

2. Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gem § 23b Abs. 10 EIWOG 2010

Berichtsjahre 2021-2023

Öffentliche Fassung vom 21.12.2023

Inhaltsverzeichnis

1	Überblick	3
2	Rechtliche Grundlage und Regulierungsrahmen.....	3
	2.1 Netzreserve	3
	2.2 Gesetzliche Grundlage.....	4
	2.3 Marktbericht der Regulierungsbehörde.....	6
	2.4 Datengrundlage.....	7
	2.5 Zielsetzung.....	7
3	Relevanter Markt.....	8
	3.1 Sachlicher Markt.....	8
	3.1.1 Produkte	8
	3.2 Räumlicher Markt.....	9
	3.2.1 Wirksamkeit.....	11
4	Wettbewerbliche Analyse	11
	4.1 Stilllegungsmeldungen	11
	4.2 Angebot und Nachfrage	13
	4.3 Wettbewerbsindikatoren	15
	4.3.1 Allgemeine Marktkonzentration	15
	4.3.2 Individuelle Marktposition	16
	4.4 Preise.....	17
	4.5 Potenzieller Wettbewerb	18
	4.6 Signifikanz.....	19
	4.7 Nutzung	19
5	Erkenntnisse und Empfehlungen	21

1 Überblick

Die Netzreserve hat den Zweck das notwendige Ausmaß an flexibler Leistung für das Engpassmanagement (EPM) zu sichern, um so die technische Abwicklung des Marktergebnisses im Großhandel zu gewährleisten. Dazu sind (je nach Bedarfsfeststellung) im Rahmen von jährlichen Ausschreibungen flexible Anlagen durch den Regelzonenführer zu kontrahieren. Dieser Prozess wird im Wege einer öffentlichen Ausschreibung umgesetzt, die nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Kriterien durchzuführen ist. Nach umfassender Erläuterung des rechtlichen und regulatorischen Rahmens (Kapitel 2) soll der hier vorgelegte Bericht vor allem die wettbewerbliche Situation im Rahmen dieser Netzreserve-Ausschreibungen (Netzreservemarkt) analysieren. Hierfür wird zunächst der relevante Markt definiert (Kapitel 3). Die Netzreserve umfasst grundsätzlich all jene Anbieter, die technischen bzw. prozessualen Kriterien erfüllen. Räumlich wird das Gebiet, in dem eine Wirksamkeit gegeben ist, vom Regelzonenführer abgegrenzt.

Zentrales Element des Netzreserveberichts ist die Analyse des Wettbewerbs im Netzreservemarkt (Kapitel 4). Hier zeigt sich anhand wettbewerbsökonomischer Kennzahlen das Bild eines äußerst stark konzentrierten Marktes mit pivotalen Anbietern (Abschnitt 4.3). Zusätzliche Wettbewerbspotenziale durch ausländische Anlagen, Verbrauchsanlagen oder Anlagenpools (Aggregatoren) haben sich bisher nicht etabliert. In preislicher Hinsicht ist die Ausübung von Marktmacht durch das Bieten von Angebotswerten über den Bereitstellungskosten als wahrscheinlich einzustufen. Um stärkere Anreize zur Preisdisziplinierung zu etablieren (Abschnitt 4.4), sollte eine weitere Senkung der Signifikanz gemäß § 23b. Abs. 5 EIWOG 2010 auf einen Wert zwischen 15 und 25 Prozent erfolgen (Abschnitt 4.6).

In Kapitel 5 werden schließlich die Erkenntnisse des zweiten Berichts über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung zusammengefasst und daraus hergeleitete Empfehlungen der E-Control formuliert.

2 Rechtliche Grundlage und Regulierungsrahmen

2.1 Netzreserve

Die Netzreserve dient grundsätzlich dem Zwecke vorhandene Kapazitäten (i.e. Leistungsreserven) für notwendige Engpassmanagement-Maßnahmen (auch engl. „Redispatch“) in Österreich abzusichern. Bei Redispatch kommt es zur Anpassung der Einspeisung (Erhöhung oder Absenkung) von Kraftwerken sowie der Nutzung von Flexibilitäten bei Stromverbrauchern durch Erhöhung oder Absenkung des Strombezugs auf Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) zur Entlastung überlasteter Netzinfrastrukturelemente (Netzengpässe).

Durch das Charakteristikum des leitungsgebundenen Energieträgers nimmt die vorhandene Netzinfrastruktur im Strommarkt eine zentrale Rolle zur Übertragung und Verteilung der Marktallokation (Marktergebnis) ein. Grundsätzlich erfolgt der Stromgroßhandel anhand definierter Gebotszonen im europäischen grenzüberschreitenden Strommarkt unter der Annahme, dass keine bedeutenden Netzengpässe bestehen. Gleichzeitig ist die österreichische Gebotszone durch ein gewisses Ost-West-Gefälle geprägt - mit großen hydraulischen Erzeugungsanlagen (Wasserkraft) im Westen Österreichs und großen Stromverbrauchszentren im Osten des Landes. Gemeinsam mit einem

ausgeprägten marktgetriebenen Austausch im europäischen Markt und insbesondere mit der deutschen Gebotszone kann es jedoch zu relevanten Netzengpässen kommen. Um das Marktergebnis darstellen und gleichzeitig die Sicherheit des Netzes garantieren zu können werden unter den aktuellen Rahmenbedingungen regelmäßig Engpassmanagement-Maßnahmen durchgeführt. Die Netzreserve stellt ein Absicherungsinstrument zur Gewährleistung der Durchführbarkeit derartiger Maßnahmen dar.

2.2 Gesetzliche Grundlage

Im Jahr 2020 wurde die „Netzreserve neu“ in ihrer heutigen Form gesetzlich verankert. Definiert wird die „Netzreserve“ de jure als die gesicherte Vorhaltung von zusätzlicher Erzeugungsleistung oder reduzierter Verbrauchsleistung zur Beseitigung von Netzengpässen.

Die Ermittlung von Engpässen in Übertragungsnetzen sowie die Durchführung von Maßnahmen zur Vermeidung, Beseitigung und Überwindung derselben obliegt gem. § 23 Abs 2 Z 5 EIWOG 2010 dem Regelzonenführer, d.h. der Austrian Power Grid AG (APG). Die APG ist dazu ermächtigt einerseits Verträge mit Erzeugern bzw. Verbrauchern im Rahmen des Engpassmanagements (EPM) zu schließen, wonach sich diese zu Leistungen (Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung oder des Verbrauchs) gegen Ersatz ihrer wirtschaftlichen Nachteile und Kosten verpflichten. Diese Verträge regeln die Modalitäten für den notwendigen Einsatz flexibler Leistung (Abruf) zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen verfügbarer Anlagen.

Darüber hinaus wird auf Basis einer Systemanalyse der Bedarf nach Vorhaltung zusätzlicher Erzeugungsleistung oder zu reduzierender Verbrauchsleistung ermittelt. Wird auf Basis dieser Analyse ein zusätzlicher Vorhaltebedarf festgestellt, ist dieser Bedarf durch den Regelzonenführer nach den Vorgaben des § 23b EIWOG 2010 zu beschaffen und sicherzustellen (Netzreservebedarf).

In den §§ 23a ff EIWOG 2010 wird die Beschaffung der Netzreserve auf Grundlage einer öffentlichen wettbewerblichen Ausschreibung festgeschrieben. Die Einrichtung der Netzreserve in dieser Form wurde bereits von der Europäischen Kommission (Kommission) nach den Vorschriften des EU-Beihilferechts geprüft und genehmigt. Die bis Ende 2025 geltende Maßnahme soll gemäß den Ausführungen der Kommission durch die gewählte Ausgestaltung zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs und einer ausreichenden Stromversorgung in Österreich beitragen, ohne den Wettbewerb im Binnenmarkt übermäßig zu verfälschen.

Gemäß § 23b EIWOG 2010 ist der ermittelte Netzreservebedarf mittels eines transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Ausschreibungsverfahrens zu beschaffen. Im wettbewerbsbasierten Ausschreibungsverfahren sind gem. § 23b EIWOG 2010 Anbieter (in- und ausländische Erzeuger, Verbrauchsanlagen oder zusammenlegte Pools) mit einer Mindestengpassleistung von 1 MW teilnahmeberechtigt. Betreiber von Erzeugungsanlagen mit mehr als 20 MW haben weiters eine verpflichtende Stilllegungsanzeige gemäß § 23a Abs. 1 EIWOG 2010 für den Angebotszeitraum vorzuweisen.

Erzeugungsanlagen dürfen jedenfalls nur dann als geeignet eingestuft werden, wenn ihre Emissionen nicht mehr als 550 g CO₂ je Kilowattstunde (kWh) Elektrizität betragen und keine radioaktiven Abfälle

entstehen (Abs. 4 leg cit). Verbraucher müssen wiederum in der Lage sein durch Anpassung ihrer Verbrauchsanlagen ihre Entnahme temporär, zumindest aber für 6 Stunden, reduzieren oder zeitlich verlagern zu können.

