

Bewertung ausgewählter Aspekte einer Methode zur Durchführung der Systemanalyse in Österreich

Stellungnahme

im Auftrag von

Austrian Power Grid AG

Stand

17. Februar 2026

consentec

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Die Austrian Power Grid AG (APG) ist als österreichischer Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer gemäß §143 Abs. 2 ElWG gesetzlich verpflichtet, jährlich den Bedarf an flexibler Situation für das Engpassmanagement im Übertragungsnetz zu ermitteln. Diese Systemanalyse muss auf Basis einer von der Regulierungsbehörde genehmigten Methode basieren. Hierzu ist seitens APG der Regulierungsbehörde ein entsprechender Entwurf vorzulegen.

APG hat uns, Consentec GmbH, beauftragt, diesen Entwurf im Hinblick auf folgende Aspekte zu bewerten:

- Eignung der grundsätzlichen Methodik zur Ermittlung der Bandbreite des möglichen zukünftigen Bedarfs an flexibler Leistung, die erforderlich ist, um Gefährdungen der Netz- und Versorgungssicherheit abzuwenden,
- Eignung der von APG vorgesehenen rechengestützten Analysenwerkzeuge für die Aufgabenstellung der Systemanalyse,
- Angemessenheit der vorgesehenen Berücksichtigung der Erkenntnisse einer Ex-Post-Analyse in der Systemanalyse.

Die einschlägigen Vorgaben des ElWG, wie auch aus dem europäischen Recht, sind dabei jedenfalls zu beachten.

Consentec besitzt langjährige und umfassende Erfahrungen in Fragen des Engpassmanagements im europäischen Übertragungsnetzes im Allgemeinen und u. a. dem österreichischen Übertragungsnetz im Speziellen. Dies umfasst sowohl technische und regulatorische Aspekte, wie auch Erfahrungen zu sämtlichen, für die Analysen von Engpassmanagementbedarfen und -maßnahmen erforderlichen, rechengestützten Werkzeuge.

Zur Rolle der Netzreserve für die Gewährleistung der Netz- und Versorgungssicherheit

Ein konstitutives Element des europäischen Strombinnenmarkts ist die grundsätzlich freie Einsatzentscheidung der Netznutzer – sowohl von Einspeisern als auch von Entnehmern. Über die

koordinierende Wirkung der am Strommarkt entstehenden Preise, die systemseitige Randbedingungen reflektieren sollten, wird dabei ein wohlfahrtsoptimaler Anlageneinsatz angestrebt.

Insbesondere aus technischen Gründen ist eine ausschließliche Koordinierung über Preissignale und eine vollständige „Freizügigkeit“, d.h. ein europaweit frei optimierter Anlageneinsatz ohne netzbetreiberseitige Eingriffe, nicht möglich bzw. nicht erwünscht. So sind etwa begrenzte Netzkapazitäten zwar als Beschränkung im Strommarkt berücksichtigt und beeinflussen die Preisbildung – jedoch nicht vollständig und vereinfacht, um das Funktionieren des Marktes und Wettbewerbsintensität nicht zu stark einzuschränken.

So kann es dazu kommen, dass der aus dem Marktgeschehen resultierende Anlageneinsatz netztechnisch nicht vollständig umsetzbar ist, weil andernfalls Überlastungen von Betriebsmitteln drohen würden. Hinzu treten kurzfristige Unsicherheiten, etwa ungeplante Ausfälle oder Prognoseabweichungen. Solche Entwicklungen können kurzfristig zu kritischen Netzsituationen führen. Die frühzeitige Identifikation und Beherrschung von Netzüberlastungen liegt in der Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber. Unterbleibt ein Eingreifen, können überlastete Betriebsmittel ausfallen, was kaskadenartige Folgewirkungen bis hin zu großflächigen Versorgungsunterbrechungen mit erheblichen volkswirtschaftlichen Schäden auslösen kann.

Eine wichtige Maßnahme, die die Netzbetreiber in diesem Zusammenhang ergreifen können, ist der sogenannte Redispatch, d.h. das sehr gezielte Eingreifen der Netzbetreiber in den marktlich geplanten Einsatz einzelner Anlagen. Hierbei werden Anlagen „vor dem Engpass“ zum Herunterfahren ihrer Erzeugung (oder Herauffahren ihres Verbrauchs, falls möglich) angewiesen (negativer Redispatch) und Anlagen „hinter dem Engpass“ entsprechend zum Herauffahren ihrer Erzeugung (positiver Redispatch). Zur Aufrechterhaltung des stets erforderlichen Gleichgewichts aus Stromerzeugung und -verbrauch sind immer zugleich negative und positive Redispatchmaßnahmen leistungsgleich durchzuführen.

Damit Netzbetreiber diese Maßnahmen durchführen können, müssen ihnen in ausreichendem Umfang und an den netztechnisch geeigneten Standorten Anlagen zur Verfügung stehen, die auf entsprechende Anforderungen der Netzbetreiber reagieren können und auch technisch die Leistungsreduktion/-erhöhung umsetzen können.

APG muss im Rahmen seiner Systemverantwortung für das österreichische Übertragungsnetz regelmäßig auf Redispatchmaßnahmen zurückgreifen. Dabei zeigt sich, dass häufig auch Maßnahmen in Form eines positiven Redispatch in Ost-Österreich erforderlich sind, um die beschriebenen Netzüberlastungen mit den möglicherweise verheerenden Auswirkungen abzuwenden. Das Potenzial an Anlagen, die für positiven Redispatch zur Verfügung stehen, ist allerdings begrenzt und würde ohne weiteres zukünftig deutlich sinken, da insbesondere Kraftwerke, die regional im genannten Bereich verortet sind, aus rein einzelwirtschaftlicher Perspektive von den Betreibern stillgelegt würden.

Mit der Netzreserve und den weiteren entsprechenden Regeln im ElWG (z.B. verpflichtende Stilllegungsanzeigen) besteht die Möglichkeit, diese positiven Redispatchpotenziale, die für einen sicheren Netzbetrieb zwingend erforderlich sind, zu erhalten. **Insoweit ist die Netzreserve ein für die Gewährleistung der Netz- und Versorgungssicherheit besonders wichtiges Instrument.**

In welchem Umfang zukünftig positive Redispatchpotenziale und damit Netzreserve in (Ost-)Österreich benötigt werden, hängt u. a. vom europäischen Marktgeschehen (großräumige

Handelsflüsse) wie von lokalen Effekten (Entwicklung von Erzeugung- und Verbrauch in der Nähe der potenziellen Netzenspässe, kurzfristige Verfügbarkeit von Anlagen und Netzbetriebsmitteln, etc.) und damit von vielen Faktoren ab, die zum Zeitpunkt der Netzreservebeschaffung unbekannt sind. Mit Blick auf den europäischen Strommarkt betrifft das z. B. die Entwicklung der Brennstoffpreise, regionale Wetterbedingungen, kurzfristige Höhe des Stromverbrauchs, etc.

Damit wird offensichtlich, dass zum Zeitpunkt der Dimensionierung und Beschaffung der Netzreserve deren sich tatsächlich ergebender späterer Einsatzbedarf nicht genau vorhergesehen werden kann. Vielmehr muss die Dimensionierung unter Unsicherheit erfolgen und unterschiedliche potenziell besonders kritische Entwicklungen abdecken, von denen bereits zum Zeitpunkt der Dimensionierung klar ist, dass sie sich möglicherweise gar nicht realisieren werden. Die Netzreserve ist explizit dafür gedacht, dass dem Netzbetreiber auch bei ungünstigen Entwicklungen ausreichend Möglichkeiten zur Verfügung stehen, um ansonsten drohende Netzüberlastungen abzuwenden. Damit besitzt sie den Charakter einer Versicherung, bei der man bereit ist, sichere fixe Kosten/Aufwendungen in Kauf zu nehmen, um nur eventuell eintretende Ereignisse mit potenziell katastrophalen Folgen beherrschen zu können.

Dabei wird eine Versicherung nicht deswegen ex post für unsinnig gehalten, weil der Versicherungsfall nicht eingetreten ist. In analoger Weise bedeutet die Tatsache, dass die für einen Zeitraum vorgehaltene Netzreserve nicht in vollem Umfang auch tatsächlich genutzt wurde, nicht, dass zu viel Netzreserve beschafft wurde. Denn die in einem konkreten Zeitraum tatsächlich benötigte Netzreserve stellt letztendlich nur eine sehr kleine Stichprobe eines komplexen Zufallsprozesses dar, der die möglichen Entwicklungen im Systembetrieb beschreibt und erlaubt damit im Regelfall keinen verlässlichen Rückschluss auf die Eigenschaften dieses Zufallsprozesses.

