

MASSNAHMENPLAN ZUM ERHALT DER VERSORGUNGS- SICHERHEIT

JANUAR 2026

MASSNAHMENPLAN ZUR VERSORGUNGSSICHERHEIT

1. Schnellstmögliche Ausschreibung von gesicherter Leistung mit netzdienlicher Verortung und technischen Eigenschaften
2. Weiterentwicklung und Konsolidierung bestehender Reserveinstrumente
3. Marktintegration und Erhöhung der Steuerbarkeit von EE-Anlagen
4. Reform des Netzanschlussverfahrens und die Vorgabe zur Kontingentierung der Netzanschlusstypen für eine adäquate Vergabe der Netzanschlusskapazität
5. Einführung eines regional differenzierten Baukostenzuschusses auch für Einspeiser für eine netzdienliche Allokation
6. Ergänzung des Marktdesigns um netztechnische Restriktionen für einen sicheren Systembetrieb
7. Vollständige Integration von Batteriespeichern in den Redispatch-Prozess
8. Abschaffung des EE-Mindestfaktors zur Senkung der Redispatch-Bedarfe
9. Maßnahmen zur Begrenzung systematischer Regelleistungsbedarfe
10. Zeitnahe Verabschiedung/Inkrafttreten der EU Connection Network Codes zur Sicherstellung der technischen Fähigkeiten neuer Anlagen
11. Ausweitung von Übergangsregelungen bei Netzanschlussbedingungen zur Überbrückung von Regelungslücken bzgl. technischer Eigenschaften neuer Anlagen
12. Verschärfung der Kontrollen zur Einhaltung der Systemanforderungen von Kundenanlagen

EINLEITUNG

Auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 befindet sich unser Energiesystem in einer entscheidenden Phase des Umbruchs: Erneuerbare Energien decken bereits heute über die Hälfte des deutschen Stromverbrauchs und sollen bis 2030 die Marke von 80 Prozent erreichen. Kohlekraftwerke, die aktuell noch elementare Systemdienstleistungen für den Netzbetrieb bereitstellen, gehen im Zuge des Kohleausstiegs schrittweise aus dem Markt. Ergänzend drängen unzählige Großbatteriespeicher in das System, deren Betriebsweise in einem zunehmend komplexen sowie flexiblen Stromhandel ungewiss ist. Parallel nimmt die europäische Marktintegration zu. Nach Jahren leicht sinkender Nachfrage erwarten zahlreiche Studien bis zum Ende der Dekade wieder einen steigenden Stromverbrauch, der durch die Elektrifizierung von Industrie und Verbrauchern, neuen Rechenzentren und der Produktion von grünem Wasserstoff getrieben ist.

Vor diesem Hintergrund wird die Gewährleistung der Versorgungssicherheit zur kritischen Herausforderung. Die Gründe dafür sind vielschichtig, unter anderem:

- Die Ausschreibungen für neue Kraftwerke und Investitionen in steuerbare Kapazitäten verzögern sich, weil auf politische Ankündigungen zur Implementierung von Förderprogrammen keine Umsetzung folgt.
- Der bestehende Kraftwerkspark ist veraltet, es fehlt eine belastbare Perspektive für den Weiterbetrieb oder zur Modernisierung.
- Dezentrale, sehr kleine Erzeugungsanlagen speisen ungesteuert ins Netz ein und reagieren oft nicht auf Marktpreise.
- Großbatteriespeicher ändern im Intraday-Handel kurzfristig die angekündigte Fahrweise, um sich zu optimieren.
- Bestehende Netzanschlussanforderungen reichen nicht aus, um die Systemstabilität zu gewährleisten.

Mit Blick auf ein auch zukünftig funktionierendes Gesamtsystem stellen wir daher fest: Um auch zukünftig ein funktionierendes Gesamtsystem volkswirtschaftlich effizient und sicher betreiben zu können, sind zeitnahe Anpassungen des regulatorischen Rahmens zwingend erforderlich. Wir müssen jetzt handeln, um Deutschland über das Jahr 2030 hinaus zuverlässig mit Strom versorgen zu können.

Der regulatorische Rahmen wird im Zuge der Energiewende seit Jahren kontinuierlich angepasst. Den Übertragungsnetzbetreibern wurden hierbei umfassende Instrumente und Kompetenzen an die Hand gegeben, um Maßnahmen zur Netzstabilität umzusetzen. Gleichwohl besteht in dieser Legislaturperiode erheblicher Handlungsbedarf für den Gesetzgeber, um die Versorgungssicherheit auf dem aktuellen Niveau aufrecht zu erhalten.

Amprion nimmt die Verantwortung für das Gesamtsystem sehr ernst. Daher haben wir einen umfassenden Maßnahmenplan erstellt, der das System als Ganzes betrachtet, dabei alle relevanten Akteure berücksichtigt und die wichtigsten zwölf Maßnahmen zur Wahrung der Versorgungssicherheit benennt. Diese Maßnahmen sind in Teilen bereits in der Diskussion oder in der Umsetzung. Allerdings beobachten wir bei wichtigen zeitkritischen Reformvorhaben erhebliche Verzögerungen.

WIE DEFINIEREN WIR VERSORGUNGSSICHERHEIT?

Umgangssprachlich wird die Versorgungssicherheit des elektrischen Energiesystems häufig mit marktseitiger Versorgungssicherheit gleichgesetzt. Die marktseitige Versorgungssicherheit (Erzeugungsadäquanz) beschreibt auf der einen Seite das Vorhandensein ausreichender gesicherter Leistung, um zu jedem Zeitpunkt die Nachfrage decken zu können, sowie auf der anderen Seite das Verhindern von ungewollten Erzeugungsüberschüssen. Die marktseitige Versorgungssicherheit bildet jedoch nur ein Teilelement der Versorgungssicherheit. Insgesamt lässt sich Versorgungssicherheit in langfristige und kurzfristige Aspekte unterteilen. Die Systemadäquanz beschreibt die langfristigen Aspekte und somit eine adäquate Dimensionierung des Marktes und der Netzinfrastruktur. Sie greift dabei sowohl die oben genannte marktseitige Sicht (Erzeugungsadäquanz) als auch die netzseitige Sicht (Netzadäquanz) auf, welche die Verfügbarkeit ausreichender Transport- und Netzanschlusskapazitäten beschreibt.