Gemäß Abs. 2 leg cit hat der Regelzonenführer in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde die technischen Eignungskriterien für die Netzreserve jedes Jahres neu festzulegen und daraufhin zur Interessensbekundung aufzurufen. Im Aufruf zur Interessensbekundung hat der Regelzonenführer zumindest folgende Informationen bekanntzugeben:

- den maximalen Netzreservebedarf in MW des Betrachtungszeitraums gemäß § 23a Abs. 2 zweiter Satz;
- den Zeitraum, in dem ein Netzreservebedarf gemäß § 23a Abs. 2 festgestellt wurde;
- die Produkte, die auf Basis der angezeigten Stilllegungen gemäß § 23a Abs. 1 sowie der Ergebnisse der Systemanalyse gemäß § 23a Abs. 2 zur Deckung des festgestellten Netzreservebedarfs gemäß den nachstehenden Absätzen zu beschaffen sind.

Als Produkte gemäß Z 3 kommen Netzreserveverträge mit einer Laufzeit von zwei Jahren, mit einer Laufzeit von einem Jahr sowie saisonale Netzreserveverträge in Betracht.

Folgend den eingelangten Interessensbekundungen hat der Regelzonenführer gemäß § 23b Abs. 3 EIWOG 2010 die Interessenten hinsichtlich ihrer Eignung zur Erbringung von Engpassmanagement und zur Erfüllung der gesetzlichen Kriterien gemäß § 23b Abs. 1 und Abs. 4 EIWOG 2010 sowie hinsichtlich der erstellten technischen Eignungskriterien zu prüfen. Interessenten mit geeigneten Anlagen sind zur Angebotslegung aufzufordern.

Nach § 23b Abs. 5 EIWOG 2010 sind die zeitgerecht eingelangten Angebote anschließend anhand des sogenannten Referenzwertes zu prüfen. Dieser errechnet sich als mengengewichteter Durchschnitt aller Angebote, wobei die teuersten 10% der angebotenen Leistung nicht miteingerechnet werden. Für eine bessere Vergleichbarkeit werden die Angebote dafür auf den Preis pro MW und pro Monat umgewandelt.

Angebote, die diesen Referenzwert signifikant überschreiten scheidern aus dem Prozess aus und sind in der weiteren Beurteilung nicht zu berücksichtigen. Für die erste Ausschreibung wurde die Signifikanz durch den Gesetzgeber in § 111 Abs. 5 Z 2 EIWOG 2010 mit 100 Prozent festgelegt, in den beiden folgenden Ausschreibungen wurde die Signifikanz auf Vorschlag der Regulierungsbehörde auf 55 Prozent reduziert. Auf Grundlage der geprüften und nicht ausgeschlossenen Angebote hat der Regelzonenführer schließlich jene Angebote auszuwählen, die es ermöglichen, den ermittelten Netzreservebedarf zu den geringsten Kosten zu decken, und diese der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen.

Kann der Netzreservebedarf für das jeweilige Jahr mit den Angeboten, die den Referenzwert nicht signifikant überschreiten, nicht vollständig gedeckt werden, hat der Regelzonenführer alle Anbieter zur neuerlichen Abgabe von Angeboten mit niedrigeren Preisgeboten innerhalb von 10 Tagen aufzufordern (zweite Angebotsrunde). Könnte auch danach der benötigte Netzreservebedarf nicht

gedeckt werden, läge es an der Regulierungsbehörde, die Anbieter nach ihren individuellen Kosten zu reihen. Der Regelzonenführer hätte sodann den ausstehenden Bedarf durch Abschluss von Netzreserveverträgen zu den geringsten Kosten zu decken.

Nach erfolgter Genehmigung der Auswahl durch die Regulierungsbehörde hat der Regelzonenführer mit den ausgewählten Anbietern Netzreserveverträge nach Maßgabe folgender Kriterien des EIWOG 2010 abzuschließen:

- Verträge mit Betreibern von Erzeugungsanlagen gemäß § 23b Abs. 1 Z 1 und Z 4 dürfen längstens für die Dauer des gemäß § 23a Abs. 1 angekündigten Stilllegungszeitraums abgeschlossen werden.
- Zweijährige Netzreserveverträge dürfen nur abgeschlossen werden, wenn für den gesamten Vertragszeitraum ein kontinuierlicher Netzreservebedarf gemäß § 23a Abs. 2 festgestellt wurde.
- Für jene Zeiträume, in denen zweijährige Netzreserveverträge bestehen, dürfen keine weiteren zweijährigen Netzreserveverträge abgeschlossen werden.
- Saisonale Netzreserveverträge dürfen nur für die Dauer einer einzelnen Winter- oder Sommersaison abgeschlossen werden.

Mit erfolgtem Vertragsabschluss (Kontrahierung) haben Betreiber der betreffenden Anlagen diese mit Ausnahme von Revisionszeiträumen ausschließlich für das Engpassmanagement zur Verfügung zu stellen und eine Teilnahme am Großhandelsmarkt bleibt für die Dauer des Netzreservevertrags unzulässig (naturgemäß mit Ausnahme der Deckung des Verbrauchs bei Betreibern einer Verbrauchsanlage).

2.3 Marktbericht der Regulierungsbehörde

Die Regulierungsbehörde hat gemäß § 23b Abs. 10 EIWOG 2010 zumindest alle zwei Jahre einen Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung (Marktbericht) zu erstellen und zu veröffentlichen. Dieser Bericht ist jedenfalls vom Regelzonenführer bei der Beurteilung der Signifikanz einer Überschreitung des oben beschriebenen Referenzwertes zu berücksichtigen. Nachdem der erste Marktbericht im Dezember 2021 veröffentlicht wurde, erfolgt nun die Erstellung des zweiten Marktberichts im Dezember 2023.

Der Marktbericht soll die Wettbewerbsintensität am für die Netzreserve relevanten Teil des Strommarktes analysieren, insbesondere anhand von Preisvergleichen, des Produktangebots und seiner Nutzung, der Marktkonzentration (Angebot und Nachfrage) unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit alternativer Lieferquellen sowie der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen in Verhältnis zur Nachfrage. Weiters soll die Signifikanzschwelle gem. § 23b Abs. 5 kritisch beurteilt und betreffend die Höhe dieses Wertes eine Empfehlung ausgesprochen werden.

Überdies sollen etwaige Berichte der Netzbetreiber gemäß Art 13 Abs 4 der Verordnung (EU) 2019/943 berücksichtigt werden. Nach Art 13 Abs 4 leg cit legen die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber der zuständigen Regulierungsbehörde zumindest jährlich einen Bericht vor, und zwar über:

- den Entwicklungsstand und die Wirksamkeit der marktbasiereten Redispatch-Mechanismen für Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- und Laststeuerungsanlagen,
- die Gründe, das Volumen in MWh und die Art der Erzeugungsquelle, die einem Redispatch unterliegen,
- die Maßnahmen - einschließlich Investitionen in die Digitalisierung der Netzinfrastruktur und in Dienstleistungen zur Erhöhung der Flexibilität - dank deren der abwärts gerichtete Redispatch von Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, künftig seltener erforderlich ist.

Entsprechende Berichte wurden der E-Control jedoch bisher nicht systematisch und im erforderlichen Umfang vorgelegt.

Die Ergebnisse des Marktberichts der Regulierungsbehörde sind sowohl bei der Ausgestaltung der technischen Eignungskriterien und der Ausschreibung (gemäß § 23b Abs 2 bis 5 EIWOG 2010) sowie der Vertragsgestaltung (gemäß § 23b Abs 6 bis 8 EIWOG 2010) mit den erfolgreichen Anbietern vom Regelzonenführer zu berücksichtigen.

2.4 Datengrundlage

Die Analysen im vorliegenden Bericht erfolgen anhand der Unterlagen und Gebots- sowie Zuschlagsdaten, die der E-Control im Rahmen des Beschaffungs- und Genehmigungsprozesses der Netzreserve in den Jahren von 2021 bis 2023 übermittelt wurden.

Wettbewerblich sensitive Daten wurden teils aggregiert und teils geschwärzt, um zukünftige Ausschreibungen nicht zu beeinflussen.

2.5 Zielsetzung

Die Kontrahierung von Anlagen unter der Netzreserve soll den gesicherten Weiterbetrieb von Anlagen ermöglichen, die für das Engpassmanagement und für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit als zwingend erforderlich gesehen werden.

Um dieses Ziel gesamtwirtschaftlich kosteneffizient umzusetzen und gleichzeitig Verzerrungen am Großhandelsmarkt für Strom möglichst gering zu halten bzw. gänzlich zu vermeiden, wird der Regelzonenführer verpflichtet, den Bedarf an vorzuhaltender Leistung mittels des beschriebenen wettbewerblichen Verfahrens zu kontrahieren. Dieses entspricht insbesondere auch den Vorgaben aus dem geltenden EU-Beihilferecht. So heben auch die Leitlinien der Kommission für Energiebeihilfen die Notwendigkeit eines wettbewerbsbestimmten Preises für die Kapazität und die Vermeidung marktbeeinträchtigender Auswirkungen (Rz 232, 233) durch eine solche Beihilfemaßnahme, z. B. durch Verstärkung einer marktbeherrschenden Stellung oder Beeinträchtigung von Investitionsentscheidungen, hervor.

Der Marktbericht der Regulierungsbehörde hat das Ziel, den Beschaffungsprozess zu begleiten, etwaige strukturelle oder individuelle Risiken zu identifizieren und schließlich auch marktmissbräuchliches Verhalten zu verhindern. Gleichzeitig legt er für zukünftige Vergabeverfahren Empfehlungen der Regulierungsbehörde dar.

3 Relevanter Markt

Um die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung von Netzreserveleistungen hinreichend beurteilen zu können, ist es zuerst notwendig den relevanten Markt für die folgende Analyse zu erfassen.

