



## **Versorgungssicherheit in der Energiekrise — Rückschau und Ausblick**

Kurzstudie für  
**Oesterreichs Energie**

**2. März 2023**

# Versorgungssicherheit in der Energiekrise — Rückschau und Ausblick

Kurzstudie für  
**Oesterreichs Energie**

**2. März 2023**

Autor: Dr. Christoph Maurer

**Consentec GmbH**

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: *info@consentec.de*

*http://www.consentec.de*

## 1 Einleitung

Die Energiekrise in Europa hat dazu geführt, dass in den vergangenen Monaten Fragen der Versorgungssicherheit in das Zentrum der politischen Debatte gerückt sind. Sorgen um temporäre Unterbrechungen der Stromversorgung durch rollierende Lastabschaltungen bis hin zu einer Furcht vor langandauernden und großflächigen Blackouts sind vor Beginn des laufenden Winters breit diskutiert worden. Dabei ist unbestritten, dass im ablaufenden Winter die Versorgungssicherheitslage angespannter war als in den Jahren zuvor. Gleichzeitig zeichnet sich aktuell eine gewisse Entspannung der Lage ab.

Aber auch wenn der laufende Winter ohne gravierende Einschränkungen der Versorgungssicherheit bewältigt werden kann, haben die Energiekrise und jüngste Untersuchungen wie z. B. die Stresstests des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers APG oder der deutschen Übertragungsnetzbetreiber bisher wenig beachtete Vulnerabilitäten aufgezeigt. Gleichzeitig ist zu erwarten, dass mit den Reaktionen auf die Energiekrise, die EU-weit von Preiseingriffen bis hin zu einem beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien reichen, zwar bekannte Probleme adressiert, aber auch neue Herausforderungen für die Versorgungssicherheit geschaffen werden können.

Oesterreichs Energie als Branchenvertretung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft setzt sich seit Jahren für eine aktivere Beschäftigung mit der Thematik Versorgungssicherheit ein.<sup>1</sup> Angesichts der Entwicklungen der jüngeren Vergangenheit ist Oesterreichs Energie nun an einer vertieften Betrachtung interessiert, die insbesondere Erkenntnisse aus der laufenden Debatte aufbereitet und darauf basierend akute Handlungsbedarfe für die kurze und mittlere Frist benennt. Die vorliegende Untersuchung betrachtet deshalb die Versorgungssituation im noch laufenden Winter und diskutiert insbesondere, welche Erkenntnisse und Schlussfolgerungen daraus für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Zukunft zu ziehen sind.

## 2 Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Energiekrise

### 2.1 Sorge um Versorgungssicherheit im Vorfeld

Im Vorfeld des Winters haben unterschiedliche Analysen mögliche Risiken für die Versorgungssicherheit in Österreich und Europa aufgezeigt. Der jährliche Winter Outlook des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E hat Lastdeckungsprobleme in einer signifikanten Zahl von Stunden (im europäischen Jargon als LOLE-Stunden bezeichnet) zumindest in Frankreich und Irland für möglich gehalten (vgl. Abbildung 1).

---

<sup>1</sup>. In diesem Kontext hat Consentec im Jahr 2021 für Oesterreichs Energie u. a. *eine Systematisierung der verschiedenen Dimensionen von Versorgungssicherheit* erarbeitet und grundsätzliche Herausforderungen benannt.

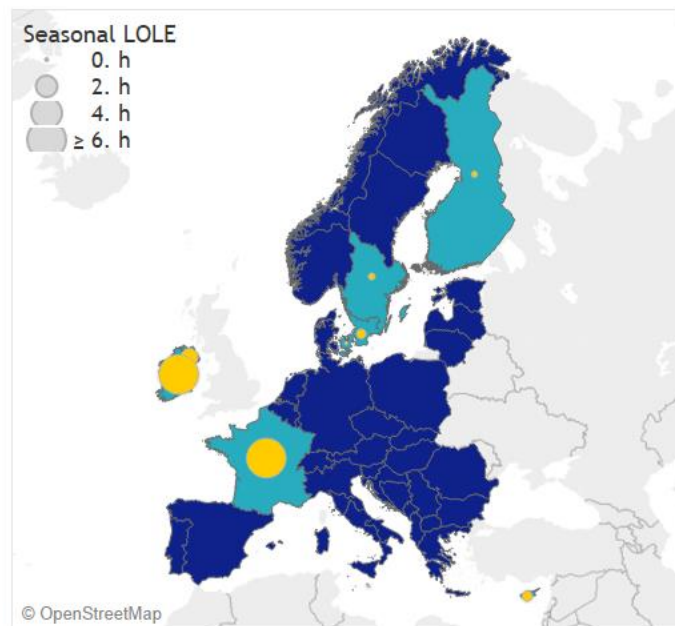


Abbildung 1 LOLE-Werte laut ENTSO-E Winter Outlook 2022/23 im Referenzszenario mit normaler Last nach Einsatz nicht markt-basierter Ressourcen (Quelle: ENTSO-E<sup>2</sup>)

Auch der österreichische Übertragungsnetzbetreiber APG und die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben in Stresstests<sup>3</sup> in ihren jeweiligen Ländern das Risiko von Lastdeckungsproblemen zumindest in einzelnen Stunden und in extremen Szenarien gesehen. In Deutschland wurden zudem Probleme aufgrund von Netzüberlastungen befürchtet, die mit den verfügbaren Gegenmaßnahmen (Redispatchpotenzialen) nicht sicher hätten behoben werden können und möglicherweise weitergehende Eingriffe bis hin zu Lastabschaltungen oder Exportbeschränkungen erfordert hätten.

