

D4.1

BERICHT

Regulatorische Rahmenbedingungen für Kapazitätsmärkte

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz
Katrín Burgstaller
Rudolf Kapeller
Sebastian Goers

AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Sarah Fanta

August 2025

INHALTSVERZEICHNIS

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	5
TABELLENVERZEICHNIS	5
EXECUTIVE SUMMARY.....	6
1 REGULATORISCHE EINSCHÄTZUNG VON KAPAZITÄTSMCHANISMEN	7
1.1 KAPAZITÄTSMCHANISMEN IM EUROPÄISCHEN STROMRECHT	7
1.2 EINSCHLÄGIGE EUROPÄISCHE RECHTSGRUNDLAGEN IM ZUSAMMENHANG MIT KAPAZITÄTSMCHANISMEN.....	7
1.3 DEFINITIONEN IM ZUSAMMENHANG MIT KAPAZITÄTSMCHANISMEN.....	8
1.4 ZWISCHENERGEBNIS.....	10
1.5 VORAUSSETZUNGEN FÜR DIE EINFÜHRUNG EINES KAPAZITÄTSMCHANISMUS.....	10
1.5.1 <i>Vorabprüfung der Anforderungen für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus</i>	<i>11</i>
1.5.2 <i>Schritt 1: Beobachtung und Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen in einem Mitgliedsstaat (Art 20 Abs 1 leg cit)</i>	<i>11</i>
1.5.3 <i>Schritt 2: Ermittlung der Bedenken (Art 20 Abs 2 leg cit)</i>	<i>11</i>
1.5.4 <i>Schritt 3: Entwicklung und Veröffentlichung eines Umsetzungsplans mit Maßnahmen (Art 20 Abs 3 leg cit)</i>	<i>12</i>
1.5.5 <i>Zeitpunkt der Umsetzung eines Kapazitätsmechanismus zur Unterstützung der nationalen Versorgungssicherheit</i>	<i>14</i>
1.5.6 <i>Zeitraumen für einen Kapazitätsmechanismus</i>	<i>15</i>
1.5.7 <i>Einzuhaltende Gestaltungsgrundsätze für Kapazitätsmechanismen</i>	<i>15</i>
1.5.8 <i>Anforderungen in Bezug auf CO₂-Emissionsgrenzwerte.....</i>	<i>17</i>
1.5.9 <i>Zusammenfassung des Verfahrens für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus .</i>	<i>18</i>
1.6 BEIHLIFERECHTLICHER RAHMEN FÜR KAPAZITÄTSMCHANISMEN	19
1.7 ZWISCHENERGEBNIS ZUM BEIHLIFERECHTLICHEN RAHMEN FÜR KAPAZITÄTSMCHANISMEN.....	24
1.8 EXKURS: „CLEAN INDUSTRIAL DEAL“	26
1.9 EXKURS: VEREINFACHUNG DES VERFAHRENS.....	26
1.10 EXKURS: BESTEHENDE MECHANISMEN IM NATIONALEN STROMMARKT.....	26
1.11 EXKURS: RECHTLICHE GRENZEN UND VERWANDTE RECHTSGEBIETE	28

2	ALTERNATIVLÖSUNGEN	31
2.1	PICASSO / MARI	31
2.1.1	Regelenergie	31
2.1.1.1	Regelenergiemarkt in Österreich	32
2.1.1.1.1	Plattform	32
2.1.1.1.2	Teilnahmebedingungen	32
2.1.1.1.3	Ausschreibungen	33
2.1.1.1.4	Teilnehmer	34
2.1.1.1.5	Kosten	34
2.1.1.2	Europäischer Regelenergiemarkt	35
2.1.1.2.1	MARI	36
2.1.1.2.1.1	Teilnehmer	36
2.1.1.2.1.2	Funktionsweise	36
2.1.1.2.2	PICASSO	38
2.1.1.2.2.1	Teilnehmer	38
2.1.1.2.2.2	Funktionsweise	39
2.1.2	MARI und PICASSO im Rahmen der Kapazitätsmarktdiskussion	40
2.1.3	Harmonisierung im europäischen Kapazitätsmarkt: Chancen, Herausforderungen und Gefahren	41
2.2	STILLEGUNGSVERBOTE UND AUSSTIEGSPRÄMIEN	42
2.2.1	Stilllegungsverbote	42
2.2.1.1	Ausgewählte Beispiele aus der Praxis	44
2.2.1.2	Mögliche Kombination mit Kapazitätsmärkten	44
2.2.2	Ausstiegprämien	45
2.2.2.1	Ausgewählte Beispiele aus der Praxis	45
2.2.2.2	Mögliche Kombination mit Kapazitätsmärkten	46
2.2.3	Zusammenfassende Betrachtung	46
3	ANALYSE ORGANISATORISCHER ASPEKTE VON KAPAZITÄTSMÄRKTEN	49
3.1	VALUE OF LOST LOAD (VOLL), COST OF NEW ENTRY (CONE), ZUVERLÄSSIGKEITSSTANDARD (RS)	50
3.1.1	VOLL	51
3.1.2	CONE	52
3.1.3	Zuverlässigkeitsstandard	53
3.2	ÜBERSICHT VON ANGEWANDTEN PREISOBERGRENZEN IN KAPAZITÄTSMechanismen in EU-MITGLIEDSSTAATEN	54
3.2.1	Belgien	54

3.2.2	<i>Frankreich</i>	55
3.2.3	<i>Deutschland</i>	55
3.2.4	<i>Irland SEM</i>	56
3.2.5	<i>Italien</i>	56
3.2.6	<i>Polen</i>	56
3.2.7	<i>Finnland</i>	57
3.2.8	<i>Schweden</i>	58
3.3	ÜBERSICHT ZU BERECHNETEN VOLL, CONE, UND RS IN EU-MITGLIEDSSTAATEN.....	58
3.4	VORTEILE UND HERAUSFORDERUNGEN EINER EINHEITLICHEN PREISOBERGRENZE BEI EINEM EU-WEITEN KAPAZITÄTSMECHANISMUS	60

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	MARI accession roadmap.....	37
Abbildung 2:	MARI description.	37
Abbildung 3:	PICASSO accession roadmap.....	39
Abbildung 4:	PICASSO description.	40
Abbildung 5:	Einsatzebenen von Kapazitätsmärkten und derer Alternativlösungen	47
Abbildung 6:	Übersicht zum Zuverlässigkeitsstandard in EU-Ländern.....	59
Abbildung 7:	Übersicht zum Value of Lost Load in EU-Ländern	59
Abbildung 8:	Übersicht zum CONE verschiedener Technologien und EU-Länder	60

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 3-1:	Kapazitätsmärkte und deren Alternativlösungen (Stilllegungsverbote, Ausstiegsprämien) – Vergleich	48
--------------	---	----

EXECUTIVE SUMMARY

Im Rahmen des Projekts TeKaVe (Technologieneutrale Kapazitätsmechanismen für eine versorgungssichere Energiezukunft) wurde eine umfassende Analyse zu den regulatorischen, beihilferechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen für die Einführung von Kapazitätsmechanismen im nationalen bzw. europäischen Strommarkt durchgeführt. Ziel ist es, eine fundierte Entscheidungsgrundlage zur Ausgestaltung zukünftiger Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu schaffen – im Einklang mit den energie- und klimapolitischen Zielen der EU.

Die rechtliche Analyse in Kapitel 1 basiert auf der überarbeiteten Elektrizitätsbinnenmarktverordnung 2024 (EBM-VO 2024) sowie den Leitlinien für staatliche Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen 2022. Sie zeigt, dass die Einführung eines Kapazitätsmechanismus nur unter strengen Voraussetzungen zulässig ist – insbesondere bei nachgewiesener Ressourcenknappheit und regulatorischen Verzerrungen oder Marktversagen. Zunächst muss ein detaillierter Umsetzungsplan erstellt werden, der darauf abzielt, die identifizierten regulatorischen Verzerrungen und Fälle des Marktversagens zu beseitigen. Dieser Plan muss vom betroffenen Mitgliedstaat erstellt und von der EU-Kommission genehmigt werden. Während der Umsetzung des Plans kann ein (zeitlich begrenzter) Kapazitätsmechanismus eingesetzt werden. Emissionsgrenzwerte und technische Vorgaben stellen sicher, dass Kapazitätsmechanismen mit den europäischen Klimazielen vereinbar sind. Darüber hinaus werden Kapazitätsmechanismen beihilferechtlich genehmigt, um sicherzustellen, dass sie dem europäischen Energiebinnenmarkt nicht widersprechen. Ein Kapazitätsmechanismus unterstützt den betroffenen Mitgliedstaat, während dieser die Hemmnisse im nationalen Strommarkt durch die Maßnahmen des Umsetzungsplans beseitigt.

In Bezug auf mögliche Alternativen zu Kapazitätsmärkten werden in Kapitel 2 die Plattformen MARI und PICASSO – zentrale Bausteine des europäischen Regelenenergiemarktes – als potenzielle Infrastruktur für Kapazitätssicherung evaluiert, die jedoch als nicht zielführend eingestuft wird. Zudem wurden Stilllegungsverbote und Ausstiegsprämien als Steuerungsinstrumente analysiert. Diese Instrumente können gezielt eingesetzt werden, um unerwünschte Angebotsverzerrungen zu vermeiden bzw. gewünschte Flexibilitätsoptionen zu erhalten – insbesondere in Phasen des Systemumbaus. Die Alternativen eröffnen Handlungsspielräume für nationale Maßnahmen, die ohne vollständige Marktmechanismen auskommen und dennoch Versorgungssicherheit flankieren können.

Zudem wird die organisatorisch-technische Dimension der Kapazitätsmärkte in Kapitel 3 beleuchtet. Dabei stehen Kenngrößen wie der Value of Lost Load (VoLL), die Cost of New Entry (CoNE) sowie der Zuverlässigkeitsstandard (RS) im Zentrum. Diese Größen bilden das Fundament für die Bestimmung eines angemessenen Kapazitätsniveaus und für die wirtschaftliche Bewertung von Versorgungsrisiken. Die ländervergleichende Analyse zeigt, dass innerhalb der EU teils sehr unterschiedliche Methoden und Preisobergrenzen bestehen. Dies erschwert derzeit eine Harmonisierung, verweist aber auf die Notwendigkeit, bei der Entwicklung eines etwaigen EU-weiten Kapazitätsmechanismus auf nationale Besonderheiten Rücksicht zu nehmen.

1 REGULATORISCHE EINSCHÄTZUNG VON KAPAZITÄTSMECHANISMEN

Die regulatorische Analyse im Rahmen des Projekts TeKaVe umfasst die rechtlichen Anforderungen an die Einführung von Kapazitätsmechanismen im Sinne des europäischen Rechtsrahmens und behandelt unter anderem nationale Aspekte. Hierfür werden die einschlägigen europäischen und nationalen Regularien, relevante Literatur und Gesetzesmaterialien analysiert.

1.1 Kapazitätsmechanismen im europäischen Stromrecht

Der europäische Energiebinnenmarkt hinsichtlich des Stromsektors basiert auf den Rechtsgrundlagen der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung 2024 (EBM-VO 2024)¹ und der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2024 (EBM-RL 2024).²

Ziel des EU-Energiemarktes ist es, durch grenzüberschreitende Zusammenarbeit, Koordinierung und Integration die Energieversorgung zu sichern, die Preise zu senken und den Übergang zu einer klimaneutralen Wirtschaft zu unterstützen. In diesem Sinne umfasst das Ziel des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes, eine sichere, nachhaltige und bezahlbare Energieversorgung in Europa zu gewährleisten und gleichzeitig die Klimaziele der EU zu unterstützen.³ In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die Sicherheit der Energieversorgung in der Europäischen Union einen hohen Stellenwert einnimmt. Aufgrund der Ereignisse im Jahr 2022 wurde die Strommarktreform auf den Weg gebracht. Die Überarbeitung des Strommarktdesigns ist eine langfristige Maßnahme, die mit der Novellierung⁴ der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (ELBM-VO 2024) und der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (ELBM-RL 2024) einhergeht (siehe oben die aktuellen Rechtsgrundlagen).⁵

1.2 Einschlägige europäische Rechtsgrundlagen im Zusammenhang mit Kapazitätsmechanismen

Vorgaben zur Einführung eines Kapazitätsmechanismus in einem Mitgliedstaat finden sich in der ELBM-VO 2024, welche als EU-Verordnung grundsätzlich unmittelbare Anwendung findet. Im Rahmen der Strommarktreformen wurden auch die Anforderungen an die Einführung eines Kapazitätsmechanismus überarbeitet. Im Folgenden wird eine Analyse der aktuellen, überarbeiteten Bestimmungen zu Kapazitätsmechanismen vorgenommen, wobei punktuell

¹ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. 2019 L158/54 idF 2024 L1747/1.

² Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. 2019 L158/125 idF. 2024 L1711/1.

³ Vgl. dazu die Allgemeinen Grundsätze der europäischen Energiepolitik, unter: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/de/sheet/68/energiepolitik-allgemeine-grundsätze>.