Da die Anlagen kontrahierter Betreiber nicht im grenzüberschreitenden Großhandelsmarkt betrieben werden (dürfen) und die Netzreserve gerade keine verzerrende Wirkung auf den Großhandel haben soll, muss diese naturgemäß einen vom Großhandelsmarkt separierten sachlich relevanten Markt darstellen.

3.1 Sachlicher Markt

Erzeugungskapazitäten, die unter der Netzreserve kontrahiert werden, sind ex lege in dieser Zeit vom Stromgroßhandelsmarkt ausgeschlossen. Sie stehen exklusiv der Netzreserve zur Verfügung und befinden sich demnach nicht im direkten Wettbewerb mit anderen vorhandenen Stromerzeugungskapazitäten.

Somit muss ein eigener relevanter Markt für die Erbringung der Netzreserve abgegrenzt werden. Nach dem üblichen kartellrechtlichen Marktabgrenzungskonzept - das zur Beurteilung der wettbewerblichen Situation herangezogen werden soll - ist die (funktionelle) Austauschbarkeit der Waren bzw. Leistungen aus Sicht der jeweiligen Marktgegenseite wesentlich (das sogenannte Bedarfsmarktkonzept). Demnach umfasst der sachlich relevante Markt alle Waren und Dienstleistungen, die von den Nachfragern nach ihren Eigenschaften, Preisen und ihrem Verwendungszweck als austauschbar (substituierbar) erachtet werden.

Für die Marktabgrenzung bei öffentlichen Ausschreibungen und Beschaffungsprozessen - wie hier der Netzreserve - gilt vom Grundsatz her nichts anderes. Relevante Wettbewerbsbeziehungen bestehen jedenfalls zwischen all jenen Anbietern, die - aus Sicht des Ausschreibenden - den gleichen Leistungskatalog oder die gleiche Produktpalette anbieten. Wesentlich ist hier jedoch nicht die Substituierbarkeit von einzelnen Gütern (diese wurde nämlich bereits durch die grundsätzlichen Ausschreibungskriterien sichergestellt), sondern die Substituierbarkeit von Anbietern.

Dem relevanten Markt im Rahmen der Ausschreibung sind somit jene Anbieter zuzuordnen, die die geforderte Leistung anbieten könnten. Natürlich können nur derartige Unternehmen in diesen Markt einbezogen werden, die auch die technischen Kriterien erfüllen.

Ob sie sich tatsächlich am Ausschreibungsverfahren beteiligen oder nicht, wäre jedoch grundsätzlich unerheblich. Es würde sich somit die Frage stellen welche Unternehmen die Nachfrage nach Kapazitätsbereithaltung erfüllen bzw. erfüllen können.

3.1.1 Produkte

Im Rahmen der Beschaffung der Netzreserve werden einzelne Produktkategorien ausgeschrieben. Diese betreffen verschiedene Zeiträume:

- Zweijahresprodukt:
Der Produktzeitraum zweijähriger Netzreserveprodukte erstreckt sich über den Zeitraum von zwei Jahren ab dem 01. Oktober des Jahres, in dem die Netzreservebeschaffung durchgeführt wird. Zweijährige Produkte können nur ausgewählt werden, solange der Netzreservebedarf, welcher für das zweite Betrachtungsjahr ermittelt wurde, nicht überschritten wird.
- Einjahresprodukt:
Der Produktzeitraum einjähriger Netzreserveprodukte erstreckt sich über den Zeitraum von einem Jahr ab dem 01. Oktober des Jahres, in dem die Netzreservebeschaffung durchgeführt wird.
- Saisonales Sommerprodukt:
Der Produktzeitraum des Sommerprodukts erstreckt sich über den Zeitraum vom 01. April bis zum 31. Oktober jenes Jahres, welches dem Jahr, in dem die Netzreservebeschaffung durchgeführt wird, folgt.
- Saisonales Winterprodukt:
Der Produktzeitraum des Winterprodukts erstreckt sich über den Zeitraum von sechs Monaten ab dem 01. Oktober des Jahres, in dem die Netzreservebeschaffung durchgeführt wird.

Die zeitlich differenzierten Produkte müssen gegebenenfalls genauso wettbewerblich differenziert betrachtet werden. Einerseits existieren Wechselwirkungen (Ein- und Zweijahresprodukte überlappen und konkurrieren etwa direkt mit Sommer-/Winterprodukten) andererseits kann teils auch eine isolierte Betrachtung gefordert sein. Gleichzeitig ist die Substituierbarkeit aus Sicht der Anbieter oft nur eingeschränkt möglich. Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), also Anlagen zur gleichzeitigen Produktion von Strom und Wärme, werden naturgemäß im Winter zur Wärmeerzeugung benötigt, weshalb diese grundsätzlich nur in der Sommersaison für die Netzreserve bereitstehen.

3.2 Räumlicher Markt

Der räumliche Markt muss sich ebenso anhand der tatsächlichen Teilnahmemöglichkeit an der Ausschreibung abgrenzen. Vorgegeben wird dies durch die jährliche Systemanalyse des Regelzonenführers anhand der vorherrschenden technischen Gegebenheiten. Im Gegensatz etwa zum Stromgroßhandel ist für die Netzreserve somit nicht die Regelzone als maßgeblicher räumlicher Bereich heranzuziehen.

Entscheidend ist dafür die Lage der beobachteten bzw. erwarteten Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz, die im Rahmen der jährlichen Systemanalyse identifiziert werden. Dem folgend sind Leistungserhöhungen von Erzeugern bzw. Reduktion des Bezugs flexibler Verbraucher im geographischen Bereich Zentral- und Ost-Österreichs bzw. in den direkt angrenzenden Regionen im östlichen Ausland notwendig.

Für die Teilnahme an den Ausschreibungen wurde zudem festgelegt, dass die Einspeisung bzw. Entnahme der Energie einer potenziellen Anlage überwiegend (zu mehr als zwei Drittel) in das bzw. aus dem Übertragungsnetz der APG oder in ein Übertragungsnetz, das mit der APG-Regelzone unmittelbar galvanisch verbunden ist, zu erfolgen hat.

Die Einspeisung bzw. Entnahme von Energie jeder Netzreserve(teil)anlage in das bzw. aus dem 380/220-kV-Übertragungsnetz der APG bzw. in das 380/220-kV-Übertragungsnetz, das mit der APG-Regelzone unmittelbar galvanisch verbunden ist, hat weiters überwiegend (zu mehr als zwei Drittel) in dem in nachstehender Grafik hervorgehobenen Netzbereich zu erfolgen. Der daraus resultierende räumliche Markt ist in Abbildung 1 dargestellt. Aufgrund neuer Erkenntnisse im Zuge der Simulationen der zweiten Systemanalyse kam es im Vergleich zur ersten Systemanalyse zur Erweiterung des zulässigen Netzbereichs um den in Abbildung 1 gelb markierten Bereich südlich des Netzknotens St. Peter. Daraus resultierte eine Erweiterung des Angebotspotenzials um Salzburger Anlagen.