Diese im Vergleich zu sonstigen Wintern der jüngeren Vergangenheit deutlich angespanntere Versorgungssicherheitslage resultierte aus der befürchteten Überlagerung mehrerer krisenhafter oder zumindest außergewöhnlicher Entwicklungen.

- Für das gesamte Energiesystem am relevantesten war sicherlich die Knappheit auf dem europäischen Gasmarkt bedingt durch das Ausbleiben der Gaslieferungen aus Russland. Gerade für ein Land wie Österreich, das darauf angewiesen ist, in erheblichem Umfang Gaskraftwerke zur Aufrechterhaltung der sicheren Stromversorgung zu betreiben, könnte sich eine Gasknappheit auch unmittelbar auf die Stromversorgungssicherheit auswirken, z. B. falls die Gaskraftwerke selbst bei Priorisierung ihres Verbrauchs nicht mehr sicher versorgt werden könnten.
- Für das europäische Stromsystem und speziell für die besonders angespannte Situation in Frankreich vermutlich noch relevanter war die historisch niedrige Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke bis in den Spätherbst 2022 hinein. So standen Anfang November 2022 nur knapp 30 GW der insgesamt installierten 61 GW Leistung aus Kernkraftwerken zur

<sup>2</sup> [https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/seasonal/WOR2022/Winter%20Outlook%202022-2023\\_Report.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/seasonal/WOR2022/Winter%20Outlook%202022-2023_Report.pdf)

<sup>3</sup> [https://pb1-medien.apg.at/im/dl/pboxx-pixelboxx-17315/APG\\_Stom\\_Stresstest\\_AT\\_sichere%20Stromversorgung\\_Winter22\\_23\\_Langfassung.pdf](https://pb1-medien.apg.at/im/dl/pboxx-pixelboxx-17315/APG_Stom_Stresstest_AT_sichere%20Stromversorgung_Winter22_23_Langfassung.pdf), <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20220914-stresstest-strom-ergebnisse-langfassung.html>

Verfügung und angekündigte Wiederinbetriebnahmetermine wurden mehrfach verschoben.

- Zudem wurde Europa im Sommer 2022 von einer außergewöhnlichen Dürreperiode getroffen. In der Folge sanken in einigen Regionen, z. B. in Südkandinavien, hydraulische Speicher deutlich weiter ab als in der Vergangenheit, so dass z. B. in Norwegen schon Begrenzungen für den Export elektrischer Energie nach Europa erwogen wurden. Zudem haben einige Flüsse extremes Niedrigwasser geführt. Damit ist sowohl die Laufwassererzeugung gegenüber historischen Durchschnittswerten deutlich gesunken als auch der Kohletransport per Binnenschiff deutlich erschwert worden. Verschiedentlich wurde deshalb vor allem für die am Rhein gelegenen deutschen Kohlekraftwerke befürchtet, dass diese nur eingeschränkt zur Verfügung stehen.

Als insbesondere kritisch erachtet wurde eine potenzielle Überlagerung dieser Entwicklungen mit einer europaweiten Kältewelle, die im schlechtesten Fall mit nebliger Hochdruckwetterlage und damit niedriger Verfügbarkeit volatiler erneuerbarer Energien hätte einhergehen und insbesondere in Frankreich, wo strombasiertes Heizen vergleichsweise verbreitet ist, zu einem starken Anstieg der Spitzenlast hätte führen können.

Denkbar wäre in einer solchen Situation unter gewissen Voraussetzungen auch gewesen, dass eine von Frankreich ausgehende Erzeugungsknappheit sich auch auf benachbarte Länder ausgewirkt hätte, insbesondere dann, wenn zum Zeitpunkt der Knappheit die Stromimportkapazitäten Frankreichs zu seinen Nachbarländern nicht vollständig ausgenutzt gewesen wären und somit eine grenzüberschreitende Region mit Erzeugungsknappheit entstanden wäre.

## 2.2 Vorbereitung und Verlauf des Winters 2022/23

Diese angespannte Versorgungslage hat in mehreren europäischen Ländern zum Ergreifen von ursprünglich nicht geplanten Zusatzmaßnahmen geführt, um die unerwartet aufgetretenen Risiken für die Versorgungssicherheit besser abfedern zu können. Unter anderem sind hier folgende Maßnahmen zu nennen:

- Gerade Österreich und Deutschland haben die Gasspeicherbewirtschaftung staatlich kontrolliert und Programme zum Gaseinkauf und zur Befüllung der Gasspeicher initiiert. Damit ist es – unter Inkaufnahme extrem hoher Preise am Gasmarkt – gelungen, die Gasspeicher vor dem Winter zu befüllen.
- Dank extrem beschleunigter Genehmigungsverfahren konnten in Deutschland bereits im Frühwinter 2022 zwei erste schwimmende LNG-Terminals in Betrieb gehen.
- In Deutschland wurde nach erheblichen innenpolitischen Diskussionen entschieden, die ursprünglich für Ende 2022 vorgesehene Stilllegung der drei verbleibenden Kernkraftwerke auf April 2023 zu verschieben.
- Zusätzlich wurden Braun- und Steinkohlekraftwerke, die vorläufig stillgelegt oder in verschiedenen Reserven gebunden waren, reaktiviert und an den Markt zurückgebracht. Auch Frankreich hat Reserven mobilisiert, indem z. B. ein bereits stillgelegtes Kohlekraftwerk wieder aktiviert wurde.
- In Deutschland wurden gesetzliche Maßnahmen ergriffen, die temporär eine Höherauslastung der Bestandsnetze z. B. über witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb auch ohne separate Genehmigung ermöglichen.