Die kurzfristigen Aspekte der Systemsicherheit und -stabilität lassen sich entlang von Systemzuständen des elektrischen Energiesystems kategorisieren. Zum einen müssen betriebsübliche Ereignisse beziehungsweise Ausfälle beherrscht werden können. Das beinhaltet den alltäglichen Betrieb bei schwankendem Bedarf und schwankender Erzeugung sowie die Einhaltung des sogenannten (n-1)-Prinzips. Fällt eine einzelne Leitung beziehungsweise ein einzelnes anderes Betriebsmittel (zum Beispiel ein Transformator) aus, kann die Versorgung stets über einen alternativen Pfad aufrechterhalten werden. Zudem müssen auch außergewöhnliche Störungen beherrscht werden, wozu beispielsweise Kurzschlüsse zählen. Solche Kurzschlüsse können durch die Schutzsysteme des elektrischen Netzes nicht immer sofort beseitigt werden und gefährden die Stabilität des Gesamtsystems. Darüber hinaus müssen auch Großstörungen in der Betrachtung der Versorgungssicherheit berücksichtigt werden. Hierbei können Kombinationen aus mehrfachen Betriebsmittelausfällen und gegebenenfalls Kurzschlüssen zu weiträumigen Störungen führen (siehe Spanien-Störung im April 2025). In solchen Fällen muss sichergestellt sein, dass Verbraucher, Kraftwerke und EE-Anlagen das System stützen, die Störungsausweitung begrenzen und so einen Systemzusammenbruch verhindern.

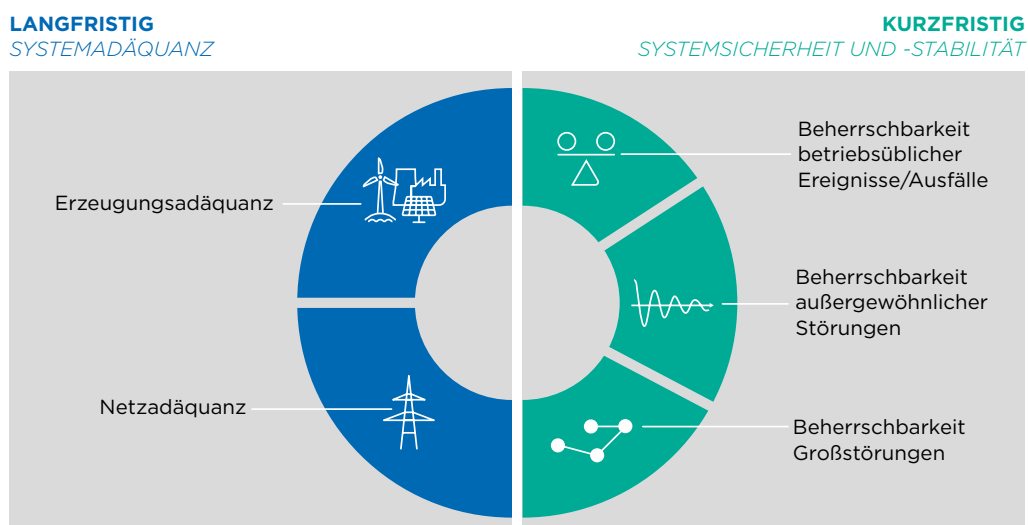
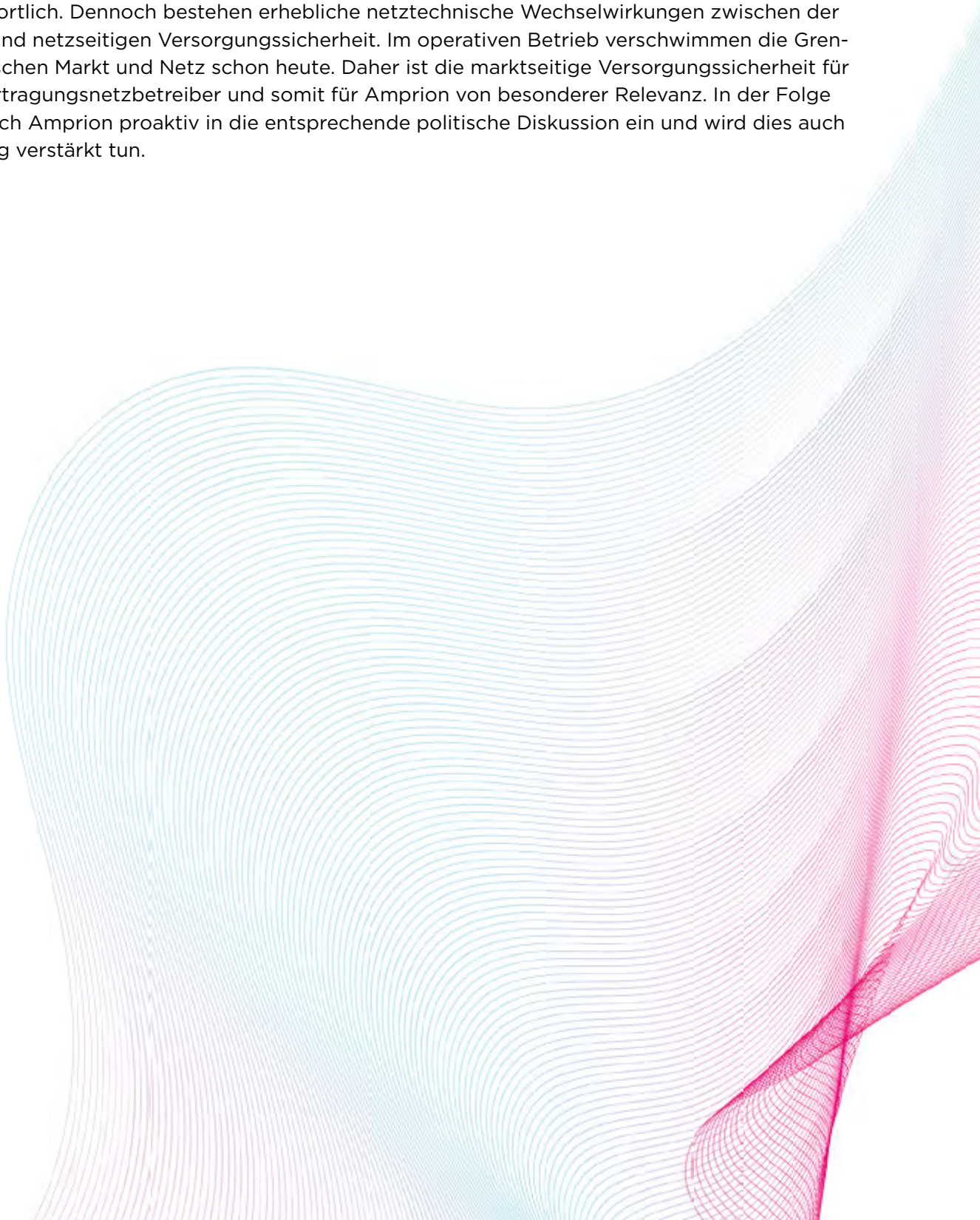