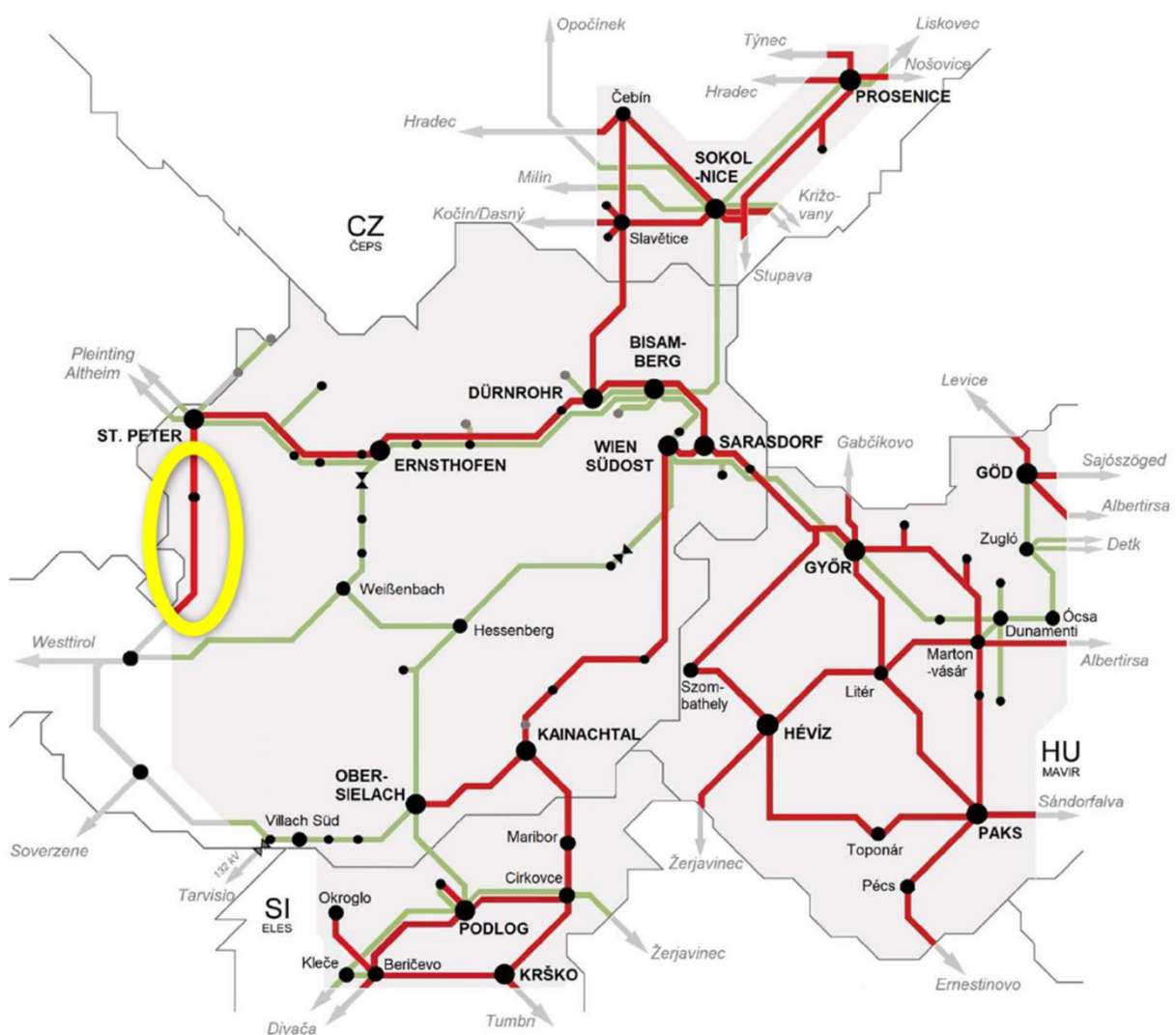


Abbildung 1: Räumliche Marktabgrenzung (vgl. Systemanalyse der Austrian Power Grid AG zur Ermittlung des österreichischen Netzreservebedarfs im Zeitraum Q4 2023 - Q3 2025)

3.2.1 Wirksamkeit

Anzumerken ist, dass je nach geographischer Lage für gewisse ausländische Anlagen die sogenannte standortabhängige netztechnische Wirksamkeit miteinzubeziehen ist. Der wirksame Leistungsbeitrag zur Bedarfsdeckung wird mittels der angegebenen Netzreserveleistung P sowie dem standortabhängigen Faktor k ermittelt:

$$P_{\text{Wirksam}} = P * k$$

Der Faktor k beträgt für die Regelzone APG und direkt angrenzende Netzknotten jedenfalls 1 (= 100%), während bei weiterer Entfernung eine abnehmende Wirksamkeit angenommen wird.

Dies stellt einen wettbewerbsreduzierenden Faktor für gewisse ausländische Anlagen dar. Die konkrete Wirksamkeit für betroffene Anlagen würde jedoch den Teilnehmern vor der Angebotslegung bekanntgegeben.

4 Wettbewerbliche Analyse

Der Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung lässt sich wie in Kapitel 3 beschrieben nach sachlichen, räumlichen und zeitlichen Kriterien klar abgrenzen. Darauf aufbauend sollen in diesem Kapitel Analysen hinsichtlich der Wettbewerbsstruktur und -intensität durchgeführt werden.

Es ist voranzustellen, dass bei der Beschaffung der Netzreserve das Pay-As-Bid-Verfahren angewandt wird. Ein Anbieter, der den Zuschlag erhält, bekommt genau den Preis, den er geboten hat. Ein höheres Gebot kann somit den Profit des Anbieters erhöhen, jedoch gleichzeitig die Wahrscheinlichkeit des Zuschlags reduzieren. Pay-As-Bid-Verfahren können in gewissen Situationen zu Ineffizienzen führen, vor allem wenn große Unsicherheit bzw. Informationsasymmetrie über die Kosten der Wettbewerber und den Markträumungspreis besteht. Es kann dazu kommen, dass Anbieter von der Teilnahme am Beschaffungsverfahren absehen, selbst wenn sie günstiger produzieren (bzw. den Verbrauch reduzieren) könnten als ihre Wettbewerber. Dies bevorteilt auch große Anbieter mit einem besseren Marktüberblick und macht somit eine genaue Wettbewerbsaufsicht umso essenzieller.

Folgend den gesetzlichen Vorgaben in § 23b Abs 10 EIWOG 2010 bezieht sich die Untersuchung auf Preisvergleiche, das gegebene Produktangebot und seine Nutzung, auf die Marktkonzentration sowie -struktur. Seit Inkrafttretens der relevanten gesetzlichen Vorgaben sind mittlerweile drei Ausschreibungen erfolgt (2021, 2022, 2023). Deren Ergebnisse und Daten werden als primäre Basis für die folgende Analyse herangezogen.

4.1 Stilllegungsmeldungen

Mit den jährlichen Stilllegungsmeldungen der Kraftwerksbetreiber beginnt der Beschaffungsprozess der Netzreserve. Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW sind bis zum 31. Jänner des jeweiligen Ausschreibungsjahres verpflichtet temporäre, saisonale und endgültige Stilllegungen ihrer Anlage dem Regelzonenführer verbindlich anzuzeigen. Basierend auf den verfügbaren Erfahrungswerten ist zunächst festzustellen, dass bisher fast ausschließlich

temporäre bzw. saisonale Stilllegungsmeldungen der österreichischen Erzeuger eingegangen sind.¹ Es zeigt sich im Zusammenhang mit den Stilllegungsmeldungen ein klares Saisonmuster – erhöhte Stilllegungen treten vor allem in den Sommermonaten auf. Dies ist auch auf die wärmegeführte Nutzung der zugrundeliegenden thermischer Erzeugungsanlagen (Wärme Kraftwerke) zurückzuführen, welche Wartungsarbeiten außerhalb der Heizperiode durchführen.

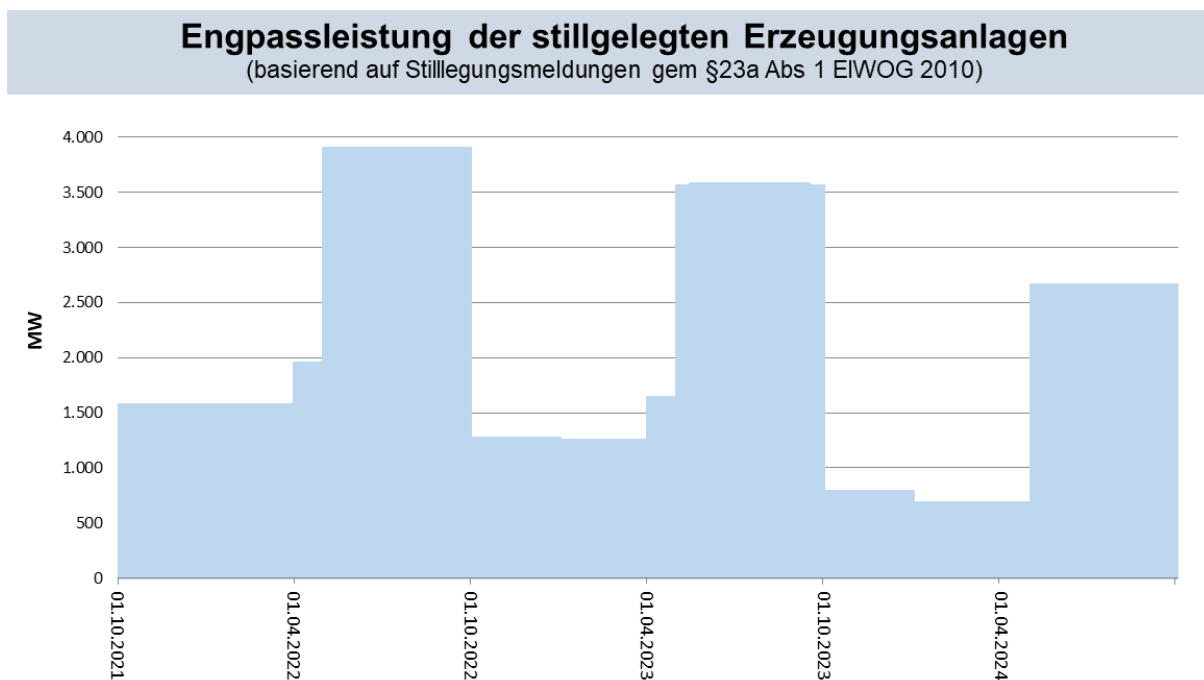


Abbildung 2: Tagesscharfe Darstellung der aggregierten Engpassleistung stillgelegter Erzeugungsanlagen

In Abbildung 2 wird die auf Tagesbasis aggregierte Engpassleistung der gemäß Stilllegungsmeldungen nicht verfügbaren Erzeugungsanlagen für die relevanten Produktzeiträume der Netzreserve-Ausschreibungen 2021-2023² dargestellt.³ Neben dem Saisonmuster zeigt sich dabei auch ein fallender Trend sowohl für Winter- als auch Sommerprodukt. Lag die aggregierte Engpassleistung der stillgelegten Erzeugungsanlagen im Winter 2021/22 noch bei über 1.500 MW, sank diese auf unter 700 MW im Winter 2023/24. Ein ähnliches Bild zeigt sich im Rahmen des Sommerprodukts – während die Stilllegungsmeldungen im Sommer 2022 im Aggregat noch bei etwa 3.900 MW lagen, reduzierte sich dieser Wert bis zum Sommer 2024 auf unter 2.700 MW. Diese Entwicklungen sind als Ausdruck

¹ Im relevanten Zeitraum von 2021 bis 2023 kam es lediglich zu zwei endgültigen Stilllegungsmeldungen von technisch geeigneten Erzeugungsanlagen. Es handelte sich um die Kraftwerksblöcke [vertrauliche Information] bzw. [vertrauliche Information]. Diese beiden Anlagen werden in Abbildung 2 als durchgängig stillgelegt dargestellt.