- Durch EU-Notfallverordnungen wurden die EU-Mitgliedsstaaten darüber hinaus verpflichtet, Energieeinsparmaßnahmen im Gas- und Stromsystem zu ergreifen, wobei die ergriffenen Maßnahmen sowohl harte Verbrauchseinschränkungen als auch Anreizsysteme vorsehen.
- Der Übertragungsnetzbetreiber APG betont zudem, dass die vor einigen Jahren eingerichtete Netzreserve in Österreich auch mit Blick auf denkbare Strommangellagen eine extrem wichtige und wirksame Präventionsmaßnahme darstellt. Auch andere Länder setzen mit Blick auf die Risikovorsorge für außergewöhnliche Ereignisse auf Reservelösungen. In Deutschland bestehen bereits seit Jahren Netz- und Kapazitätsreserven. Die Schweiz hat Ende 2022 eine Winterreserve eingeführt.

Auch wenn die Effektivität der einzelnen Maßnahmen bisher nicht detailliert untersucht wurde, kann zum Ende des Winters doch festgestellt werden, dass sie in Summe wohl ausreichend waren, um die Versorgungssicherheit im Strom- wie im Gasbereich zu gewährleisten und kritische Situationen zu verhindern. Dazu entscheidend beigetragen hat auch, dass die im vorherigen Abschnitt beschriebenen Risikofaktoren sich nicht oder nur unvollständig materialisiert haben.

- Insbesondere ist der Winter in seiner Gesamtheit mild verlaufen, so dass weder Probleme mit der Spitzenlastdeckung in einer Kälteperiode aufgetreten sind noch die Gasspeicher besonders schnell entleert werden mussten. Im Gegenteil ist bei Speicherfüllständen von aktuell ca. 73 % in Österreich wie in Deutschland davon auszugehen, dass am Ende der Heizperiode ein erheblicher Restfüllstand verbleiben wird.
- Zusätzlich hat sich insbesondere die Wasserführung der Flüsse im Spätherbst normalisiert, und die Marktrückkehr von Kohlekraftwerken in Deutschland ist vollständiger gelungen als teilweise erwartet.
- Schließlich konnte Frankreich (zumindest temporär) die Verfügbarkeit seiner Kernkraftwerks-Flotte deutlich steigern, so dass diese Anfang Januar 2023 bei über 40 GW, Anfang Februar 2023 bei über 45 GW lag. Im Vergleich zu den Annahmen aus Worst-Case-Szenarien stand somit deutlich mehr Leistung zur Verfügung.

### 2.3 Ausblick auf den Winter 2023/24

Mit dem Ende des Winters 2022/23 endet die Energiekrise allerdings nicht. Auch im Winter 2023/24 wird die Gewährleistung einer sicheren Gasversorgung in vielen europäischen Ländern, darunter insbesondere Österreich und Deutschland, eine Herausforderung darstellen, u. a. weil im vergangenen Sommer für die Befüllung der Gasspeicher zumindest zu großen Teilen noch Gasimporte aus Russland genutzt werden konnten, die im Sommer/Herbst 2023 möglicherweise nicht oder nur in sehr beschränktem Umfang zur Verfügung stehen. Gerade in Österreich, das aktuell nur über beschränkte Importkapazitäten aus West- und Südeuropa verfügt, ist deshalb von großer Wichtigkeit, die Heizperiode mit möglichst gut gefüllten Speichern zu beenden. Energieeinsparanstrengungen sind hierfür weiterhin entscheidend. Auch im Strombereich ist die Lage im kommenden Winter möglicherweise ähnlich angespannt wie zuletzt. Stark entlastende Faktoren sind nicht zu erkennen oder zumindest nicht sicher: Der krisengetriebene beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien wird sich erst langfristig signifikant auswirken. Die reaktivierten Kohle-Reservekraftwerke in Deutschland werden zwar auch im kommenden Winter zur Verfügung stehen, aber die drei verbliebenen Kernkraftwerke werden im April 2023 endgültig vom Netz gehen. Für die Versorgungssicherheitssituation im Winter 2023/24 wird daher die unsichere Entwicklung aus der Vergangenheit bekannter Risikofaktoren besonders relevant sein. Ein weiterer Dürresommer wäre in diesem Zusammenhang krisenverschärfend. Vor allem aber

bleibt abzuwarten, wie sich die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke im Laufe des Jahres entwickelt. Aktuell liegt die verfügbare Leistung bereits wieder deutlich unter den Spitzenwerten von Anfang Februar 2023. Die letzten vorliegenden Schätzungen des Betreibers EDF zur erwarteten Gesamtstromproduktion der französischen Kernkraftwerke in 2023 liegen bei 300 TWh bis 330 TWh zwar auf einem Niveau erkennbar über den 2022 letztendlich erreichten knapp 280 TWh (der niedrigste Wert seit 1988). Selbst ein Wert von 330 TWh am oberen Rand der aktuellen Erwartungen läge aber gleichzeitig auch unter den erreichten Produktionsniveaus in allen anderen Jahren der jüngeren Vergangenheit.

### 3 Lehren aus der Krise

Selbst wenn die schlimmsten Befürchtungen nicht eingetreten sind: Am Ende des Winters 2022/23 scheint es sinnvoll, eine kritische Bilanz zu ziehen. Insbesondere ist zu hinterfragen, ob bisherige Versorgungssicherheits-Konzepte weiterhin ausreichend sind bzw. ob sich aus den Erkenntnissen des Winters Hinweise auf konkrete Verbesserungen für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit in der Zukunft ergeben. Darüber hinaus hat die Krise über die direkte Sorge um die Versorgungssicherheit hinaus deutliche Auswirkungen auf die energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. So werden Anpassungen im Marktdesign sowie ein forciertes Ausbauen der erneuerbaren Energien angestrebt. Derartige Veränderungen können selbst wiederum Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben, die unbedingt betrachtet werden müssen, wenn langfristig Versorgungssicherheit gewährleistet werden soll.

