend ein Bundesgesetz zur Gewährleistung eines hohen Cybersicherheitsniveaus von Netz- und Informationssystemen (Netz- und Informationssystem-sicherheitsgesetz 2024 – NISG 2024), 2638 der Beilagen 27. GP.

für die sichere Stromversorgung Österreichs. Dabei ist die frühestmögliche Erkennung potenzieller Gefährdungen mit entsprechender Reaktion unumgänglich.

### **7.2.1 Relevante Szenarien gemäß dem Risikovororgeplan Elektrizität der Republik Österreich**

Die im Risikovororgeplan dargestellten Szenarien für Stromversorgungskrisen wirken meist mit kurzen Vorlaufzeiten und komplementieren die Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie, welche längere Zeiträume beleuchtet. Im Zusammenhang mit dem Schutz vor potenziellen physischen Angriffen auf energierelevante Infrastruktur sind vor allem folgende der im Risikovororgeplan der Republik Österreich dargestellten Szenarien relevant:

- Szenario Nr. 3: Physischer Angriff gegen Anlagen kritischer Infrastrukturen;
- Szenario Nr. 4: Physischer Angriff gegen Schaltwarten.

Bezüglich der Präventions- und Vorsorgemaßnahmen, mit welchen diesen Szenarien begegnet wird, ist auf den Risikovororgeplan Elektrizität der Republik Österreich in seiner jeweils aktuellen Fassung zu verweisen.

### **7.2.2 Relevante Aktivitäten und Rechtsgrundlagen für den Schutz vor physischen Angriffen**

Gemäß Anlage 1 Z 7.1 der NISV haben Betreiber wesentlicher Dienste den physischen Schutz der Netz- und Informationssysteme, insbesondere den physischen Schutz vor unbefugtem Zutritt und Zugang, zu gewährleisten.

Um den Objektschutz an die stetig wachsenden Herausforderungen bzw. geänderten Rahmenbedingungen anzupassen, wurde im Jahr 2017 durch den Regelzonenführer APG das Projekt Physischer Objektschutz 3.0 (POS 3.0) mit Unterstützung des BMI und BMLV initiiert.

2018 wurde nach einer umfassenden Risikoanalyse für alle Standortarten der APG ein an die zu berücksichtigenden Bedrohungsszenarien angepasstes Objektschutzkonzept erstellt. Im Projekt POS 3.0 werden vor allem Weiterentwicklungen im Bereich Anlagen- und Zutrittssicherheit angestrebt. Neue Zäune, Härtung der Gebäudeaußenhaut oder modernste Alarmsysteme und Videoüberwachung sind nur ein Teil der Maßnahmen. Ein Kernziel ist die sichere Detektion unbefugter betriebsfremder Personen bei Betreten eines APG-Umspannwerks. Darüber hinaus werden ergänzende organisatorische Maßnahmen umgesetzt, welche den Objektschutz weiter ausweiten. Dazu zählen Themen wie z. B. der Zutritt von Besucher:innen und der Umgang mit Poststücken in den Hauptverwaltungsbereichen.

Die Erfahrungen aus vergangenen Störfällen zeigen, dass die Auswirkungen von Naturkatastrophen auf das Netz ansteigen. Zudem hat die netzbetriebliche Belastung in den letzten Jahren zugenommen, sodass es aus Sicht der Versorgungssicherheit erforderlich ist, einen Störfall rasch und kompetent beheben zu können. Mit dem „Security

Package“ steht dem Regelzonenführer für Störungsbehebungen bei Mastschäden eine Art Baukastensystem zur Verfügung. Das Security Package kann bei Leitungsum- bzw. Leitungsneubauten, Zerstörungen von Leitungen und gegenseitiger Störhilfe mit anderen Elektrizitätsversorgungsunternehmen eingesetzt werden und besteht aus Ersatzgestängen, mobilen Bürocontainern für die Einsatzleitung, Notfallcontainern (Absicherungsmaterial für Hochspannungsleitungen) und Zubehör (Zaun, Infrastruktureinrichtungen etc.).

In einer zunehmend verflochtenen Unionswirtschaft kommt kritischen Einrichtungen als Anbietern wesentlicher Dienste eine unverzichtbare Rolle bei der Aufrechterhaltung wichtiger gesellschaftlicher Funktionen oder wirtschaftlicher Tätigkeiten im Binnenmarkt zu. Daher wurde auf EU-Ebene daran gearbeitet, einen Unionsrahmen zu schaffen, der sowohl darauf abzielt, die Resilienz kritischer Einrichtungen im Binnenmarkt durch die Festlegung harmonisierter Mindestverpflichtungen zu verbessern, als auch darauf, diesen Einrichtungen durch kohärente, gezielte Unterstützungs- und Aufsichtsmaßnahmen zu helfen. Diese Bestrebungen mündeten in der Richtlinie (EU) 2022/2557 über die Resilienz kritischer Einrichtungen, welche den Zweck verfolgt, die Widerstandsfähigkeit kritischer Infrastrukturen gegenüber einer Reihe von Bedrohungen wie Naturkatastrophen, Terroranschlägen, Insider-Bedrohungen oder Sabotage zu stärken.<sup>222</sup>

Die Richtlinie (EU) 2022/2557 ist am 16. Jänner 2023 in Kraft getreten. Bis zum 17. Oktober 2024 haben die Mitgliedstaaten die erforderlichen Vorschriften zu erlassen, um der Richtlinie nachzukommen, und sie wenden diese Vorschriften ab dem 18. Oktober 2024 an.

Die Richtlinie (EU) 2022/2557 löst die bisher zentrale Rechtsgrundlage in diesem Bereich, die Richtlinie 2008/114/EG<sup>223</sup>, mit Wirkung zum 18. Oktober 2024 ab. Die nationale Umsetzung der Richtlinie (EU) 2022/2557 erfolgt federführend durch das BMI. Den Mitgliedstaaten wird die Verpflichtung auferlegt, nationale Strategien zur Gewährleistung der Widerstandsfähigkeit kritischer Einrichtungen festzulegen und regelmäßige Risikobewertungen durchzuführen. Zu den von der Richtlinie (EU) 2022/2557 erfassten Sektoren zählt die Energie und innerhalb dieser wiederum der Teilsektor Strom.<sup>224</sup> Die dem Teilsektor Strom zugehörigen Einrichtungen sind Elektrizitätsunternehmen, Verteilernetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber, Erzeuger, nominierte Strommarktbetreiber sowie Marktteilnehmer, die Aggregierungs-, Laststeuerungs- oder Energiespeicherungsdienste im Sinne des Art. 2 Nummer 18, 20 und 59 der Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt anbieten.