² In den genannten Ausschreibungen wurden die Produkte von Winter 2021/22 bis Sommer 2024 vergeben.

³ In dieser Darstellung werden lediglich jene Erzeugungsanlagen berücksichtigt, welche die technischen Kriterien erfüllten.

eines sich veränderten Marktumfelds zu verstehen. In den letzten Jahren verbesserten sich die Marktchancen von thermischen Kraftwerken im allgemeinen Stromgroßhandel merklich. Da im Markt operierende Anlagen für Redispatch-Maßnahmen grundsätzlich zur Verfügung stehen bzw. auch Redispatch-Notwendigkeiten verringern können, bedeutet der abnehmende Trend auch eine Reduktion der zu kontrahierenden Netzreserveleistung (ceteris paribus).

4.2 Angebot und Nachfrage

Nach erfolgter Stilllegungsmeldung können Betreiber von Erzeugungsanlagen sowie Anbieter von Verbrauchsanlagen oder zusammengelegter Pools ihr Interesse zur Teilnahme an der Netzreserve-Ausschreibung bekunden. Dieses Interessensbekundungsverfahren dient vor allem zur Prüfung der technischen Eignung der Anlagen und als erster Indikator für die Bedarfsdeckungsmöglichkeiten.

Für die hier durchgeführte wettbewerbliche Analyse wird jedoch das Angebot basierend auf den tatsächlich abgegebenen Angeboten der Anbieter in der jeweiligen Ausschreibung ausgewertet. Nachfrageseitig wird jener Netzreservebedarf herangezogen, der im Rahmen der Systemanalyse hergeleitet wurde und in der jeweiligen Ausschreibung gedeckt werden muss.⁴ In Tabelle 1 werden relevante Indikatoren für Angebot und Nachfrage dargestellt und nach Ausschreibung und Produkt (Sommer bzw. Winter) untergliedert.

Tabelle 1: Ausgewählte Indikatoren zu Angebot und Nachfrage im Rahmen der Netzreserve-Ausschreibungen 2021-23

Produkt	Ausschreibung 2021		Ausschreibung 2022		Ausschreibung 2023	
	Winter 2021/22	Sommer 2022	Winter 2022/23	Sommer 2023	Winter 2023/24	Sommer 2024
Anzahl der Anbieter	4-6	7-9	1-3	4-6	1-3	4-6
Angebotene Leistung (in MW)	[vertraulich]	[vertraulich]	[vertraulich]	[vertraulich]	[vertraulich]	[vertraulich]
Netzreservebedarf (in MW)	615	2.970	300	3.005	565	2.050
Angebotsüberschuss (in MW)	[vertraulich]	[vertraulich]	[vertraulich]	[vertraulich]	[vertraulich]	[vertraulich]

Angebotsseitig zeigen die dargelegten Indikatoren den gleichen fallenden Trend, der bereits im Zuge der Analyse der Stilllegungsmeldungen identifiziert wurde. Dies ist logisch dadurch begründet, als dass lediglich gemäß §23 Abs. 1 ElWOG 2010 stillgelegte Erzeugungsanlagen zur Teilnahme an den Netzreserve-Ausschreibungen berechtigt sind. Ein Rückgang der Stilllegungsmeldungen ist folglich einem Rückgang des Angebotspotenzials für die Deckung des Netzreservebedarfs gleichzusetzen.⁵ Daraus resultierten stetige Reduktionen der angebotenen Leistung über alle bisher erfolgten Ausschreibungen und Produkte. Wurden in der ersten Netzreserve-Ausschreibung 2021 noch

⁴ Im Falle mehrjähriger Kontrahierungen wird die bereits kontrahierte Leistung vom ausgewiesenen Netzreservebedarf der jeweiligen Ausschreibung abgezogen.

⁵ Dabei ist zu beachten, dass durch den Rückgang von Stilllegungsmeldungen höhere Marktkapazitäten im Großhandel verfügbar sind, welche wiederum den Netzreservebedarf senken (ceteris paribus).

[vertrauliche Information] für das Winterprodukt 2021/22 bzw. [vertrauliche Information] für das Sommerprodukt 2022 angeboten, lag die angebotene Leistung im Rahmen der dritten Netzreserve-Ausschreibung 2023 bei lediglich [vertrauliche Information] für das Winterprodukt 2023/24 bzw. [vertrauliche Information] für das Sommerprodukt 2024. Es kam somit im Zeitraum von 2021 bis 2023 nicht nur zu mengenmäßigen Angebotsreduktionen im Ausmaß von [vertraulich] Prozent im Winterprodukt bzw. [vertraulich] Prozent im Sommerprodukt sondern auch zum vollständigen Rückzug von Netzreserve-Anbietern.

Gleichzeitig erhöhte sich dementsgegen der im Rahmen der jährlichen Systemanalysen festgestellte Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung von 3.140 MW im Winter 2021/22 bzw. 3.120 MW im Sommer 2022 auf 4.030 MW im Winter 2023/24 (+28 Prozent) bzw. 3.540 MW im Sommer 2024⁶ (+14 Prozent). Dabei ist anzumerken, dass diese Mindestbedarfe den Maximalwerten der kritischsten Netzsituationen für Winter bzw. Sommer im Rahmen der durchgeführten Simulationen der Systemanalyse entsprechen. Basierend auf diesem Mindestbedarf an sicher verfügbarer Leistung wird unter Berücksichtigung der Stilllegungsmeldungen der zu kontrahierende Netzreservebedarf ermittelt. Dies entspricht folglich jener Leistung, die zur Deckung der maximal erwarteten Redispatch-Maßnahmen erforderlich ist, aber ohne Kontrahierung nicht gesichert verfügbar wäre.

Der Netzreservebedarf, der in den jeweiligen Ausschreibungen zu decken war, ist in Tabelle 1 ersichtlich. Um einen ersten Eindruck über das Verhältnis von Angebot und Nachfrage in den Netzreserve-Ausschreibungen zu geben, wurde zudem der Angebotsüberschuss in den Produktzeiträumen 2021-2024 als Differenz zwischen angebotener Leistung und Netzreservebedarf berechnet. Auch anhand dieses Indikators zeigt sich ein erheblicher Rückgang im Zeitverlauf. In der letzten Ausschreibung 2023 überstieg die angebotene Leistung den zu deckenden Bedarf in einem geringen Ausmaß von [vertraulich] MW im Winterprodukt bzw. [vertraulich] MW im Sommerprodukt. In diesem Kontext ist auch zu erwähnen, dass es im Sommer 2023 trotz erfolgter Deckung des Netzreservebedarfs aufgrund unerwarteter Revisionsanpassungen zu Unterschreitungen des Mindestbedarfs flexibler Leistung kam, auf die der Regelzonenführer mit Einschränkungen der grenzüberschreitenden Handelsmöglichkeiten reagierte. Dies stellt aus Sicht der Regulierungsbehörde eine dauerhafte Einschränkung des Stromgroßhandelsmarktes dar und steht somit im Widerspruch der Vorgabe den Wettbewerb im Binnenmarkt möglichst nicht zu verfälschen

Es kann somit festgehalten werden, dass es sowohl aus Perspektive des Partialmarktes für Netzreserve als auch im Kontext negativer Rückwirkungen auf den allgemeinen Großhandelsmarkt zu bedenklichen Entwicklungen kam, die der Idealvorstellung effizienter Märkte entgegenstehen. Zur weiteren Einordnung dieser Ergebnisse werden weitere Wettbewerbsindikatoren untersucht.

⁶ Für Sommer 2023 wurde sogar ein noch höherer Wert von 3.990 MW ermittelt.

4.3 Wettbewerbsindikatoren

Des Weiteren sollen gängige Verfahren aus der Wettbewerbsökonomik zur Beurteilung der Marktstruktur, insbesondere der Marktkonzentration, herangezogen werden. Im Rahmen dieses Marktberichts wurden sowohl die allgemeine Marktkonzentration über alle Anbieter hinweg als auch die individuelle Marktposition des einzelnen Anbieters im Umfeld der Netzreserve untersucht.

4.3.1 Allgemeine Marktkonzentration

Als Maßzahlen der allgemeinen Marktkonzentration werden Konzentrationsraten und Herfindahl-Hirschman-Index auf die einzelnen Netzreserve-Ausschreibungen angewandt.

Die Konzentrationsrate (CR) definiert sich durch die Summe der Anteile einer wählbaren Anzahl (n) der größten Anbieter auf einem Markt gemäß der Formel:

$$CR_n = \sum_{i=1}^n S_i$$

Der Ausdruck S_i stellt den Anteil des i-ten Anbieters auf dem jeweiligen Markt dar, während n die Anzahl der für den Index betrachteten n größten Anbieter beziffert. Der CR-Wert kann prinzipiell zwischen null und hundert Prozent variieren, wobei stets gilt, dass ein höherer Prozentwert mit einem höheren Grad an Marktkonzentration einhergeht. Für die Analyse in diesem Bericht wurde die gängige Konzentrationsrate CR3 verwendet. Diese beschreibt den Marktanteil der drei größten Anbieter.