Abbildung 2 gibt einen Überblick über die in den nachfolgenden Unterabschnitten adressierten Aspekte:



Abbildung 2 Lehren aus der Energiekrise für die optimierte Gewährleistung von Versorgungssicherheit

#### 3.1 Erkannte Schwachpunkte adressieren

Im Zuge der Erstellung dieser Studie befragte Stakeholder haben sehr grundsätzlich darauf hingewiesen, dass Versorgungssicherheit neben Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung als energiepolitisch tatsächlich gleichrangiges Ziel betrachtet werden sollte und damit deutlich mehr Aufmerksamkeit verdient als in der Vergangenheit.

Aus Sicht des Autors der vorliegenden Studie ist ein stärkerer Fokus auf das Thema Versorgungssicherheit unbedingt zu unterstützen. Dabei können aus der Energiekrise einige sehr konkrete Hinweise zu möglichen Herausforderungen und Veränderungsbedarfen abgeleitet werden.

Zumindest die öffentliche und politische Debatte um Versorgungssicherheit wird nach wie vor überwiegend national geführt. Auch im Vorfeld des laufenden Winters wurden wesentliche Entscheidungen auf Basis nationaler Stresstests getroffen, während europäische Bewertungen, wie

der Winter Seasonal Outlook von ENTSO-E, erst sehr spät vorlagen. Maßnahmen wie die Aktivierung von Reserven wurden von den EU-Mitgliedsstaaten national entschieden. Gleichzeitig wird aber zunehmend klarer, dass eine stärkere Koordination und Kooperation zu Versorgungssicherheitsfragen auf europäischer Ebene nicht nur effizient, sondern für die Wirksamkeit von Maßnahmen auch unverzichtbar sind. Im technisch und wirtschaftlich grenzüberschreitend eng verflochtenen europäischen Stromversorgungssystem ist die Gewährleistung von Versorgungssicherheit keine ausschließlich national zu beantwortende Frage. Hier sollte in den nächsten Jahren eine engere europäische Koordination erfolgen und die Rolle europäischer gegenüber nationaler Planungs- und Abstimmungsprozesse z. B. bei Versorgungssicherheits-Monitoring, Gegenmaßnahmen und Risikovororgeplänen gestärkt werden.

Ein wesentlicher Bestandteil der europäischen Zusammenarbeit liegt in Vorhaltung und Ausbau grenzüberschreitender Transportinfrastrukturen. Eng ausgebaute europäische Netze für Strom und Gas verringern Abhängigkeiten und erhöhen die Reaktionsmöglichkeiten im Krisenfall. Diese Risikovororgebeiträge sind kaum quantifizierbar und drohen deshalb, bei quantitativen Cost-Benefit-Analysen nicht oder nicht in vollem Umfang berücksichtigt zu werden. Über die Überwindung historischer Importabhängigkeiten hinaus besteht Bedarf zur Ausweitung der Importkapazitäten auch mit Blick auf den anstehenden Wasserstoffhochlauf und den zumindest zeitweise notwendigen parallelen Import von Methan und Wasserstoff. Konkrete Ausbaubedarfe bestehen in Österreich sowohl im Gas- als auch im Stromsystem, wobei der drohende endgültige Ausfall von Gasimporten aus Osteuropa die Ausweitung der Gas-Importkapazitäten aus Deutschland und Italien dringend notwendig macht.

Versorgungssicherheitsfragen wurden, gerade im Vorfeld des Winters, und werden auch weiterhin in der breiten Öffentlichkeit diskutiert. Dabei ist eine sachliche Auseinandersetzung mit der Thematik aufgrund von mangelndem Wissen über die verschiedenen Aspekte von Versorgungssicherheit und die relevanten Wirkungszusammenhänge im Stromversorgungssystem häufig nicht möglich. Stattdessen werden aufgrund von überzeichneter Darstellung von Risiken auf Seiten von „Experten“ teilweise Ängste bewusst geschürt. In Einzelfällen haben wohl auch (unabhängig von der Situation im Winter grundsätzlich sinnvolle) Ratschläge z. B. von kommunaler Seite zu angemessener Risikovororge und Vorratshaltung die empfundene Bedrohungssituation weiter verstärkt. Dies zeigt die Herausforderungen einer angemessenen politischen Kommunikation zu Versorgungssicherheitsfragen.

Relevante Risiken für die Versorgungssicherheit ergeben sich typischerweise nicht aus dem Eintreten vorher im Grundsatz erkannter, bewerteter und bewusst in Kauf genommener Risiken, sondern infolge von Extremsituationen, die im Kalkül von Marktakteuren, Netzbetreibern und politischen Entscheidungsträgern nicht enthalten waren. Gerade die Energiekrise zeigt, dass unerkannte „Klumpenrisiken“ mit der Folge von Nichtverfügbarkeiten einer Vielzahl von Erzeugungsanlagen aufgrund gemeinsamer Ursachen zu Versorgungssicherheitsproblemen führen können. Vorsorge für solche Ereignisse kann aber dennoch sinnvoll sein. Dabei ist klar, dass für Energieversorgungssysteme keine vollständige Verfügbarkeit garantiert werden kann. Vorsorge für exzeptionelle Risiken beinhaltet deshalb nicht beliebige Maßnahmen, und in Extremsituationen sollte nicht eine ununterbrochene Versorgung aller Verbraucher, sondern die Aufrechterhaltung von unverzichtbaren Grundfunktionalitäten des Energieversorgungssystems im Vordergrund stehen. Dennoch rechtfertigt eine angemessene Risikovororge möglicherweise die Vorhaltung von Erzeugungs- und Netzinfrastruktur über das in probabilistischen, aber mit Blick auf die relevanten Risikofaktoren unvollständigen Kosten-Nutzen-Analysen optimal erscheinende Maß hinaus. Gerade die Vorhaltung von Reserven wie der Netzreserve in Österreich oder von Netz- und Kapazitätsreserve in Deutschland kann ein probates Mittel zur Risikovororge