Abbildung 1: Elemente der Versorgungssicherheit (in Anlehnung an Dena)

Die Übertragungsnetzbetreiber sind gesetzlich gemäß §13 EnWG für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems verantwortlich. Mit der Integration neuer Erzeugungsanlagen und Speicher auch in unterlagerte Netzebenen verändern sich die Strukturen des Systems grundlegend. In der Folge sinken zunehmend die direkten Steuerungspotenziale und Zugriffsrechte der Übertragungsnetzbetreiber. Um ihrer Verantwortung für das Gesamtsystem im Normalbetrieb und auch im Falle einer Störung nachzukommen, sind die Übertragungsnetzbetreiber daher schon heute – und zukünftig in einem noch viel stärkerem Maße auf die Mitwirkung Dritter angewiesen. In der Konsequenz müssen die Marktteilnehmer und die Verteilnetzbetreiber zukünftig zwingend stärker zur Wahrung eines sicheren Gesamtsystems beitragen.

Für die marktseitige Versorgungssicherheit sind die Übertragungsnetzbetreiber nicht direkt verantwortlich. Dennoch bestehen erhebliche netztechnische Wechselwirkungen zwischen der markt- und netzseitigen Versorgungssicherheit. Im operativen Betrieb verschwimmen die Grenzen zwischen Markt und Netz schon heute. Daher ist die marktseitige Versorgungssicherheit für die Übertragungsnetzbetreiber und somit für Amprion von besonderer Relevanz. In der Folge bringt sich Amprion proaktiv in die entsprechende politische Diskussion ein und wird dies auch zukünftig verstärkt tun.



Im Folgenden zeigt Amprion die wichtigsten und dringendsten Maßnahmen auf, die zum Erhalt der kurz- und langfristigen Versorgungssicherheit notwendig sind und zeitnah angegangen beziehungsweise umgesetzt werden müssen:

1. SCHNELLSTMÖGLICHE AUSSCHREIBUNG VON GESICHERTER LEISTUNG MIT NETZDIENLICHER VERORTUNG UND TECHNISCHEN EIGENSCHAFTEN

Das Niveau der marktseitigen Versorgungssicherheit wird über die nächsten Jahre deutlich abnehmen. Analysen von Amprion machen deutlich, dass der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) festgelegte Versorgungssicherheitsstandard von 2,77 h/a aus Markt-sicht schon vor 2030 nicht mehr eingehalten werden kann (siehe Amprion [Versorgungssicherheitsstudie](#)). Gemäß internen Analysen zum European Resource Adequacy Assessment (ERAA 2025) werden bis 2035 knapp unter 40 Gigawatt (GW) an zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten benötigt, um den Versorgungssicherheitsstandard in Deutschland zu halten.

Amprion sieht in den kürzlich veröffentlichten Plänen der Bundesregierung zur Kraftwerksstrategie (KWS) eine wichtige Maßnahme zur schnellen Ausschreibung von insgesamt zwölf GW an neuen steuerbaren Kapazitäten. Dabei hält Amprion es für wichtig, weiterhin am „Südbonus“ festzuhalten. Zudem sieht Amprion es positiv, dass diese Ausschreibung im Rahmen eines ersten vorläufigen Kapazitätsmarktes erfolgt. Jedoch erscheinen die Bestrebungen des BMWE zur Implementierung dieses sowie eines dauerhaften Kapazitätsmarktes bereits im Jahr 2027 als sehr ambitioniert. Mit Blick auf Erfahrungen aus dem europäischen Ausland werden in der Regel vier bis fünf Jahre Vorlaufzeit bis zur ersten Ausschreibung und weitere vier bis fünf Jahre bis zur Inbetriebnahme erster Kraftwerke benötigt. Die Umsetzung von gleich zwei Kapazitätsmärkten innerhalb eines Jahres und somit eine Inbetriebnahme zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten bis 2032 erscheint daher sehr ambitioniert und lässt sich wenn wohl nur mit umfangreichem Abstellen auf die im europäischen Ausland gemachten Erfahrungen und Modelle erreichen.

Eine zügige Umsetzung eines dauerhaften Kapazitätsmarktes ist notwendig, um die hohen Bedarfe bis 2035 zu decken. Dennoch muss mit Blick auf die Zeitachse eine mögliche Kapazitätslücke beachtet und gegebenenfalls mit zusätzlichen Reserven kompensiert werden. Bei beiden Kapazitätsinstrumenten muss der Gesetzgeber eine lokale Komponente zwingend mitdenken, um folglich die Verortung neuer Marktkraftwerke an Standorten sicherzustellen, an denen sie sinnvolle Potenziale für das Netzengpassmanagement bereitstellen können. Dies reduziert den Bedarf nach Netzreserve und somit die benötigte Vorhaltung von Kraftwerkskapazitäten, was einen schnelleren Ausstieg aus der Kohleverstromung ermöglicht. Zudem setzt sich Amprion dafür ein, dass in beiden Kapazitätsmechanismen die technischen Fähigkeiten des Phasenschieberbetriebs, eine schnelle Wirkleistungsanpassung sowie eine ausreichende Robustheit gegenüber auftretenden Frequenzgradienten als Vorgabe zwingend erfüllt werden müssen. Amprion ist gewillt, bei der Implementierung eines zukünftigen Kapazitätsmarktes eine zentrale Rolle einzunehmen.