2 Grundsätzliche Methodik

Die APG schlägt in ihrem Entwurf für die Methode zur Systemanalyse ein mehrstufiges Vorgehen vor (s. Bild 2.1). Die einzelnen Stufen / Schritte werden im Folgenden von uns bewertet.

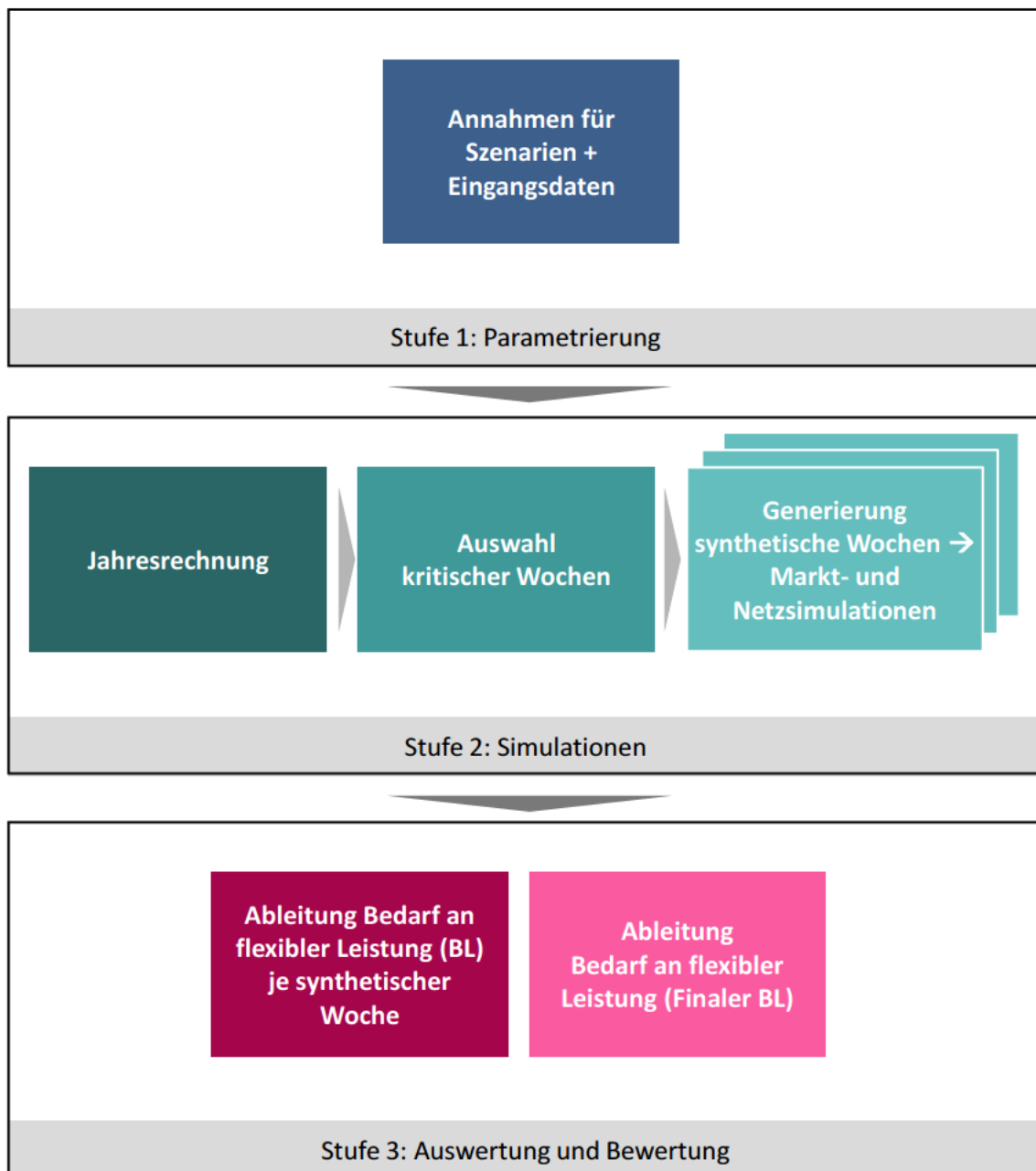


Bild 2.1 Vorgeschlagene Methodik für die Systemanalyse gemäß §143 Abs. 2 ElWG (eigene Darstellung basierend auf Methodenentwurf APG)

2.1 Parametrierung

Im ersten Schritt erfolgt die Parametrierung der Simulationsmodelle. Dies erfolgt durch Festlegung energiewirtschaftlicher Annahmen für den Betrachtungszeitraum („Szenario“) und weiterer Eingangsdaten und Modellparameter als Grundlage für die folgenden Simulationen. Dazu zählen Annahmen

- über die Entwicklung der installierten Erzeugungskapazitäten, einschließlich der Aufteilung auf konkrete Erzeugungsanlagen („Kraftwerksdatenbank“),
- über die Entwicklung von Brennstoff- und CO₂-Preisen,

- zu weiteren Parametern der Erzeugungskapazitäten, wie Wirkungsgraden je Technologieklasse und Must-Run-Nebenbedingungen bestimmter Kraftwerke, einschließlich solchen, die sich aus Wärmenachfrage bei KWK-Kraftwerken ergeben,
- zur Stromnachfrage (jährliche Nachfragemenge, Profil, Anteil und Verhalten flexibler Lasten),
- zum zugrunde gelegten Wetterszenario (ggf. auch mehrere) (s. hierzu ausführlicher in Kapitel 4),
- zu den Parametern der Kapazitätsberechnung im Strommarkt (bspw. Festlegung der sog. minMACZT-Werte),
- zum zugrunde gelegten Ausbauzustand des Netzes einschließlich Annahmen zur Netztopologie insgesamt und zu angenommenen Freischaltungen,
- zur Regionalisierung der Erzeugungsanlagen und Lasten (Zuordnung zu Netzknoten),
- zum Redispatchpotenzial (einschließlich dessen Parametrierung in der Redispatchsimulation über z.B. Strafkostenterme),
- zu weiteren betrieblichen Maßnahmen, die als weitere / ergänzende Maßnahmen zur Verfügung stehen, um Netzüberlastungen zu vermeiden bzw. zu lindern, und geeignet sind, Redispatchbedarfe zu reduzieren (s. hierzu ausführlicher in Kapitel 4).

Diese Parameter sind wesentlich für die realitätsnahe Prognose zukünftiger Netzsituationen. Naturgemäß ist die konkrete Festlegung der Parameter nicht Gegenstand der Methode. APG beschreibt aber im Methodenentwurf die wesentlichen Datenquellen und Entscheidungskriterien für Parameterfestlegung.

Hinsichtlich der Datenquellen für die Festlegungen, die das den Simulationen zugrundeliegende energiewirtschaftliche Szenario beschreiben, sieht APG vor, sich an den Eingangsdaten und Szenarien anderer hochrangiger, regulatorisch vorgeschriebener Studien zu orientieren. Dies ist aus fachlicher Sicht nachvollziehbar und ist zudem gesetzlich nach §143 Abs. 4 ElWG vorgeschrieben. Dabei erlaubt eine „Orientierung“ an den im Gesetz vorgegebenen Studien, dass freilich neuere Erkenntnisse bzgl. zu erwartenden Entwicklungen bestimmter Parameter dennoch abweichend berücksichtigt werden können. Für die konkrete praktische Umsetzung sieht APG vor, sich auf spezifische Datensätze aus europäischen Studien / Prozessen zu beziehen (insb. TYNDP, ERAA). Dies ist zielführend und stellt keinen Widerspruch dazu dar, dass das Gesetz andere Studien als Bezug nennt, sofern sich die Studien, an denen sich die Systemanalyse in ihren Eingangsdaten orientieren soll, ebenfalls auf diese Datensätze stützen, wovon aus heutiger Sicht auszugehen ist.

Es ist in diesem Zusammenhang jedenfalls sicherzustellen, dass allfällige Festlegungen in den Studien, an denen sich Eingangsdaten bzw. Annahmen für Szenarien der Systemanalysen orientieren sollen, sich ihrerseits nicht selbst auf die Systemanalyse beziehen, da ansonsten ein Zirkelschluss entstünde.