gegenüber ex ante unbekanntem Extremsituationen sein, dessen verzerrende Rückwirkungen auf den Energiemarkt gleichzeitig begrenzt ist. Im EU-Energierechts- und Beihilferahmen hängt die Zulässigkeit von (typischerweise als staatlichen Beihilfen gewerteten) Reserven aber vom quantitativen Nachweis der Vorteilhaftigkeit ab. Dieser Nachweis muss üblicherweise mit probabilistischen Cost-Benefit-Analysen geführt werden. Gerade Extremsituationen mit nicht quantifizierbarer Eintrittswahrscheinlichkeit können in solchen Cost-Benefit-Analysen aber nicht oder nicht angemessen berücksichtigt werden. Die Nutzbarkeit von Reserven als Vorsorgeinstrument gegenüber solchen Risiken ist daher stark eingeschränkt. Es scheint deshalb sinnvoll, Risikovorsorgebeiträge stärker als bisher bei der beihilferechtlichen Rechtfertigung von Reserven zu berücksichtigen.

In diesem Zusammenhang sollten auch die Bewertungsmethoden zur mittelfristigen Beurteilung von Risiken bzgl. der Sicherstellung einer bedarfsgerechten Versorgung kritisch betrachtet werden, zumindest was die Vollständigkeit der damit erzielbaren Aussagen betrifft. Seit einigen Jahren haben sich für diesen Zweck probabilistische Versorgungssicherheitsmonitorings (Resource Adequacy Assessments) als relevante Methode etabliert. Ihre Durchführung ist mittlerweile auch europarechtlich vorgeschrieben. Bei Methodenentwicklung und in der Anwendung wurden in der jüngeren Vergangenheit auch erhebliche Fortschritte erzielt. Gleichzeitig zeigt die Diskussion um die Angemessenheit der Methodik z. B. des von ENTSO-E durchgeführten European Resource Adequacy Assessments (ERAA) und die Ablehnung der Ausgaben 2021 und 2022 durch ACER, dass diese Entwicklung nicht abgeschlossen sein kann. Dabei erscheint nachvollziehbar, dass letztendlich politische Risiken wie der Ausfall der Gaslieferungen aus Russland in derartigen Monitorings nicht abgebildet werden können. Allerdings sind weitere in der Energiekrise relevante Effekte wie Kraftwerksverfügbarkeiten und Wettereffekte/Wasserführung durchaus Gegenstand der Modellierung. In der Rückschau ist allerdings anzuerkennen, dass zumindest längerfristige Monitorings die im Herbst 2022 aufgetretene Situation nicht antizipiert hatten. Dafür könnten zwei konzeptionelle Probleme verantwortlich sein:

- Kraftwerksverfügbarkeiten werden in derartigen Modellen typischerweise auf Basis der Annahme der stochastischen Unabhängigkeit der Nichtverfügbarkeit unterschiedlicher Erzeugungsanlagen simuliert. Die aufgetretenen Situationen mit (letztendlich nur befürchteten) wasserführungsbedingten Verfügbarkeitseinschränkungen von Kohlekraftwerken und auf Pandemieeffekte und konstruktive Probleme bei mehreren Kraftwerken einer Baureihe zurückzuführende Nichtverfügbarkeit von Kernkraftwerken in Frankreich sind jedoch eben nicht durch unabhängige Fehlerereignisse, sondern durch gemeinsame Ursachen gekennzeichnet. In heutigen Monitorings wird modellierungsbedingt das Risiko derartiger Nichtverfügbarkeitshäufungen möglicherweise unterschätzt.
- Versorgungssicherheitsmonitorings nutzen bisher typischerweise rückwärtsgerichtete Eingangsdaten wie z. B. historische Wetterjahre, um das zukünftige Geschehen zu simulieren. Gerade bei Wetterphänomenen, bei denen eine konsistente Modellierung über ganz Europa hinweg entscheidend ist, bestehen hier bisher auch kaum praktikable Alternativen. Dennoch ist zu überlegen, ob durch eine derartige Herangehensweise und angesichts deutlich spürbarer Auswirkungen des Klimawandels auf das Wettergeschehen und gerade auf das Auftreten von Extremwetterereignissen möglicherweise systematische Bewertungsfehler entstehen.

Hier sollten geeignete methodische Lösungsansätze erarbeitet und z. B. in die Anforderungen an das ERAA aufgenommen werden. Denkbar wäre z. B. die explizite Modellierung korrelierter Nichtverfügbarkeiten oder die Nutzung von synthetischen Wetterzeitreihen unter

Berücksichtigung des Klimawandels, die mittlerweile von speziellen Analyseanbietern bereitgestellt werden können.