---

222 Siehe Erwägungsgrund 3 der Richtlinie (EU) 2022/2557 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Dezember 2022 über die Resilienz kritischer Einrichtungen und zur Aufhebung der Richtlinie 2008/114/EG des Rates.

223 Richtlinie 2008/114/EG des Rates vom 8. Dezember 2008 über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern.

224 Siehe Anhang „Sektoren, Teilsektoren und Kategorien von Einrichtungen“ Z 1 lit. a der Richtlinie (EU) 2022/2557.

Österreich wendet bereits jetzt Elemente im Sinne der neuen Richtlinie an, wie zum Beispiel durch die Entwicklung und Anwendung einer nationalen Strategie zum Schutz kritischer Einrichtungen, die Durchführung von Risikoanalysen sowie die Erstellung einer Liste kritischer Einrichtungen. Im Rahmen des Österreichischen Programms zum Schutz kritischer Infrastrukturen (APCIP)<sup>225</sup> in Umsetzung des Europäischen Programms zum Schutz kritischer Infrastrukturen (EPCIP) werden bereits seit Jahren konkrete Maßnahmen zum Schutz kritischer Infrastrukturen gesetzt. Dazu zählen u. a. die Identifikation und Auflistung von ca. 400 kritischen Unternehmen, die Durchführung von laufenden Beratungsgesprächen mit diesen, die Durchführung von gesamtstaatlichen und sektorspezifischen Risikoanalysen oder die anlassbezogene Bereitstellung von Informationen zu aktuellen Ereignissen und möglichen Lageentwicklungen. Die Koordinierung des APCIP erfolgt durch das Bundeskanzleramt und das Bundesministerium für Inneres, wobei die betroffenen Bundesministerien, Bundesländer, Interessenvertretungen sowie strategische Unternehmen (Unternehmen und Organisationen, die kritische Infrastrukturen betreiben) eingebunden werden.

---

225 BKA, BMI (Hg.): Österreichisches Programm zum Schutz kritischer Infrastrukturen (APCIP), Wien 2015.

# 8 Evaluierung der Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie

Gemäß § 88a ElWOG 2010 ist die vorliegende Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie in Fünfjahresintervallen zu aktualisieren. Aufgrund der hohen Anforderungen an Systemstabilität und Versorgungszuverlässigkeit soll gemäß den gesetzlichen Vorgaben innerhalb dieser Perioden eine regelmäßige Evaluierung der Maßnahmen erfolgen. Aus diesem Grund sieht § 88a Abs. 3 ElWOG 2010 die Annahme von Indikatoren vor, die zur Bewertung der Versorgungssicherheit an den europäischen Elektrizitätsmärkten mit Auswirkungen auf das Gebiet der Republik Österreich als Teil des Elektrizitätsbinnenmarktes geeignet sind. Neben den aufeinander abzustimmenden Entwicklungen von Erzeugung und Verbrauch stellen die ausreichenden Kapazitäten der Netzinfrastruktur einen weiteren wichtigen Faktor für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit dar. Entsprechend dem gesetzlichen Auftrag gemäß § 88a ElWOG 2010 erfolgt zwar im Rahmen der E-VSS keine Detailbetrachtung der Netzausbaupläne, dennoch sind auch diese im Kontext der Versorgungssicherheit für die vorliegende Strategie zu beobachten.

## 8.1 Monitoringprozesse

Das Monitoring der Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie lässt sich in Aspekte der Bedarfsdeckung (Kapitel 8.2 „Bewertung der Versorgungssicherheit in Bezug auf die Erzeugungs- und Verbrauchssituation“) und Aspekte der Netzsicherheit und -stabilität (Kapitel 8.3 „Bewertung der Versorgungssicherheit in Bezug auf die Netzsituation“) gliedern. In den genannten Kapiteln werden dafür jeweils Indikatoren und Kennzahlen identifiziert, anhand derer eine Bewertung der Versorgungslage erfolgen kann.

Indikatoren dienen dabei der regelmäßigen Bewertung der auf die Zukunft gerichteten Annahmen, die in der vorliegenden Strategie bzw. in den der E-VSS zugrunde liegenden Szenarien getroffen wurden. Es handelt sich bei diesen Annahmen um Richtwerte, eine Abweichung davon ist nicht automatisch mit einer Gefährdung der Versorgungssicherheit gleichzusetzen. Vielmehr hat im Fall einer starken Abweichung eine zusätzliche Prüfung durch das BMK in Zusammenarbeit mit der Regulierungsbehörde und dem Regelzonenführer zu erfolgen, ob die in der E-VSS auf Basis dieser Zahlengerüste entwickelten Maßnahmen einer Anpassung bedürfen. Kennzahlen lassen hingegen einen direkten Rückschluss auf die aktuelle Versorgungssicherheitssituation zu, insbesondere in einer kombinierten Betrachtung. Für die relevantesten Kennzahlen



sind daher Schwellenwerte vorgesehen bzw. können Schwellenwerte erarbeitet werden. Bei Über- bzw. Unterschreitung dieser Schwellenwerte hat gemäß § 88a Abs. 3 Z 2 ElWOG 2010 eine Prüfung und bei Bedarf die Ausarbeitung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu erfolgen. Aufgrund der hier beschriebenen unterschiedlichen Ausrichtung werden Indikatoren und Kennzahlen im Monitoringprozess der E-VSS getrennt behandelt und lassen keine direkten Rückschlüsse aufeinander zu.