Handlungsbedarfe im Jahr 2026:

- Schnellstmöglich erste Kraftwerksausschreibungen durchführen
- Schnellstmögliche Implementierung eines dauerhaften Kapazitätsmarktes

2. WEITERENTWICKLUNG UND KONSOLIDIERUNG BESTEHENDER RESERVEINSTRUMENTE

Derzeit werden bereits umfassende Netz- und Kapazitätsreserven vorgehalten, um strukturelle Netzengpässe zu überbrücken oder längere Mangellagen abzusichern. Diese Kraftwerksreserven werden bei Bedarf aktiviert, um bei marktlichen Knappheiten Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen oder Netzengpässe zu beheben. Die heutigen Reservekraftwerke mit zwölf GW installierter Leistung sind teils mehr als 50 Jahre alt und am Ende ihrer Lebensdauer.

[Analysen von Amprion](#) zufolge kann der Versorgungssicherheitsstandard von 2,77 h/a auch nach Einsatz der bestehenden Reserven (Kapazitäts- und Netzreserve) ohne den Zubau neuer Marktkraftwerke ab 2030 nicht mehr gehalten werden. Somit kann es zu einzelnen Lastunterdeckungen kommen.

Bereits heute ist es den ÜNB möglich, Netzreservekraftwerke in Situationen marktlicher Knappheiten einzusetzen. Jedoch reichen die aus Netzsicht erforderlichen Reservekapazitäten mittelfristig gegebenenfalls nicht aus, um die zusätzlichen Kapazitätsbedarfe zu decken. Sollten die geplanten Kapazitätsmärkte nicht im geplanten Umfang beziehungsweise in der anvisierten Zeit umgesetzt werden, ist die Kontrahierung bestehender Reservekraftwerke über 2031 hinaus sowie eine Überführung weiterer aus dem Markt ausscheidender und für einen Reservebetrieb technisch geeigneter Kraftwerke in die Reserve zwingend erforderlich.

Mit Blick auf die hohen und langfristigen Reservebedarfe setzt sich Amprion für eine Zusammenführung der bislang separaten Kapazitäts- und Netzreserven ein. Zur Ermittlung des Bedarfs dieser übergreifenden Reserve ist jedoch eine Weiterentwicklung der bestehenden Formalprozesse inklusive Analysemethodiken erforderlich, sodass eine langfristige Systemrelevanzausweisung auch aufgrund von marktlichen Knappheiten möglich ist.

Handlungsbedarfe im Jahr 2026:

- Weiterentwicklung des Rechtsrahmens für die Netz- und Kapazitätsreserve zu einer übergreifenden Reserve ab 2030
- Sicherstellen, dass Systemrelevanzausweisungen auch aufgrund von marktlichen Knappheiten möglich sind

3. MARKTINTEGRATION UND ERHÖHUNG DER STEUERBARKEIT VON EE-ANLAGEN

Der Preisverfall bei PV-Anlagen hat in den letzten Jahren einen enormen Ausbauboom bewirkt. Ein Großteil der in den letzten Jahren zugebauten PV-Anlagen erhält über 20 Jahren ab Inbetriebnahme eine feste Einspeisevergütung und reagiert folglich nicht auf Preissignale. Darüber hinaus führt der verzögerte Smart-Meter Rollout mit entsprechenden Steuerboxen insbesondere in der Anlagenleistungsklasse von sieben bis 30 Kilowatt (kW) dazu, dass diese Anlagen unzureichend steuerbar sind. Folglich stellt der enorme Zubau von Photovoltaik bei gleichzeitig mangelnder Steuerbarkeit und fehlender Preissensitivität eine zunehmende Herausforderung zur Wahrung der Systemsicherheit in Erzeugungsüberschusssituationen dar. Bereits in den letzten zwei Jahren konnten vereinzelt erste kritische Situationen mit deutlichen Erzeugungsüberschüssen auf regionaler Ebene beobachtet werden.

Die grundsätzliche Lösung der Problematik erfordert den gleichzeitigen Angang verschiedener Teilmaßnahmen und die Mitwirkung verschiedener Stakeholder, wodurch eine schnelle Umsetzung erschwert wird. Bisher wurden erste Fortschritte bei direktvermarkteten Anlagen durch Prozessoptimierungen sowie einer Anpassung der EE-Förderung bei Neuanlagen erreicht („1h-Regelung“). Darüber hinaus sind mittlerweile gemäß §12 Abs. 2b EnWG zukünftig alle Netzbetreiber jährlich dazu verpflichtet, einen Steuerbarkeitscheck durchzuführen und folglich zu prüfen, ob die Steuerbarkeit direkt angeschlossener Anlagen gegeben ist. Die Übertragungsnetzbetreiber setzen derzeit die Vorgaben zur preislimitierten Vermarktung aus festvergüteten Anlagen mit der Möglichkeit der marktlichen Abregelung (in ersten Pilotprojekten) um. Die bisherigen Maßnahmen reichen jedoch nicht aus, um zukünftig bei weiter ansteigendem PV-Zubau Erzeugungsüberschusssituationen sicher beherrschen zu können. So planen die Übertragungsnetzbetreiber die Vorschau- und operativen Betriebsführungsprozesse zu verbessern. Zudem sind weitere Festlegungen und gesetzliche Anpassungen erforderlich. Dazu zählt die Erweiterung der Anlagensteuerbarkeit bis zum Beispiel zwei Kilowatt-Peak (kWp) abzusenken in Verbindung mit einem Verbot der Einspeisung im Falle der Nicht-Steuerbarkeit von Anlagen sowie die Ausweitung der Direktvermarktung auf Anlagen <100 kW. Darüber hinaus bedarf es einer Anpassung der bereits oben genannten 1h-Regelung, sodass diese auch für ältere Bestandsanlagen greift. Zudem sollte die von der Bundesnetzagentur geplante Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) zügig umgesetzt werden. Amprion ist zudem der Ansicht, dass beim laufenden Smart-Meter Rollout ein stärkerer Fokus auf die Herstellung der Steuerbarkeit gelegt werden sollte. Die bisherigen Vorgaben zur Steuerbarkeit beim Smart-Meter Rollout führen bisher zu einer unzureichenden Berücksichtigung. Konkret sollte der Fokus auf steuerungsrelevanten Einbaufällen und bei diesen auf größeren Anlagen liegen.