⁴ Novellierung erfolgte durch die Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union (Text von Bedeutung für den EWR), Abl. L 2024/1747.

⁵ Vgl. die Website des europäischen Rates, Strommarktreform (22. Mai 2024) unter: <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/electricity-market-reform/>.

Bezug auf jene Punkte genommen wird, die sich im Vergleich zur vorherigen Fassung geändert haben.

Im Zuge der Analyse werden nicht nur die einschlägigen Rechtsgrundlagen, wie oben angeführt, herangezogen, sondern auch die von der Kommission ausgegebenen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (kurz: Leitlinien für Energiebeihilfen 2022)⁶. Grundsätzlich sind staatliche Beihilfen nach Art. 107 Abs. 1 des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) verboten, wobei Ausnahmen von diesem Verbot bestehen. Dies kann entweder durch die Gruppenfreistellungsverordnung erfolgen oder die angemeldeten staatlichen Beihilfen nach Art. 108 Abs. 3 AEUV werden durch die Kommission genehmigt. Die oben angeführten Leitlinien geben darüber Aufschluss, wie die Kommission prüfen wird, ob die angemeldete Beihilfe mit dem Binnenmarkt vereinbar ist. Der Anwendungsbereich dieser Leitlinien erfasst unter anderem Beihilfen zur Förderung wirtschaftlicher Tätigkeiten im Energiesektor (gem. Art. 107 Abs. 3 lit. C AEUV).⁷ In der Analyse werden die einschlägigen Passagen der Leitlinien hinsichtlich Kapazitätsmechanismen herangezogen.⁸

1.3 Definitionen im Zusammenhang mit Kapazitätsmechanismen

Mit der Novellierung der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung wurde die Definition zu Kapazitätsmechanismen überarbeitet. Gemäß Art. 2 Z. 22 EBM-VO 2024 wird „*eine Maßnahme zur Erreichung des notwendigen Maßes an Angemessenheit der Ressourcen, in deren Rahmen Ressourcen für ihre Verfügbarkeit vergütet werden, mit Ausnahme von Systemdienstleistungen betreffenden Maßnahmen oder Engpassmanagement*“ als ein **Kapazitätsmechanismus** bezeichnet.

Rückblick: In der vorherigen Definition⁹ wurde der Kapazitätsmechanismus noch als eine „*vorübergehende*“ Maßnahme bezeichnet. Infolge der Novellierung wurde diese zeitliche Begrenzung in der Definition aufgehoben.

Die neue Definition lässt sich in drei Bereiche teilen, die den Zweck näher beschreiben.

- a) Der erste Bereich der Definition bezieht sich darauf, dass die Maßnahme einen gewissen Zweck verfolgen muss. Dieser ist die Erreichung des notwendigen Maßes an Angemessenheit der Ressourcen. Die Angemessenheit der Ressourcen ist ein unbestimmter Gesetzesbegriff, der einer näheren Auslegung bedarf.
- b) Der zweite Bereich bezieht sich auf die Vergütung, die sich auf das Bereithalten von Kapazitäten bezieht.

⁶ MITTEILUNG DER KOMMISSION, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (2022/C 80/01) abrufbar unter: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03)&from=EN), 11.09.2024).

⁷ Siehe dazu Abs. 12 Leitlinien für Energiebeihilfen 2022.

⁸ Für die vorliegende Analyse wurden nur jene Kapitel und Passagen der Leitlinien herangezogen, die für die beihilferechtliche Genehmigung von Kapazitätsmechanismen relevant sind und hier angeführt wurden. Es wurden keine weiteren Beihilferegeln in Betracht gezogen.

⁹ Legaldefinition der EBM-VO 2019 lautete „Kapazitätsmechanismus“ bezeichnet eine „*vorübergehende Maßnahme* zur Erreichung des notwendigen Maßes an Angemessenheit der Ressourcen, in deren Rahmen Ressourcen für ihre Verfügbarkeit vergütet werden, mit Ausnahme von Systemdienstleistungen betreffenden Maßnahmen oder Engpassmanagement“ (Art. 2 Z 22 EBM-VO 2019)

- c) Der dritte Bereich bezieht sich auf Ausnahmen, die nicht zu den Kapazitätsmechanismen gehören dürfen, nämlich Maßnahmen der Systemdienstleistungen oder Engpassmanagement.

Für den Rechtsbegriff „**Angemessenheit der Ressourcen**“ gibt es in der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung keine Legaldefinition. Der betreffende Rechtsbegriff findet sich in einem eigenständigen Kapitel des Rechtsakts, der den rechtlichen Rahmen für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus in einem Mitgliedstaat spannt. Des Weiteren wird der Begriff in weiteren Bestimmungen dieses Kapitels verwendet, wobei an diesen Begriff Voraussetzungen geknüpft werden.

Eine Legaldefinition des Begriffes findet sich nicht in der Verordnung, sondern vielmehr in den Leitlinien für Energiebeihilfen 2022. In den Leitlinien findet sich eine Begriffsbestimmung zu „Angemessenheit der Ressourcen“: Demnach sind dies *„erzeugte Kapazitäten, die als angemessen erachtet werden, um in einem bestimmten Zeitraum die Nachfrage in einer Gebotszone zu decken; dabei wird ein konventioneller statistischer Indikator zugrunde gelegt, der von Organisationen verwendet wird, die von der Union als Institutionen mit maßgeblicher Bedeutung für die Schaffung des Elektrizitätsbinnenmarkts anerkannt sind (z. B. das Europäische Netz der Übertragungsnetzbetreiber (Strom) (ENTSO-E)“*.

Im Auftrag des BMWK wurde ein Monitoringbericht zur Angemessenheit der Ressourcen für Deutschland erstellt, welcher hier für die Auslegung des Begriffs herangezogen werden kann. Im Zuge dieses Projektes wurde eine Methodik angewendet, die in wesentlichen Teilen den Anforderungen der EU-Strommarktverordnung 2019/943 entspricht. Für das Projekt wurde die Angemessenheit der Ressourcen wie folgt festgelegt: *„Unter Angemessenheit der Ressourcen (aus dem Englischen: ‚resource adequacy‘) als einem Aspekt von Versorgungssicherheit wird in diesem Bericht die langfristige Sicherung des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch im Stromversorgungssystem im Sinne eines ständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt verstanden. Demnach ist die Angemessenheit der Ressourcen auf dem Strommarkt gegeben, wenn stets diejenigen Nachfrager elektrische Energie beziehen können, deren Zahlungsbereitschaft (Nutzen) größer als oder gleich groß wie der Marktpreis (Kosten) ist.“*¹⁰

Anhand der Leitlinien und unter Berücksichtigung des Monitoringberichts stellt die Begriffsdefinition vielmehr eine Herangehensweise dar, die sich an den Bedürfnissen und Gegebenheiten von Gebotszonen orientiert, in denen die verfügbaren Kapazitäten mit der Nachfrage innerhalb eines bestimmten Zeitraums übereinstimmen. Der Wert, der die Angemessenheit der Ressourcen beschreibt, kann für jede Gebotszone unterschiedlich ausfallen. Folglich kann sich für jeden Mitgliedstaat ein individueller Schwellenwert ergeben.

Die Vorgehensweise für die Einschätzung, ob eine Angemessenheit der Ressourcen in einem Mitgliedstaat besteht, wird in Art. 20 Abs. 1 der EBM-VO 2024 beschrieben. Ein Mitgliedstaat hat die Angemessenheit der Ressourcen in seinem Hoheitsgebiet zu beobachten, auf der Grundlage der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene

¹⁰ Vgl. BMWK, Projektbericht Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten Projekt Nr. 047/16, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/angemessenheit-der-ressourcen-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

nach Art 23 leg cit. Die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene erfolgt durch ENTSO (Strom).¹¹ So wie es auch in der Begriffsdefinition der Leitlinien für Energiebeihilfen 2022 beschrieben wurde.

1.4 Zwischenergebnis

Die Schlussfolgerung hieraus ist, dass ein Kapazitätsmechanismus eine Maßnahme darstellt, die je Gebotszone individuell auf die Angemessenheit der Ressourcen abzielt. Grundsätzlich existieren keine Einschränkungen bezüglich der Art und Weise, wie die Kapazitäten für einen Kapazitätsmechanismus vorzuhalten sind. Es besteht lediglich die Einschränkung, dass es sich hierbei nicht um Maßnahmen der Systemdienstleistungen oder des Engpassmanagements handeln darf. Infolgedessen müssen die Voraussetzungen für die Einführung eines Kapazitätsmarktes bzw. entsprechender Kapazitätsmechanismen im Weiteren dargelegt werden. Hinsichtlich der Beobachtung der Angemessenheit der Ressourcen im eigenen Hoheitsgebiet ist für die Mitgliedstaaten unmittelbar aufgrund der Verordnung anwendbar und benötigt keine Umsetzung ins nationale Recht.

1.5 Voraussetzungen für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus finden sich in dem Kapitel „Angemessenheit der Ressourcen“ der EBM-VO 2024. Dieses Kapitel umfasst folgende Bestimmungen zur Einführung von Kapazitätsmärkten:

- Art. 20 leg cit **„Angemessenheit der Ressourcen im Elektrizitätsbinnenmarkt“**
 - Darin wird beschrieben, wie die Vorprüfung für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus zu erfolgen hat. Dies ist in mehreren Schritten durchzuführen.
- Art. 21 leg cit **„Allgemeine Grundsätze für Kapazitätsmechanismen“**
- Art. 22 leg cit **„Gestaltungsgrundsätze für Kapazitätsmechanismen“**
- Art. 23 leg cit **„Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene“**
- Art. 24 leg cit **„Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene“**
- Art 25 leg cit **„Zuverlässigkeitsstandard“**
- Art. 26 leg cit **„Grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen“**
- Art. 27 leg cit **„Genehmigungsverfahren“**
 - Dies sind jene Vorschläge, auf die ENTSO (Strom) Anwendung findet und auf die in anderen Bestimmungen des Art 27 leg cit verwiesen wird. Dies betrifft im Wesentlichen die Tätigkeiten der ACER.

Im Folgenden wird nur auf die oben genannten Bestimmungen eingegangen, die für die Bearbeitung des Projektes von wesentlicher Bedeutung sind.

¹¹ Vgl. Präsentation Krismer, Versorgungssicherheit 2030+: Österreichs Nationale Studie zur Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen, APG, APG-Marktforum 16.04.2024.

1.5.1 Vorabprüfung der Anforderungen für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus

Die oben angeführten Bestimmungen umfassen einerseits die Anforderungen für die Begründung von Kapazitätsmechanismen sowie andererseits die Regeln für die Durchführung solcher Maßnahmen. In Summe ergeben sich daraus Voraussetzungen für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus sowie Grundsätze, die hierbei beachtet werden müssen. Im Folgenden wird dies als Schritte für die Vorprüfung beschrieben.

1.5.2 Schritt 1: Beobachtung und Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen in einem Mitgliedsstaat (Art 20 Abs 1 leg cit)

Die Ermittlung bzw. Feststellung des fehlenden Ausmaßes der Angemessenheit der Ressourcen bildet die Grundlage für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus.

Für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus ist eine Vorprüfung durchzuführen. In dieser Vorprüfung **beobachtet der Mitgliedsstaat die Angemessenheit der Ressourcen in ihrem Hoheitsgebiet anhand der Abschätzung der Angemessenheit** der Ressourcen auf europäischer Ebene nach Art 23 leg cit. Ergänzend dazu können die Mitgliedstaaten auch eine Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene nach Art 24 leg cit durchführen.

Es gehen auch die Leitlinien davon aus, dass man den Nachweis der Erforderlichkeit von Kapazitätsmechanismen auch auf nationale Abschätzungen der Ressourcenangemessenheit stützen kann. Dies kann auch bei anderen Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, einschließlich Netzengpassmaßnahmen, durchgeführt werden.¹²

Ergeben sich anhand dieser Abschätzung und Beobachtung Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen, so sind weitere Schritte zu setzen, bevor ein Kapazitätsmechanismus eingesetzt werden darf. Diese weiteren Schritte 2 und 3 werden nachfolgend dargelegt.

1.5.3 Schritt 2: Ermittlung der Bedenken (Art 20 Abs 2 leg cit)

Ergeben sich bei der **Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen** auf europäischer Ebene nach Art. 3 leg cit oder auf nationaler Ebene nach Art. 24 leg cit **Bedenken** bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen, so **ermittelt der betroffene Mitgliedsstaat alle regulatorischen Verzerrungen oder Fälle von Marktversagen**, die zum Entstehen der Bedenken beigetragen oder diese Bedenken verursacht haben. Aus der Verordnung geht nicht hervor, wie solche regulatorischen Verzerrungen oder Fälle von Marktversagen konkret ermittelt werden können. Allerdings wird in dieser Bestimmung deutlich, dass bei der Ermittlung insbesondere jene Aspekte untersucht, werden sollten, die zum Entstehen der Bedenken beigetragen oder diese verursacht haben. Zudem gibt der Schritt 3 Hinweise darauf,

¹² Rn 333 der Leitlinien lautet wie folgt „Die Mitgliedstaaten können sich zum Nachweis der Erforderlichkeit von Kapazitätsmechanismen auch auf nationale Abschätzungen der Ressourcenangemessenheit stützen, soweit dies nach Artikel 24 der Verordnung (EU) 2019/943 zulässig ist. Bei anderen Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, einschließlich Netzengpassmaßnahmen, können sich die Mitgliedstaaten auch auf eine nationale Abschätzung der Erforderlichkeit der vorgeschlagenen Maßnahme stützen. Die unter dieser Randnummer genannten nationalen Abschätzungen sollten von der zuständigen nationalen Regulierungsbehörde entweder genehmigt oder überprüft werden.“

welche Aspekte besonders in Betracht gezogen werden müssen, um die Bedenken der Angemessenheit der Ressourcen zu beseitigen.