Die genannten Indikatoren und Schwellenwerte sind, unter Berücksichtigung der in diesem Kapitel vorgesehenen Gliederung, in einem Lagebild „Elektrizitäts-Versorgungssicherheit“ zusammenzufassen und mit einem Hinweis zu versehen, wenn eine zusätzliche Prüfung erforderlich scheint. Das Lagebild ist durch das BMK in Zusammenarbeit mit den relevanten Stakeholdern einmal jährlich zu erstellen und soll folgende Aspekte umfassen:

- Stand und Entwicklung der dieser Strategie zugrunde liegenden Szenarien und Prognosen durch Beobachtung der in den Kapiteln 8.2.1 und 8.3.1 angeführten Indikatoren,
- Stand und Entwicklung von Erzeugung, Verbrauch und Netzausbau im Hinblick auf die Ziele der Strategie durch Beobachtung der in den Kapiteln 8.2.1 und 8.3.1 angeführten Indikatoren, sowie
- Beobachtung der in den Kapiteln 8.2.2 und 8.3.2 angeführten Kennzahlen und Gegenüberstellung mit den entsprechenden Schwellenwerten, soweit diese verfügbar sind.

Aufbauend auf den Erkenntnissen des Lagebilds „Elektrizitäts-Versorgungssicherheit“ kann durch das BMK bei Bedarf

- eine Evaluierung der Auswirkungen und Angemessenheit der vorgesehenen Maßnahmen im Hinblick auf die Versorgungssicherheit,
- die Identifizierung rechtlicher und administrativer Hindernisse oder Einschränkungen bei der Umsetzung der Versorgungssicherheitsstrategie und
- die Identifizierung möglicher Verbesserungspotenziale der Maßnahmen erfolgen.

## **8.2 Bewertung der Versorgungssicherheit in Bezug auf die Erzeugungs- und Verbrauchssituation**

Für das Monitoring von Indikatoren der Erzeugungs- und Verbrauchssituation kann auf etablierte Prozesse zurückgegriffen werden. So hat etwa gemäß § 90 EAG die Regulierungsbehörde die Erreichung der Ziele gemäß § 4 EAG laufend zu überwachen. Werden die zusätzlich notwendigen 27 TWh aus dem Ausbaupfad des EAG mittels der im EAG festgelegten Volllaststunden auf Leistung umgerechnet, ergibt sich daraus ein Zubau

von jährlich 1.640 MW.<sup>226</sup> Sowohl der Entwurf zum NEKP als auch das Szenario Transition haben erhöhte Ausbauziele für erneuerbare Energieträger (für das Szenario Transition von 27 TWh + 12 TWh). Diese werden verwendet, um in Bezug auf die Versorgungssicherheit robuste Aussagen treffen zu können, wodurch sich ein jährliches Zubauziel von 2.600 MW<sup>227</sup> ergibt.

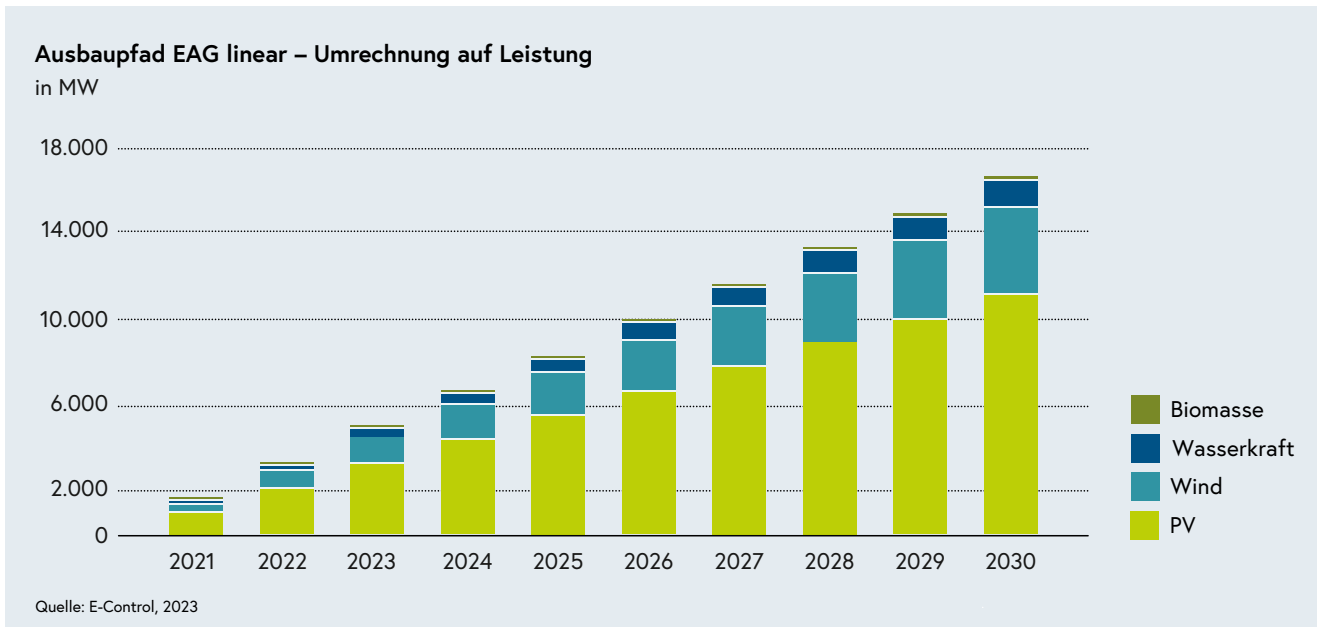


Abbildung 26: Ausbaupfad EAG linear – Umrechnung auf Leistung

Die wichtigsten Kennzahlen der Versorgungssicherheit wie LOLE, EENS sowie CONE und VOLL werden einerseits im Rahmen des European Resource Adequacy Assessment (ERAA) durch ENTSO-E und andererseits auf nationaler Ebene durch die Regulierungsbehörde erhoben.

### 8.2.1 Indikatoren

- Zubau an erneuerbarer Erzeugungskapazität (Wind, PV, Biomasse, Wasserkraft) in MW im Vergleich zu den Ausbauzielen des NEKP sowie des Szenarios Transition (jährlicher Zubau von 2.600 MW bis zum Jahr 2030);
- installierte erneuerbare Erzeugungskapazität (Wind, PV, Biomasse, Wasserkraft) in MW im Vergleich zu den Ausbauzielen des EAG, des NEKP und des Szenarios Transition;
- Eigenversorgung in MWh ermittelt anhand der in Österreich verbrauchten Eigenenergie auf Basis der monatlichen Erhebungen der Regulierungsbehörde;

<sup>226</sup> E-Control, EAG-Monitoringbericht 2023, Berichtsjahr 2022, § 90 Abs. 2 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, S. 62 f., Abb. 40.