Handlungsbedarfe im Jahr 2026:

- Ausweitung der Direktvermarktung auf Kleinanlagen durch Anpassung von §21 EEG
- Ausweitung der 1h-Regelung auf ältere Bestandsanlagen nach §51 EEG
- Zügige Umsetzung der von der BNetzA geplanten Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL)
- Keine Einspeisung ins Netz mehr für nicht-steuerbare Anlagen in der Einspeisevergütung bis zur Nachrüstung durch Anpassung von §9 EEG
- Massiver und schnellerer Ausbau der Smart-Meter-Infrastruktur mit Fokus auf Steuerbarkeit

4. REFORM DES NETZANSCHLUSSVERFAHRENS UND DIE VORGABE ZUR KONTINGENTIERUNG DER NETZANSCHLUSSTYPEN FÜR EINE ADÄQUATE VERGABE DER NETZANSCHLUSSKAPAZITÄT

Die enorme Anzahl an Netzanschlussanfragen, insbesondere von Batteriespeichern, führt zu strukturellen Knappheiten beim Netzanschluss. In der Folge konkurrieren Netzanschlüsse untereinander und mit Netzausbauvorhaben sowie sonstigen netzplanerischen Handlungsbedarfen um die verfügbaren Ressourcen. Für eine möglichst effiziente Nutzung im Sinne einer gelungenen Systemtransformation bedarf es Anpassungen in den Planungsprozessen und im Netzanschlussverfahren.

Amprion begrüßt vor dem Hintergrund der Rechtssicherheit die kürzlich erfolgte Klarstellung zur Nicht-Anwendbarkeit der KraftNAV für Batteriespeicher und sieht dies als wichtigen Schritt zur Etablierung eines neuen Anschlussverfahrens.

Jedoch sorgt auch diese Klarstellung nicht dafür, dass vor 2032 neue Anschlussmöglichkeiten für neue Netznutzer, die noch keinen Antrag gestellt haben, zur Verfügung stehen. Mit Blick auf die strukturelle Knappheit des Netzanschlusses ist das bestehende „First-come-First-served“ Verfahren nicht länger sachgerecht und sollte daher angepasst werden. Mit dem Ziel einer effizienten Vergabe der begrenzten Kapazitäten sollte das bestehende Verfahren durch ein Reifegradverfahren abgelöst werden, welches verschiedene Kriterien berücksichtigen kann, darunter idealerweise die Netzdienlichkeit. Hierzu haben die ÜNB bereits einen konkreten Vorschlag ausgearbeitet. Darüber hinaus bedarf es aus Sicht von Amprion politischer Vorgaben zur Kontingentierung der unterschiedlichen Kundengruppen (unter anderem Datacenter, Industrieanlagen, Elektrolyseure, BESS), sodass eine adäquate beziehungsweise gesellschaftlich gewünschte Berücksichtigung der unterschiedlichen Interessen der Netzanschlussnehmer gewährleistet wird.

Handlungsbedarfe im Jahr 2026:

- Gesetzliche Klarstellung in §17 (2a) EnWG, dass ÜNB Netzanschlussverfahren veröffentlichen und der BNetzA zur Genehmigung vorlegen
- Festlegung politische Vorgaben zur Kontingentierung von Kundengruppen
- Gesetzliche Anpassungen, um flexible Netzanschlussverträge als neue Standardlösung zu etablieren

5. EINFÜHRUNG EINES REGIONAL DIFFERENZIIERTEN BAUKOSTENZUSCHUSSES AUCH FÜR EINSPEISER FÜR EINE NETZDIENLICHE ALLOKATION

Der Baukostenzuschuss (BKZ) ist ein Instrument zur finanziellen Beteiligung des Netzanschlussnutzers an den Kosten, die durch den Netzanschluss im vorgelagerten Netz entstehen. Zum anderen kann durch die differenzierte Erhebung eine netzdienlichere Allokation beanreizt werden. Die Regionalisierung von neuen Verbrauchern und Erzeugern hat auch einen signifikanten Effekt auf die Netzbelastung und somit auf den resultierenden Netzausbedarf. Zudem hat die Verortung insbesondere von Erzeugungsanlagen eine entscheidende Bedeutung für die Möglichkeit diese im Redispatch-Prozess einsetzen zu können. Dies ist mit Blick auf knappe Redispatch-Potenziale in kritischen Netzsituationen von hoher Relevanz für Amprion.

Als erstes lokales Anreizsignal hat die Bundesnetzagentur 2025 einen regional differenzierten Baukostenzuschuss für Verbraucher und Speicher eingeführt. Die Höhe der BKZ bemisst sich daran, wie geeignet der Standort aus Netzsicht ist. Dies fördert bereits eine zielgerichtete und kosteneffektive Standortwahl für neue Verbraucher – insbesondere, wenn sie nicht an einen Standort gebunden sind. Dieses Instrument sollte aus Sicht von Amprion auf Erzeuger ausgeweitet werden, um auch deren volkswirtschaftlich sinnvolle Allokation anzureizen. Dafür ist eine Anpassung des derzeitigen Rechtsrahmens erforderlich.