APG beschreibt im Konzept das Ziel, mit den Festlegungen zu den energiewirtschaftlichen Parametern zunächst ein Erwartungswertszenario („best-estimate“) zu beschreiben. Dies gilt für die Jahressimulation (s. Abschnitt 2.2). In den darauf aufbauend erzeugten synthetischen Wochen werden dann weitere, vom Erwartungswert abweichende, Entwicklungen betrachtet. Durch die

Orientierung an den im Gesetz vorgegebenen Studien – Netzentwicklungsplan, nationale Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen, Bewertung des Flexibilitätsbedarfs – können grundsätzlich beide Ziele erreicht werden. Die genannten Studien erfordern ebenfalls die Abbildung bzw. Beschreibung (unter anderem) eines Erwartungswertszenarios und zumindest eine Einordnung / Bewertung, welche davon abweichenden Entwicklungen möglich sind. Allerdings liegt offensichtlich der Fokus dieser Studien auf anderen Fragestellungen: Netzausbaubedarf, Angemessenheit der Ressourcen auf Gebotszonenebene, Flexibilitätsbedarf insb. zur Integration von variabler EE-Erzeugung. Daher bilden die in diesen Studien explizit oder implizit betrachteten, abweichenden Entwicklungen möglicherweise nicht alle zur Ermittlung des Netzreservebedarfs betrachtungsrelevanten Entwicklungen ab. Dabei sind gemäß ElWG alle „netztechnisch relevanten Situationen [...], die die Netz- und Versorgungssicherheiten [...] gefährden können“ abzubilden. Hierzu kann es erforderlich sein, für die Systemanalyse weitere abweichende Entwicklungen zu betrachten. APG sieht hierfür unter anderem vor, Erkenntnisse aus der Ex-Post-Analyse einzubeziehen (zur Ex-Post-Analyse siehe Kapitel 5). Dieses Vorgehen ist sinnvoll, da die Ex-Post-Analyse jedenfalls Erkenntnisse liefern kann, unter welchen Bedingungen in der Vergangenheit kritische Netzsituationen entstanden sind. Ein Abgleich mit den ansonsten in der Systemanalyse abgebildeten Bedingungen kann dann indizieren, weitere Entwicklungen zu betrachten. Wir empfehlen, dass dabei jeweils geprüft wird, inwieweit anzunehmen ist, dass diese Entwicklungen plausiblerweise auch zukünftig wieder auftreten können, was nicht zwingend der Fall sein muss. Außerdem empfehlen wir, auch Erkenntnisse aus früheren Systemanalysen einzubeziehen, da die Ex-Post-Analysen allein keine statistisch ausreichend robusten Aussagen erlauben, denn sie beziehen sich lediglich auf eine (oder ggf. eine kleinere Menge) historische Beobachtung / ein historisches Jahr und damit – im mathematischen Sinne – eine Ausprägung eines zugrundeliegenden stochastischen Prozesses.

Weitere festzulegende Parameter betreffen nicht die Entwicklung der grundsätzlichen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, sondern Parametrierungsentscheidungen für die später angewendeten Modelle. In Kapitel 4 gehen wir auf die für die spätere Ableitung des Netzreservebedarfs besonders relevanten Parameter und das hierzu von APG vorgesehene Vorgehen näher ein. Dazu zählt auch das Vorgehen zur Festlegung / Auswahl der Wetterszenarien.

APG sieht, in Übereinstimmung mit §143 Abs. 2 ElWG, einen Betrachtungszeitraum von (mindestens) einem Jahr vor, spezifischer das übernächste, auf die Veröffentlichung der jeweiligen Systemanalyse folgende, vollständige Kalenderjahr (und ggf. zusätzlich das darauffolgende). Damit ist der simulierte Betrachtungszeitraum gegenüber dem möglichen Kontrahierungszeitraum der Netzreserve um ein Quartal verschoben. Dieser geringe zeitliche Versatz, der zudem nur die Winterperiode betrifft, ist aus unserer Sicht vertretbar, da ohnehin, im Hinblick auf die Entwicklung der wesentlichen Eingangsdaten, im Zeitverlauf Unsicherheiten bestehen. Zudem ist ein auf Kalenderjahren basierender Betrachtungszeitraum auch in anderen Prozessen, an denen sich die Annahmen für die Systemanalyse gemäß ElWG orientieren sollen, üblich bzw. rechtlich vorgeschrieben (Netzentwicklungsplan, nationale Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen, Bewertung des Flexibilitätsbedarfs).

2.2 Simulationen

Die zuvor beschriebene Parametrierung ist Grundlage der rechengestützten Simulationen. Diese haben zum Ziel, die potenziell für den Bedarf an flexibler Leistung auslegungsrelevanten Situationen zu identifizieren. Diese Simulationen bestehen grundsätzlich aus einer Abfolge mehrerer

Teilsimulationen (auf die hierfür von APG vorgesehenen Modelle / Berechnungswerkzeuge) gehen wir in Kapitel 3 ein:

- Europäische **Marksimulation** zur Bestimmung der Einsatzentscheidungen flexibler Anlagen und Handelsaustausche,
- **Lastflusssimulation** zur Bestimmung der aus diesen Einsatzentscheidungen und dem Verhalten nicht flexibler Anlagen (einschließlich Stromverbrauchern) resultierenden Belastung von Netzbetriebsmitteln im österreichischen Übertragungsnetz (einschließlich Kuppelleitungen) unter Berücksichtigung von betrieblichen Freiheitsgraden (bspw. topologische Maßnahmen) und weiteren Randbedingungen (bspw. Einsatzstrategien von Phasenschiebertransformatoren in benachbarten Übertragungsnetzen),
- **Redispatchsimulation** zur Bestimmung von notwendigen Redispatchmaßnahmen, um in der Lastflusssimulation ermittelte drohende Überlastungen von Netzbetriebsmitteln abzuwenden.

Diese Abfolge ist aus unserer Sicht für die Fragestellung der Systemanalyse schlüssig und angemessen und entspricht dem Stand der Technik in Analysen zu möglichen Netzbelastungen und erforderlichen Engpassmanagementmaßnahmen (vgl. etwa übliches methodisches Vorgehen in Netzentwicklungsplanprozessen, z.B. in Deutschland).

Im Detail schlägt APG im Methodenentwurf vor, diese Methodenkette wiederholt in einem mehrstufigen Prozess anzuwenden:

- **Durchführung von Jahressimulationen:** Zunächst wird eine (oder ggf. mehrere) Jahressimulation (bestehend aus den zuvor beschriebenen Teilsimulationen) durchgeführt. Diese geht von dem oben beschriebenen Best-Estimate-Szenario aus und dient dazu, ein grundsätzliches Bild über die zu erwartende Situation im österreichischen Übertragungsnetz zu erhalten. Sie soll insbesondere ermöglichen, Zeitbereiche einzugrenzen, in denen potenziell für die flexible Leistung auslegungsrelevante Situationen auftreten können (s. dazu dann folgende Stufe der Auswahl kritischer Wochen).
- **Auswahl kritischer Wochen:** APG sieht vor, aus den Ergebnissen der Jahressimulation kritische Wochen – jeweils mindestens eine für die Winter- und die Sommersaison – abzuleiten. APG definiert hierfür ein konkretes, strikt regelbasiertes Vorgehen, wie aus den Ergebnissen der Jahressimulation die kritischen Wochen identifiziert werden. Ziel ist es, auf Basis des Jahreslaufs diejenigen Zeitbereiche zu identifizieren, in denen, aufgrund wetterbedingter und saisonaler Einflussfaktoren, kritische Netzsituationen zu erwarten sind und die somit auslegungsrelevant für den Bedarf an flexibler Leistung sein könnten. Die kritischen Wochen stellen die „potenziell auslegungsrelevanten Zeitbereiche“ dar.
- **Generierung und Simulation synthetischer Wochen:** APG schlägt sodann vor, aus den kritischen Wochen im nächsten Schritt synthetische Wochen abzuleiten und für den die Bandbreite des Bedarfs an flexibler Leistung aus rechengestützten Simulationen für diese synthetischen Wochen abzuleiten. Ziel dabei ist es, die Bandbreite analysierter Entwicklungen im Rahmen der Systemanalyse gezielt zu vergrößern und damit sicherzustellen, dass alle potenziell auslegungsrelevanten Ausprägungen dieser Entwicklungen betrachtet werden. Synthetische Wochen bedeutet dabei, dass – anders als bei den ausgewählten kritischen Wochen, die lediglich eine Eingrenzung des Jahreslaufs darstellen – fundamentale

Einflussgrößen der Simulation (z.B. Stromnachfrage, EE-Erzeugung, etc.) einzeln oder ggf. kombiniert im Sinne einer potenziell besonders kritischen Entwicklung verändert werden.