Die strukturelle Konzentration eines Marktes, unter Einbindung aller Teilnehmer, wird durch den ebenfalls weit verbreiteten Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) abgebildet. Diese Kennzahl berücksichtigt besonders die relative Größe der Anbieter untereinander bzw. die Verteilung der Anbieter. Der HHI wird als Quadratsumme der Marktanteile aller Anbieter auf dem Markt berechnet:

$$HHI = \sum_{i=1}^n S_i^2$$

Der Wertebereich des HHI reicht von 0 bis 10.000. Werte unter 1.500 werden allgemein als Indikator für einen nicht konzentrierten Markt gewertet. Werte zwischen 1.500 und 2.500 weisen auf einen konzentrierten Markt hin, während Werte über 2.500 einen stark konzentrierten Markt indizieren.

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der ermittelten Konzentrationsmaße CR3 und HHI im Zeitverlauf der ersten drei Netzreserve-Ausschreibungen untergliedert nach Produkten. Bereits im ersten Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung wurde darauf hingewiesen, dass sich anhand der Konzentrationsmaße im Rahmen der Ausschreibung 2021 das Bild eines stark konzentrierten Marktes, sowohl im Winter 2021/22 als auch Sommer 2022, ergab. Für das Winterprodukt zeigte sich dabei eine noch stärkere Marktkonzentration als für das Sommerprodukt. Diese bereits als kritisch zu beurteilende Wettbewerbssituation hat sich in weiterer Folge sogar noch erheblich verschlechtert. Anhand der abgegebenen Angebote der Netzreserve-Ausschreibung 2023 wurde ein Marktanteil von 100 Prozent der drei größten Anbieter im Winter

2023/24⁷ bzw. 90 Prozent im Sommer 2024 berechnet. Weiters liegen die aktuellen HHI-Werte bei 6.154 im Winter 2023/24 bzw. 3.851 im Sommer 2024.

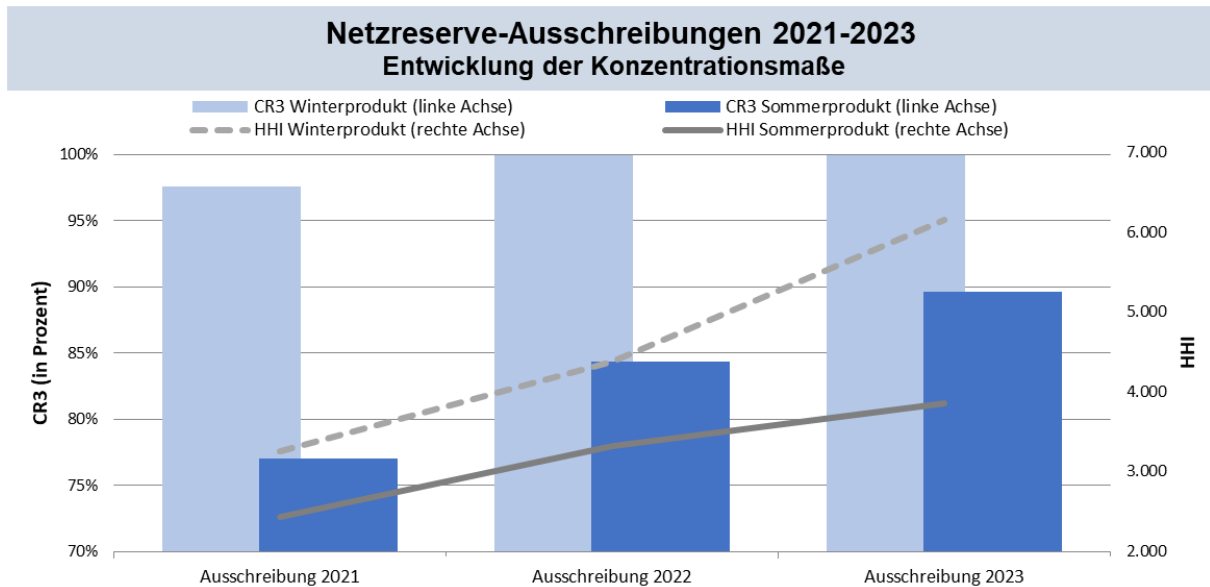


Abbildung 3: Entwicklung der Konzentrationsmaße im Rahmen der Netzreserve-Ausschreibungen 2021-23

4.3.2 Individuelle Marktposition

Aufgrund der äußerst starken allgemeinen Marktkonzentration ist es notwendig auch die individuelle Position der Anbieter näher zu prüfen. Dafür eignet sich der Residual-Supply-Index (RSI), eine weitere gängige Kennzahl in energie- sowie wettbewerbsökonomischen Analysen. Insbesondere bei preisunelastischer Nachfrage wie jener im Netzreservemarkt - d.h. die ermittelte Nachfrage muss jedenfalls bedient werden, unabhängig vom konkreten Preis - erklären Kennzahlen für die Konzentration des Marktes wie der HHI die Stellung von marktmächtigen Unternehmen meist nicht hinreichend. Der RSI bezeichnet das Verhältnis der angebotenen Kapazität, abzüglich der Kapazität des konkreten Anbieters, zur gesamten Nachfrage:

$$RSI_i = \frac{C - c_{ni}}{D}$$

Der Wert C stellt im konkreten Fall die Gesamtleistung⁸ der Angebote (in MW) dar, wobei c die Summe der angebotenen Leistung eines bestimmten Anbieters i beziffert. Der RSI gibt somit in dieser Spezifikation bei einem Wert unter Eins an, dass ein bestimmter Anbieter zur Deckung der Nachfrage absolut notwendig (pivotal) ist. Der RSI gibt somit Auskunft darüber, ob der Bedarf auch ohne die Leistung des konkreten Anbieters i hätte gedeckt werden können.

⁷ [vertrauliche Information]

⁸ Summe der Engpassleistung aller abgegebener Angebote über alle Anbieter hinweg

Nachdem bereits die Analyse der allgemeinen Marktkonzentration die Situation im Netzreservemarkt als äußerst stark konzentriert ausweist, zeigen die berechneten RSI-Werte im Rahmen der weiteren Ausschreibungen, dass sich die Thematik betreffend pivotaler Anbieter verschlimmert hat.⁹ Unter derartigen Bedingungen ist davon auszugehen, dass die Anbieter keinen hinreichenden Wettbewerbsanreizen zur effizienten Preisbildung unterstehen.

4.4 Preise

Netzreserveanbieter legen ihre Angebote unter Angabe der Anlage¹⁰ samt damit einhergehender Leistung (in MW), dem jeweiligen Produktangebot¹¹ und dem Angebotswert (in EUR). Unter Berücksichtigung von Leistung, Produktdauer und Angebotswert können die Angebote preislich verglichen werden. Gemäß § 23b. Abs. 5 ElWOG 2010 werden die eingelangten Angebote zusätzlich auf Basis des Referenzwertes überprüft, welcher einem mengengewichteten Durchschnitt der Angebote entspricht.¹² Dieser Referenzwert (in EUR/MW/Monat) eignet sich besonders gut, um die preisliche Entwicklung im Rahmen der Netzreserve-Ausschreibungen zu erörtern.

In Tabelle 2 werden die ermittelten Referenzwerte der ersten drei Ausschreibungen 2021-23 dargestellt.¹³ Ausgehend von einem initialen Referenzwert von [vertraulich] EUR/MW/Monat stieg dieser in der zweiten Ausschreibung 2022 in einem beträchtlichen Ausmaß auf [vertraulich] EUR/MW/Monat ([vertraulich] Prozent) und ging in der Ausschreibung 2023 auf [vertraulich] EUR/MW/Monat zurück ([vertraulich] Prozent im Vergleich zu 2022 bzw. [vertraulich] Prozent im Vergleich zu 2021). Für eine Vorhalteleistung¹⁴ sind derartige Preise beachtlich hoch einzustufen. Im Kontext der bereits festgestellten äußerst starken Marktkonzentration und der vorherrschenden pivotalen Stellung von Anbietern kann die Ausübung von Marktmacht mit entsprechenden Preisauflägen auf die Bereitstellungskosten der Anlagenbetreiber als wahrscheinlich angesehen werden. Zudem zeigt der Vergleich zur kostenbasierten Beschaffung vor 2021 deutlich geringere Durchschnittspreise¹⁵ im Vergleich zur marktbasieren Beschaffung, welche in diesem Marktbericht analysiert wird.

⁹ [vertrauliche Information]

¹⁰ Geeignete Erzeugungs- bzw. Verbrauchseinheiten oder Anlagenpools (Aggregatoren)

¹¹ Angebotene Produktdauer im Sinne der definierten Netzreserveprodukte

¹² Ohne Berücksichtigung der teuersten 10 Prozent der angebotenen Leistung

¹³ Basierend auf den Angeboten mit technischer Eignung der jeweils ersten Ausschreibungsrunde

¹⁴ Die tatsächliche Aktivierung durch einen entsprechenden Abruf für Engpassmanagement-Maßnahmen wird gesondert abgegolten.