Handlungsbedarfe im Jahr 2026:

- Gesetzliche Anpassung in §17 EEG, §13 (1) KWKG und §3 (1) KraftNAV, da diese die Erhebung eines Baukostenzuschusses für Teilgruppen von Einspeisern ausschließen.
- Berücksichtigung im AgNes-Festlegungsverfahren der BNetzA

6. ERGÄNZUNG DES MARKTDESIGNS UM NETZTECHNISCHE RESTRIKTIONEN FÜR EINEN SICHEREN SYSTEMBETRIEB

Steigender EE-Ausbau, zunehmende absolute EE-Prognosefehler sowie kurzfristige Handelsaktivitäten von EE-Direktvermarktern und Betreibern von Batteriespeichern kurz vor Echtzeit führen zukünftig zu steigenden Spitzenredispatchbedarfen und kurzfristig auftretenden sowie schwer vorhersehbaren Netzengpässen. Auch mit Verbesserung der operativen Systemführungsprozesse wie beispielsweise beim kurzfristigeren Redispatch und stochastischer Bewertung der Netzsituation sind zunehmend kostenintensive präventive Maßnahmen wie das frühzeitige Anfahren von Reservekraftwerken oder ein „Freimachen“ von Sicherheitspuffern auf Netzelementen durch vortägigen Redispatch erforderlich. Die aktuell zur Verfügung stehenden Werkzeuge der ÜNB werden in Zukunft zur Behebung nicht länger ausreichend sein.

Um auch zukünftig einen sicheren Systembetrieb ohne kontrollierte Lastabschaltungen zu gewährleisten, sind umfassende ex ante Einschränkungen der Freiheitsgrade von Marktteilnehmern zwingend erforderlich.

Im Bedarfsfall sollte der ÜNB demnach flächendeckende Beschränkungen von Handlungsspielräumen der Anlagen (sogenannte „Feasibility Ranges“) aussprechen können, die durch kurzfristige Anpassungen des Einsatzverhaltens potenziell Engpässe hervorrufen können. Mit Blick auf die hohen erwartbaren Kosten bei Anwendung des aktuellen Redispatch-Vergütungssystems bedarf es einer Abgrenzung der Entschädigungsregelung für Feasibility Ranges, sodass diese entschädigungsfrei möglich sind. So würden die Lasten des Engpassmanagements nicht nur die Verbraucher, sondern auch durch potenzielle Engpassverursacher geschultert.

Darüber hinaus setzt sich Amprion als Übergangslösung bis zur vollständigen Umsetzung von Redispatch 2.0 für einen partiellen Central Dispatch mit Wind und PV ein. Das Konzept sieht vor, dass ein Teil der Verortung von marktlich abgeregelten EE-Mengen netzdienlich durch den ÜNB erfolgt. Damit würde die Entscheidung, welche Anlagen in Überschusssituationen abregeln, nicht länger vollständig über den Direktvermarkter, sondern teilweise im Redispatch-Prozess der ÜNB erfolgen. Hierdurch könnten Redispatch-Bedarfe, Unsicherheiten im Systembetrieb und damit die Notwendigkeit zur Anwendung von Feasibility Ranges reduziert werden.

Zudem sollten die aktuell geltenden Regularien der flexiblen Netzanschlussvereinbarungen überarbeitet werden, da die ÜNB gemäß §17 Abs. 1 EnWG grundsätzlich verpflichtet sind, einen regulären Netzanschlussvertrag anzubieten. Flexible Netzanschlussvereinbarungen würden unter dem aktuellen gesetzlichen Rahmen demnach nicht beziehungsweise kaum zur Anwendung kommen. Um dies zu ändern, ist aus Sicht von Amprion eine Gesetzesanpassung hin zur Möglichkeit eines dauerhaften und verpflichtenden Einsatzes von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen für Neuanlagen sinnvoll.

Zur konkreten Ausgestaltung der notwendigen Central Dispatch Elemente setzt sich Amprion für einen Branchendialog unter Schirmherrschaft des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie ein. Dabei sollten Lösungsansätze abgestimmt werden, die anschließend in einer rechtssicheren Verankerung inklusive eines verbindlichen Umsetzungsfahrplans münden.

Handlungsbedarfe im Jahr 2026:

- Initiierung eines Branchendialogs unter Moderation des BMWF, um für die Problembeschreibung zu sensibilisieren und Lösungen zu diskutieren
- Start des Gesetzgebungsprozesses bis Ende 2026

7. VOLLSTÄNDIGE INTEGRATION VON BATTERIESPEICHERN IN DEN REDISPATCH-PROZESS

Die Aufgabe der Systemführung ist der sichere und effiziente Netzbetrieb. Mit Eingriffen in die Fahrweise, insbesondere von Kraftwerken und EE-Anlagen, entlasten die Netzbetreiber Netzeinpässe. So wird garantiert, dass Betriebsmittel wie Leitungen oder Transformatoren nicht überlastet werden. Die entsprechenden Prozesse sind präventiv und finden zum Großteil am Vortag der Energielieferung statt. Die Netzbetreiber berechnen, wie die Auslastung von Betriebsmitteln aussehen wird und handeln entsprechend.

Batteriespeicher können zur Gewährleistung der Systemsicherheit und zur Reduktion von Netzkosten signifikant beitragen, wenn sie entsprechend verortet sind und netzdienlich gefahren werden. Ohne Anpassungen des regulatorischen Rahmens sind jedoch gegenteilige Auswirkungen zu erwarten.

Speicher mit einer Leistung von über 100 Kilowatt (kW) müssen nach §13a EnWG bereits heute Redispatch-Potenzial zur Verfügung stellen. Allerdings findet dies in der Praxis nicht statt. Zudem fehlt den Übertragungsnetzbetreibern derzeit die Kenntnis über den tatsächlichen Speicherstand und somit über die Einsatzfähigkeit eines Batteriespeichers zum erforderlichen Zeitpunkt des Redispatch-Abrufs. Daher hält Amprion eine Klarstellung zur verpflichtenden Kommunikation des geplanten Energievermögens der Speicher an die Übertragungsnetzbetreiber für notwendig.

Zudem muss der Zugriff auf die vollen technischen Möglichkeiten des Speichers im Redispatch sichergestellt werden, um auch kurzfristig aufkommende Systemsicherheitsrisiken abzuwenden. Um die Komplexität zwischen Anlagenbetreiber und ÜNB geeignet zu adressieren, müssen neue Einsatzkonzepte entwickelt werden. Amprion führt hierzu bereits erste Pilotversuche gemeinsam mit Anlagenbetreibern durch.