Für diese synthetischen Wochen erfolgt dann eine erneute Simulation entsprechend der oben beschriebenen Kette aus Teilsimulationen, wobei APG vorschlägt, auf bestimmte Schritte zu verzichten sofern davon ausgegangen werden kann, dass der in der jeweiligen synthetischen Woche veränderte Parameter, keinen Einfluss auf die mit dem jeweiligen Teilsimulationsschritt abgebildeten Aspekte hat. Ein Beispiel wäre etwa die Betrachtung einer alternativen Entwicklung bei den verfügbaren Redispatchpotenzialen. Dies hätte offensichtlich keine Rückwirkung auf die Ergebnisse der Marktsimulation, weshalb auf deren Neuberechnung verzichtet werden kann.

An den „Rändern“ der synthetischen Wochen werden von APG zudem Annahmen bzw. Vereinfachungen getroffen, beispielsweise hinsichtlich des Anfangs- und Endfüllstands der Speicherbecken hydraulischer Kraftwerke.

Der Methodenentwurf enthält eine umfangreiche Liste von Faktoren, die aus Sicht von APG für den Bedarf an flexibler Leistung potenziell auslegungsrelevant sein könnten und deshalb in Simulationen für synthetische Wochen untersucht werden sollten.

Die Durchführung einer Jahressimulation als erste Stufe ist aus unserer Sicht für das beschriebene Ziel geeignet. Aus Gründen der begrenzten zur Verfügung stehenden Zeit für die Durchführung der Systemanalysen sowie der benötigten Rechen- und Auswertungszeiten ist es erforderlich, den Umfang der in den Simulationen jeweils betrachteten Zeitpunkte sukzessive einzugrenzen. Die Durchführung einer Jahressimulation erlaubt dies grundsätzlich, da sie zunächst, durch die Betrachtung eines Jahres und damit 8.760 unterschiedlicher Markt- und Netzsituationen, eine große Bandbreite an möglichen Konstellationen unter „Erwartungswertannahmen“ abbildet. Über eine Jahressimulation lässt sich vergleichsweise einfach eingrenzen, wann bzw. unter welchen, vor allem wetter- und saisonbedingten Konstellation, hohe Netzbelastungen zu erwarten sind. Soweit angesichts der benötigten Zeit für die Durchführung und Auswertung der Simulationen einerseits und der gesetzlichen Fristen andererseits möglich, wäre die Durchführung weiterer Jahressimulationen bei Abbildung vom Erwartungswert abweichender, aber dennoch plausibler Entwicklungen wünschenswert. Diese würden die Robustheit der Analysen weiter erhöhen. Eine solche Ausweitung sieht das Konzept der APG entsprechend auch vor.

Die Differenzierung der Auswahl kritischer Wochen nach Winter- und Sommersaison ist aus unserer Sicht zielführend, da die Beschaffung der Netzreserve jedenfalls bisher einem entsprechenden saisonalen Profil folgt und dies auch weiterhin gesetzlich möglich ist. Angesichts des stark ausgeprägten saisonalen Profils der Stilllegungsmeldungen der Kraftwerksbetreiber dürfte eine saisonal differenzierte Beschaffung auch weiterhin zweckmäßig sein.

Die von APG im Methodenentwurf vorgeschlagenen Kriterien zur Auswahl der kritischen Wochen sind grundsätzlich nachvollziehbar. Sie orientieren sich an hohen Bedarfen der flexiblen Leistung. Aus unserer Sicht wäre jedoch ein größerer Ermessensspielraum bei der Auswahl der kritischen Wochen sinnvoll. Die ex-ante Festlegung auf feste Kriterien erscheint als eine zumindest aus fachlicher Sicht unnötige Einschränkung bei der Auswahl der kritischen Wochen.

Die Betrachtung weiterer Entwicklungen, die vom in der Jahressimulation abgebildeten Erwartungswert abweichen, erscheint uns zwingend erforderlich angesichts der naturgemäß bestehenden Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung von Größen, die die zukünftige

Netzsituation und damit den Bedarf an flexibler Leistung beeinflussen. Für eine robuste Ermittlung des Bedarfs an flexibler Leistung, der erforderlich ist, um das gesetzlich vorgeschriebene Ziel der Abwendung einer Gefährdung der Versorgungssicherheit zu erreichen, ist die Betrachtung einer zunächst möglichst großen Bandbreite denkbarer Entwicklungen entscheidend. Insofern ist das mittels des Konzepts der Simulation synthetischer Wochen abgebildete Vorgehen als zweckmäßig einzustufen, wobei für eine angemessene Dimensionierung der Netzreserve auch wichtig ist, nach welchen Kriterien schließlich der finale Bedarf an flexibler Leistung innerhalb der ermittelten Bandbreite festgestellt wird.

APG legt im Methodenentwurf eine umfangreiche Liste von Faktoren vor, die aus Sicht von APG für den Bedarf an flexibler Leistung potenziell auslegungsrelevant sein könnten. Dabei kann auch die Kombination verschiedener Faktoren auslegungsrelevant sein. Hierzu zählen die verschiedenen Kombinationen und Ausprägungen der Variation der Erzeugung aus Wind, PV und Laufwasser sowie Stromverbrauchsprofils in Österreich und relevanten Zonen (Nord-) West- und (Süd-) Osteuropas, die Ausfälle von Kraftwerken und Netzelementen. Auf Basis der Erkenntnisse aus früheren Systemanalysen erscheinen uns damit wesentliche Einflussfaktoren abgedeckt. Erwägenswert könnte aus unserer Sicht noch die Variation der weiteren Redispatchpotenziale sein.

Die Eingrenzung des in den Simulationen betrachteten Zeitbereichs auf jeweils eine Woche stellt allerdings eine spürbare Reduktion der Modellierungsgenauigkeit dar; angesichts der bestehenden zeitlichen Restriktionen ist dies jedoch als vertretbarer Kompromiss zu werten, da so die Ausweitung der Bandbreite an Szenarien ermöglicht wird.

Auch ist zu berücksichtigen, dass die Beschränkung auf ausgewählte Wochen und deren synthetische Variation methodisch nicht den Idealzustand einer durchgängigen Jahressimulation abbildet. Aus fachlicher Sicht wären – bei hinreichenden Rechen- und Zeitbudgets – Jahressimulationen grundsätzlich vorzugswürdig, weil sie Zeitkopplungen über längere Zeiträume konsistenter abbilden und damit die Entstehung auslegungsrelevanter Lagen vollständig endogen aus dem Jahresverlauf heraus erklären könnten. So müssen die „kritische Wochen“ nicht zwingend für alle relevanten abweichenden Entwicklungen den besten „Aufsatzpunkt“ darstellen. Abhängig von der Art des Treibers (z. B. anhaltende Wetterlagen, längerfristige Verschiebungen im Wasserdargebot, systematische Nachfrageverschiebungen) können auslegungsrelevante Situationen auch außerhalb der ursprünglich als kritisch identifizierten Wochen entstehen. Vor dem Hintergrund der praktischen Restriktionen ist der von APG gewählte Ansatz jedoch als pragmatische Annäherung zu verstehen, die den Fokus gezielt auf potenziell auslegungsrelevante Situationen legt.

Weiters ist festzustellen, dass die in synthetischen Wochen betrachteten, vom Erwartungswert abweichenden Entwicklungen nicht ohne Weiteres als Aussage über die Eintrittswahrscheinlichkeit solcher Kombinationen verstanden werden können.

2.3 Auswertung und Festlegung des Netzreservebedarfs

Ausgehend von der in den vorherigen Schritten ermittelten Bandbreite benötigter flexibler Leistung erfolgt im letzten Schritt eine regelbasierte Ableitung des auslegungsrelevanten Bedarfs an flexibler Leistung, der dann für die Festlegung des Netzreservebedarfs zugrunde gelegt wird.

Dabei ist in der von APG vorgeschlagenen Methode nicht vorgesehen, den Netzreservebedarf am maximalen Bedarf an flexibler Leistung, der über die berechneten synthetischen Wochen

ermittelt wurde, zu orientieren. Ein solches Vorgehen käme einer „Worst-Case-Betrachtung“ nahe, die zu einer volkswirtschaftlich ineffizienten Überdimensionierung der Netzreserve führen könnte. Ohnehin könnte über das Konzept der synthetischen Wochen nicht sicher der „absolute“ Worst-Case, d.h. der denkbar schlimmste Fall, sicher ermittelt werden.

Stattdessen schlägt APG vor, sich bei der Festlegung des konkreten Werts der abzusichernden flexiblen Leistung, mit statistischen Kennzahlen zu behelfen. Dabei werden im gewissen Ausmaß ermittelte Überlastungen zugelassen. Die konkrete Ableitung des Bedarfs an flexibler Leistung ist nicht Umfang unserer Begutachtung.