¹⁵ Der Durchschnittswert für die Periode 2020/21 lag bei [vertraulich] EUR/MW/Monat (ohne Berücksichtigung von Opt-Out bzw. Drop-Out)

Tabelle 2: Preisliche Indikatoren der Netzreserve-Ausschreibungen 2021-23

	Ausschreibung 2021	Ausschreibung 2022	Ausschreibung 2023
Referenzwert (EUR/MW/Monat)	[vertraulich]	[vertraulich]	[vertraulich]
Signifikanz (Prozent)	100%	55%	55%
Signifikanzschwelle (EUR/MW/Monat)	[vertraulich]	[vertraulich]	[vertraulich]
Ausgeschlossene Angebote (Anzahl)	0-5	6-10	0-5

Im ersten Bericht der E-Control über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung wurde anhand einer Sensitivitätsanalyse empfohlen eine Signifikanz zwischen 55 Prozent und 70 Prozent zu verwenden. Dieser Empfehlung folgte der Regelzonenführer und wandte in den folgenden Ausschreibungen 2022 und 2023 jeweils eine Signifikanz von 55 Prozent bei der Beurteilung der Angebotswerte an. Diese deutliche Reduktion der preislichen Überschreitungsmöglichkeiten war wohl auch der Hauptgrund für die hohe Anzahl von ausgeschlossenen Angeboten in der Ausschreibung 2022 (vgl. Tabelle 2). Im Rahmen dieser zweiten Ausschreibung kam es auch erstmalig zur Durchführung einer zweiten Angebotsrunde. Dabei wurden die Anbieter durch den Regelzonenführer aufgefordert ihre Angebotswerte aus der ersten Runde zu adaptieren. Dadurch kam es zu teils erheblichen Reduktionen der Angebotswerte. Auch in der letzten Ausschreibung 2023 kam es zur Durchführung einer zweiten Runde und auch im Zuge dessen wurden günstigere Angebote gelegt. Diese Ergebnisse können als klares Indiz für das Vorhandensein strategischer Gebotsabgabe bzw. Ausübung von Marktmacht im Sinne von Angebotspreisen über den Bereitstellungskosten gewertet werden.

4.5 Potenzieller Wettbewerb

Die Erfahrungen der ersten drei Netzreserve-Ausschreibungen zeigen, dass das Anliegen durch die Schaffung eines diskriminierungsfreien und möglichst offenen Marktes alternative Angebotspotenziale zu schüren, bisher nicht erfolgreich war. Angebote durch flexible Nachfrager bzw. aggregierte Anlagenpools sind im Rahmen der Netzreserve-Ausschreibungen [vertrauliche Information]. In der aktuellen Form ist die Netzreserve vor allem als Instrument zur Erzielung zusätzlicher Vorhalteeerlöse thermischer Kraftwerke in Österreich zu bezeichnen. Anhand der räumlichen Marktabgrenzung (vgl. Abschnitt 3.2) wäre es zudem möglich, dass sich auch ausländische Anlagen am Netzreservemarkt beteiligen – in den ersten drei Ausschreibungen wurde [vertrauliche Information]. Über die konkreten Gründe für [vertrauliche Information] von ausländischen Anlagenbetreibern liegen keine belastbaren Informationen vor.

Wie in 4.2 festgestellt ist die deutliche Verschlechterung der Wettbewerbssituation im Netzreservemarkt auf rückläufige Stilllegungsmeldungen bzw. insgesamt bessere Marktchancen für thermische Kraftwerke und somit geringeres Netzreserve-Angebot durch Erzeuger bei weiterhin hoher Nachfrage durch den Regelzonenführer zurückzuführen. Aus heutiger Sicht existieren keine

marktlichen Tendenzen, welche eine grundlegende Änderung dieser Zustände nahelegen würden. Ohne die Zunahme alternativer Anbieter aus dem Ausland bzw. die Stärkung der Marktintegration von Verbrauchern und Anlagenpools, oder der Reduzierung des Bedarfs durch bspw. Netzausbaumaßnahmen oder dem Einsatz lastflusststeuernder Elemente, ist von keiner Besserung der bereits kritischen wettbewerblichen Rahmenbedingungen in der Netzreserve-Beschaffung auszugehen, zumal die aktuellen Analysen des Regelzonenführers keine Reduktion des zukünftigen Mindestbedarfs ausweisen. [vertrauliche Information].

4.6 Signifikanz

Gemäß § 23b Abs. 5 EIWOG 2010 soll die in den Ausschreibungen zur Anwendung kommende Signifikanz einer kritischen Prüfung durch die E-Control unterzogen werden und betreffend die Höhe dieses Parameters eine Empfehlung ausgesprochen werden. Aufgrund der bereits dargelegten äußerst starken Marktkonzentration und der vorherrschenden pivotalen Stellung von Anbietern (vgl. Abschnitt 4.3) wäre eine Erhöhung der Signifikanz jedenfalls kontraproduktiv. Auf Basis der Erfahrungswerte der ersten drei Ausschreibungen und aufgrund der Feststellung von homogenem Angebot durch thermische Kraftwerke ist aus Sicht der E-Control unter den derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen eine grundsätzliche Reduktion der zuletzt verwendeten Signifikanz von 55 Prozent erforderlich, um zusätzliche Wettbewerbsanreize zu schaffen und im Bedarfsfall auch das Instrument der Kostenprüfung umfassender anwenden zu können.

Zur empirischen Herleitung einer Empfehlung für die neu anzuwendende Signifikanz wird die preisliche Streuung der Angebote in den jeweils zweiten Runden der Ausschreibungen 2022 und 2023 herangezogen, da diese aufgrund der erfolgten Preisreduktionen als am besten geeignet angesehen werden, um die tatsächliche Heterogenität der Bereitstellungskosten des Produktangebots abzubilden. Basierend auf den spezifischen Angebotswerten¹⁶ der (in der zweiten Runde) ausgewählten Einzel- und Kombinationsangebote wird die Standardabweichung der jeweiligen Stichprobe ermittelt. Diese Standardabweichungen werden in Relation zu den Referenzwerten der zugrundeliegenden Ausschreibung gesetzt, um die zu gewährende Signifikanz zu ermitteln. Anhand dieser Herangehensweise ergibt sich eine Signifikanz von [vertraulich] Prozent anhand der Stichprobe der Ausschreibung 2022 bzw. [vertraulich] Prozent anhand der Stichprobe der Ausschreibung 2023. Daraus resultiert die Empfehlung der Regulierungsbehörde die Signifikanz der zukünftigen Ausschreibungen auf einen Wert zwischen 15 und 25 Prozent zu reduzieren.

4.7 Nutzung

Abschließend soll auch auf die tatsächliche Nutzung der kontrahierten Leistung im Rahmen der Netzreserve eingegangen werden. Dies stellt vor allem auch vor dem Hintergrund der bereits dargelegten wachsenden Angebotsknappheit im Netzreservemarkt einen Aspekt wachsender Dringlichkeit dar.

¹⁶ Der spezifische Angebotswert (in EUR/MW/Monat) entspricht einem vergleichbaren Monatswert, welcher sowohl Produktdauer, Revisionszeiten als auch notwendige Netzreserveleistung berücksichtigt.

Als Nutzung wird in diesem Kontext das Ausmaß bzw. die Häufigkeit von Redispatch-Maßnahmen in Form von tatsächlich erfolgten (zeitgleichen) Engpassmanagement-Abrufen durch den Regelzonenführer verstanden. Die letztverfügbaren vollständigen Daten beziehen sich hierbei auf das Jahr 2022. Der für die Ausschreibung Winter 2021/22 und Sommer 2022 maßgebliche Netzreservebedarf lag auf Basis der vorab durchgeführten Systemanalyse des Regelzonenführers bei 615 MW für das Winterprodukt bzw. 2.970 MW für das Sommerprodukt (vgl. Tabelle 1).

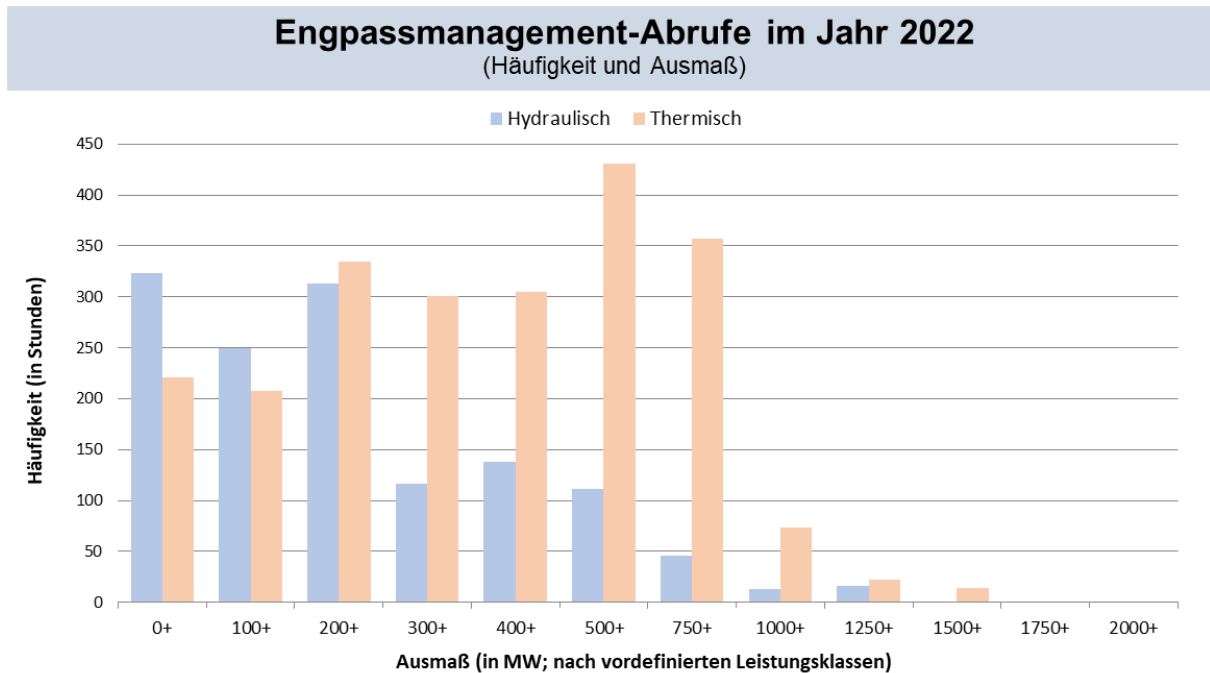


Abbildung 4: Häufigkeit und Ausmaß der zeitgleichen Engpassmanagement-Abrufe 2022