1.5.4 Schritt 3: Entwicklung und Veröffentlichung eines Umsetzungsplans mit Maßnahmen (Art 20 Abs 3 leg cit)

Sollte festgestellt worden sein, dass Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen bestehen, so hat der **betroffene Mitgliedstaat im Rahmen des beihilferechtlichen Genehmigungsverfahrens einen Umsetzungsplan zu entwickeln und zu veröffentlichen**¹³. Dieser **Umsetzungsplan hat einen Zeitplan für die Verabschiedung von Maßnahmen zur Beseitigung ermittelter regulatorischer Verzerrungen oder von Fällen von Marktversagen** zu enthalten. Um die Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen anzugehen, sind insbesondere den in Art. 3 genannten Grundsätzen Rechnung zu tragen und eine abschließende Auflistung von Themen in Betracht zu ziehen. Art. 3 der EBM-VO 2024 umfasst eine abschließende Auflistung von Grundsätzen für den Betrieb der Elektrizitätsmärkte, die unter anderem von den Mitgliedstaaten, Regulierungsbehörden, Übertragungsnetzbetreibern, Verteilernetzbetreibern, und weiteren Akteuren einzuhalten sind. Die in Betracht zu ziehenden weiteren Themen sind folgende:

- a) die Beseitigung **regulatorischer Verzerrungen**,
- b) die Aufhebung von **Preisobergrenzen** gem. Art. 10 leg cit,
 - a. Art. 10 leg cit bezieht sich auf technische Gebotsgrenzen, wobei es auf Großhandelsstrompreise weder eine Obergrenze noch eine Untergrenze hinsichtlich des Preises geben soll.
- c) die **Einführung** einer Funktion für die **Knappheitspreisbildung** bei Regularbeit im Sinne von Art 44 Abs 3 der sog. Regelenenergie-Verordnung (Verordnung (EU) 2017/2195¹⁴),
 - a. Dieser Verweis beinhaltet allgemeine Grundsätze bezüglich Abrechnungsgrundsätze und lautet wie folgt: *„Jeder ÜNB kann einen Vorschlag für einen zusätzlichen, von der Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen getrennten Abrechnungsmechanismus zur Abrechnung der Beschaffungskosten für Regelleistung gemäß Kapitel 5 dieses Titels, der Verwaltungskosten und sonstiger durch den Systemausgleich bedingter Kosten entwickeln. Der zusätzliche Abrechnungsmechanismus wird auf Bilanzkreisverantwortliche angewandt. Dies sollte vorzugsweise durch Einführung einer Funktion für die Knappheitspreisbildung erfolgen. Wählen die ÜNB einen anderen Mechanismus, sollten sie dies in dem Vorschlag begründen. Dieser Vorschlag bedarf der Genehmigung durch die zuständige Regulierungsbehörde“*.
- d) die **Erhöhung der Verbundkapazität und der Kapazität des internen Netzes** im Hinblick darauf, zumindest die in Art 4 lit. d Z 1 der sog. Governance-Verordnung (Verordnung (EU) 2018/1999¹⁵) genannte Verbundvorgabe zu erreichen,

¹³ Hier wird Bezug auf die Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 genommen.

¹⁴ VERORDNUNG (EU) 2017/2195 DER KOMMISSION vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, ABl. 2017 L312/6 idF. ABl. 2022 L147/27.

¹⁵ VERORDNUNG (EU) 2018/1999 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur

- a. Die Governance-Verordnung bezieht sich auf fünf Dimensionen der Energieunion, die eng miteinander verbunden sind und sich gegenseitig verstärken sollen. Art. 4 der Governance-Verordnung bezieht sich auf die Vorgaben zu dem integrierten nationalen Energie- und Klimaplan, wobei fünf verschiedene Dimensionen mit Zielen, Vorgaben und Beiträgen zu berücksichtigen sind. Eine dieser Dimensionen ist der „Energiebinnenmarkt“. Bei der Dimension „Energiebinnenmarkt“ wird unter anderem auf die Verbundfähigkeit der Stromnetze bezuggenommen, welche wie folgt beschrieben wird: *„das Maß der Verbundfähigkeit der Stromnetze, das der Mitgliedstaat bis 2030 unter Berücksichtigung der Stromverbundvorgabe von mindestens 15 % bis 2030 anstrebt, und zwar mit einer Strategie, bei der dieses Maß von 2021 an in enger Zusammenarbeit mit den betroffenen Mitgliedstaaten unter Berücksichtigung der Verbundvorgabe von 10 % bis 2020 anhand der Indikatoren für die gebotene Dringlichkeit von Maßnahmen auf der Grundlage der Differenz bei den Großhandelspreisen sowie der nominalen Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen im Hinblick auf deren Spitzenlast und auf die installierte Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien gemäß Anhang I Teil 1 Abschnitt A Nummer 2.4.1 festgelegt wird. Neue Verbindungsleitungen werden einer sozioökonomischen und umweltbezogenen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen und werden nur dann gebaut, wenn der mögliche Nutzen die Kosten übersteigt.“*¹⁶
- e) die **Ermöglichung** von Eigenerzeugung, Energiespeicherung, Laststeuerungsmaßnahmen und Energieeffizienz durch den Erlass von Maßnahmen zur Beseitigung ermittelter regulatorischer Hindernisse,
- f) die **Sicherstellung** der kosteneffizienten und marktbasierten Beschaffung von **Regelreserve und Systemdienstleistungen**,
- g) die **Abschaffung regulierter Preise**, sofern nach Art. 5 der EBM-RL 2024 (Richtlinie (EU) 2019/944) vorgeschrieben.
 - a. Dieser Verweis bezieht sich auf die Bestimmungen zu marktgestützten Lieferpreisen, wodurch es den *„Versorgern steht es frei, den Preis, zu dem sie ihre Kunden mit Elektrizität beliefern, zu bestimmen. Die Mitgliedstaaten ergreifen geeignete Maßnahmen, um für wirksamen Wettbewerb zwischen den Versorgern zu sorgen.“*¹⁷

Diese Aufzählung ist abschließend und nicht alternativ, sie ist daher in ihrer Gesamtheit im Umsetzungsplan zu berücksichtigen.

Der Umsetzungsplan inklusive Zeitplan, welcher die oben angeführten Punkte und Grundsätze berücksichtigt, ist gemäß Art. 20 Abs. 4 leg cit von dem betroffenen Mitgliedstaat der Kommission vorzulegen. Eine festgelegte zeitliche Beschränkung für den Umsetzungsplan mit Zeitplan lässt sich der Bestimmung nicht entnehmen. Binnen einer Frist von vier Monaten nach Erhalt des Umsetzungsplans hat die Kommission eine Stellungnahme abzugeben. Darin wird beurteilt, ob die Maßnahmen ausreichen, um die nach Absatz 2 festgestellten regulatorischen Verzerrungen oder Fälle von Marktversagen zu beseitigen. Weiters kann die Kommission den betroffenen Mitgliedstaat auffordern, die geplanten Maßnahmen zu ändern.¹⁸ Dieser

Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates, ABl. 2018 L328/1 idF. ABl. idF. 2023 L 1.

¹⁶ Art 4 lit. d Z 1 Governance-Verordnung.

¹⁷ Art. 5 Abs. 1 EBM-RL 2024

¹⁸ Art. 20 Abs. 5 EBM-VO 2024

Umsetzungsplan und die Stellungnahme der Europäischen Kommission werden bei der beihilferechtlichen Genehmigung des beantragten Kapazitätsmechanismus im Rahmen der Bewertung der Erforderlichkeit berücksichtigt.¹⁹ Wie dieser Umsetzungsplan konkret beurteilt wird, ist der Verordnung nicht zu entnehmen. Anschließend muss der Mitgliedstaat die Anwendung des Umsetzungsplans überwachen und die Ergebnisse der Überwachung bzw. Beobachtung in einem jährlichen Bericht an die Kommission veröffentlichen. Die Kommission gibt wiederum eine Stellungnahme dazu ab, ob die Umsetzungspläne in ausreichendem Maße durchgeführt und die Bedenken hinsichtlich ihrer Angemessenheit ausgeräumt wurden. Letztlich hat die Kommission noch ein weiteres Stellungnahmerecht, und zwar bezüglich der Frage, ob die Umsetzungspläne ausreichend umgesetzt und die Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit ausgeräumt wurden. Auch nachdem die Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen ausgeräumt wurden, haben die Mitgliedstaaten sich weiterhin an den Umsetzungsplan zu halten.²⁰

1.5.5 Zeitpunkt der Umsetzung eines Kapazitätsmechanismus zur Unterstützung der nationalen Versorgungssicherheit

Wie oben beschrieben benötigt es zunächst Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen sowie einen Umsetzungsplan mit einem Zeitplan samt Maßnahmen, die die ermittelten regulatorischen Verzerrungen oder Fälle von Marktversagen beseitigen sollen. In Art. 21 leg cit sind in weiterer Folge die allgemeinen Grundsätze für Kapazitätsmechanismen beschrieben, um einen Kapazitätsmechanismus in einem Mitgliedstaat einzuführen.

Laut Art. 21 Abs. 1 leg cit können Mitgliedstaaten während der Umsetzung der in Art. 20 Abs. 3 leg cit genannten Maßnahmen (im Sinne der staatlichen Beihilfen gemäß Art. 107, 108 und 109 AEUV²¹) einen Kapazitätsmechanismus einführen. Aufgrund des Begriffs „während“ ist darauf zu schließen, dass ein Kapazitätsmechanismus gleichzeitig mit den im Umsetzungsplan gemäß Art. 20 Abs. 3 leg cit genannten Maßnahmen umgesetzt werden kann. Es soll nämlich der Kapazitätsmechanismus eine Unterstützung dafür sein, bis die Hemmnisse im Strommarkt beseitigt wurden. Bevor jedoch ein Kapazitätsmechanismus eingeführt wird, muss noch Folgendes beachtet werden:

- Der jeweilige betroffene Mitgliedstaat hat vor der Einführung von Kapazitätsmechanismen eine umfassende Studie zu den möglichen Auswirkungen dieser Mechanismen auf die benachbarten Mitgliedstaaten durchzuführen, indem er mindestens die benachbarten Mitgliedstaaten mit direkter Netzverbindung und die Interessenträger dieser Mitgliedstaaten konsultiert.²²
- Nach Art. 21 Abs. 2 leg cit haben die Mitgliedstaaten zu beurteilen, ob die Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen mit einem Kapazitätsmechanismus in Form einer strategischen Reserve angegangen werden können. Sollte dies nicht der Fall sein, so können die Mitgliedstaaten eine andere Art von Kapazitätsmechanismus einsetzen.
- Weiters wird betont, dass kein Kapazitätsmechanismus eingeführt werden darf, wenn keine Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen (auf nationaler

¹⁹ Rn 339 lit d der Leitlinien für staatliche Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen 2022.

²⁰ Art. 20 Abs. 8 EBM-VO 2024

²¹ Diese Artikel beinhalten die rechtliche Basis für Staatliche Beihilfen in Bezug auf den Binnenmarkt; Vertrags über die Europäische Union und des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV)

²² Art. 21 Abs. 2 EBM-VO 2024.

und/oder europäischer Ebene) ermittelt wurden. Dies ergänzt im Wesentlichen nur die oberen Bestimmungen hinsichtlich Art. 20 leg cit.

- Die zeitliche Parallelität der Einführung von Kapazitätsmechanismen und Umsetzungsplan (gemäß Art. 20 leg cit) wird durch die Bestimmung hervorgehoben, dass die Mitgliedstaaten Kapazitätsmechanismen erst einführen dürfen, wenn die Kommission eine Stellungnahme zum Umsetzungsplan abgegeben hat.²³

Daraus ergibt sich eine Präferenz für eine bestimmte Art von Kapazitätsmechanismus, die bereits regulatorisch vorgegeben ist. Der betreffende Mitgliedstaat muss daher seine Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen, des Umsetzungsplans und des geplanten Kapazitätsmechanismus begründen und der Kommission zur Stellungnahme vorlegen. Dies wird in der Regel parallel durchgeführt, um eine rasche Genehmigung zu erleichtern.²⁴

1.5.6 Zeitrahmen für einen Kapazitätsmechanismus

Obwohl in der Definition der zeitliche Horizont eines **Kapazitätsmechanismus** angepasst wurde, ist ein solcher Mechanismus **von der Kommission für einen Zeitraum von höchstens zehn Jahren zu genehmigen** (Art. 21 Abs. 8 leg cit). Dadurch wurde der zeitliche Horizont einerseits aufgeweitet, andererseits auch begrenzt. Zudem ist der Kapazitätsmechanismus auf Grundlage des Umsetzungsplans gemäß Art. 20 Abs. 3 leg cit entsprechend der gebundenen Kapazität zu reduzieren. Dies bedeutet, dass die vorgehaltenen Kapazitäten aus dem Kapazitätsmechanismus nicht bei den Maßnahmen im Umsetzungsplan eingerechnet werden dürfen. Daher sind die gebundenen Kapazitäten getrennt vom Umsetzungsplan zu betrachten. Zugleich wird mit dem zeitlichen Rahmen auch betont, dass die Mitgliedstaaten den von Ihnen erstellten Umsetzungsplan auch nach Einführung des Kapazitätsmechanismus weiter anwenden müssen.