Vor dem grundsätzlich unterstützenswerten Hintergrund der Nicht-Diskriminierung grenzüberschreitender gegenüber gebotszoneninternen Stromaustauschen und der Gewährleistung möglichst liquider Stromhandelsplätze kommt es regelmäßig dazu, dass im europäischen Stromnetz kommerziell verfügbare Handelskapazitäten die physikalischen Transportkapazitäten übersteigen. Um dennoch einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, müssen die Übertragungsnetzbetreiber systematisch nach Abschluss des Stromhandels kurative Engpassmanagementmaßnahmen, u. a. sogenannten Redispatch, ergreifen. Probleme ergeben sich dabei insbesondere, wenn die Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber nicht ausreichend sind, um im Bedarfsfall aus Handelsgeschäften resultierende Transportbegehren, deren Umsetzung die physikalische Transportkapazität übersteigt, vollständig „rückabzuwickeln“.<sup>4</sup> Solche Begrenzungen resultieren heute v. a. aus dem unterschiedlichen geographischen Bezugsbereich von Strommarkt (europäisches Market Coupling) und Verantwortungs- und Einflussbereich der Übertragungsnetzbetreiber (heute überwiegend eigene Regelzone bzw. Nationalstaaten, wobei über regionale TSO-Zusammenarbeit eine grenzüberschreitende Redispatchkooperation auf der Ebene der Kapazitätsberechnungsregionen geplant ist). Perspektivisch wird mit stärkerer aktiver Marktteilnahme von Verbrauchern aber auch die (konzeptionell schwer überwindbare) Beschränkung der Redispatchpotenziale auf steuerbare Erzeugungseinheiten und die fehlende Eingriffsmöglichkeit in die Transportwünsche von Verbrauchern eine Rolle spielen. Bestehende Netzreserven wie in Österreich und Deutschland adressieren vor allem die geographische Begrenztheit des Einflussbereichs der Übertragungsnetzbetreiber und sichern diesen zusätzlich verfügbare Redispatchpotenziale. Vor allem der Stresstest der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Herbst 2022 hat aber gezeigt, dass es trotz Netzreservevorhaltung insbesondere in Situationen mit hoher Verfügbarkeit von Erzeugungsleistung in Deutschland und hohem Interesse der Nachbarländer an Energieexporten aus Deutschland zu Problemen bei der Bewältigung von Netzengpässen hätte kommen können. Zur Vermeidung von Risiken für die Systemicherheit hätten diese Probleme im schlimmsten Fall eine Beschränkung der Stromexporte Deutschlands und damit möglicherweise eine Verschärfung der Probleme bei der Sicherstellung einer bedarfsgerechten Versorgung in den Nachbarländern erfordert. Daran wird erkennbar, dass das Auseinanderfallen von kommerziell verfügbaren und technisch realisierbaren Transportkapazitäten, das unter normalen Bedingungen vor allem als netzkostentreibend wahrgenommen wird, im Rahmen einer Energiekrise destabilisierend wirken kann. Insbesondere werden Marktpreissignale verfälscht, wenn marktlich mögliche Import- und Exporte im Betrieb nicht realisiert werden können. Dadurch werden möglicherweise zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit notwendige Investitionen nicht getätigt oder Vorsorgemaßnahmen zur Adressierung von Erzeugungsmangel wie die Mobilisierung von Lastflexibilität nicht rechtzeitig eingeleitet. In der nahen Zukunft könnte sich diese Problematik weiter verschlimmern. Denn die gemäß EU-Strommarktverordnung geforderte Bereitstellung von kommerziellen Mindestaustauschkapazitäten (70 % MinRAM), auch über die physikalisch verfügbare Kapazität hinaus, ist aufgrund laufender Aktionspläne in vielen EU-Mitgliedsstaaten bis Mitte des Jahrzehnts noch nicht vollständig wirksam.

---

<sup>4</sup> Beim u. a. in Österreich und Deutschland üblichen kostenbasierten Redispatch betrifft die Rückabwicklung dabei nur die physikalische Wirkung von Transportwünschen. Kommerziell werden alle Akteure so gestellt, als wären abgeschlossene Handelsgeschäfte umgesetzt worden.

Preissignale sollten daher zukünftig die physikalische Realität in den Netzen besser reflektieren. Diese Debatte muss vor allem auf EU-Ebene geführt werden, da die relevanten Rahmenbedingungen, z. B. zur regionalen Auflösung des Strommarktes, zur Kapazitätsberechnung wie zur Engpassbewältigung, europarechtlich verankert sind. Aber auch im nationalen Kontext kann dem Auseinanderlaufen von Markt und Physik begegnet werden, u. a. mit Rahmenbedingungen für einen ausreichenden Netzausbau (der durchaus auch Vorsorgecharakter haben kann und sollte). Zudem sollte gerade mit Blick auf die Belastung der Verteilernetze eine stärkere lokale und zeitliche Preisdifferenzierung z. B. über zeitvariable Netzentgelte diskutiert werden.

### 3.2 Neue Probleme vermeiden

Neben diesen unmittelbaren Lehren aus den für den laufenden Winter 2022/23 zumindest befürchteten Problemen erscheint es darüber hinaus auch wichtig zu berücksichtigen, welche Implikationen die politischen und wirtschaftlichen Reaktionen auf die Energiekrise für die Diskussion um Versorgungssicherheit haben können.

In der energiewirtschaftlichen Fachdebatte besteht weitgehende Einigkeit darüber, dass eine Angebotskrise wie die aktuelle fundamental nur durch eine Angebotsausweitung und durch Investitionen überwunden werden kann. Mit Blick auf die anstehende Transformation des Energiesystems kommen dabei vor allem Investitionen in Transportinfrastrukturen sowie emissionsarme/-freie Erzeugungstechnologien wie erneuerbare Energien und Flexibilitätsoptionen wie wasserstoffbasierte<sup>5</sup> (Backup-)Kraftwerke, Speicher und Verbrauchsflexibilität in Frage.