<sup>227</sup> Lineare Berechnung entsprechend der Methode des EAG-Monitoringberichts 2023 der E-Control des Berichtsjahrs 2022, ausgehend von einem ergänzenden Zubau von 160 MW Windkraft und 800 MW PV unter Annahme des im EAG vorgesehenen Verhältnisses der verschiedenen erneuerbaren Technologien und deren jeweiliger Volllaststunden.

- Bundes- und Länderziele zum Ausbau erneuerbarer Erzeugungstechnologien;
- tatsächliche und normalisierte Stromerzeugung (Wind, PV, Biomasse, Wasserkraft) in TWh im Vergleich zum NEKP sowie zum Szenario Transition; für die aus Wasserkraft und Wind erzeugte Elektrizität kann die Normalisierungsformel des Anhangs II der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen herangezogen werden;
- installierte Erzeugungskapazität flexibler Kraftwerksleistung in MW unter Berücksichtigung der Entwicklung des gemäß § 23a ElWOG 2010 prognostizierten Netzreservebedarfs und angemessener Sicherheitsmargen;
- Evaluierung der eingegangenen Angebote bei Netzreserveausschreibungen zur Früherkennung sinkender Angebotszahlen;
- Gasspeicherfüllstände in Prozent:
  - Die Befüllungsziele gemäß § 6a der Verordnung (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung verpflichten die Mitgliedstaaten dazu, die Gesamtkapazität aller unterirdischen Gasspeicheranlagen bis zum 1. November jeden Jahres zu 90 % zu befüllen bzw. mindestens 35 % des durchschnittlichen jährlichen Gasverbrauchs darin einzuspeichern. Das BMK meldet der Europäischen Kommission die Speicherfüllstände Österreichs.<sup>228</sup>
  - Die Regelung gemäß § 70a ElWOG 2010 sieht in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 145/2023 eine Verpflichtung für Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von 50 MW oder mehr vor, ab Oktober 2024 die Versorgung von geschützten Kunden von Oktober bis Februar für 45 Tage durch entsprechende Gaseinspeicherungen abzusichern.<sup>229</sup> Diese Verpflichtung reduziert sich auf einen Zeitraum von insgesamt 30 Tagen, sofern gegenüber der Regulierungsbehörde durch geeignete Unterlagen nachgewiesen werden kann, dass die der Erfüllung dieser Verpflichtung zugrunde liegenden Liefermengen ihren Ursprung gänzlich in Staaten haben, die nicht von einer aufrechten Maßnahme im Sinne der Verordnung (EU) Nr. 833/2014<sup>230</sup> betroffen sind. Die Vorhaltung ist durch Vorlage von Speichernutzungsverträgen sowie den Nachweis der Befüllung der Speicher gegenüber der Regulierungsbehörde zu belegen. Diese kann durch Verordnung nähere Bestimmungen zur Durchführung der Überprüfung, zu den Erhebungsmodalitäten und zur Art der erforderlichen Nachweise erlassen. Die Verletzung dieser Pflicht stellt eine

---

228 Die täglich aktualisierten Daten sind auf der Website der Aggregated Gas Storage Inventory der Gas Infrastructure Europe abrufbar, unter [agsi.gie.eu](https://agsi.gie.eu). Zuletzt hat Österreich am 1. November 2023 diese Verpflichtung mit einem bei 99,52 % liegenden Speicherstand übererfüllt.

229 Diese Bestimmung tritt gem. § 109 Abs. 11 ElWOG 2010 am 1. Oktober 2024 in Kraft und mit Ablauf des 30. September 2026 außer Kraft.

230 Verordnung (EU) Nr. 833/2014 des Rates vom 31. Juli 2014 über restriktive Maßnahmen angesichts der Handlungen Russlands, die die Lage in der Ukraine destabilisieren, ABl. Nr. L 229 vom 31.7.2014, S. 1, in der Fassung L 591 vom 25.2.2023, S. 6.

Verwaltungsübertretung dar und ist gemäß § 99 Abs. 2 Z 9 EIWOG 2010 mit einer Geldstrafe von bis zu 75.000 Euro bedroht.

- Die Critical Gas Volume Analyse von ENTSO-E bezüglich des Winter-Outlooks schätzte das für die Stromversorgungssicherheit Österreichs relevante kritische Gasvolumen für die Wintersaison 2023/24 (Dezember bis März) auf 35.700 TJ (9,92 TWh).<sup>231</sup>
  - Der nach wie vor hohe Anteil von russischem Gas an den Importen von Erdgas stellt ein Risiko für die Versorgungssicherheit dar.
- 
- Daten über potenzielle Einspeisepunkte bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase gemäß § 18 Abs. 1 Z 12a GWG 2011 und deren verstärkte Nutzbarkeit im Elektrizitätsnetz;
  - Entwicklung des Stromverbrauchs im Vergleich zum Szenario Transition, insbesondere in jenen Sektoren, in denen eine hohe Elektrifizierung zu erwarten ist (Verkehr, Haushalte, Industrie);
  - Berechnung des Anteils der bilanziellen Deckung des Inlandsstromverbrauchs durch erneuerbare Energieträger (Annahme eines linearen Pfades in Richtung Zielerreichung 100% national bilanziell bis 2030; der Referenzwert 2022 liegt bei 77,8%) auf Basis des EAG-Monitoringberichts der Regulierungsbehörde;<sup>232</sup>
  - Anteil von inländischer Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger sowie von Importen an der Bedarfsdeckung zu Spitzenlastzeiten;
  - Beobachtung der Prognosen in Hinblick auf zukünftige Entwicklungen der Stromnachfrage im Lichte der Dekarbonisierung des Energiesystems sowie der saisonalen Flexibilisierung und Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern auf Basis bestehender Monitoringinstrumente.