3 Simulationsmodelle und Berechnungswerkzeuge

Wie in Kapitel 2 beschrieben, basiert die Ermittlung des Bedarfs an flexibler Leistung auf der Durchführung verschiedener rechnergestützter Simulationen. Nachfolgend bewerten wir die hierfür von APG vorgesehenen Berechnungswerkzeuge. Die Bewertung erfolgt auf Grundlage von seitens APG schriftlich und mündlich vorgelegten Dokumentationen und Erläuterungen, einschließlich beispielhafter Berechnungsergebnisse, die Rahmen der von APG durchgeführten Systemanalyse 2025 entstanden.¹

3.1 Marktmodellierung

Zur Ableitung des Bedarfs an flexibler Leistung wertet APG eine große Zahl erwarteter Netznutzungssituationen aus. Diese Netznutzungssituationen basieren auf vorgelagerten Simulationen von Last- und Einspeiseszenarien, die insbesondere unterschiedliche Wetterkonstellationen, die Stromnachfrage sowie die daraus im europäischen Strommarkt – unter Berücksichtigung von Handelskapazitäten – resultierenden Kraftwerkseinsätze abbilden. Hierzu nutzt APG ein eigenentwickeltes Modell des europäischen Strommarkts, das auch im Rahmen europäischer Netzplanungsprozesse (insb. TYNDP) eingesetzt wird. Damit wird grundsätzlich eine konsistente, marktbasierte Herleitung der Einsatz- und Austauschflüsse als Eingang für die nachgelagerte Systemanalyse ermöglicht.

Methodisch ist die Marktsimulation als Marktgleichgewichtsmodell in Form eines linearen Optimierungsmodells ausgestaltet. APG abstrahiert dabei von der zeitlichen Abfolge der Handelsstufen und unterstellt perfekte Voraussicht, sodass Prognoseunsicherheiten zwischen Day-Ahead- und Intraday-Markt (z. B. bei EE-Einspeisung oder Kraftwerksverfügbarkeiten) nicht explizit abgebildet werden. Dies entspricht dem üblichen Vorgehen in derartigen Analysen und erscheint für das Ziel der Systemanalyse insgesamt ausreichend. Die stündliche zeitliche Auflösung ist für die gegenständliche Fragestellung ebenfalls hinreichend und ist üblicher Standard.

Hinsichtlich der Abbildungstiefe der Marktakteure werden die wesentlichen Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchskomponenten in einer für die Aufgabenstellung geeigneten Weise modelliert. Thermische Kraftwerke werden linear abgebildet; zeitkoppelnde Restriktionen, wie Mindestlauf- oder Mindeststillstandszeiten, werden nicht explizit modelliert, was eine Vereinfachung darstellt, die aber für die hier relevanten Ergebnisse vertretbar ist, da der Bedarf an

¹ Dabei stützen wir uns auf Ergebnisse eines in 2025 gemeinsam mit dem Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen University und FGH GmbH durchgeführten Beratungsprojekt im Kontext der Systemanalyse 2025.

flexibler Leistung hierdurch nicht wesentlich beeinflusst wird. Allerdings werden im Simulationsmodell der APG Anfahrkosten berücksichtigt, die eine unrealistische Zahl von An- und Abfahrten begrenzen und damit die Flexibilität auf ein plausibles Maß zurückführen. Hydraulische Anlagen werden nach Typen (Schwellwasserkraft, Speicherkraft, Pumpspeicherkraft mit natürlichem Zufluss und Pumpspeicherkraft ohne natürlichen Zufluss) differenziert, wobei eine explizite Vernetzung einzelner Anlagen untereinander nicht abgebildet wird. Nach von APG vorgelegten Plausibilisierungsrechnungen ergeben sich hieraus keine signifikanten Verzerrungen im Marktergebnis. Für Speicherfüllstände wird zur Begrenzung der Modellkomplexität ein temporaler Zerlegungsansatz in „Wochenscheiben“ genutzt, wobei Randbedingungen (Start/Endfüllstände) – soweit verfügbar – festgeschrieben bzw. über eine Voroptimierung hergeleitet werden. Auch diese Vereinfachung erscheint auf Basis einer Plausibilisierung der uns von APG vorgestellten exemplarischen Ergebnisse vertretbar, wobei wir grundsätzlich eine Ausweitung des geschlossen optimierten Zeitbereichs auf zumindest Monate empfehlen.

Auf der Nachfrageseite wird ein wesentlicher Teil der Nachfrage als exogene, preisunelastische Zeitreihe abgebildet. Flexible, industrielle Nachfrage wird über Demand-Side-Response-Ansätze modelliert, d. h. als Reduktion ohne Nachholung, wobei unterschiedliche Opportunitätskosten der Verbrauchseinschränkung über Preisbänder berücksichtigt werden; dies ist für die Ermittlung des Bedarfs an flexibler Leistung angemessen. Neuartige Flexibilitäten werden ebenfalls adressiert: Elektrolyseure werden über einen Cut-Out-Preis modelliert, was ein nachvollziehbarer Ansatz ist, allerdings vor dem Hintergrund der künftigen Marktentwicklung und veränderlicher regulatorischer Vorgaben regelmäßig zu überprüfen ist. Batteriespeicher werden differenziert behandelt: Großbatterien werden marktseitig modelliert (mit vereinfachten Wochenrandbedingungen), während PV-Heimspeicher über eine Verrechnung mit der Haushaltsnachfrage abgebildet werden. Dieses Vorgehen ist verbreitete Praxis und erscheint für die Aufgabe der Systemanalysen angemessen.

Die europäische Marktkopplung wird in einer Mischform aus flussbasierter und NTC-basierter Kopplung modelliert: Für die Core-Region wird das flussbasierte Verfahren genutzt, andere Regionen werden über NTC abgebildet. Eine Anpassung an zukünftige Veränderung des Zuschnitts der Kapazitätsberechnungsregionen ist nach unserem Verständnis seitens APG vorgesehen. Offen ist, inwieweit das sog. Advanced-Hybrid-Coupling in der Marktsimulation von APG abgebildet werden kann. Aufgrund der geografischen Lage von Österreich, ohne direkte Grenzen, die in das Advanced-Hybrid-Coupling einbezogen werden, dürfte das Advanced-Hybrid-Coupling eher geringe Auswirkungen auf den Redispatchbedarf in Österreich haben. Somit wäre ein Verzicht auf die Abbildung des Advanced-Hybrid-Coupling tendenziell akzeptabel. Wir würden jedoch empfehlen, zur adäquaten Abbildung des zukünftigen regulatorischen Rechtsrahmens, die Abbildung von Advanced-Hybrid-Coupling in der Marktsimulation umzusetzen.

Insgesamt ist die Marktsimulation von APG so ausgestaltet, dass regulatorische Vorgaben und wesentliche technische Restriktionen der Marktteure hinreichend genau abgebildet werden und damit eine realistische Simulation des europäischen Strommarkts als Grundlage der Systemanalyse möglich ist. Zudem kommt das Simulationsmodell auch im Rahmen anderer europäischer Netzplanungsprozesse (TYNDP) zum Einsatz. Durch den dabei möglichen Quervergleich mit Modellen anderer europäischer ÜNB ist eine Qualitätssicherung hinsichtlich des von APG verwendeten Marktmodells zusätzlich sichergestellt.

3.2 Erstellung flussbasiertes Kapazitätsmodell

Im Flow-Based Market Coupling werden Netzrestriktionen bei der Allokation grenzüberschreitender Handelskapazitäten innerhalb einer Kapazitätsberechnungsregion (CCR) explizit berücksichtigt. Hierzu wird der linearisierte und aggregierte Einfluss von Änderungen der Nettopositionen auf die Auslastung kritischer Netzelemente bestimmt und in Form von Nebenbedingungen in die Marktsimulation integriert. Damit wird sichergestellt, dass die im Marktmodell – wie auch im realen Strommarkt – resultierenden Handelsflüsse die maßgeblichen Engpassrestriktionen im Netz abbilden und nicht nur durch pauschale Transfergrenzen begrenzt werden.

Eine zentrale Vorstufe ist die Schätzung der Vorbelastung der Leitungen. Zu diesem Zweck wird in der Simulationskette von APG zunächst eine initiale NTC-Marktsimulation (mit dem zuvor beschriebenen Modell) durchgeführt, die sowohl die NTCs an den inneren Grenzen der CCR, als auch jene außerhalb der CCR berücksichtigt. Dieses Vorgehen entspricht nach unserer Einschätzung dem Stand der Technik.

Die Bestimmung der Flow-Based Domain erfolgt dann durch APG unter Beachtung der aktuellen regulatorischen Vorgaben zur Kapazitätsberechnung. Die so ermittelte Flow-Based Domain geht anschließend als handelsbegrenzender Rahmen in die Marktsimulation ein. Im Vorfeld wird zudem eine Voroptimierung der Phasenschiebertransformatoren vorgenommen, um insbesondere die Grenzflussvorgabe zwischen Italien und Slowenien einzuhalten.