1.5.7 Einzuhaltende Gestaltungsgrundsätze für Kapazitätsmechanismen

Bei den Gestaltungsgrundsätzen für Kapazitätsmechanismen kann aufgrund der Struktur der Bestimmung und der Wortwahl unterschieden werden, ob es sich um allgemeine Grundsätze, um Grundsätze in Bezug auf strategische Reserven oder um zusätzliche Anforderungen zu den allgemeinen Grundsätzen in Bezug auf Kapazitätsmechanismen, die keine strategischen Reserven sind, handelt.

²³ Art. 21 Abs. 5 i.V.m. Art. 20 Abs. 5 und Abs. 3 EBM-VO 2024.

²⁴ Vgl. dazu auch BERICHT DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DEN RAT über die Bewertung – gemäß Artikel 69 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2019/943 – der Möglichkeiten zur Straffung und Vereinfachung des Verfahrens für die Anwendung eines Kapazitätsmechanismus gemäß Kapitel IV der Verordnung (EU) 2019/943, COM(2025) 65 final, 5 (abrufbar unter: https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVIII/EU/14583/imfname_11461097.pdf).

Gemäß **Art. 22 Abs. 1 leg cit** haben Kapazitätsmechanismen Gestaltungsgrundsätze einzuhalten, welche hier als **allgemeine Grundsätze identifiziert wurden und wie folgt lauten:**

Die Kapazitätsmechanismen

- „dürfen **keine unnötigen Marktverzerrungen** herbeiführen und den zonenübergreifenden **Handel nicht beschränken**,
- dürfen **nicht über das hinausgehen**, was zum Angehen der in Art. 20 leg cit genannten **Bedenken** bezüglich der Angemessenheit erforderlich ist,
- müssen die Kapazitätsanbieter in einem **transparenten, diskriminierungsfreien und wettbewerblichen Verfahren** auswählen,
- müssen **Anreize für Kapazitätsanbieter bieten**, damit die Kapazitätsanbieter in Zeiten voraussichtlich hoher Systembelastung zur Verfügung stehen,
- müssen vorsehen, dass die **Vergütung nach einem wettbewerblichen Verfahren** bestimmt wird,
- müssen die **technischen Voraussetzungen** für die Beteiligung von Kapazitätsanbietern **im Vorfeld des Auswahlverfahrens vorsehen**,
- **müssen allen Ressourcen**, die die erforderliche technische Leistung erbringen können, **offenstehen**, einschließlich Energiespeicherung und Laststeuerung,
- müssen vorsehen, dass Kapazitätsanbietern, die bei hoher Systembelastung nicht zur Verfügung stehen, angemessene Sanktionen auferlegt werden.“

Diese Formulierung lässt den Schluss zu, dass die genannten Grundsätze generell für alle Kapazitätsmechanismen gelten.

Hinsichtlich der Gestaltungsgrundsätze für **strategische Reserven**, gemäß **Art. 22 Abs. 2 leg cit**, gilt Folgendes:

- „Wird ein Kapazitätsmechanismus als **strategische Reserve** gestaltet, so **kommt es nur zum Dispatch der darin enthaltenen Ressourcen, wenn die Übertragungsnetzbetreiber voraussichtlich ihre Regelreserveressourcen ausschöpfen**, um Angebot und Nachfrage ins Gleichgewicht zu bringen.“²⁵
 - o In Bezug auf diesen Satz, gilt unbeschadet der Aktivierung von Ressourcen vor dem tatsächlichen Dispatch, dass den Zwängen im Bereich der Rampenbeschränkung und den betrieblichen Anforderungen der Ressourcen Rechnung zu tragen ist. Der Output der strategischen Reserve während der Aktivierung darf weder über Großhandelsmärkte Bilanzkreisen zugerechnet werden noch eine Änderung der entsprechenden Ungleichgewichte bewirken.²⁶
- „Während Bilanzkreisabrechnungszeitintervallen, in denen es zum Dispatch der Ressourcen der strategischen Reserve gekommen ist, werden Bilanzkreisabweichungen auf dem Markt mindestens zu dem Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung oder zu einem Wert oberhalb der in Artikel 10 Absatz 1 genannten technischen Preisgrenze für den Intraday-Handel ausgeglichen, je nachdem, welcher Wert höher ist.“²⁷
- „Der Output der strategischen Reserve nach dem Dispatch wird den Bilanzkreisverantwortlichen über den Mechanismus zur Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen zugerechnet.“²⁸

²⁵ Art. 22 Abs. 2 lit. a EBM-VO 2024.

²⁶ Art. 22 Abs. 2 letzten zwei Sätze EBM-VO 2024.

²⁷ Art. 22 Abs. 2 lit. b EBM-VO 2024.

²⁸ Art. 22 Abs. 2 lit. c EBM-VO 2024.

- „Die an der strategischen Reserve teilnehmenden Ressourcen werden nicht von den Stromgroßhandelsmärkten oder den Regelreservemärkten vergütet.“²⁹
- „Die Ressourcen in der strategischen Reserve werden zumindest für die Dauer der Vertragslaufzeit außerhalb des Marktes vorgehalten.“³⁰

Diese hier angeführten Gestaltungsgrundsätze sind zusätzlich zu den oben angeführten allgemeinen Gestaltungsgrundsätzen nach Art. 22 Abs. 1 leg cit bei der Gestaltung eines Kapazitätsmechanismus als strategische Reserve zu beachten und entsprechend auszugestalten.

Wie bereits oben erwähnt, beinhaltet die Struktur des Art. 22 leg cit eine **zusätzliche Auflistung von Anforderungen an jene Kapazitätsmechanismen, die keine strategischen Reserven sind.**

Diese zusätzlichen Anforderungen für Kapazitätsmechanismen (abgesehen von strategischen Reserven) sind folgende: Kapazitätsmechanismen sind ...

- „so gestaltet sind, dass sichergestellt wird, dass der für die Verfügbarkeit von Erzeugungskapazität gezahlte Preis automatisch gegen Null geht, wenn davon auszugehen ist, dass der Kapazitätsbedarf mit der bereitgestellten Kapazität gedeckt werden kann,
- vorsehen, dass den beteiligten Ressourcen nur ihre Verfügbarkeit vergütet wird und dass Entscheidungen des Kapazitätsanbieters über die Erzeugung durch die Vergütung nicht beeinflusst werden,
- vorsehen, dass die Kapazitätsverpflichtungen zwischen den berechtigten Kapazitätsanbietern übertragbar sind.“

Zusammengefasst haben Kapazitätsmechanismen grundlegende Gestaltungsgrundsätze zu erfüllen, wobei im Speziellen die weiteren Anforderungen danach unterschieden werden, ob es sich um eine strategische Reserve handelt oder um eine andere Art von Kapazitätsmechanismus. In der Verordnung wird nicht näher beschrieben, welche anderen Arten von Kapazitätsmechanismus es geben könnte, und somit sind verschiedenste Formen denkbar, sofern diese die Voraussetzungen erfüllen.³¹

1.5.8 Anforderungen in Bezug auf CO₂-Emissionsgrenzwerte

In Art. 22 Abs. 4 leg cit werden auch die **Anforderungen in Bezug auf CO₂-Emissionsgrenzwerte** beschrieben. In diesem Zusammenhang werden zwei verschiedene Zeithorizonte definiert, die sich auf die schrittweise Verschärfung der **CO₂-Emissionsgrenzwerte** beziehen.

- **Spätestens ab dem 4. Juli 2019** dürfen für eine Erzeugungskapazität, die die kommerzielle Erzeugung an oder nach diesem Tag aufgenommen hat, und die Emissionen **von mehr als 550 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität ausstößt**, im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus weder Zahlungen getätigt

²⁹ Art. 22 Abs. 2 lit. d EBM-VO 2024.

³⁰ Art. 22 Abs. 2 lit. e EBM-VO 2024.

³¹ Vgl. dazu die bereits genehmigten Kapazitätsmechanismen, wie landesweite Kapazitätsmärkte, strategische Reserven, Lastmanagementregelungen (Herrmann, Die Kapazitätsmechanismen: harmonisierte Beihilfen oder Instrumente beihilfefreier Stromversorgungssicherheit?, BRZ 2019, 99 (<https://doi.org/10.33196/brz201903009901>)).

werden noch dürfen ihr gegenüber Verpflichtungen für künftige Zahlungen eingegangen werden.³²

- **Spätestens ab dem 1. Juli 2025** dürfen für eine Erzeugungskapazität, **die vor dem 4. Juli 2019** die kommerzielle Erzeugung aufgenommen hat, und die Emissionen **von mehr als 550 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität und mehr als 350 kg CO₂ aus fossilen Brennstoffen im Jahresdurchschnitt je installierte Kilowattleistung elektrisch (kWe) ausstößt**, im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus weder Zahlungen getätigt werden noch dürfen ihr gegenüber **Verpflichtungen** für künftige Zahlungen eingegangen werden.³³

Dabei handelt es sich um das Verbot, bestimmte Erzeugungsanlagen, die über den CO₂-Grenzwert liegen, von der Teilnahme an Kapazitätsmechanismen auszuschließen. Ab Juli 2025 wird das Verbot erweitert auf den Jahresdurchschnitt je installierte kWe. Allgemein ist die Bestimmung technologieneutral formuliert und bezieht sich nur auf spezifische Grenzwerte hinsichtlich CO₂-Emissionen. Was sich wiederum indirekt auf bestimmte Technologien, die fossile Brennstoffe verwenden, auswirkt. Jedoch gibt es hierfür auch eine Ausnahme in Art. 64 leg cit, dass unter gewissen Bedingungen eine Freistellung gewährt werden kann, wobei auch Technologien für Kapazitätsmechanismen erlaubt sind, die über dem Grenzwert liegen. Diese Freistellung ist zeitlich begrenzt bis maximal zum 31. Dezember 2028.

1.5.9 Zusammenfassung des Verfahrens für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus

Wie oben dargelegt bezieht sich das Verfahren zur Einführung eines Kapazitätsmechanismus auf drei Bereiche, die gleichzeitig durchgeführt werden müssen, da sie zueinander in Verbindung stehen, gemäß Art. 20 i.V.m. Art. 21 leg cit.:

- Demnach ist ein Umsetzungsplan für Maßnahmen gemäß Art. 20 Abs. 3 leg cit zu erstellen.
- Weiters ist zu begründen, welche Art von Kapazitätsmechanismus möglich ist, wobei zunächst dargelegt werden muss, ob eine strategische Reserve möglich ist bzw. nicht möglich ist. Dabei sind die Notwendigkeit und die Verhältnismäßigkeit des Kapazitätsmechanismus anhand von zwei Elementen zu begründen:
 - o Einerseits durch die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen und
 - o andererseits mit dem jeweiligen nationalen Ziel für die Versorgungssicherheit (Zuverlässigkeitsstandard gemäß Art. 25 leg cit), welche beide durch bestehende Methoden³⁴ berechnet werden.
- Zudem ist der bevorzugte Kapazitätsmechanismus, welcher in einem Mitgliedstaat eingeführt werden soll, auch der Prüfung anhand staatlicher Beihilfen im Sinne der Leitlinien für Energiebeihilfen 2022 zu unterziehen.³⁵

³² Art. 22 Abs. 4 lit a EBM-VO 2024.

³³ Art. 22 Abs. 4 lit b EBM-VO 2024.

³⁴ Siehe hierzu Kapitel 3.1.

³⁵ Vgl. dazu auch BERICHT DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DEN RAT über die Bewertung – gemäß Artikel 69 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2019/943 – der Möglichkeiten zur Straffung und Vereinfachung des Verfahrens für die Anwendung eines Kapazitätsmechanismus gemäß Kapitel IV der Verordnung (EU) 2019/943, COM(2025) 65 final, 5 (abrufbar unter: https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVIII/EU/14583/imfname_11461097.pdf).