## 8.2.2 Kennzahlen

- Loss of Load Expectation (LOLE) (siehe Kapitel „6.1.1.4 Ergebnisse der Angemessenheitsanalyse des ERAA 2023“): Die Kennzahl LOLE steht für „Loss of Load Expectation“ bzw. „Lastunterdeckungserwartung“<sup>233</sup> und wird in Stunden pro Jahr dargestellt. Der LOLE-Wert ist eine Kennzahl für die Dauer einer allfälligen Unterdeckung. Laut der österreichischen Regulierungsbehörde kam es im Untersuchungszeitraum 2022/23 sowie den vorherigen Jahren zu keiner Unterdeckung.<sup>234</sup> Das ERAA 2023 geht für Österreich von durchschnittlichen LOLE-Werten von 0,39 Stunden (Szenario A) bzw. 0,80 Stunden (Szenario B) im Jahr 2025, 0,47 Stunden (Szenario A) bzw. 0,83 Stunden (Szenario B) im Jahr 2028, 0,36 Stunden (Szenario A) bzw. 0,55 Stunden (Szenario B) im Jahr 2030 sowie 1,44 Stunden

---

231 APG, CGV Vergleich WO22/23 vs. WO23/24, 17.11.2023.

232 E-Control, EAG-Monitoringbericht 2023, Berichtsjahr 2022, § 90 Abs. 2 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, S. 62, Abb. 40.

233 Vgl. Art. 23 Abs. 5 lit. j zweiter Teilstrich der Verordnung (EU) 2019/943.

234 E-Control Austria (Hg.): Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2023, Wien 2023, S. 19.

(Szenario A) bzw. 2,69 Stunden (Szenario B) im Jahr 2033 aus.<sup>235</sup> Für die Annahme eines angemessenen Schwellenwerts für LOLE kann eine Orientierung am durchschnittlichen nationalen Zuverlässigkeitsstandard anderer EU-Staaten erfolgen.

- Expected Energy not Served (EENS) (siehe Kapitel „6.1.1.4 Ergebnisse der Angemessenheitsanalyse des ERAA 2023“): Das Ausmaß der Unterdeckung wird durch die Kennzahl EENS dargestellt. Die erwartete Energieunterdeckung bzw. „Expected Energy not Served“ (EENS) gibt im Vergleich zu LOLE die fehlende Energiemenge im Falle einer eintretenden Lastenunterdeckung an. Die erwartete Energieunterdeckung kann in GWh/Jahr angegeben werden. Das ERAA 2023 geht für Österreich von einer erwarteten Energieunterdeckung von 0,03 GWh (Szenario A) bzw. 0,09 GWh (Szenario B) im Jahr 2025, 0,14 GWh (Szenario A) bzw. 0,21 GWh (Szenario B) im Jahr 2028, 0,09 GWh (Szenario A) bzw. 0,18 GWh (Szenario B) im Jahr 2030 sowie 0,53 GWh (Szenario A) bzw. 0,86 GWh (Szenario B) im Jahr 2033 aus.<sup>236</sup> Für die Annahme eines angemessenen Schwellenwerts für EENS kann eine Orientierung am durchschnittlichen nationalen Zuverlässigkeitsstandard anderer EU-Staaten erfolgen.
- Cost of New Entry (CONE): stellt die annualisierten Kapitalkosten für den Bau neuer Erzeugungskapazitäten in Euro/MW (CONE für Fixkosten) bzw. Euro/MWh (CONE für variable Kosten) dar.<sup>237</sup> Bei einer möglichen künftigen Definition des Standards der Versorgungssicherheit in Österreich (sogenannter „Zuverlässigkeitsstandard“) ist CONE als Kennzahl zu berücksichtigen. Die Regulierungsbehörde arbeitet derzeit intensiv an der Erhebung des CONE zu diesem Zweck.
- VOLL (Value of Lost Load): ist jener Betrag in Euro/MWh, den Kund:innen bereit wären zu zahlen, um eine Unterbrechung ihrer Stromzufuhr zu vermeiden.<sup>238</sup> Bei einer möglichen künftigen Definition des Standards der Versorgungssicherheit in Österreich (sogenannter „Zuverlässigkeitsstandard“) ist VOLL als Kennzahl zu berücksichtigen. Die Regulierungsbehörde arbeitet derzeit intensiv an der Erhebung des VOLL.

---

235 ENTSO-E AISBL (Hg.): European Resource Adequacy Assessment – Annex 3 – Detailed Results, Brüssel 2023, S. 17, 21, 25, 29 bzw. S. 42, 46, 50, 54.

236 ENTSO-E AISBL (Hg.): European Resource Adequacy Assessment – Annex 3 – Detailed Results, Brüssel 2023, S. 19, 23, 27, 31 bzw. S. 44, 48, 52, 56.

237 Vgl. ACER (Hg.): Decision on the Methodology for Calculating the Value of Lost Load, the Cost of New Entry, and the Reliability Standard – Annex I, 2020.

238 Vgl. ACER (Hg.): Decision on the Methodology for Calculating the Value of Lost Load, the Cost of New Entry, and the Reliability Standard – Annex I, 2020.

## 8.3 Bewertung der Versorgungssicherheit in Bezug auf die Netzsituation

Für die netzseitigen Indikatoren wie den Ausbau von Netzkapazitäten oder die Häufigkeit von Redispatch-Maßnahmen kann vorwiegend auf die durch den Regelzonenführer erhobenen Daten zurückgegriffen werden.

Für das Monitoring der Kennzahlen der Netz- oder Versorgungszuverlässigkeit wird insbesondere die jährliche Ausfall- und Störungsstatistik der Regulierungsbehörde herangezogen, die jene Daten enthält, die gemäß der nach dem EIWOG 2010 erlassenen Elektrizitätsstatistikverordnung 2016<sup>239</sup> und der Elektrizitäts-Monitoring-Verordnung 2022 (EMo-V 2022)<sup>240</sup> sowie gemäß der nach dem EnLG 2012 erlassenen Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017 (E-EnLD-VO 2017)<sup>241</sup> zu melden sind. Die Netzbetreiber übermitteln ihre Daten an die Regulierungsbehörde. Insbesondere zu beachten sind die gemäß § 10 E-EnLD-VO 2017 erhobenen Daten, wie u. a. die Meldung von Versorgungsunterbrechungen von mehr als einer Sekunde Dauer jeweils unter Angabe der Ursache, eine Beschreibung der zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger getroffenen Maßnahmen, Informationen zu Erzeugungs- und Lastmanagement sowie geplanten Änderungen und Anpassungen der Netzinfrastruktur.<sup>242</sup> Diese Daten können getrennt nach Spannungsebenen, nach der regionalen Klassifikation von Versorgungsgebieten sowie nach Verbraucherkategorien evaluiert werden.