Die von APG implementierte Methodik zur Ermittlung der Flow-Based Domain entspricht dem Stand der Technik und ist fachlich plausibel und nachvollziehbar. Insgesamt wird damit ein methodisch konsistenter Rahmen geschaffen, um die handelsseitige Abbildung von Netzrestriktionen als Eingang in die nachgelagerte Systemanalyse hinreichend realitätsnah zu berücksichtigen.

3.3 Netzmodellierung (Last- und Redispatchsimulation)

Für netzbezogene Simulationen setzt APG ein kommerzielles Software-Produkt („Integral“) ein, das etabliert ist und auch von etlichen weiteren Netzbetreibern eingesetzt wird. Somit ist bereits grundsätzlich von einer verlässlichen Funktion des Berechnungswerkzeugs auszugehen und ein hoher Qualitätsstandard gewährleistet.

APG führt sämtliche Netzberechnungen (Lastfluss, Flow-Based Market Coupling und Redispatch) auf einer DC-Basis durch. Dabei werden ausschließlich Wirkleistungsflüsse berücksichtigt; Blindleistungseffekte und Spannungsprofile bleiben unberücksichtigt. Dies ist angemessen, da im Rahmen der Systemanalyse keine Analyse von Spannungsgrenzwerten vorgesehen ist und diese für die Ableitung eines Netzreservebedarfs aus unserer Sicht auch nicht erforderlich ist. Zudem sind Abweichungen zwischen DC- und AC-Berechnungen bei vereinbarten Spannungsniveaus an Kuppelstellen und unter plausiblen Annahmen zur Blindleistungsbereitstellung typischerweise gering und liegen im Rahmen der Modellierungsgenauigkeit.

Phasenschiebertransformatoren an ausgewählten Grenzen (u. a. Deutschland–Polen, Deutschland–Tschechien, Italien–Slowenien sowie Österreich–Italien) werden von APG im Vorfeld der Redispatch-Berechnung optimiert. Diese Voroptimierung ist wichtig, damit sich keine operativ nicht realistischen Flüsse durch andere Netzgebiete zugunsten des österreichischen Netzgebietes einstellen.

Darüber hinaus berücksichtigt APG netztopologische Maßnahmen (Sonderschaltzustände), die zur Entlastung identifizierter Engpässe eingesetzt werden können. Diese Maßnahmen werden je Netznutzungsfall auf Wirksamkeit geprüft und bei Bedarf umgesetzt. Die Berücksichtigung solcher Maßnahmen ist im Kontext der Systemanalyse sachgerecht, da sie dazu beiträgt, auslegungsrelevante Netzbelastungen nicht systematisch zu überschätzen, wobei zu berücksichtigen ist, dass nur solche netztopologischen Maßnahmen berücksichtigt werden, die in der notwendigen Kurzfristigkeit aktiviert werden können.

Der Redispatch-Bedarf zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit wird in Integral mittels eines Optimierungsansatzes (sukzessiv-lineare Programmierung) mit dem Ziel der Kostenminimierung unter Einhaltung von Netznebenbedingungen ermittelt. Die Zielfunktion umfasst neben Redispatchkosten auch Strafkosten für Betriebsmittelüberlastungen sowie für die Umstufung von Phasenschiebertransformatoren; zudem steuern Strafkosten die Einsatzreihenfolge unterschiedlicher Anlagenklassen. APG beabsichtigt diese Strafkosten entsprechend der betrieblichen Erfahrung zu parametrieren, um so abzubilden, welche Anlagen auch tatsächlich hinreichend sicher in kritischen Netzsituationen zur Verfügung stehen. Dieses Vorgehen erachten wir für sinnvoll. Die konkrete Parametrierung ist nicht Teil der Methode, sondern wird im Rahmen der jährlich abzustimmenden Eingangsdaten festgelegt und insoweit nicht Teil dieser Begutachtung ist. Das von APG eingesetzte Berechnungswerkzeug ist vielfach praxiserprobt und validiert.

4 Ausgestaltungsentscheidungen

In diesem Kapitel bewerten wir eingehende spezifische Ausgestaltungsentscheidungen, die APG gemäß Methodenentwurf für die Durchführung der Systemanalysen innerhalb der oben beschriebenen grundsätzlichen Methode und der Modelle vorsieht.

4.1 Wetterjahr

Ein Teil der erforderlichen Festlegungen im Rahmen der Parametrierung / Eingangsdaten der Simulation betrifft die Auswahl eines Wetterjahres/-szenarios. Dies determiniert für die Simulationen insbesondere die Einspeiseprofile der wetterabhängigen Erzeugungsanlagen (Wind, PV, Wasserkraft), temperatursensitive Anteile der Stromnachfrage sowie teilweise die Strombelastbarkeiten von Netzbetriebsmitteln (sofern eine Witterungsabhängigkeit / „thermal rating“ angenommen wird).

APG schlägt vor hierbei einen Wetterdatensatz aus der sogenannten Pan-European-Climate-Database (PECD) in Version 4.1 zu verwenden, die von ENTSO-E erstellt und unterhalten wird und für verschiedene europäische Studien (ERAA, TYNDP) zum Einsatz kommt. Die darin enthaltenen Wetterdatensätze basieren auf Simulationen mit Wettermodellen. Dadurch lassen sich bspw. Entwicklungen wie eine Veränderung der Wetterbedingungen aufgrund des Klimawandels besser erfassen. Für die zukunftsgerichteten Untersuchungen in der Systemanalyse erscheint dies als geeignetes Vorgehen.

Für die Auswahl des konkreten Wetterdatensatzes sieht APG vor, für die grundsätzlich zur Verfügung stehenden Datensätze der PECD zunächst aggregierte Kenngrößen zu bilden. Anhand derer soll dann – unter Berücksichtigung von Erfahrung aus früheren Systemanalysen und den ex-post-Analysen – eine Abschätzung getroffen werden, welche Wetterszenarien erwarten lassen, dass diese in der Jahressimulation tendenziell zu einer hohen Zahl an, für die Auslegung der

Netzreserve besonders relevanten, Situationen führen. Solche potenziell besonders kritischen Szenarien werden dann für die Jahressimulation ausgewählt.

Beispielhaft legt APG im Methodenentwurf dar, dass bisherige Erkenntnisse zeigen, dass im Dimensionierungsfall der Netzreserve hohe West-Ost-Stromflüsse im Bereich des Umspannwerks St. Peter an den Kuppelleitungen zwischen Deutschland und Österreich vorliegen. Auswertungen früher Systemanalysen, sowie von APG im Rahmen von Ex-Post-Analysen durchgeführte Auswertungen kritischer, historischer Netzsituationen, deuten auf eine positive Korrelation von West-Ost-Flüssen und der Kritikalität von Netzsituationen und damit dem Bedarf für Netzreserve hin. Daraus schließt APG auf Basis des derzeitigen Erkenntnisstands, dass die Differenz der Residuallasten zwischen Deutschland und Österreich in Kombination mit Süd-Ost-Europa ein geeignetes Kriterium für die Auswahl der Wetterszenarien ist. Allerdings handelt es sich bei den Auswertungen historischer Netzsituationen um Momentanwerte und bei den gebildeten Indikatoren um aggregierte Jahreslösung, so dass dieses Vorgehen allenfalls als grobe Tendenz im Hinblick auf die Kritikalität des gewählten Wetterszenarios gesehen werden kann. Insofern ist es wichtig, dass in den synthetischen Wochen abweichende Entwicklungen der wetterabhängigen Größen untersucht werden.

Das von APG vorgeschlagene Vorgehen reflektiert aus unserer Sicht die Anforderungen gemäß § 143 Abs. 4 ElWG, dass die ausgewählten Wetterszenarien in Verbindung mit den weiteren Eingangsdaten zur Untersuchung von kritischen, energiewirtschaftlichen und netztechnischen Situationen in Österreich geeignet sein sollen, zumal abweichende Entwicklungen im Rahmen des Konzepts der synthetischen Wochen berücksichtigt werden.

4.2 Weitere betriebliche Maßnahmen

Die Ermittlung des Mindestbedarfs an flexibler Leistung und damit des Netzreservebedarfs ergibt sich maßgeblich aus dem in der Netzsimulation ermittelten notwendigen Umfang an Redispatchmaßnahmen. Neben dem Redispatch stehen den ÜNB jedoch auch weitere / ergänzende Maßnahmen zur Verfügung, um Netzüberlastungen zu vermeiden bzw. zu lindern. Um zu vermeiden, dass es in der Simulation zu einer Überschätzung des Redispatchbedarfs kommt, ist es daher wichtig, dass die erwartbar und hinreichend sicher zur Verfügung stehenden sonstigen betrieblichen Maßnahmen zur Netzentlastung in der Simulation angemessen berücksichtigt werden.