1.6 Beihilferechtlicher Rahmen für Kapazitätsmechanismen

Die Einführung von Kapazitätsmechanismen knüpft an die Rahmenbedingungen der Leitlinien der Kommission — Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022³⁶ (ab hier kurz: Leitlinien) — an. Die Kommission ist hierbei zuständig für die Entscheidung darüber, ob der geplante Kapazitätsmechanismus mit dem Binnenmarkt vereinbar ist. Diese Vereinbarkeit wird nach dem klassischen Prüfschema der Beihilfenmaßnahmen nach Art. 107 Abs. 3 AEUV geprüft. Nachfolgend werden nur jene Aspekte behandelt, die sich hinsichtlich Kapazitätsmechanismen in den Leitlinien ergeben.

Die Kommission geht davon aus, dass Kapazitätsmechanismen ein Bestandteil der Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit sind, weil für eine angemessene Stromerzeugung ausreichend verfügbare Kapazitäten erforderlich sind.³⁷ Für Kapazitätsmechanismen sind daher die Angaben in den Leitlinien im Kapitel „**4.8 Beihilfen zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit**“ enthalten.³⁸

Die Leitlinien enthalten eine Definition darüber, was eine „strategische Reserve“ ist. Dies ist ein „Kapazitätsmechanismus, bei dem Stromkapazität (etwa zur Erzeugung, Speicherung oder Laststeuerung) außerhalb des Strommarkts vorgehalten und nur unter bestimmten Umständen eingesetzt wird“.³⁹

Die beihilferechtlichen Anforderungen an Kapazitätsmärkten werden allgemein durch eine Begründung dargelegt, warum eine Beihilfe unter Umständen erforderlich sein könnte. Der Anwendungsbereich und die geförderten Tätigkeiten werden eingangs erläutert. Danach umschreibt das Kapitel 4.8 die **Anforderungen an die geplante Beihilfe** hinsichtlich „**Anreizeffekt**“, „**Minimierung der Verzerrungen von Wettbewerb und Handel**“ und „**Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel sowie Abwägungsprüfung**“. Dies sind sog. Vereinbarkeitskriterien, die nach Art. 107 Abs. 3 lit c AEUV herangezogen werden.⁴⁰

Die Begründung der Beihilfe besteht unter anderem darin, dass Marktversagen und regulatorische Mängel bedeuten können, dass Preissignale keine wirksamen Investitionsanreize entstehen lassen, was beispielsweise zu unangemessenen Ergebnissen in Bezug auf Stromressourcenmix, Kapazitäten, Flexibilität oder Standort führt. Auch wenn in der Regel ein EU-weiter Stromaustausch ermöglicht wird, wird anerkannt, dass auch bei gekoppelten Märkten die Versorgungssicherheit in einigen Mitgliedstaaten oder Regionen nicht jederzeit gewährleistet werden kann.⁴¹

Der Abschnitt 4.8. enthält Vereinbarkeitskriterien für Beihilfemaßnahmen zur Erhöhung der Stromversorgungssicherheit. Im Unterkapitel „**Anwendungsbereich und geförderte**

³⁶ Vgl. dazu ErwG 48 EBM-VO 2024 und die [Mitteilung der Kommission — Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 \(europa.eu\).](https://european-council.europa.eu/media/en/press-communications/press-summaries/p/16-2022-01-11-EN-01-02-03-04-05-06-07-08-09-10-11-12-13-14-15-16-17-18-19-20-21-22-23-24-25-26-27-28-29-30-31-32-33-34-35-36-37-38-39-40-41-42-43-44-45-46-47-48-49-50-51-52-53-54-55-56-57-58-59-60-61-62-63-64-65-66-67-68-69-70-71-72-73-74-75-76-77-78-79-80-81-82-83-84-85-86-87-88-89-90-91-92-93-94-95-96-97-98-99-100-101-102-103-104-105-106-107-108-109-110-111-112-113-114-115-116-117-118-119-120-121-122-123-124-125-126-127-128-129-130-131-132-133-134-135-136-137-138-139-140-141-142-143-144-145-146-147-148-149-150-151-152-153-154-155-156-157-158-159-160-161-162-163-164-165-166-167-168-169-170-171-172-173-174-175-176-177-178-179-180-181-182-183-184-185-186-187-188-189-190-191-192-193-194-195-196-197-198-199-200-201-202-203-204-205-206-207-208-209-210-211-212-213-214-215-216-217-218-219-220-221-222-223-224-225-226-227-228-229-230-231-232-233-234-235-236-237-238-239-240-241-242-243-244-245-246-247-248-249-250-251-252-253-254-255-256-257-258-259-260-261-262-263-264-265-266-267-268-269-270-271-272-273-274-275-276-277-278-279-280-281-282-283-284-285-286-287-288-289-290-291-292-293-294-295-296-297-298-299-300-301-302-303-304-305-306-307-308-309-310-311-312-313-314-315-316-317-318-319-320-321-322-323-324-325-326-327-328-329-330-331-332-333-334-335-336-337-338-339-340-341-342-343-344-345-346-347-348-349-350-351-352-353-354-355-356-357-358-359-360-361-362-363-364-365-366-367-368-369-370-371-372-373-374-375-376-377-378-379-380-381-382-383-384-385-386-387-388-389-390-391-392-393-394-395-396-397-398-399-400-401-402-403-404-405-406-407-408-409-410-411-412-413-414-415-416-417-418-419-420-421-422-423-424-425-426-427-428-429-430-431-432-433-434-435-436-437-438-439-440-441-442-443-444-445-446-447-448-449-450-451-452-453-454-455-456-457-458-459-460-461-462-463-464-465-466-467-468-469-470-471-472-473-474-475-476-477-478-479-480-481-482-483-484-485-486-487-488-489-490-491-492-493-494-495-496-497-498-499-500-501-502-503-504-505-506-507-508-509-510-511-512-513-514-515-516-517-518-519-520-521-522-523-524-525-526-527-528-529-530-531-532-533-534-535-536-537-538-539-540-541-542-543-544-545-546-547-548-549-550-551-552-553-554-555-556-557-558-559-560-561-562-563-564-565-566-567-568-569-570-571-572-573-574-575-576-577-578-579-580-581-582-583-584-585-586-587-588-589-590-591-592-593-594-595-596-597-598-599-600-601-602-603-604-605-606-607-608-609-610-611-612-613-614-615-616-617-618-619-620-621-622-623-624-625-626-627-628-629-630-631-632-633-634-635-636-637-638-639-640-641-642-643-644-645-646-647-648-649-650-651-652-653-654-655-656-657-658-659-660-661-662-663-664-665-666-667-668-669-670-671-672-673-674-675-676-677-678-679-680-681-682-683-684-685-686-687-688-689-690-691-692-693-694-695-696-697-698-699-700-701-702-703-704-705-706-707-708-709-710-711-712-713-714-715-716-717-718-719-720-721-722-723-724-725-726-727-728-729-730-731-732-733-734-735-736-737-738-739-740-741-742-743-744-745-746-747-748-749-750-751-752-753-754-755-756-757-758-759-760-761-762-763-764-765-766-767-768-769-770-771-772-773-774-775-776-777-778-779-780-781-782-783-784-785-786-787-788-789-790-791-792-793-794-795-796-797-798-799-800-801-802-803-804-805-806-807-808-809-810-811-812-813-814-815-816-817-818-819-820-821-822-823-824-825-826-827-828-829-830-831-832-833-834-835-836-837-838-839-840-841-842-843-844-845-846-847-848-849-850-851-852-853-854-855-856-857-858-859-860-861-862-863-864-865-866-867-868-869-870-871-872-873-874-875-876-877-878-879-880-881-882-883-884-885-886-887-888-889-890-891-892-893-894-895-896-897-898-899-900-901-902-903-904-905-906-907-908-909-910-911-912-913-914-915-916-917-918-919-920-921-922-923-924-925-926-927-928-929-930-931-932-933-934-935-936-937-938-939-940-941-942-943-944-945-946-947-948-949-950-951-952-953-954-955-956-957-958-959-960-961-962-963-964-965-966-967-968-969-970-971-972-973-974-975-976-977-978-979-980-981-982-983-984-985-986-987-988-989-990-991-992-993-994-995-996-997-998-999-1000)

³⁷ Hermann, Die Kapazitätsmechanismen: harmonisierte Beihilfen oder Instrumente beihilfefreier Stromversorgungssicherheit?, BRZ 2019, 99 (<https://doi.org/10.33196/brz201903009901>).

³⁸ Für die vorliegende Analyse wurden nur jene Kapitel und Passagen der Leitlinien herangezogen, die für die beihilferechtliche Genehmigung von Kapazitätsmechanismen relevant sind und hier angeführt wurden. Es wurden keine weiteren Beihilferegelungen betrachtet.

³⁹ 2.4 Begriffsbestimmungen, Rn 19, 83) der Leitlinien.

⁴⁰ Rn 20 der Leitlinien.

⁴¹ Rn 325 der Leitlinien.

Tätigkeiten“ von „4.8 Beihilfen zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit“ werden Maßnahmen, wie Kapazitätsmechanismen, und alle anderen Maßnahmen zur Bewältigung lang- und kurzfristiger Schwierigkeiten hinsichtlich der Versorgungssicherheit, als Beispiel herangezogen. Dabei sind Schwierigkeiten hinsichtlich der Versorgungssicherheit solche, die durch ein Marktversagen verursacht werden, das ausreichende Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten, Speicherung, Laststeuerung oder Verbindungsleitungen verhindert, oder Netzengpassmaßnahmen, mit denen Defiziten der Stromübertragungs- oder -verteilernetze entgegengewirkt werden soll. Wobei dies nicht für Systemdienstleistungen gilt, einschließlich Maßnahmen im Rahmen von Systemschutzplänen gemäß der Verordnung (EU) 2017/2196⁴² der Kommission, die das Ziel haben, die Betriebssicherheit zu gewährleisten. Diese werden von Übertragungsnetzbetreibern oder Verteilnetzbetreibern im Rahmen einer diskriminierungsfreien Ausschreibung beschafft, an der alle Ressourcen teilnehmen können, die zur Erreichung der angestrebten Betriebssicherheit beitragen, ohne dass der Staat an der Beschaffung oder Finanzierung der Dienstleistungen beteiligt wäre.⁴³ In Zusammenhang mit der Beihilferegelung müssen die Mitgliedstaaten die wirtschaftlichen Tätigkeiten angeben, deren Entwicklung durch die Beihilfe gefördert werden soll. Die Leitlinien gehen davon aus, dass Beihilfen zur Erhöhung der Stromversorgungssicherheit unmittelbar die Entwicklung von wirtschaftlichen Tätigkeiten im Zusammenhang mit der Stromerzeugung, der Stromspeicherung und dem Lastmanagement, z. B. durch neue Investitionen oder die effiziente Modernisierung und Wartung bestehender Anlagen, fördern. Zudem können weitere wirtschaftliche Tätigkeiten indirekt gefördert werden, die auf Strom angewiesen sind, wie etwa die Elektrifizierung von Wärme sowie des Verkehrs.⁴⁴

Folgende **kurz dargestellte Vereinbarkeitskriterien der Leitlinien** werden von der Kommission im Sinne von Anforderungen herangezogen und geprüft, ob der geplante Kapazitätsmechanismus dies erfüllt und somit mit dem Binnenmarkt vereinbar ist:

Im Rahmen der **Anreizeffekte** wird auf verschiedene Begriffsbestimmungen verwiesen, welche zum Begriff „Anreizeffekt“ zählen. Dies sind „Öko-Innovation“, dass jede Form der Innovation eine deutliche Verbesserung des Umweltschutzes bewirkt oder bezweckt und die Auswirkungen von Umweltverschmutzung erheblich reduziert, „Ökosystem“ im Sinne der Verordnung (EU) 2020/852 (sog. Taxonomie-VO)⁴⁵, „Energieeffizienz“ iSd Richtlinie 2012/27/EU⁴⁶ und „Energiespeicherung“ im Sinne der Richtlinie (EU) 2019/944 (sog. EBM-RL 2024).

Bei dem Kriterium der **Minimierung der Verzerrungen von Wettbewerb und Handel** gibt es fünf Unterabschnitte, die die Kommission bei der Prüfung heranzieht:

- **Erforderlichkeit:** Im Rahmen der Erforderlichkeit der Maßnahme müssen Art und Ursachen der Schwierigkeiten in Bezug auf die Stromversorgungssicherheit und der

⁴² Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes, ABl. 2017 L312/54.

⁴³ Rn. 326 der Leitlinien.

⁴⁴ Rn. 328 der Leitlinien.

⁴⁵ Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juni 2020 über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/2088, ABl. 2020 L198/13 idF. 2023 L142/45.