Redispatch wird auf Basis von Planungsdaten der Anlagen geplant. Damit dies sinnvoll erfolgen kann, sind verbindliche Planungsdaten unerlässlich. Daher ist sicherzustellen, dass die tatsächliche Fahrweise von Speichern nicht maßgeblich von den gemeldeten Planungsdaten abweicht.

Handlungsbedarfe im Jahr 2026:

- Erweiterung der Verpflichtung zur Lieferung von Planungsdaten (beispielsweise um den geplanten Speicherstand)
- Berücksichtigung im Festlegungsverfahren zur Fortentwicklung des sogenannten „Redispatch 2.0“ der BNetzA
- Verbindlichkeit von Planungsdaten sicherstellen

8. ABSCHAFFUNG DES EE-MINDESTFAKTORS ZUR SENKUNG DER REDISPATCH-BEDARFE

Mit dem Ziel einer möglichst hohen EE-Integration führt der EE-Mindestfaktor im Redispatch-Prozess bislang dazu, dass erneuerbare Energien am Ende der Abschaltreihenfolge liegen und somit als letzte Option im Redispatch gezogen werden. In einem System, das zunehmend auf erneuerbaren Energien basiert, führt dies verstärkt zu Ineffizienzen im Redispatch-Prozess und zu unnötig hohen Redispatch-Mengen. Dies ist – neben der Höhe der Engpassmanagementkosten – insbesondere aufgrund der zukünftig sinkenden Redispatch-Potenziale aus Systemsicht kritisch. So könnten in kritischen Netzsituationen keine ausreichenden Kraftwerkskapazitäten zur Bewirtschaftung des Engpassmanagements beziehungsweise zum Erhalt der Systemsicherheit zur Verfügung stehen.

Zur Wahrung der Systemsicherheit sollte der Übertragungsnetzbetreiber daher die Freiheitsgrade erhalten, die Redispatch-Potenziale, unabhängig der Technologie, zuerst einzusetzen, die eine möglichst gezielte Wirkung und somit eine effektive Bewirtschaftung des Engpasses ermöglichen. In der Konsequenz hält Amprion daher eine Abschaffung des EE-Mindestfaktors für sinnvoll.

Handlungsbedarfe im Jahr 2026:

- Gesetzliche Anpassung des §13 EnWG zur Abschaffung des EE-Mindestfaktors

9. MASSNAHMEN ZUR BEGRENZUNG SYSTEMATISCHER REGELLEISTUNGSBEDARFE

Der Ausbau der erneuerbaren Energien führt perspektivisch zu einem Anstieg des absoluten Prognosefehlers hinsichtlich der tatsächlichen EE-Einspeisung (stochastischer Effekt). Zusätzlich treten beim Wechsel der Bilanzkreisabrechnungszeitintervall („Imbalance Settlement Period“) vermehrt hohe deterministische (also wiederkehrende) Frequenzabweichungen auf, da kontinuierliche Bilanzkreisfahrpläne immer weniger zur volatilen Einspeisung aus erneuerbaren Energien passen.

Mit Blick auf die daraus resultierenden höheren Regelleistungsbedarfen hält Amprion zukünftig eine Verkürzung der Handelsintervalle auf Zeitscheiben von fünf Minuten bei Fahrplanenergie und der Bilanzkreisbewirtschaftung für sinnvoll. Dazu bedarf es einer Änderung der regulatorischen Vorgabe der Imbalance Settlement Period, die derzeit europaweit auf 15 Minuten festgesetzt ist. Gleichzeitig müssen die Prozesse und Strukturen bei Netzbetreibern und Marktakteuren entsprechend angepasst werden. Eine weitere Maßnahme zur Begrenzung des Regelleistungsbedarfs sieht Amprion in der Vorgabe von Rampenvorgaben im Bilanzkreisvertrag. Darüber hinaus setzt sich Amprion für eine Förderung der systemstützenden Bilanzkreisbewirtschaftung ein, um einen weiteren Anstieg der Regelleistungsmengen zu vermeiden. Dies erfordert eine entsprechende Änderung des Bilanzkreisvertrags.

Handlungsbedarfe im Jahr 2026:

- Start des Prozesses zur Anpassung des Bilanzkreisvertrags (sowohl Rampenvorgaben als auch Förderung einer systemstützenden Bilanzkreisbewirtschaftung) sowie Flankierung durch die Bundesnetzagentur
- Aufnahme eines Öffners in der Electricity Regulation 2019/943, Article 8.4, sowie der Electricity Balancing Regulation, Article 53.1, um Imbalance Settlement Periods < 15 Minuten grundsätzlich zu ermöglichen

10. ZEITNAHE VERABSCHIEDUNG UND INKRAFTTRETEN DER EU CONNECTION NETWORK CODES ZUR SICHERSTELLUNG DER TECHNISCHEN FÄHIGKEITEN NEUER ANLAGEN

Bereits seit Ende 2023 liegen der europäischen Kommission [Vorschläge](#) für die beiden Connection Network Codes „Requirements for Generators, EU-Verordnung 2016/631“ und „Demand Connection Code, EU-Verordnung 2016/1388“ vor. Diese wurden in den Jahren zuvor durch ENTSO-E und andere europäische Verbände der Energiewirtschaft erarbeitet und in einem Konsultationsverfahren durch ACER abgewogen. Seitdem wartet die Branche auf diese Verordnungen durch die Kommission, denn sie enthalten wichtige Anforderungen für den Anschluss von Erzeugungsanlagen und Verbraucher, um ein EE-geprägtes Energiesystem stabil betreiben zu können. Derzeit ist nicht klar, wann mit einer [Festlegung](#) seitens der Kommission zu rechnen ist.