Im Rahmen der E-Mo-V 2022 sind u. a. Daten zur Überwachung der Versorgungssicherheit in Bezug auf Zuverlässigkeit und Qualität des Netzes zu erheben. Gemäß § 2 Abs. 5 EMo-V 2022 sind die Netzbetreiber verpflichtet, jede Versorgungsunterbrechung von mehr als einer Sekunde Dauer zu melden. Angaben zu den Ausfällen haben nach denselben Kriterien wie nach der E-EnLD-VO 2017 zu erfolgen.<sup>243</sup>

Im Zusammenhang mit den in § 19 EIWOG 2010 aufgezählten Aspekten sind die in der Netzdienstleistungsverordnung Strom (END-VO 2012)<sup>244</sup> festgelegten Standards für Netzbetreiber bezüglich der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der erbrachten

---

239 Verordnung des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft über statistische Erhebungen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätsstatistikverordnung 2016), BGBl. II Nr. 17/2016.

240 Verordnung des Vorstands der E-Control über die Datenerhebung zur Wahrnehmung der Überwachungsaufgaben durch die Landesregierungen und zur Erfüllung der Aufgaben der Regulierungsbehörde (Elektrizitäts-Monitoring-Verordnung 2022 – EMo-V 2022), BGBl. II Nr. 351/2022.

241 Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Meldung von Daten zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung und zur Durchführung eines Monitorings der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich (Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017, E-EnLD-VO 2017), BGBl. II Nr. 415/2016, zuletzt geändert durch das BGBl. II Nr. 290/2023.

242 § 19 E-EnLD-VO 2017.

243 E-Control Austria (Hg.): Ausfall- und Störungsstatistik Strom für Österreich 2023, Berichtsjahr 2022, S. 6.

244 Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012, END-VO 2012), BGBl. II Nr. 477/2012, idF BGBl. II Nr. 192/2013.

Dienstleistungen, insbesondere der für die E-VSS relevanten Kennzahlen SAIDI und ASIDI gem. § 7 Abs. 4 und 5 END-VO 2012, für das Monitoring heranzuziehen.<sup>245</sup>

### 8.3.1 Indikatoren

- Realisierter Ausbau von Netzkapazitäten im österreichischen Übertragungsnetz und im direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilernetz im Vergleich mit den relevanten Netzentwicklungsplänen. Insbesondere betrifft dies auf europäischer Ebene den Ten Year Network Development Plan (TYNDP). Auf nationaler Ebene stellen der gemäß § 37 EIWOG 2010 erstellte Netzentwicklungsplan<sup>246</sup> der Übertragungsnetzbetreiber sowie der gemäß §§ 94 ff EAG erstellte NIP die wichtigsten Planungsinstrumente dar. Besondere Relevanz für die Versorgungssicherheit haben:
  - realisierter Ausbau von Netzkapazitäten der grenzüberschreitenden Leitungen;
  - Entwicklung von nationalen Übertragungsnetzkapazitäten, insbesondere zwischen Ost- und Westösterreich;<sup>247</sup>
  - Fortschritte in der Netzverstärkung zur Sicherstellung eines effizienten Zusammenwirkens von erneuerbarer Stromerzeugung und Stromspeicheranlagen im europäischen Verbundnetz;<sup>248</sup>
  - Weiterentwicklung von Flexibilitätsmaßnahmen im Übertragungsnetz entsprechend den Maßnahmen des NIP (z.B. Elektrolyse, Power-to-Heat und Batteriespeicher) und deren Auswirkungen auf Belastungen des Stromübertragungsnetzes.<sup>249</sup>
- Anzahl und Ausmaß der notwendigen Engpassmanagementmaßnahmen auf Übertragungsnetzebene inklusive deren Ursachen;
- Modernisierungsfortschritte der Energieinfrastruktur;
- Entwicklungen hinsichtlich des Ausbaus von Anlagen zur Speicherung von Strom und Gas aus erneuerbaren Quellen in Bezug auf die Anzahl der installierten Anlagen und deren Leistung;<sup>250</sup>
- Beobachtung der Prognosen zukünftiger Entwicklungen der Energieinfrastruktur im Rahmen des Prozesses der Dekarbonisierung des Energiesystems sowie der saisonalen Flexibilisierung und Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern auf Basis der relevanten Netzentwicklungspläne;<sup>251</sup>
- Entwicklung der erzeugungsbedingten Spitzenlast bzw. der Anzahl der Stunden, in denen Spitzen auftreten.

---

245 E-Control Austria (Hg.): Ausfall- und Störungsstatistik Strom für Österreich 2023, Berichtsjahr 2022, S. 7.

246 Basierend auf § 94 Abs. 5 und 8 EAG.

247 BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan, Wien 2024, S. 163.

248 BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan, Wien 2023, S. 163.

249 BMK (Hg.): Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan, Wien 2023, S. 163.

250 Basierend auf § 94 Abs. 2 Z 1 EAG.

251 Basierend auf § 94 Abs 3 EAG.

### 8.3.2 Kennzahlen

- **System Average Interruption Duration Index (SAIDI) (siehe Kapitel 5.2.2. „Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit“):** Die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit – exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse – ist ein wichtiger Schwellenwert für Österreich, um die Versorgungssicherheit zu determinieren. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Anzahl der Netzbenutzer:innen.<sup>252</sup> Diese Kennzahl (basierend auf einem gleitenden Dreijahresdurchschnitt für ungeplante Versorgungsunterbrechungen exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) soll gemäß § 7 Abs. 4 NetzdienstleistungsVO Strom 2012 pro Netzbetreiber 170 (SAIDI) Minuten im Jahr nicht übersteigen, damit von einer guten Versorgungszuverlässigkeit im jeweiligen Netz ausgegangen werden kann.<sup>253</sup>
- **Average System Interruption Duration Index (ASIDI):** Der Wert der leistungsbezogenen Nichtverfügbarkeit (ASIDI) – exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse (basierend auf einem gleitenden Dreijahresdurchschnitt für ungeplante Versorgungsunterbrechungen exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) soll gemäß § 7 Abs. 5 NetzdienstleistungsVO Strom 2012 pro Netzbetreiber 150 (ASIDI) Minuten im Jahr nicht übersteigen, damit von einer guten Versorgungszuverlässigkeit im jeweiligen Netz ausgegangen werden kann.<sup>254</sup>
- **System Average Interruption Frequency Index (SAIFI):** Der SAIFI-Wert gibt die kundenbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit an.<sup>255</sup>
- **Average System Interruption Frequency Index (ASIFI):** Der ASIFI-Wert gibt die leistungsbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit an.<sup>256</sup>
- **Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI):** Der CAIDI-Wert gibt die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung an, die sich aus dem Quotienten der beiden berechneten SAIDI- und SAIFI-Kennzahlen ergibt und bezieht sich in der Regel auf einen Zeitraum von einem Jahr.<sup>257</sup> Diese durchschnittliche Dauer lag 2022 bei 70,17 min.
- **Non Delivered Energy/Energy Not Supplied (NDE/ENS):** Der NDE-Wert gibt das Verhältnis zwischen der nicht gelieferten Energiemenge infolge von Versorgungsunterbrechungen (Summenprodukt aus der betroffenen installierten Transformatorleistung und der zugehörigen Dauer der Versorgungsunterbrechung) und