⁴⁶ Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, ABl. 2012 L315/1 idF. 2023 L101/16.

deshalb erforderlichen staatlichen Beihilfen zur Gewährleistung dieser Stromversorgungssicherheit angemessen vom Mitgliedstaat analysiert und quantifiziert werden. Bei Kapazitätsmechanismen werden verschiedene Aspekte beschrieben, die bei der Bewertung zu berücksichtigen, zu analysieren und zu begründen sind. Dazu gehört auch der Zuverlässigkeitsstandard⁴⁷ nach Art. 25 EBM-VO 2024, um zu bestimmen, wann und wo das Problem voraussichtlich auftreten wird. Diese Bewertungen sind an die Kommission vom Mitgliedstaat zu übermitteln, welche bei der Prüfung der Kommission berücksichtigt werden. Dies sind folgende fünf Bewertungen:

- a) *„eine Bewertung der Auswirkungen der Stromerzeugung aus variablen Energiequellen, auch aus benachbarten Systemen;*
 - b) *eine Bewertung der Auswirkungen einer Teilnahme von Nachfragesteuerung und Speicherung am Markt, einschließlich einer Beschreibung von Maßnahmen zur Förderung der Nachfragesteuerung;*
 - c) *eine Bewertung des tatsächlichen oder potenziellen Bestands an Verbindungsleitungen und wesentlicher interner Übertragungsnetzinfrastruktur einschließlich einer Beschreibung der laufenden und geplanten Vorhaben;*
 - d) *eine Bewertung weiterer Aspekte, die zu Problemen im Zusammenhang mit der Stromversorgungssicherheit führen oder diese noch verstärken könnten, z. B. eine Plafonierung der Stromgroßhandelspreise oder andere regulatorische Mängel oder Fälle von Marktversagen. Falls nach der Verordnung (EU) 2019/943 erforderlich, muss vor der Beihilfegewährung eine Stellungnahme der Kommission zu dem in Artikel 20 Absatz 3 dieser Verordnung genannten Umsetzungsplan eingeholt werden. Der Umsetzungsplan und die Stellungnahme werden im Rahmen der Bewertung der Erforderlichkeit berücksichtigt;*
 - e) *alle relevanten Inhalte eines Aktionsplans gemäß Artikel 15 der Verordnung (EU) 2019/943*⁴⁸.
- **Geeignetheit:** Die Mitgliedstaaten sollen hierbei vorrangig noch andere Ansätze prüfen, die zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit beitragen. Dabei sollten insbesondere Möglichkeiten zur effizienteren Gestaltung des Strommarkts in Betracht gezogen werden, durch die Fälle von Marktversagen, die die Stromversorgungssicherheit untergraben, abgemildert werden können. Hierbei werden beispielhaft folgende andere Ansätze aufgelistet: „Verbesserung der Funktionsweise der Abrechnung strombezogener Bilanzkreisabweichungen, bessere Integration variabler Stromerzeugung, Schaffung von Anreizen und Integration von Laststeuerung und Speicherung, Ermöglichung effizienter Preissignale, Beseitigung von Hindernissen für den grenzüberschreitenden Handel sowie Verbesserung der Infrastruktur einschließlich Verbindungsleitungen“⁴⁹. Bei der Beurteilung der Beihilfen für Maßnahmen, die der Stromversorgungssicherheit zuträglich sind, werden diese Maßnahmen als geeignet angesehen, wenn trotz geplanter oder bereits umgesetzter geeigneter und angemessener Verbesserungen der Marktgestaltung (unter Berücksichtigung der EBM-RL 2024 und EBM-VO 2024) und Investitionen in Netzvermögenswerte weiterhin Bedenken hinsichtlich der Versorgungssicherheit bestehen.⁵⁰

⁴⁷ Dabei wird der Zuverlässigkeitsstandard mindestens anhand des Wertes der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung und der Kosten des günstigsten Markteintritts für einen bestimmten Zeitraum berechnet und als „erwartete Energieunterdeckung“ und „Lastunterdeckungserwartung“ ausgedrückt.

⁴⁸ Rn. 339 der Leitlinien.

⁴⁹ Rn. 341 der Leitlinien.

⁵⁰ Rn. 340-342 der Leitlinien.

- **Beihilfenfähigkeit:** Die geplante Beihilfemaßnahme soll allen Empfängern bzw. Vorhaben offenstehen, die technisch in der Lage sind, einen wirksamen Beitrag zur Erreichung des Ziels der Versorgungssicherheit zu leisten. Dies umfasst jedenfalls die Bereiche Erzeugung, Speicherung und Laststeuerung sowie die Zusammenführung kleiner Einheiten dieser Kapazitätsformen zu größeren Blöcken. Es können jedoch Beschränkungen der Beteiligten vorgesehen werden, um sicherzustellen, dass die Maßnahmen nicht dem Umweltschutz zuwiderlaufen. Mitgliedstaaten ist es möglich, zusätzliche betriebliche Merkmale in ihre Maßnahmen aufzunehmen, um die Verwendung umweltfreundlicher Technologien zu fördern. Diese sind wiederum für die Verwirklichung der Umweltschutzziele der Union erforderlich. Dabei ist darauf zu achten, dass die Kriterien oder Merkmale objektiv, transparent und diskriminierungsfrei hinsichtlich klar festgelegter Umweltschutzziele sind und nicht zu einer Überkompensation des Beihilfeempfängers führen. Sofern es technisch möglich ist, müssen die Maßnahmen auch für grenzüberschreitende Beteiligung von Kapazitätsanbietern aus anderen Staaten möglich sein.⁵¹
- **Öffentliche Konsultation:** Seit dem 1. Juli 2023 ist gemäß Abschnitt 4.8.4.4 der Leitlinien auch eine öffentliche Konsultation zur Angemessenheit und zu den Auswirkungen der angemeldeten Maßnahmen auf den Wettbewerb durchzuführen. Diese ist vor der Anmeldung der Beihilfe durchzuführen (außer in hinreichend begründeten Fällen kann davon abgesehen werden). Zusammengefasst geht es darum, wie öffentliche Konsultationen durchzuführen sind. Hierbei wird unterschieden, ob es sich um Maßnahmen handelt, bei denen der geschätzte durchschnittliche Beihilfebetrags 100 Mio. EUR pro Jahr oder mehr beträgt, oder ob es sich auf weniger als 100 Mio. EUR pro Jahr beläuft. Von einer öffentlichen Konsultation, bei der sich der geschätzte durchschnittliche Beihilfebetrags auf weniger als 100 Mio. EUR pro Jahr beläuft, kann jedoch dann Abstand genommen werden, sofern eine Ausschreibung durchgeführt wird und im Rahmen der Maßnahme keine Investitionen in die Erzeugung aus fossilen Brennstoffen gefördert werden. Die Konsultation ist von den Mitgliedstaaten auszuwerten und zu veröffentlichen, wobei sie die eingegangenen Beiträge zusammenfassen und darauf eingehen muss.
- **Angemessenheit:** Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit gilt unter anderem ein allgemeiner Maßstab⁵² an die Angemessenheit der Maßnahme und die speziellen weiteren Maßstäbe bzw. Anforderungen des Abschnitts 4.8.4.5. Zusammengefasst ist hier eine Bedarfsanalyse durchzuführen, die anhand eines Zuverlässigkeitsstandards oder der Kosten-Nutzen-Analyse im Sinn von Rn. 331 der Leitlinien durchgeführt werden soll. In der Regel sollen wirksame Anreize auch im Zusammenhang mit dem Wert der Zahlungsbereitschaft für die Bereithaltung der Stromversorgung (VoLL) stehen. Auch Sanktionen sollten hier eingeplant werden, falls der Beihilfenempfänger nicht zur Verfügung steht. Es ist auch möglich, wettbewerbsorientierte Zertifikatsregelungen bzw. Lieferantenverpflichtungsregelungen anzuwenden.⁵³

Die Summe der fünf oben angeführten Punkte stellt eine Zusammenfassung eines Kriteriums dar, die an eine Beihilfe für einen Mechanismus gestellt wird, um die Minimierung der Verzerrung von Wettbewerb und Handel zu gewährleisten.

⁵¹ Rn 343 bis 346 der Leitlinien.

⁵² Hier wird unter anderem beschrieben, wann eine Beihilfe angemessen sein kann, nämlich dann, wenn eine Ausschreibung durchgeführt wird und diese Ausschreibung gewisse Voraussetzungen erfüllt; siehe Rn 352 i.V.m. Rn 49-53 und 55 der Leitlinien.

⁵³ Rn. 352-357 der Leitlinien

Hinsichtlich des Kapazitätsmechanismus gibt es noch einen letzten Aspekt, der Teil der Vereinbarkeitskriterien ist, nämlich jenen der **„Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel sowie Abwägungsprüfung“** in Abschnitt 4.8.5 der Leitlinien. Hierbei ist wesentlich, dass Beihilfen so ausgestaltet sein müssen, dass die effizienten Funktionen des Marktes gewährleistet bleiben und Anreize für einen effizienten Betrieb und wirksame Preissignale erhalten bleiben. Weiters darf nicht jene Energieerzeugung gefördert werden, durch die weniger umweltschädliche Energieformen verdrängt würden. Neben dem Verweis, dass Kapazitätsmechanismen nach Art. 22 der EBM-VO 2024 alle Gestaltungsgrundsätze erfüllen müssen, beinhalten die Leitlinien unter anderem auch in diesem Kapitel Anforderungen an Kapazitätsmechanismen, damit die Marktpreisbildung nicht verzerrt wird. Hiervon sind Kapazitätsmechanismen betroffen, wie die strategische Reserve und andere Maßnahmen, die auf die Angemessenheit der Ressourcen abzielen, sowie Abschaltregelungen, bei denen Kapazitäten außerhalb des Marktes vorgehalten werden. Diese Anforderungen sind kumulativ zu erfüllen und stellen eine abschließende Liste dar:

- a) *„Die Ressourcen der Maßnahme dürfen nur dann eingesetzt werden, wenn damit zu rechnen ist, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihre Ressourcen zum Systemausgleich ausschöpfen werden, um ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage herzustellen.“*
- b) *Während Bilanzkreisabrechnungszeitintervallen, in denen es zum Einsatz von Ressourcen der Maßnahme kommt, werden Bilanzkreisabweichungen auf dem Markt mindestens zum VoLL oder zu einem Wert oberhalb der technischen Preisgrenze für den Intraday-Handel abgerechnet, wobei jeweils der höhere Wert herangezogen wird.*
- c) *Der Output der Maßnahme nach dem Einsatz wird den Bilanzkreisverantwortlichen über den Mechanismus zur Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen zugerechnet.*
- d) *Die Ressourcen werden weder vom Stromgroßhandelsmarkt noch von den Regelreservemärkten vergütet.*
- e) *Die Ressourcen der Maßnahme müssen mindestens während der Vertragslaufzeit außerhalb der Energiemärkte vorgehalten werden.“⁵⁴*

Bei Netzengpassmaßnahmen, bei denen Ressourcen außerhalb des Marktes vorgehalten werden, dürfen laut Leitlinien diese Ressourcen weder vom Stromgroßhandelsmarkt noch von den Regelreservemärkten vergütet werden. Diese Ressourcen müssen mindestens während der Vertragslaufzeit außerhalb der Energiemärkte vorgehalten werden.⁵⁵

Bei anderen Kapazitätsmechanismen als strategischen Reserven, haben die Mitgliedstaaten sicherzustellen, dass ihre Maßnahme *„a) so gestaltet ist, dass sichergestellt wird, dass der für die Verfügbarkeit gezahlte Preis automatisch gegen null geht, wenn davon auszugehen ist, dass der Kapazitätsbedarf mit der bereitgestellten Kapazität gedeckt werden kann, b) die beteiligten Ressourcen nur für ihre Verfügbarkeit vergütet und Entscheidungen des Kapazitätsanbieters über die Erzeugung nicht durch die Vergütung beeinflusst werden und c) vorsieht, dass die Kapazitätsverpflichtungen zwischen den berechtigten Kapazitätsanbietern übertragbar sind.“⁵⁶*

⁵⁴ Rn. 363 der Leitlinien.

⁵⁵ Rn. 364 der Leitlinien.

⁵⁶ Rn. 365 der Leitlinien.