Daher fordert Amprion die schnellstmögliche Inkraftsetzung der von ACER bereits veröffentlichten Version der [EU Connection Network Codes](#). Mit Blick auf die Kritikalität und Dringlichkeit des Themas ist zudem die minimale Umsetzungsfrist zur Überführung in nationales Recht und Umsetzung durch die Marktteilnehmer notwendig. Mehrere Netzbetreiber haben die EU-Kommission [hierzu](#) bereits aufgefordert.

Handlungsbedarfe im Jahr 2026:

- Unverzügliche Festlegung der von ACER entworfenen Network Codes durch die EU-Kommission

11. AUSWEITUNG VON ÜBERGANGSREGELUNGEN BEI NETZANSCHLUSSBEDINGUNGEN ZUR ÜBERBRÜCKUNG VON REGELUNGSLÜCKEN BEZÜGLICH TECHNISCHER EIGENSCHAFTEN NEUER ANLAGEN

Auch bei einer schnellstmöglichen Inkraftsetzung der in Punkt 10 genannten Forderung ist mit einer wirksamen Umsetzung erst in mehreren Jahren zu rechnen. In der Zwischenzeit müssen bestehende Übergangsregelungen für Netzanschlussbedingungen angewendet und ausgeweitet werden. Netzanschlussbedingungen eines individuellen Netzbetreibers dürfen von den allgemeinen Netzanschlussregeln des VDE/FNN nach §19 EnWG abweichen, wenn es für die Sicherheit und Zuverlässigkeit im jeweiligen Netzgebiet notwendig ist. Die Analysen des [Systemstabilitätsberichtes 2025](#) haben gezeigt, dass insbesondere die Integration von Batteriespeichersystemen, Rechenzentren und Elektrolyse-Anlagen eine besondere Herausforderung zur Gewährleistung der Systemstabilität darstellt. Daher wurden in enger Zusammenarbeit mit BMW, BNetzA und den ÜNB für diese Technologien teilweise erweiterte Netzanschlussbedingungen erstellt. Diese Anschlussbedingungen sind nach §19 EnWG aber nicht für die nachgelagerten Verteilnetze insbesondere der Hochspannungsebene (110-kV-Ebene) anwendbar. Da für die Systemstabilität aber auch systemstützende Beiträge von Anlagen aus der Hochspannungsebene benötigt werden, fordert Amprion eine Anpassung des gesetzlichen Rahmens, um dies zu ermöglichen. Zudem sollte die Bundesnetzagentur gezielt systemrelevante Anforderungen, die die Übertragungsnetzbetreiber im Systemstabilitätsbericht identifizieren konnten, nach §49 EnWG in das Regelwerk des VDE/FNN einfließen lassen, um die Rechtssicherheit in den Anschlussprozessen für diese Anforderungen weiter zu erhöhen.

Handlungsbedarfe im Jahr 2026:

- Gesetzliche Anpassung im EnWG (§19) zur Ergänzung der technischen Mindestanforderungen aus Stabilitätsgründen sowie erweiterte Wirkung auf die Ebene der Verteilnetzbetreiber
- Verstärkte Nutzung von §49 EnWG durch die Bundesnetzagentur, um gezielt systemkritische Anschlussregeln in das Regelwerk des VDE/FNN einfließen zu lassen

12. VERSCHÄRFUNG DER KONTROLLEN ZUR EINHALTUNG DER SYSTEMANFORDERUNGEN VON KUNDENANLAGEN

Kundenanlagen unterlaufen teils systematisch notwendige Systemanforderungen der Netzbetreiber. Diese Erkenntnis wurde durch die Netzbetreiber und Zertifizierungsstellen mehrfach festgestellt und der Bundesregierung kommuniziert. Beispielsweise werden bei neuen Kraftwerksanschlüssen systemrelevante Parametrierungen nicht vorgenommen sowie Simulationsmodelle und Daten nicht zugeliefert. Dadurch steigt im Falle von Großstörungen das Risiko, die Störung nicht zu beherrschen, womit eine Störungsausweitung bis hin zu weiträumigen Versorgungsunterbrechungen zu verstehen ist.

Daher bedarf es einer gesetzlichen Anpassung, die neben der oben bereits adressierten Maßnahme zur Weiterentwicklung der bestehenden Netzanschlussregeln und -bedingungen ebenso eine Verschärfung der entsprechenden Kontrollen festschreibt. Die Anpassung sollte schärfere Kontrollen im Anschlussprozess sowie die Möglichkeit von regelmäßigen Kontrollen im laufenden Betrieb einschließen. Darüber hinaus bedarf es eines Pönalisierungssystems, das – neben der derzeitigen Möglichkeit, als Ultima Ratio den Netzanschluss zu verweigern beziehungsweise die Betriebserlaubnis zu entziehen – auch eine abgestufte Sanktionierung im Anschlussprozess und im Betrieb erlaubt.

Zudem zeigt die Aufarbeitung der Versorgungsunterbrechung auf der iberischen Halbinsel, dass sich der Nachweis des systemkonformen Verhaltens von Kundenanlagen auf Basis manuell akquirierter Messdaten sehr zeitaufwendig gestaltet und die Mitarbeit der Betreiber nicht sichergestellt werden kann. Im Zuge schärferer Kontrollmechanismen sollte daher auch die Etablierung von automatischen Messdatenerfassungen im Falle von Sondersituationen und deren automatische Übermittlung an den jeweiligen ÜNB gesetzlich geregelt werden.

Handlungsbedarfe im Jahr 2026:

- Anpassung der Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung (NELEV) zur Etablierung von Kontrollen und Sanktionsmöglichkeiten, sowie automatischen Messdatenübermittlungen

Mit dem oben aufgeführten Maßnahmenplan macht Amprion einen Vorschlag, wie die Versorgungssicherheit kurz- bis mittelfristig gewährleistet werden kann. Dafür müssen die einzelnen Maßnahmen jedoch zeitnah und umfassend umgesetzt werden. Ohne ein schnellstmögliches Handeln sämtlicher Akteure aus Politik, Regulierung, Marktteilnehmern und Netzbetreibern ist die Versorgungssicherheit in den kommenden Jahren ernsthaft gefährdet und in kritischen Situationen sind vermehrt diskretionäre Eingriffe in das Stromsystem zu befürchten.