APG stützt sich dabei grundsätzlich auf die entsprechend den bindenden europäischen Regularien („remedial actions“ gemäß System Operations Guideline, EU 2017/1485, SOGL) den Netzbetreibern zur Entlastung zur Verfügung stehenden Maßnahmen. Dies ist plausibel und nachvollziehbar. Insbesondere plant APG im Rahmen der Systemanalyse ergänzend oder auch alternativ zum Redispatch

- die Nutzung von Sonderschaltzuständen als netztopologische Maßnahme und
- die Optimierung des Einsatzes von Phasenschiebern, insbesondere zur aktiven Beeinflussung des Lastflusses im Netz

zu berücksichtigen.

Damit sind, nach unserer Einschätzung, die wesentlichen in Artikel 22 der SOGL genannte Maßnahmen berücksichtigt, die im Einflussbereich von APG liegen und geeignet sein könnten, die Netzreservedimensionierung zu verändern.

Die in Artikel 22, Nr. 1, lit. h, i und j genannten Maßnahmen (Aktivierung von Regelreserve, Einschränkung der bereits zugewiesenen, zonenübergreifenden Kapazität und manueller Lastabwurf) sind nach unserer Einschätzung als Notfallmaßnahmen einzuordnen und daher keine angemessenen Alternativen, die im Rahmen einer ex-ante Betrachtung bei der Netzreservedimensionierung zu berücksichtigen wären.

Artikel 22, Nr. 1, lit. d sieht als Maßnahme die Neuberechnung von u.a. zonenübergreifenden Day-Ahead-Kapazitäten vor. Rein technisch kann eine Kapazitätskürzung – je nach Netzsituation – den Redispatch-Bedarf verringern. Eine Berücksichtigung im Rahmen der Netzreservedimensionierung kommt jedoch aus für uns nachvollziehbaren Gründen für APG nur dann in Betracht, wenn eine solche Kapazitätskürzung rechtlich als zulässige, planmäßig antizipierbare Maßnahme eingeordnet werden kann, auch wenn dadurch die in Artikel 16 Absatz 8 EU 2019/943 vorgesehene Mindestverfügbarkeit von 70 % unterschritten werden könnte (insbesondere im Lichte des Ausnahmecharakters von Kapazitätsreduktionen nach Artikel 16 Absatz 3). Nur wenn diese Rechtsfrage zu bejahen ist, was von Consentec nicht beurteilt werden kann, wäre die Maßnahme künftig konsistent im Rahmen der Netzreservedimensionierung zu berücksichtigen. APG vertritt auf Basis eines eingeholten Rechtsgutachtens die Auffassung, dass eine Berücksichtigung europarechtlich und im Lichte der beihilferechtlichen Genehmigung der Netzreserve nicht zulässig ist, gerade weil die Neunotifizierung der österreichischen Netzreserve (SA.113090) u. a. mit der Funktion begründet wurde, die Einhaltung der 70%-Anforderung zu ermöglichen; Österreich hat zudem bestätigt, dass die Netzreserve hierfür ein wesentliches Instrument („key tool“) ist.

Weiters normiert §101 ElWG das Recht von Netzbetreibern im Rahmen der sogenannten Spitzenkappung zukünftig bei Wind- oder PV-Anlagen, die neu angeschlossen werden oder deren Netzzugang geändert wird, die Einspeisung zu reduzieren, um so eine Überausnutzung bestehender Netzkapazitäten zu vermeiden. Dies war bei solchen Anlagen bisher nicht zulässig. Technisch entspricht eine solche vom Netzbetreiber vorgegebene Leistungsreduktion einem „negativen Redispatch“. Also solcher ist die Leistungsreduktion von Wind- und PV-Anlagen gemäß der von APG gewählten Parametrierung des Redispatchpotenzials in der Systemanalyse berücksichtigt. Nach unserer Einschätzung auf Basis der Ergebnisse früherer Systemanalysen würden allerdings davon ausgehen, dass diese Redispatchmöglichkeit keine Auswirkungen auf die Netzreservedimensionierung hat, da die Netzreserve der Absicherung von positiven Redispatchpotenzial dient. Zusätzliches negatives Redispatchpotenzial in Österreich hat hierauf – jedenfalls bei den bislang für die Auslegung der Netzreserve dimensionierenden Engpässe – keine Auswirkungen.

In erster Näherung sind Auswirkungen der Regelungen nach §104 ElWG zum flexiblen Netzzugang im Übertragungsnetzbetrieben zu werten. Diese erlauben den Netzbetreibern, „das garantierte Ausmaß des Netzzugangs von einspeisenden Netzbenutzern und Energiespeichereinrichtungen [zu] begrenzen oder den Netzzugang vorbehaltlich betrieblicher Beschränkungen an[zubieten].“ Dies darf – wie die Spitzenkappung – nur und in dem Umfang erfolgen, wie es erforderlich ist, um eine Überausnutzung bestehender Netzkapazitäten zu vermeiden. Auch hier erfolgt also eine Reduktion der anlagenseitig technisch maximal möglichen Einspeisung auf einen von Netzbetreiber vorgegebenen Wert. Wie beim Instrument der Spitzenkappung erläutert, entspricht

dies in der netztechnischen Wirkung einem negativen Redispatch, der von APG für die Modellierungen in der Systemanalyse abgebildet ist.

Einschränkend ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Beschränkung des Netzzugangs (ebenso wie die gemäß §101 ElWG zumindest für PV-Anlagen vorgesehene statische Spitzenkappung) dazu führen kann, dass die Leistungsreduktion bereits so früh erfolgt, dass sie von den Anlagenbetreibern im Stromhandel berücksichtigt wird. Dann wirkt die Maßnahme nicht vollständig äquivalent zum negativen Redispatch, bei dem der Netzbetreiber zum Bilanzausgleich eine entsprechende positive Redispatchmaßnahmen veranlassen müsste. Vielmehr erfolgt der Bilanzausgleich hier bereits im Stromhandel. Dabei ist ex-ante weniger absehbar, zu welchen Verschiebungen dies im europäischen Stromhandel führt. Im Ergebnis kann dies den Netzreservebedarf sowohl erhöhen als auch senken, wobei der Effekt insgesamt eher begrenzt sein dürfte, da im europäischen Maßstab nur geringe Leistungen betroffen sind. Es ist jedenfalls nicht erkennbar, dass über das Instrument der Spitzenkappung oder des flexiblen Netzzugangs der Netzreservebedarf gezielt beeinflusst werden kann. Sollte jedoch zukünftig in nennenswertem Umfang von der statischen Spitzenkappung Gebrauch gemacht werden, sollte diese entsprechend in der Parametrierung der Einspeisepprofile der PV-Erzeugung berücksichtigt werden.

Das jüngst beschlossene ElWG sieht überdies die Schaffung einer Flexibilitätsplattform vor, die es ermöglichen soll, „kleinteiligere“ Flexibilitäten für u. a. auch das Engpassmanagement im Übertragungsnetz zu erschließen. Damit könnte zukünftig das Potenzial an flexibler Leistung aus bestehenden Anlagen erhöht und der Bedarf an zu kontrahierender Netzreserve reduziert werden. Methodisch sieht APG bereits vor, dass bei der Ableitung des Netzreservebedarfs bestehende, sicher verfügbare Potenziale flexibler Leistung angesetzt werden. Hierzu zählen z.B. nicht stilllegungsgefährdete Kraftwerke oder hinreichend sicher verfügbare Redispatchpotenziale Ausland. Sicher verfügbare „kleinteilige“ Flexibilität sind hier auch anzusetzen, was nach unserem Verständnis das Konzept von APG vorsieht. Voraussetzung hierfür ist, dass die angesetzte Menge auch tatsächlich hinreichend sicher verfügbar ist, bspw. auf Basis statistischer Auswertungen (zukünftig ggf. möglich) oder auf Basis kontrahierter Leistungsprodukte auf der einzuführenden Flexibilitätsplattform.

5 Rolle der Ex-Post-Analyse für die Systemanalyse

APG ist gemäß § 143 Abs. 3 ElWG verpflichtet, Erkenntnisse aus einer Ex-Post-Analyse im Rahmen der Systemanalyse zu berücksichtigen und diese Berücksichtigung auch in der Methode abzubilden. Dazu legt APG dar, dass die Ex-Post-Analyse konzeptionell zwei Aufgaben im Rahmen der Systemanalyse erfüllen soll:

- Ergänzende Einschätzung zu den im Rahmen des Konzepts der synthetischen Wochen abzubildenden, abweichenden Entwicklungen,
- Plausibilisierung und ggf. Anpassung der sonstigen Modellparametrierung.