Weiters werden allgemeine Vorgaben für Maßnahmen zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit aufgelistet, die wie folgt lauten:

- a) „Sie sollten weder unnötige Marktverzerrungen herbeiführen noch den zonenübergreifenden Handel beschränken.
- b) Sie sollten nicht dazu führen, dass die Anreize, in Verbindungskapazität zu investieren, abnehmen, beispielsweise durch Verringerung der Engpasserlöse für bestehende oder neue Verbindungsleitungen.
- c) Sie sollten nicht dazu führen, dass die Anreize, in Verbindungskapazität zu investieren, abnehmen, beispielsweise durch Verringerung der Engpasserlöse für bestehende oder neue Verbindungsleitungen.
- d) Sie sollten keine vor der Maßnahme gefassten kapazitätsbezogenen Investitionsentscheidungen untergraben.“⁵⁷

In den Leitlinien wird auch beschrieben, dass, um die Anreize für Laststeuerung nicht zu untergraben und das Marktversagen, welches Versorgungssicherheitsmaßnahmen erfordert, nicht zu verschärfen, die Kosten dieser Maßnahmen von den Marktteilnehmern getragen werden sollten, die deren Notwendigkeit verursachen. Weiters ist die Kommission der Auffassung, dass bestimmte Beihilfemaßnahmen negative Wirkungen auf Wettbewerb und Handel haben und in weiterer Folge auch auf Verbraucher und das Gemeinwohl. Dabei wird beispielhaft aufgelistet, dass dies der Fall ist, wenn Anreize für neue energiebezogene Investitionen auf umweltschädlichen fossilen Energiequellen geschaffen werden. In Bezug auf Erdgas wird beschrieben, dass zwar dieses für die Stromversorgungssicherheit zunächst förderlich sein kann, jedoch langfristig stärkere negative externe Umwelteffekte mit sich bringt. Daher müssen die Mitgliedstaaten erläutern, wie sie sicherstellen werden, dass die jeweiligen Investitionen zur Erreichung des Klimaziels der Union von 2030 und des Unionsziels der Klimaneutralität bis 2050 beitragen. Anhand dieser Erläuterungen kann die Kommission prüfen, ob negative Auswirkungen solcher Maßnahmen durch positive Auswirkungen ausgeglichen werden können.⁵⁸

1.7 Zwischenergebnis zum beihilferechtlichen Rahmen für Kapazitätsmechanismen

Die Kommission legt einen umfangreichen Maßstab an Kapazitätsmechanismen an, da diese mit dem Binnenmarkt nach Art. 107 Abs. 3 AEUV vereinbar sein müssen. Die Leitlinien sind teils ergänzend oder auch nur erläuternd zu den Voraussetzungen der EBM-VO 2024 hinsichtlich Kapazitätsmechanismen. Wie schon oben beschrieben, kommt der Kommission eine wesentliche Rolle bei der Genehmigung von Kapazitätsmechanismen zu. Insbesondere bei der Genehmigung der geplanten Beihilfe in Form eines Kapazitätsmechanismus überprüft die Kommission zusammenfassend nachfolgende Aspekte:

- ob diese geplante Maßnahme **erforderlich und geeignet** ist, um die Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten;
- ob die Maßnahmen einen **Anreizeffekt** haben, weil ohne die öffentliche Förderung die bestehenden Anlagen nicht in demselben Umfang weiterbetrieben oder in diesem Umfang Investitionen in neue Anlagen getätigt werden würden;

⁵⁷ Rn. 366 der Leitlinien.

⁵⁸ Rn. 358 bis 370 der Leitlinien.

- ob die geplante Beihilfe **begrenzte Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel** innerhalb der EU hat.
- ob die geplante Maßnahme derartige **positive Auswirkungen hat, dass sie etwaige Verzerrungen von Wettbewerb und Handel** in der EU überwiegt.

In der Vergangenheit wurden verschiedene Typen von Kapazitätsmechanismen bereits genehmigt, die hier exemplarisch aufgelistet werden:

- Strategische Reserven,
 - Belgische strategische Reserve SA.48648, Beschluss der Kommission C(2018)589 final⁵⁹
 - deutsche Kapazitätsreserve SA.45852, Beschluss der Kommission C(2018) 612 final⁶⁰
- Landesweite Kapazitätsmärkte
 - Italienischer landesweiter Kapazitätsmechanismus SA.42011, Beschluss der Kommission C(2018) 617 final⁶¹
 - Kapazitätsmarkt in Polen SA. 46100, Beschluss der Kommission C(2018) 601 final⁶²
 - Belgischer landesweiter Kapazitätsmechanismus A.54915, Beschluss der Kommission C(2021) 6431 final⁶³
- Lastmanagementregelungen
 - Verlängerung einer Regelung zur Vereinbarungen über abschaltbare Lasten in Griechenland SA. 48780, Beschluss der Kommission C(2018) 604 final⁶⁴
 - Regelung zur abschaltbaren Lasten in Frankreich SA. 48490, Beschluss der Kommission C(2018) 588 final⁶⁵

⁵⁹ Belgische strategische Reserve SA.48648, Beschluss der Kommission C(2018)589 final, http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272020/272020_1964726_118_2.pdf.

⁶⁰ deutsche Kapazitätsreserve SA.45852, Beschluss der Kommission C(2018) 612 final http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/269083/269083_1983029_170_2.pdf.

⁶¹ Italienischer landesweiter Kapazitätsmechanismus SA.42011, Beschluss der Kommission C(2018) 617 final http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/270875/270875_1979508_218_2.pdf.

⁶² der Kapazitätsmarkt in Polen SA. 46100, Beschluss der Kommission C(2018) 601 final http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf; vgl auch das Ansuchen von Polen seinen Kapazitätsmechanismus hinsichtlich einer Ermäßigung für eine Abgabe zum Kapazitätsmechanismus https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/201923/279884_2073021_20_2.pdf.

⁶³ Belgischer landesweiter Kapazitätsmechanismus A.54915, Beschluss der Kommission C(2021) 6431 final https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/202137/288236_2313671_226_2.pdf; vgl auch die Website von der Kommission unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_23_4689.

⁶⁴ Verlängerung einer Regelung zur Vereinbarungen über abschaltbare Lasten in Griechenland SA. 48780, Beschluss der Kommission C(2018) 604 final, http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272092/272092_1984402_93_2.pdf.

⁶⁵ Regelung zur abschaltbaren Lasten in Frankreich SA. 48490, Beschluss der Kommission C(2018) 588 final, http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272157/272157_1966994_95_2.pdf.

1.8 Exkurs: „Clean Industrial Deal“

Teil des europäischen Plans ist unter anderem, dass ein neuer Rahmen für staatliche Beihilfen für den „Clean Industrial Deal“ geschaffen werden soll. Hierbei soll eine rasche Genehmigung staatlicher Beihilfen für den Ausbau erneuerbarer Energien ermöglicht, die Dekarbonisierung der Industrie vorangebracht und für ausreichende Produktionskapazitäten im Bereich der Dekarbonisierung durch saubere Technologien gesorgt werden.⁶⁶ Aufgrund dieser Pläne ist hier anzumerken, dass sich die beihilferechtlichen Anforderungen in absehbarer Zeit ändern könnten.

1.9 Exkurs: Vereinfachung des Verfahrens

Gemäß Art. 69 Abs. 3 der EBM-VO 2024 hat die Kommission im Europäischen Parlament und dem Rat einen Bericht bis zum 17. Jänner 2025 vorzulegen. In diesem Bericht sollen Möglichkeiten zur Schaffung und Vereinfachung des Verfahrens für die Anwendung eines Kapazitätsmechanismus bewertet und gegebenenfalls Vorschläge für die Vereinfachung des Verfahrens zur Bewertung von Kapazitätsmechanismen gemacht werden. Dem ist die Kommission nachgekommen. Die Kommission schlägt vor, ein vereinfachtes Beihilfenverfahren für Kapazitätsmechanismen zu entwickeln, um den Bedenken der Mitgliedstaaten Rechnung zu tragen und die Genehmigung von Kapazitätsmechanismen zu beschleunigen. In ihrem Vorschlag führt sie weiter aus, dass ein vereinfachtes Verfahren die beiden gängigsten Gestaltungen von Kapazitätsmechanismen – eine für marktweite zentrale Käuferkapazitätsmechanismen und eine für strategische Reserven – abdecken und die wichtigsten Elemente zusammenfassen würde, die den Mitgliedstaaten in Form einer Checkliste zur Verfügung stünden. Die Kommission geht davon aus, dass bei Einhaltung aller Elemente der Checkliste die Kommission zu einem raschen Beschluss bezüglich der Beihilfe kommen würde.⁶⁷ Noch anzumerken ist, dass das vereinfachte Verfahren als Teil des neuen Rahmens für staatliche Beihilfen von der Kommission vorgeschlagen wird, welcher in Säule 2 der Mitteilung über den Kompass für Wettbewerbsfähigkeit⁶⁸ genannt wird.

1.10 Exkurs: Bestehende Mechanismen im nationalen Strommarkt

In Österreich wurde bisher kein Kapazitätsmechanismus eingeführt. Solche Mechanismen, die es in einigen anderen EU-Ländern gibt, sollen die Versorgungssicherheit gewährleisten, indem Anreize für Anlagenbetreiber geschaffen werden, ausreichend Erzeugungskapazität zur

⁶⁶ Vgl. Kommission, Fragen und Antworten zum Deal für eine saubere Industrie, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ganda_25_551.

⁶⁷ Vgl. dazu BERICHT DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DEN RAT über die Bewertung – gemäß Artikel 69 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2019/943 – der Möglichkeiten zur Straffung und Vereinfachung des Verfahrens für die Anwendung eines Kapazitätsmechanismus gemäß Kapitel IV der Verordnung (EU) 2019/943, COM(2025) 65 final, 2 (abrufbar unter: https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVIII/EU/14583/imfname_11461097.pdf).

⁶⁸ MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN EUROPÄISCHEN RAT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN - Ein Kompass für eine wettbewerbsfähige EU, COM(2025) 30 final (29.1.2025), abrufbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52025DC0030>.

Verfügung zu stellen. In Österreich gibt es andere Mechanismen und vertragliche Ausgestaltungen, die im Energierecht verankert sind und hier kurz aufgelistet werden.⁶⁹

- **Stilllegungsverbote** werden dann relevant, sofern der Netzreservebedarf nicht durch das Ausschreibungsverfahren gedeckt werden kann, gem. § 23c EIWOG 2010. Es gibt verschiedene Arten von Stilllegungen, die an die Dauer der Stilllegung anknüpfen.⁷⁰
- Im Rahmen der **Netzreserve**^{71, 72} vereinbart der Regelzonenführer Verträge⁷³ im Rahmen des Engpassmanagements (§ 23 Abs. 2 Z 5 (Grundsatzbestimmung) EIWOG 2010). Die APG macht eine Systemanalyse, die den Bedarf der Vorhaltung zusätzlicher Erzeugungsleistung oder zu reduzierender Verbrauchsleistung (§ 23 Abs. 2 Z 5 (Grundsatzbestimmung) EIWOG 2010 iVm § 23b EIWOG 2010) ermittelt.
- Die **strategische Gasreserve**⁷⁴ dient zur Sicherung der Versorgungssicherheit von Österreich mit Erdgas. Was auch eine Bedeutung hat für die Strom- und Wärmeerzeugung. Jedoch ist diese strategische Reserve für Krisenfälle vorbehalten und nicht mit einer strategischen Reserve im Sinne eines Kapazitätsmechanismus im Strombereich zu verwechseln. Die strategische Gasreserve ist zeitlich beschränkt und tritt mit 1. April 2027 außer Kraft. Die Nutzung dieser Gasreserven kann durch eine Freigabe durch Verordnung des zuständigen Ministeriums im Rahmen der §§ 5 und 26 Energielenkungsgesetz 2012 für Energielenkungsmaßnahmen für Erdgas erfolgen⁷⁵, und ist daher zweckgebunden und nicht dem allgemeinen Markt⁷⁶ zur Verfügung gestellt.

⁶⁹ Weitere Informationen dazu sind im Anhang als Präsentation beigelegt.

⁷⁰ Vgl. Folgende Arten von Stilllegungsverböten kennt das Gesetz: § 7 Z 11a EIWOG 2010 „endgültige Stilllegungen“ sind „Maßnahmen, die den Betrieb der Erzeugungsanlage endgültig ausschließen oder bewirken, dass eine Anpassung der Einspeisung nicht mehr angefordert werden kann;“, § 7 Z 66c leg cit „temporäre Stilllegungen“ sind „vorläufige Maßnahmen mit Ausnahme von Revisionen und technisch bedingten Störungen, die bewirken, dass die Erzeugungsanlage innerhalb von 72 Stunden nicht mehr anfahrbereit gehalten wird, aber wieder betriebsbereit gemacht werden kann. Hiermit wird keine Betriebseinstellung der Anlage bewirkt;“ und § 7 Z 66b leg cit „temporäre saisonale Stilllegungen“ sind „temporäre Stilllegungen gemäß Z 66c, die von einem Betreiber einer Erzeugungsanlage für den Zeitraum von jeweils 1. Mai bis jeweils 30. September eines Kalenderjahres gemäß § 23a verbindlich angezeigt werden. Für die Festlegung von Beginn und Ende des Stilllegungszeitraums steht dem Betreiber der Erzeugungsanlage eine Toleranzbandbreite von jeweils einem Monat nach oben sowie nach unten zu.“

⁷¹ Vgl. § 7 Z 52a EIWOG 2010 „Netzreserve“ ist „die Vorhaltung von zusätzlicher Erzeugungsleistung oder reduzierter Verbrauchsleistung zur Beseitigung von Engpässen im Übertragungsnetz im Rahmen des Engpassmanagements, welche gesichert innerhalb von 10 Stunden Vorlaufzeit aktivierbar ist;“

⁷² Vgl. auch E-Control, Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gem § 23b Abs. 10 EIWOG 2010 (2021), abrufbar unter: [b448301e-95c8-6dd3-97ed-2b7b3df2d33c \(e-control.at\)](https://www.e-control.at/b448301e-95c8-6dd3-97ed-2b7b3df2d33c)

⁷³ Vgl. § 7 Z 52b EIWOG 2010 „Netzreservevertrag“ ist „ein Vertrag, der zwischen dem Regelzonenführer und einem Anbieter abgeschlossen wird und die Erbringung von Netzreserve gemäß Z 52a zum Inhalt hat;“, § 7 Z 61a EIWOG 2010 „saisonaler Netzreservevertrag“ ist „ein Netzreservevertrag gemäß Z 52b, der für den Zeitraum einer Winter- oder Sommersaison abgeschlossen wird. [...]“

⁷⁴ Vgl. § 18a ff GWG 2011 (Bundesgesetz, mit dem Neueregulungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011)
StF: BGBl. I Nr. 107/2011 idF. BGBl. I Nr. 74/2024; Infos vom Österreichischen Parlament, unter https://www.parlament.gv.at/aktuelles/pk/jahr_2022/pk0317 und von Austria Gas Grid Management AG, unter <https://www.aggm.at/versorgungssicherheit/strategische-gasreserve/>.