---

252 E-Control Austria (Hg.): Ausfall- und Störungsstatistik Strom für Österreich 2023, Berichtsjahr 2022, S. 5.

253 E-Control Austria (Hg.): Ausfall- und Störungsstatistik Strom für Österreich 2023, Berichtsjahr 2022, S. 8.

254 E-Control Austria (Hg.): Ausfall- und Störungsstatistik Strom für Österreich 2023, Berichtsjahr 2022, S. 8.

255 E-Control Austria (Hg.): Ausfall- und Störungsstatistik Strom für Österreich 2023, Berichtsjahr 2022, S. 9.

256 E-Control Austria (Hg.): Ausfall- und Störungsstatistik Strom für Österreich 2023, Berichtsjahr 2022, S. 10.

257 E-Control Austria (Hg.): Ausfall- und Störungsstatistik Strom für Österreich 2023, Berichtsjahr 2022, S. 10.



der Gesamtenergieabgabe an Netzbenutzer:innen (Mittel- und Niederspannungsebene) an.<sup>258</sup> Die geplant nicht gelieferte Energiemenge lag 2022 bei 0,022 %, die ungeplant nicht gelieferte Energiemenge bei 0,056 %.

---

258 E-Control Austria (Hg.): Ausfall- und Störungsstatistik Strom für Österreich 2023, Berichtsjahr 2022, S. 10.

# 9 Herausforderungen für die Versorgungssicherheit

Die Energiewende bedeutet die vollständige Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien. In Zeiten zunehmender Digitalisierung, erneuerbarer Erzeugungsquellen und Elektrifizierung bedeutet die Energiewende daher auch geänderte Anforderungen an das Stromnetz. Mit dieser umfassenden Umstrukturierung des bestehenden Energiesystems geht eine Vielzahl neuer Herausforderungen einher. Intelligente Systeme, um etwa Stromerzeugung und -verbrauch optimal aufeinander abstimmen zu können, gewinnen an Bedeutung. Der Weiterentwicklung der bestehenden Energieinfrastruktur kommt dementsprechend eine Schlüsselrolle für die langfristige Gewährleistung des hohen Niveaus der Versorgungssicherheit zu. Von zentraler Bedeutung dafür ist ein klarer Rechtsrahmen in Österreich, der es den Stakeholdern wie der Regulierungsbehörde und den Marktakteuren erlaubt, auf klarer rechtlicher Grundlage diesen Herausforderungen zu begegnen.

Inhaltlich werden folgende Bereiche in den kommenden Jahren die größten Herausforderungen für die Elektrizitäts-Versorgungssicherheit in Österreich darstellen:

- **Geopolitische Risiken.** Ereignisse wie der völkerrechtswidrige Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine haben maßgeblichen Einfluss auf die Versorgungssicherheit in Bezug auf fossile Energieträger. Sie können auch das Risiko für die kritische Infrastruktur erhöhen, wie zum Beispiel das nationale Strom- und Gasnetz. Eine gezielte Reduktion der Abhängigkeiten von unsicheren fossilen Energieträgern in kritischen Bereichen („De-risking“) ist daher weiter anzustreben.
- **Der Ausbau unterschiedlicher erneuerbarer Erzeugungskapazitäten, welche eine stetige Erzeugung über das Jahr ermöglichen, sowie der Aufbau langfristiger Flexibilitäten zur Stärkung der Versorgungssicherheit während des gesamten Jahres.** In Österreich besteht eine Differenz zwischen der Lastdeckung durch selbsterzeugten Strom in den Winter- und Sommermonaten. Durch einen stärkeren Ausbau von Windkraftanlagen, welche in den Wintermonaten am meisten Strom erzeugen, und den jahreszeitlich erhöhten Einsatz von Biomasse kann der Beitrag erneuerbarer Erzeugungskapazitäten im Winter zur Bedarfsdeckung gesteigert werden. Darüber hinaus ist der kurz- und langfristige Übertrag von Erzeugungsüberschüssen von erzeugungsstarken in erzeugungsschwächere Perioden durch die Nutzung von Speichertechnologien anzustreben. Dies ist jedoch mit einigen Herausforderungen verbunden. Technologien dazu sind oftmals noch nicht ausreichend verfügbar und befinden sich in unterschiedlichen Stadien der Entwicklung und Testung. Vielversprechende Möglichkeiten, wie etwa die Wasserstoffelektrolyse und -speicherung, müssen daher rasch weiterentwickelt werden.