APG stellt dar, dass die Ex-Post-Analyse explizit nicht dazu dienen kann, direkte Rückschlüsse auf die Höhe des zukünftigen Bedarfs an flexibler Leistung / des Netzreservebedarfs zu ziehen.

Aus unserer Sicht ist der Vorschlag von APG nachvollziehbar, dass die Ex-Post-Analyse – neben der Plausibilisierung und ggf. Anpassung der allgemeinen Modellparametrierung – primär dafür genutzt werden soll, zu prüfen, ob für die Generierung der synthetischen Wochen alle

relevanten abweichenden Entwicklungen hinreichend abgebildet werden. Ex-Post-Analysen können (auch unter Nutzung bereits früher durchgeführter Ex-Post-Analysen hinweg) sichtbar machen, welche energiewirtschaftlichen und klimatologischen Randbedingungen den Redispatch-Bedarf in der Realität tatsächlich maßgeblich beeinflusst haben. Diese Erkenntnisse können genutzt werden, um zu prüfen, ob diese Faktoren in der Variation der Fundamentalfaktoren und damit in den synthetischen Wochen angemessen berücksichtigt sind. Dies umfasst auch die Prüfung, ob die in den synthetischen Wochen abgebildeten Bandbreiten der relevanten Treiber hinreichend groß gewählt wurden.

Dabei ist allerdings einschränkend zu berücksichtigen, dass Beobachtungen aus der Vergangenheit (Ex-Post-Analysen) nicht grundsätzlich repräsentativ für die Zukunft sind, da sich Fundamentalfaktoren und auch stochastische Eigenschaften bestimmter Größen verändern können. Gleichwohl halten wir es für zulässig und sinnvoll, Ex-Post-Erkenntnisse zumindest als Prüfmaßstab heranzuziehen, um zu beurteilen, ob die im Rahmen der Systemanalyse angesetzten Bandbreiten der Bedarfsbetreiber nicht erkennbar zu eng gefasst sind.

In diesem Zusammenhang ist hervorzuheben, dass APG sich – wie oben an verschiedenen Stellen ausgeführt – für die Parametrierung der Modelle und die Festlegung der Eingangsdaten, Simulationen ausdrücklich auf Erkenntnisse der Ex-Post-Analyse stützen wird. Insofern werden die Erkenntnisse der Ex-Post-Analyse im Methodenvorschlag in einem angemessenen Umfang und in zweckmäßiger Weise berücksichtigt.

Die Einschätzung von APG, dass die Ex-Post-Analyse nicht dazu dienen kann, direkte Rückschlüsse auf die Höhe des zukünftigen Bedarfs an flexibler Leistung bzw. des Netzreservebedarfs zu ziehen, teilen wir ausdrücklich. Dies folgt erstens daraus, dass historische Beobachtungen die Vergangenheit abbilden und gerade nicht die künftig maßgeblichen, potenziell veränderten Rahmenbedingungen. Eine bloße Fortschreibung historischer Netzreserveeinsätze würde den Zweck der vorausschauenden, szenariobasierten Simulation unterlaufen und könnte zu einem Zirkelschluss führen. Zweitens ist der Netzreservebedarf als stochastisch geprägte Größe zu verstehen: Der historische Netzreserveeinsatz stellt lediglich eine (oder wenige) Realisation(en) dar, aus denen sich die Bandbreite zukünftiger Realisationen nicht belastbar ableiten lässt.

6 Fazit

Austrian Power Grid (APG) ist als österreichischer Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer gemäß § 143 Abs. 2 ElWG verpflichtet, jährlich im Rahmen einer Systemanalyse den Bedarf an flexibler Leistung für das Engpassmanagement im Übertragungsnetz zu ermitteln. Diese Systemanalyse hat auf Basis einer von der Regulierungsbehörde genehmigten Methode zu erfolgen, wozu APG der Behörde einen entsprechenden Methodenvorschlag (Entwurf) vorzulegen hat.

Vor diesem Hintergrund wurde Consentec GmbH von APG beauftragt, den Methodenvorschlag in ausgewählten Aspekten zu begutachten, insbesondere hinsichtlich (i) der Eignung der grundsätzlichen Methodik zur Ermittlung einer Bandbreite des möglichen zukünftigen Bedarfs an flexibler Leistung, (ii) der Eignung der vorgesehenen rechnergestützten Analysenwerkzeuge/Modelle, sowie (iii) der Angemessenheit der vorgesehenen Berücksichtigung von Erkenntnissen aus einer Ex-Post-Analyse. Bei der Bewertung der Berechnungswerkzeuge stützten wir uns auf Ergebnisse eines in 2025 gemeinsam mit dem Institut für Elektrische Anlagen und Netze,

Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen University und FGH GmbH durchgeführten Beratungsprojekt im Kontext der Systemanalysen 2025. Kein Gegenstand unseres Begutachtungsauftrags war, die Beurteilung konkreter, regelbasierter Ableitung des finalen Bedarfs an flexibler Leistung zur Festlegung des Netzreservebedarfs.

Insgesamt ist die von APG vorgeschlagene Methode zur Systemanalyse fachlich schlüssig und geeignet, eine belastbare Bandbreite zukünftiger Bedarfe an flexibler Leistung als Grundlage der Netzreservedimensionierung herzuleiten. Die mehrstufige Prozesskette aus Parametrierung, Markt- und Netzsimulationen sowie Redispatchberechnung entspricht dem üblichen Vorgehen für derartige Analysen und erlaubt es, ausgehend von einem „Erwartungswertszenario“ systematisch potenziell auslegungsrelevante Situationen zu identifizieren. Zentral ist dabei der Ansatz, über synthetische Wochen eine größere Bandbreite vom Erwartungswert abweichender Entwicklungen zu betrachten, um Unsicherheiten über künftige Treiber des Redispatch- und Flexibilitätsbedarfs sachgerecht zu adressieren. Für die Dimensionierung der Netzreserve ist zugleich entscheidend, nach welchen Kriterien der finale Bedarf an flexibler Leistung innerhalb der ermittelten Bandbreite festgelegt wird. APG schlägt vor, sich dabei mit statistischen Kennzahlen zu behelfen. Dabei werden im gewissen Ausmaß ermittelte Überlastungen zugelassen. Die konkrete Ableitung des Bedarfs an flexibler Leistung ist nicht Umfang unserer Begutachtung.

Auch merken wir an, dass die Beschränkung auf ausgewählte Wochen als Aufsatzzpunkt nicht den Idealzustand einer durchgängigen Jahressimulation abbilden. Bei hinreichenden Rechen- und Zeitbudgets wären Jahressimulationen grundsätzlich vorzugswürdig. Auch die vorgesehenen rechnergestützten Werkzeuge schätzen wir als geeignet ein. Das Marktmodell bildet die wesentlichen Erzeugungs-, Speicher- und Nachfragekomponenten sowie die europäische Marktkopplung hinreichend realitätsnah ab. Die Tatsache, dass das von APG entwickelte Modell auch in anderen europäischen Prozessen (TYNDP) verwendet wird, wirkt dabei zusätzlich qualitätssichernd. Für die Netzsimulationen wird ein etabliertes, kommerzielles Werkzeug eingesetzt.

Im Methodenentwurf von APG ist zudem die gesetzlich geforderte Berücksichtigung der Ex-Post-Analyse als „Feedback-Instrument“ zur Plausibilisierung und zur Überprüfung von Treibern und Bandbreiten (insb. der synthetischen Wochen) konzeptionell verankert. Die Einschätzung von APG, dass die Ex-Post-Analyse nicht dazu dienen kann, direkte Rückschlüsse auf die Höhe des zukünftigen Bedarfs an flexibler Leistung bzw. des Netzreservebedarfs zu ziehen, teilen wir ausdrücklich. Historische Beobachtungen bilden vergangene, potenziell nicht übertragbare Rahmenbedingungen ab. Eine bloße Fortschreibung historischer Netzreserveeinsätze würde den Zweck der vorausschauenden, szenariobasierten Simulation unterlaufen und könnte zu einem Zirkelschluss führen. Zudem ist der Netzreservebedarf als stochastisch geprägte Größe zu verstehen: Der historische Netzreserveeinsatz stellt lediglich eine (oder wenige) Realisation(en) dar, aus denen sich die Bandbreite zukünftiger Realisationen nicht belastbar ableiten lässt.