Gleichzeitig haben die politischen Reaktionen auf die Energiekrise, wie die in Spanien und Portugal angewendeten Subventionen für fossile Brennstoffe, die in der Stromerzeugung eingesetzt werden, sowie insbesondere die EU-weit als Notfallmaßnahme eingeführte temporäre Erlösobergrenze für inframarginale Erzeuger, die Rahmenbedingungen für derartige Investitionen nicht verbessert. Dies liegt einerseits daran, dass durch die Erlösabschöpfung Preisniveau und Preisvolatilität künstlich reduziert und damit die Erlöschancen und die Anreize für die genannten Technologien, durch schnelle Produktionsbereitschaft selbst überdurchschnittliche Deckungsbeiträge zu erwirtschaften und gleichzeitig zur Lösung der Krise beizutragen, verringert werden. Relevanter ist aber noch, dass durch diese Maßnahme das Vertrauen in die Stabilität der regulatorischen Rahmenbedingungen erschüttert worden sein könnte und Investoren zukünftig das Risiko einer erneuten Intervention einpreisen, was zu höheren Kapitalkosten bzw. niedrigeren Investitionsniveaus führt. Besonders relevant ist dies bei Investitionen, die ggf. mit hohen Risiken einhergehen und Perioden mit hohen/hoch volatilen Preisen zur Refinanzierung benötigen.

Die aktuell laufende Diskussion zu strukturellen Anpassungen im Marktdesign trägt hier nicht unbedingt zur Entspannung bei. Teil der bis Mitte Februar 2023 laufenden Konsultation der Europäischen Kommission zur Weiterentwicklung des Marktdesigns waren z. B. Überlegungen, die Erlösabschöpfung zu verstetigen bzw. zumindest als optionales Instrument beizubehalten, das im Krisenfall wieder aktiviert werden kann. Im Zuge der Marktdesigndebatte werden deshalb auch zunehmend Mechanismen diskutiert, die staatlichen Stellen eine deutlich größere Rolle bei der Investitionssteuerung zuweisen und z. B. staatliche Ausschreibungen und Förderung mit Abschöpfungsmechanismen kombinieren. Auch hier ist allerdings darauf hinzuweisen, dass ein institutioneller Rahmen, in dem Investitionen überwiegend staatlich kontrolliert werden, mit Blick auf die Versorgungssicherheit nicht völlig unproblematisch ist. Insbesondere ist ein solches Setting anfällig gegenüber staatlicher Fehlplanung und leidet möglicherweise darunter, dass die

---

<sup>5</sup> Alternativ zu Wasserstoffkraftwerken könnten Kraftwerke, die mit anderen klimaneutralen Gasen befeuert werden, genutzt werden. Für eine Übergangszeit ist zudem denkbar, dass neue Kraftwerke mit fossilem Erdgas befeuert werden.

Fähigkeit stärker wettbewerblicher Modelle, unvorhergesehene Entwicklungen durch schnelles unternehmerisches Handeln zu kompensieren, verlorengelassen. Gerade für die fixkostenlastigen Investitionen in klimaneutrale Erzeugungstechnologien muss deshalb zügig ein geeigneter Rahmen gefunden werden, der eine günstige Finanzierung notwendiger Investitionen mit einer sinnvollen Allokation von Risiken und Anreizen für Systemdienlichkeit und Innovationen verbindet.

Eine weitere Herausforderung im Zusammenhang mit staatlichen Interventionen in Energiemärkten besteht in der Gefahr der Abschwächung von preisbasierten Anreizen für Energieeinsparungen und Lastflexibilität, die in der Krise stabilisierend wirken. Auch wenn staatliche Kompensationen sozialer Härten durch gestiegene Energiekosten für besonders betroffene Verbraucher in der Energiekrise zweifellos notwendig waren, sollten politische Entscheidungsträger auf anreizerhaltende (wie zumindest im ursprünglichen Vorschlag zur Stromrechnungsbremse in Österreich vorgesehen) Ausgestaltungsformen achten. Auch bei der aktuell intensiv geführten Diskussion um Unterstützungen für die Industrie z. B. über spezielle Industriestrompreise wird diese Diskussion wieder relevant werden.

Aus Versorgungssicherheitsperspektive muss zudem der nun richtigerweise beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien mit allen systemischen Implikationen betrachtet werden. Ein verstärkter EE-Ausbau, der vielfach abseits von Lastzentren und historischen Erzeugungsschwerpunkten stattfindet, bedeutet auch eine zusätzliche Belastung für die bereits heute hoch ausgelasteten Netze. Daher sollte bei den nun initiierten Beschleunigungsmaßnahmen für den Ausbau der erneuerbaren Energien in gleichem Maße und mit gleicher Schnelligkeit auch die Aufnahmefähigkeit der Stromnetze gesteigert werden. Hier sind einerseits die regulatorischen Rahmenbedingungen für die Finanzierung des Netzausbaus relevant. Gleichzeitig ist in der Vergangenheit zu beobachten gewesen, dass der Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen deutlich schneller umsetzbar war als der dadurch notwendig gewordene Netzausbau. Gelingt es nicht, die Zeiträume für Planung, Genehmigung und Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen, insbesondere im Übertragungsnetz, deutlich zu reduzieren, können die positiven Effekte des Ausbaus erneuerbarer Energien für die Versorgungssicherheit, insbesondere die Verminderung der Abhängigkeit von fossilen Energieimporten, nur unvollständig realisiert werden.

Zudem stellt sich mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der voranschreitenden Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr auch in den Verteilernetzen immer stärker die Problematik von Netzüberlastungen, ohne dass bisher geeignete Steuer- und Koordinationsmechanismen zur Verfügung stehen. Die oben angesprochene stärkere lokale und zeitliche Preisdifferenzierung z. B. über zeitvariable Netzentgelte, könnte hier dazu beitragen, Engpässe und damit unpopuläre Eingriffe von Netzbetreibern in das Verbrauchsverhalten zu vermeiden.