- **Mögliche Auswirkungen des Klimawandels auf die Stromerzeugung.** Eine weitere Herausforderung für die Versorgungssicherheit ist die Anpassung an sich ändernde klimatische Veränderungen. Dazu zählt die Zunahme von Häufigkeit und Intensität von Extremwetterereignissen. Potenzielle langfristige Auswirkungen des Klimawandels können sich zudem auf die Erzeugungsleistung von erneuerbaren Energien auswirken. Zwischen 54 % und 67 %<sup>259</sup> des derzeit in Österreich erzeugten Stroms, abhängig von schwankenden Erzeugungsbedingungen, stammt aus Wasserkraft. Die langanhaltende Trockenperiode im Sommer 2022 führte zu einem starken Erzeugungsrückgang. Situationen wie diese sowie aktuell zu beobachtende Erzeugungsverschiebungen könnten in den nächsten Jahren häufiger auftreten. Um diesem Risiko vorausschauend zu begegnen, sind eine problembewusste Planung, langfristige Analysen durch die relevanten Stakeholder und eine gute Diversifizierung von Erzeugungskapazitäten essenziell.
- **Die ausreichende Verfügbarkeit von Netzkapazitäten.** Ein leistungsfähiges, flexibles Stromnetz ist entscheidend für die Energiewende. Dieses muss für den Umgang mit höheren Verbrauchs- und Erzeugungsspitzen sowie mit einer veränderten Struktur der Einspeisung gerüstet sein. Letztere verändert sich insbesondere durch die steigende Zahl dezentraler (PV-)Erzeugungsanlagen von Haushalten und Unternehmen, deren Stromüberschüsse vom Verteilernetz aufzunehmen und bei entsprechender Überdeckung vom Übertragungsnetz überregional zu transportieren sind.
- **Die ausreichende Bereitstellung weiterer Flexibilitäten.** Der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung im Bereich Wind und insbesondere PV führt insgesamt zu einer höheren Eigenerzeugung Österreichs, zeitabhängig aber auch zu höherem Ausgleichsbedarf. Die Verfügbarkeit von ausreichenden dezentralen Flexibilitäten zur Laststeuerung sowie flexibel einsetzbaren und abregelbaren Kraftwerkskapazitäten muss daher ausreichend gesichert sein.
- **Die Gewährleistung einer ausreichenden Verfügbarkeit von speicherbaren Energieträgern zur Stromerzeugung.** Thermische Kraftwerke spielen aufgrund ihrer Regelbarkeit eine wichtige Rolle bei der Gewährleistung der Systemstabilität und werden unter anderem für die Netzreserve benötigt. Allerdings wird der Großteil des in Österreich verwendeten Erdgases importiert und kann daher von geopolitischen Entwicklungen negativ betroffen sein. Dies wurde zuletzt bei den politisch motivierten Gaslieferkürzungen Russlands im Zusammenhang mit dem russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine evident. Insbesondere durch die Schaffung einer strategischen Gasreserve, Maßnahmen zur Befüllung der Gasspeicher sowie die Förderung der Diversifizierung des Bezugs von Erdgas gemäß dem GDG 2022 wurden Maßnahmen gesetzt, um die Diversifizierung des Bezugs von Erdgas aus nicht russischen Quellen zu begünstigen und einen Beitrag für ausreichend

---

259 BMK (Hg.): Broschüre Energie in Österreich 2024, S. 21; der Betrachtungszeitraum ist die Periode von 2005 bis 2023.

gefüllte Erdgasspeicher für die Wintermonate zu leisten. Nichtsdestotrotz ist vor dem Hintergrund der unberechenbaren geopolitischen Lage eine weitere Diversifizierung der Gasbezugsquellen und schließlich eine Unabhängigkeit von fossilen Energieimporten anzustreben.

- **Risiken im Bereich der Cybersicherheit.** Im Zeitalter der Digitalisierung steigt auch die Verwundbarkeit der Netz- und Informationssysteme im Falle einer Cyberattacke. Zudem steigt das Risiko von Cyberangriffen durch geopolitische Entwicklungen. Die Richtlinie (EU) 2016/1148 über Maßnahmen zur Gewährleistung eines hohen gemeinsamen Sicherheitsniveaus von Netz- und Informationssystemen in der Union (NIS-Richtlinie) bildet den europäischen Rechtsrahmen für den Schutz vor Cybervorfällen, der national mit dem NISG umgesetzt wurde. Der Gewährleistung von Cybersicherheit in der digitalen Welt und somit der Aufrechterhaltung moderner Schutzmaßnahmen muss hohe Priorität eingeräumt werden.

## Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Übersicht des Begriffes Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität	1
Abbildung 2: Aspekte für die Elektrizitätsversorgungssicherheit.....	16
Abbildung 3: Energiemengengerüste Szenario Transition und Szenario NIP für 2030 und 2040.....	18
Abbildung 4: Stromerzeugung nach Energieträgern für ausgewählte Jahre im Szenario Transition .....	19
Abbildung 5: Energiemengengerüste Energiebilanz 2021 und WAM-Szenario 2030 und 2040.....	20
Abbildung 6: Erwartete Engpassleistung 2030 Szenario der E-Control.....	21
Abbildung 7: Monatliche Bedarfsdeckung 2030 Szenario der E-Control.....	22
Abbildung 8: Energiemengengerüste aus dem Netzentwicklungsplan der APG und VÜN .....	23
Abbildung 9: Entwicklung des österreichischen Bruttostromverbrauchs.....	27
Abbildung 10: Stromverbrauch nach Sektoren.....	28
Abbildung 11: Stromaufbringung Österreich 2005–2021.....	29
Abbildung 12: Stromerzeugung 2021 je Bundesland.....	30
Abbildung 13: Entwicklung der Engpassleistung für Stromerzeugung Österreich.....	32
Abbildung 14: Entwicklung des maximalen Speichervolumens und des Inlandgasverbrauchs in Österreich im Jahresvergleich.....	35
Abbildung 15: Monitoring Report Versorgungssicherheit: Saisonalität der Lastdeckung 2023.....	38
Abbildung 16: Energetischer Endverbrauch Gebäude für ausgewählte Jahre im Szenario Transition.....	42
Abbildung 17: Österreichisches Übertragungsnetz.....	61
Abbildung 18: Aufteilung der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen 2022.....	68
Abbildung 19: Anzahl der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen 2022.....	68
Abbildung 20: Anzahl betroffener Netzbenutzer:innen je Versorgungsunterbrechung 2022.....	69
Abbildung 21: Stromausfälle in Österreich im Jahresvergleich.....	70
Abbildung 22: Mitgliederstruktur ENTSO-E.....	84
Abbildung 23: ERAA, 2023 Edition, Annex 1 – Installierte Erzeugungskapazitäten in GW .....	87
Abbildung 24: ERAA, 2023 Edition, Annex 1 – Jährlicher Nachfrageanteil nach Land.....	88
Abbildung 25: ERAA, 2023 Edition, Annex 1 – Entwicklung Importe, Exporte im ENTSO-E-Raum.....	89
Abbildung 26: Ausbaupfad EAG linear – Umrechnung auf Leistung.....	104