Abbildung 4 zeigt die Häufigkeit von Engpassmanagement-Abrufen (in Stunden) des Regelzonenführers im Jahr 2022, unterteilt nach dem Ausmaß dieser Abrufe (in MW nach vordefinierten Leistungsklassen), die durch hydraulische Wasserkraftwerke oder thermische Kraftwerke erbracht wurden. Wie bereits in den vorherigen Analysen dargelegt, dient die Netzreserve in ihrer aktuellen Form der Kontrahierung von thermischen Kraftwerken in Österreich. Folglich ist es für die Abschätzung der Nutzung des Produktangebots relevant, inwieweit thermische Kapazitäten für Redispatch-Maßnahmen zum Einsatz kamen. Dabei zeigt sich, dass die Spitzen von zeitgleichen Engpassmanagement-Abrufen durch thermische Kraftwerke im Jahr 2022 in einer überschaubaren Anzahl von Stunden auftraten - 14 Stunden in einem Ausmaß von 1.500 MW bis 1.750 MW bzw. 22 Stunden in einem Ausmaß 1.250 MW bis 1.500 MW. Im Vergleich dazu waren im Sommerprodukt thermische Kraftwerke in einem Ausmaß von 2.970 MW für die Netzreserve kontrahiert. Obwohl es sich dabei um eine Ex-Post-Betrachtung handelt und der Netzreservebedarf als Absicherung gegen die kritischste (erwartbare) Situation hergeleitet wird, die in dieser Form nur mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit eintritt, zeigt sich doch, dass der in der Systemanalyse ermittelte Bedarf an

Netzreserve jenen tatsächlich genutzten Bedarf bisher deutlich übertroffen hat.¹⁷ Aus diesem Grund ist auch zu prüfen inwieweit die bisherige Bedarfsermittlung anhand des identifizierten Maximalwertes durch eine probabilistische Herangehensweise ergänzt bzw. ersetzt werden kann. Weitere Analysen gemäß Art 13 Abs 4 der Verordnung (EU) 2019/943 sollten durch den Regelzonenführer jedenfalls durchgeführt werden, um bei der Bestimmung des Netzreservebedarfs die mögliche systematische Überschätzung aufgrund der angewandten Methodik in der Systemanalyse zu prüfen.

5 Erkenntnisse und Empfehlungen

Obwohl die Notwendigkeit der Netzreserve bestätigt werden kann, offenbart der zweite Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gravierende Mängel der Wettbewerbsintensität auf diesem Partialmarkt. Aufgrund besserer Marktchancen weisen die Stilllegungsmeldungen für österreichische Erzeugungsanlagen sowohl für Sommer- als auch Winterprodukt einen fallenden Trend im Zeitraum von 2021 bis 2023 auf. Daraus resultiert ein deutlich reduziertes Netzreserveangebot bei gleichzeitig hohem Redispatch-Bedarf. Unter diesen Rahmenbedingungen kam es im Zuge der ersten drei Ausschreibungen 2021-2023 zu weiteren Verschlechterungen der Wettbewerbssituation, welche durch die Ermittlung gängiger Indikatoren der allgemeinen Marktkonzentration und individuellen Marktposition nachdrücklich belegt wurden. Auch für künftige Ausschreibung ist von Angebotsknappheit auszugehen, sodass kein ausreichender Wettbewerbsdruck in der marktlichen Beschaffung gegeben scheint. Die Ergebnisse der preislichen Analyse legen zudem nahe, dass in den Ausschreibungen strategische Gebotsabgabe bzw. Ausübung von Marktmacht durch die Anbieter bereits auftritt. Potenzieller zusätzlicher Wettbewerbsdruck durch ausländische Anbieter bzw. flexible Verbrauchseinheiten und/oder Anlagenpools wurde bisher kaum ausgeübt.

Aus Sicht der E-Control lassen sich auf Basis der bisherigen Ausschreibungserkenntnisse und der durchgeführten Analysen folgende Empfehlungen ableiten.

Empfehlung an den Regelzonenführer gem. § 23b Abs. 5 EIWOG 2010:

- I. Basierend auf den durchgeführten empirischen Analysen empfiehlt die Regulierungsbehörde die Signifikanz gem. § 23b Abs. 10 EIWOG 2010 für die zukünftigen Ausschreibungen auf einen Wert zwischen 15 und 25 Prozent zu reduzieren.

Weitere Empfehlungen an den Regelzonenführer, die im Rahmen der geltenden Bestimmungen erfolgen können:

- II. Alle denkbaren marktlichen, netztopologischen und betrieblichen Optionen zur Verringerung der notwendigen Engpassmanagement-Maßnahmen (Redispatch) sind durch den Regelzonenführer zu prüfen und entsprechend offenzulegen.

¹⁷ Dies auch wenn die Annahme der revisionsbedingte Nichtverfügbarkeit des Regelzonenführers herangezogen wird.

- III. Der Regelzonenführer hat gemäß Art 13 Abs 4 der Verordnung (EU) 2019/943 einen jährlichen Bericht über Entwicklung, Wirksamkeit, Begründungen und Maßnahmen zu Redispatch-Mechanismen (Ex-Post-Analyse) zu erstellen und die Ergebnisse in seinen Prozessen, bspw. der Systemanalyse, Netzentwicklungsplan, Gebotszonen-Überprüfung, etc. zu verwenden. Hierbei ist auch die Entwicklung einer probabilistischen Herangehensweise zur Ermittlung des Netzreservebedarfs zu prüfen.
- IV. Die Ausschreibungsunterlagen sind durch den Regelzonenführer auf Eintrittshürden für flexible Nachfrager bzw. aggregierte Anlagenpools, sowie Anlagen aus dem Ausland zu prüfen.
- V. Anlagenbetreiber haben aufgrund der derzeitigen Ausgestaltung der Abgeltung nur bedingte Anreize ihre Revisionszeiten kurz zu halten und Verschiebungspotentiale zur Bedarfsdeckung bereit stellen zu können. Die Abgeltungslogik ist entsprechend anzupassen und in den Ausschreibungsunterlagen berücksichtigen.
- VI. Der Regelzonenführer veröffentlicht derzeit die Ergebnisse des Ausschreibungsverfahrens inkl. der Zuschläge auf seiner Webseite. Diese Information ist auf Basis der geltenden rechtlichen Bestimmungen nicht notwendig und hat das Potenzial, die derzeitige wettbewerbliche Situation negativ zu beeinflussen. Es ist zu prüfen, welche Informationen aus Transparenzgründen jedenfalls veröffentlicht werden sollen.

Empfehlungen an den Gesetzgeber, die legislative Anpassungen der geltenden Bestimmungen gem. § 23b. ElWOG 2010 erfordern würden:

- VII. Die Beschaffung des Netzreservebedarfs gemäß § 23b Abs. 2 bis 7 ElWOG 2010 ist in Fällen von Angebotsknappheit um eine generelle Möglichkeit der kostenbasierten Kontrahierung, sowie Prüfung der angemessenen Kosten durch die Regulierungsbehörde, zu erweitern.
- VIII. Als Eintrittshürden für flexible Nachfrager wurden insbesondere auch die langen Produktdauern, bzw. die im Verfahren sehr früh notwendige Verbindlichkeit einer Angebotsabgabe identifiziert (bspw. für ein Sommerprodukt mit deutlich über ein Jahr Vorlaufzeit). Geeignete Produkte sollten für flexible Nachfrager entwickelt und definiert werden.
- IX. Die Veröffentlichung des maximalen Netzreservebedarfs gem. § 23b Abs. 2 Z 1 ElWOG 2010 führt aufgrund des knappen Angebots tendenziell dazu, dass strategische Gebotsabgabe bzw. die Ausübung von Marktmacht begünstigt werden. Der Gesetzgeber sollte eine Anpassung dieser Bestimmung erwägen, sodass der maximale Netzreservebedarf nur ex-post oder gar nicht veröffentlicht wird.
- X. Die Berechnung des Referenzwertes gem. § 23b Abs. 5 ElWOG 2010 sollte dahingehend adaptiert werden, dass die Exklusion der teuersten 10% ausgeweitet wird (Anhebung des Prozentsatzes). Zusätzlich sollte eine Exklusionsmöglichkeit auf Basis der zeitlichen Veränderung je Anlage von einer zur nächsten Ausschreibung geschaffen werden.

**© Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
(E-Control)**

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien
Tel.: +43 1 24 7 24-0
Fax: +43 1 24 7 24-900
E-Mail: office@e-control.at
www.e-control.at
Twitter: www.twitter.com/energiecontrol
Facebook: www.facebook.com/energie.control

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten. Trotz sorgfältiger Prüfung sind Satzfehler und Irrtümer vorbehalten.