Mit dem Ersatz konventioneller, im Regelfall über Synchrongeneratoren an das Netz angeschlossener Kraftwerke durch Windenergie- und PV-Anlagen mit einem umrichterbasierten Netzananschluss entstehen auch zusätzliche Herausforderungen im Bereich der Erbringung für einen sicheren Systembetrieb unbedingt notwendiger Systemdienstleistungen. Diese Systemdienstleistungen wie Momentanreserve oder Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussstrombeiträgen können durch Synchrongeneratoren inhärent bzw. ohne konstruktiven Mehraufwand und zu (nahezu) vernachlässigbaren Kosten erbracht werden. Die alternative Erbringung durch umrichterbasierte Anlagen ist zwar grundsätzlich möglich, aber ggf. deutlich aufwändiger (z. B. bei Notwendigkeit netzbildender Umrichter zur Erbringung von Momentanreserve) und bisher nicht Stand der Technik. Je schneller konventionelle Erzeugungsanlagen aus dem System verdrängt

werden sollen, umso dringender erscheint es deshalb, die Entwicklung von alternativen Technologien und deren Ausrollen in der Fläche anzustoßen. Gerade ein allmähliches Verdrängen der Momentanreserve aus rotierenden Massen erhöht im Falle von großen Leistungsungleichgewichten, z. B. nach Systemsplits wie im Januar 2021, die direkt nach dem Fehlerereignis auftretende Frequenzänderungsgeschwindigkeit und kann die Fähigkeit des Systems zur Selbststabilisierung negativ beeinflussen. Auch wenn technische Lösungen in der Theorie bekannt sind, sind bis zum großskaligen Einsatz in der Praxis vielfach zeitaufwändige Abstimmungsprozesse z. B. zur internationalen Koordination und technischen Regelsetzung zu erwarten, so dass erheblicher Zeitdruck besteht.

## 4 Fazit und Handlungsempfehlungen

Im ersten Winter der relevantesten Energiekrise seit (mindestens) mehreren Jahrzehnten haben sich – u. a. auch dank dem Vorhandensein von eigentlich für andere Zwecke gedachten Reserven und der rechtzeitigen Umsetzung von ad-hoc-Maßnahmen – die schlimmsten Befürchtungen nicht bestätigt. Die Versorgungssicherheit konnte bisher gewährleistet werden und wird nach aller Voraussicht auch bis zum definitiven Ende des Winters nicht gefährdet sein. Die Krise ist jedoch nicht beendet. Auch der Winter 2023/24 wird aus Perspektive der Versorgungssicherheit herausfordernd. Zudem hat die Krise Verwundbarkeiten auf dem Feld der Versorgungssicherheit offengelegt, die bisher zumindest nicht im Fokus des öffentlichen Interesses standen.

Es erscheint vor diesem Hintergrund ratsam, der Gewährleistung von Versorgungssicherheit zukünftig mehr Aufmerksamkeit als in der Vergangenheit zukommen zu lassen. Dazu gehört, die versorgungssicherheitsrelevanten Wirkungen aller energiepolitischen Entscheidungen zu bedenken und ggf. rechtzeitige Korrekturmaßnahmen zu ergreifen.

Gerade die aktuelle Krise, die im Stromsystem vor allem eine Verfügbarkeitskrise konventioneller Stromerzeugungstechnologien darstellt, zeigt, dass Gewährleistung von Versorgungssicherheit nicht bedeuten sollte, das Ambitionsniveau bei der Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems zurückzunehmen. Entscheidend scheint vielmehr, bei energiepolitischen Entscheidungen nicht auf einzelne Technologien zu fokussieren, sondern immer auch die systemischen Wirkungen zu bedenken.

Aus der vorliegenden Untersuchung ergeben sich dabei einige konkrete Ansatzpunkte für eine optimierte Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Zukunft:

- Die europäische Zusammenarbeit bei der Überwachung und Gewährleistung von Versorgungssicherheit sollte deutlich gestärkt werden.
- Österreich sollte die grenzüberschreitenden Energieinfrastrukturen im Strom- wie im Gasbereich ausbauen. Kurzfristig drängt insbesondere im Gasbereich eine Erhöhung der Importkapazitäten aus Deutschland und Italien.
- Nicht alle Risiken für die Versorgungssicherheit sind quantifizierbar und mit Modellen beschreibbar. Eine Risikovorsorge für Extremereignisse z. B. in Form von Reserven außerhalb des Marktes kann deshalb auch unabhängig von modellbasierten Kosten-Nutzen-Analysen sinnvoll sein.
- Dessen ungeachtet sollten quantitative Versorgungssicherheitsmonitorings methodisch so weiterentwickelt werden, dass sie relevante Risiken wie korrelierte Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen angemessen abbilden.
- Die laufende Diskussion zum Marktdesign auf EU-Ebene erhöht die regulatorische Unsicherheit. Gerade für die fixkostenlastigen Investitionen in erneuerbare Energien und Netze muss

deshalb zügig ein geeigneter Rahmen gefunden werden, der eine günstige Finanzierung notwendiger Investitionen mit einer sinnvollen Allokation von Risiken und Anreizen für Systemdienlichkeit und Innovationen verbindet.

- Bei der Umsetzung des beschleunigten Ausbaus erneuerbarer Energien ist die Steigerung der Aufnahmefähigkeit der elektrischen Netze zwingend mitzudenken. Der Ausbau der Stromnetze und die Sicherstellung der Erbringung von Systemdienstleistungen bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien müssen deshalb hohe Priorität haben. Gleichzeitig sollten Preissignale zukünftig die physikalische Realität in den Netzen besser reflektieren.