⁷⁵ Vgl. Webseite des BMK zu Thema Krisenmanagement Gas unter <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/krisenmanagement/gas.html> und BMK, Energie in Österreich – Zahlen, Daten, Fakten 2023 (abrufbar unter: https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:da4e9dfd-f51c-44b8-894c-9b049a8336cb/BMK_Energie_in_OE2023_barrierefrei.pdf); sowie

⁷⁶ Vgl. dazu folgende Informationen auf den Webseiten: <https://energie.gv.at/versorgung/ist-oesterreich-gut-auf-versorgungsempaesse-mit-energie-vorbereitet>; <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/krisenmanagement/gas.html>;

- **Die Marktpremie⁷⁷** fördert die Differenz zwischen den Produktionskosten von Strom aus erneuerbaren Quellen und dem durchschnittlichen Marktpreis für Strom und ist nur eine temporäre Förderung – sie ist eine Betriebsförderung. Im Rahmen des gesetzlichen Konzepts wird die Marktpremie bei negativen Preisen ausgesetzt⁷⁸.

1.11 Exkurs: Rechtliche Grenzen und verwandte Rechtsgebiete

Im Rahmen der monatlichen Projekt-Meetings wurde nach einer Definition für „during scarcity events/periods“ bzw. „Knappheitsperioden“ und nach Möglichkeiten der Abschaltung bzw. Unterbrechung der Versorgung, die es derzeit im nationalen Rechtsrahmen gibt, gefragt. Weiters wurde diskutiert, welche weiteren Rechtsgebiete an Abschaltungen oder Unterbrechungen anknüpfen würden. Diese Fragen wurden anhand von juristischen Recherchen erarbeitet und als Anhang zu diesem Dokument beigelegt⁷⁹ und hier nachfolgend nur kurz beschrieben.

Für die Beantwortung, ob es eine Definition von **„during scarcity events“** oder **„during scarcity periods“** oder **„Knappheitsperioden“** gibt, wurden verschiedene Rechtsgebiete betrachtet. Darunter die EBM-VO 2024 hinsichtlich Angemessenheit der Ressourcen, Regelungen zur Energielenkung im Sinne der Strom-SOS-VO⁸⁰, Gas-SOS-VO⁸¹ und des Energielenkungsgesetzes 2012⁸².

Die **Energielenkung** befasst sich mit den Mechanismen und dem Rechtsrahmen der EU für die Versorgungssicherheit in Zeiten der Knappheit. Auf europäischer Ebene gibt es zwei einschlägige Verordnungen hinsichtlich der Gewährleistung einer unterbrechungsfreien Gasversorgung⁸³ sowie der Risikovorsorge im Elektrizitätssektor⁸⁴, welche in Österreich unmittelbar in Geltung und Anwendung stehen. Die Versorgungssicherheit an sich muss unter der Prämisse der Energieversorgung, d. h. dem Zusammenspiel von Gas- und Stromversorgung, betrachtet werden. In Bezug auf den Kapazitätsmechanismus, ist die Energielenkung ein Schritt danach. Die Strom-SOS-VO regelt die Erkennung von Stromversorgungskrisen, die Erstellung von Krisenmanagementplänen und die Bewältigung von Krisen, sobald sie auftreten. Die nationale ergänzende Regelung dahingehend ist das **Energielenkungsgesetz 2012**. Dieses Gesetz beinhaltet den rechtlichen Rahmen für die **Krisenvorsorge und Maßnahmen zur Bewältigung unmittelbar drohender oder bereits eingetretener Störungen der Energieversorgung**. Dies bedeutet, dass hier nicht mehr über

⁷⁷ Vgl. §§ 9 ff EAG (Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG) StF: BGBl. I Nr. 150/2021 idF. BGBl. I Nr. 123/2024.

⁷⁸ Vgl. § 15 EAG

⁷⁹ Weitere Informationen dazu sind im Anhang als Präsentation beigelegt.

⁸⁰ Vgl. Verordnung (EU) 2019/941 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG, ABl 2019 L 158/1.

⁸¹ Vgl. Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010, ABl. 2017 L 280/1 idF. ABl. 2024 L 1789/1, abrufbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:02017R1938-20250101>.

⁸² Vgl. Bundesgesetz über Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung (Energielenkungsgesetz 2012 – EnLG 2012) StF: BGBl. I Nr. 41/2013 idF. BGBl. I Nr. 68/2022.

⁸³ Sog. Gas-SoS-VO (Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010, ABl. 2017 L 280/1 i.d.F. 2022 L 173/17.)

⁸⁴ Verordnung (EU) 2019/941 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG, ABl 2019 L 158/1.

Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen gesprochen wird, sondern tatsächlich eine Energiekrise vorliegt bzw. unmittelbar drohend ist. Daher sind diese Regelungen nicht unmittelbar einschlägig für den Kapazitätsmechanismus.

Zusammengefasst: Eine Definition wurde nicht gefunden, aber die Regelungen zu Kapazitätsmechanismen, insbesondere die Methode zur Berechnung der Angemessenheit der Ressourcen, stellen in der Folge ein Instrument dar, mit dem eine ernsthafte Bedrohung der Versorgungssicherheit durch ein Knappheitsereignis bewertet werden kann.⁸⁵

Hinsichtlich der Frage, welche **Möglichkeiten**⁸⁶ für **Abschaltungen**⁸⁷ bzw. **Unterbrechungen** bestehen, können auf folgende Bereiche des Energierechts verwiesen werden.

- **Netzzugangsvertrag** – die allgemeinen Geschäftsbedingungen⁸⁸ enthalten die Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz. Darin ist beschrieben, zu welchen Szenarien eine Unterbrechung, also eine physische Trennung vom Netz, erfolgen kann.⁸⁹ Davon umfasst sind keine Fälle im Sinne von Knappheitsperioden im Zusammenhang mit Kapazitätsmechanismen.
- **Allgemeine Netzbedingungen** (ANB) der Übertragungsnetzbetreiber⁹⁰ sind Ergänzungen zu den regulatorischen Vorgaben hinsichtlich des Rechtsverhältnisses zwischen z. B. Austrian Power Grid (APG) und anderen Partnern, die unter anderem Netzanschluss und Netznutzung beim Übertragungsnetzbetreiber betreffen. Die Allgemeinen Netzbedingungen der APG regeln die Perspektiven im Zusammenhang mit Abschaltungen im weiteren Sinne gegenüber Verteilernetzbetreibern und Erzeugern. Abschaltungen können unter verschiedenen Umständen erforderlich sein, jedoch nicht direkt wegen einer Knappheitsperiode, sondern eher wegen schwerwiegenderen Fällen, die unter anderem die Netzstabilität betreffen.

Im Zusammenhang mit Abschaltungen und Unterbrechungen, die die Rechte von Grundrechtsträgern, in Bezug auf Versorgungssicherheit berühren könnten, werden hier kurz aufgelistet und sind nicht Teil einer näheren Analyse, da dies den Rahmen des Projekts überschreiten würde. Eine **Abschaltung von Verbrauchsanlagen kann unter anderem Grundrechte betreffen, wie den Gleichheitssatz, Erwerbsfreiheit und Eigentumsfreiheit.**

Zusammenfassung der groben Einschätzung zum Thema Abschaltungen und wer diese vorgibt: Zunächst ist grundsätzlich zu unterscheiden, wer aufgrund welcher Rolle Rechte und Pflichten hat. Aufgrund der unterschiedlichen Rechte und Pflichten ist zu unterscheiden, ob

⁸⁵ Vgl. dazu auch BERICHT DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DEN RAT über die Bewertung – gemäß Artikel 69 Absatz 3 der Verordnung (EU) 2019/943 – der Möglichkeiten zur Straffung und Vereinfachung des Verfahrens für die Anwendung eines Kapazitätsmechanismus gemäß Kapitel IV der Verordnung (EU) 2019/943, COM(2025) 65 final, 17 (abrufbar unter: https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVIII/EU/14583/imfname_11461097.pdf).

⁸⁶ Die Arbeiterkammer vermittelt über ihre Webseite Informationen zum Smart Meter, darunter erwähnt sie auch die „Leistungsbegrenzung“ bzw. „Fernabschaltung“ die dadurch technisch möglich ist (abrufbar unter: https://www.arbeiterkammer.at/beratung/konsument/Datenschutz/FAQs_zum_Smart_Meter.html); Netz OÖ hat für ihre Kunden Informationen hinsichtlich „Einspeisebeschränkung“ bzw. „Rückleistungsbeschränkung“ bei PV-Erzeugungsanlagen im Rahmen des Netzzugangs.

⁸⁷ Vgl. zu Abschaltungen auch E-Control unter: <https://www.e-control.at/abschaltung>.

⁸⁸ Die E-Control hat alle Netzzugangsverträge der Verteilnetzbetreiber aufgelistet, abrufbar unter: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/marktregeln/allgemeine-bedingungen/vnb>.

⁸⁹ Vgl. § 47 EIWOG 2010 iVm § 41 Oö EIWOG 2006 (Landesgesetz, mit dem das Oö. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2006 erlassen wird (Oö. EIWOG 2006) StF: LGBl.Nr. 1/2006 idF. LGBl.Nr. 100/2024.

⁹⁰ Vgl. dazu die von der E-Control aufgelisteten ANB, unter <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/marktregeln/allgemeine-bedingungen/uenb>.

der Netzbetreiber, der Stromlieferant oder die Regulierungsbehörde eingreifen kann und aus welchem Rechtsgrund. Daher gibt es viele Aspekte, die beachtet werden müssen, um eine Abschaltung oder Unterbrechung zu rechtfertigen.

2 ALTERNATIVLÖSUNGEN

Im Rahmen dieses Kapitels werden mögliche Alternativen zu Kapazitätsmärkten beleuchtet. Zuerst wurden die Weiterentwicklung der Plattformen der Regelenenergiemärkte PICASSO und MARI zur möglichen Bereitstellung der Plattform für einen europäischen Kapazitätsmarkt analysiert (siehe Abschnitt 2.1). Folgend wurden Stilllegungsverbote (siehe Abschnitt 2.2.1) sowie Ausstiegsprämien (siehe Abschnitt 2.2.2) als mögliche Alternativen zu Kapazitätsmärkten untersucht und mögliche Kombinationen untereinander diskutiert.

2.1 PICASSO / MARI

MARI⁹¹ und PICASSO⁹² sind Plattformen im europäischen Elektrizitätsmarkt für den grenzüberschreitenden Austausch von Regelenenergie gemäß Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem.⁹³

Im Folgenden wird zuerst das Konzept Regelenenergie, und weiters der österreichische und dann der europäische Regelenenergiemarkt vorgestellt. Besonders wird auf die Regelenenergiemärkte MARI und PICASSO samt ihrer Funktionsweise und Teilnehmern eingegangen. Darauf aufbauend werden MARI und PICASSO im Zusammenhang mit der Kapazitätsmarktdiskussion behandelt. Da PICASSO und MARI zum Austausch von Regelenenergie dienen, also kurzfristige Kapazität, liegt in diesem Abschnitt der Fokus nicht auf der Analyse der Plattformen als Alternative zu einem europäischen Kapazitätsmarkt, der auf langfristige Kapazitäten abzielt, sondern auf der Analyse der Plattformen als mögliche Plattform für einen europäischen Kapazitätsmarkt. Letztlich wird die Harmonisierung im europäischen Kapazitätsmarkt samt Chancen, Herausforderungen und Gefahren diskutiert.

2.1.1 Regelenenergie

Die Austrian Power Grid AG (APG) trägt als Regelzonenführer die Verantwortung, die Netzfrequenz stabil bei 50 Hz zu halten. Um dies sicherzustellen, muss jederzeit ein Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch bestehen. Wenn es zu unerwarteten Abweichungen vom prognostizierten Stromverbrauch oder der -erzeugung kommt, müssen diese kurzfristig ausgeglichen werden. Grundsätzlich wird nach drei Regelreservearten unterschieden. Diese sind Primärregelreserve (engl.: Frequency Containment Reserve – FCR), Sekundärregelreserve (engl. Automatic Frequency Restoration Reserve – aFRR), und Tertiärregelreserve (engl. Manual Frequency Restoration Reserve - mFRR).⁹⁴

Bei großen Lastschwankungen, wie dem Ausfall eines Kraftwerks oder unerwarteten Änderungen im europäischen Übertragungs- und Verbundnetz (ENTSO-E Netz), wird die Primärregelung der Regelzonenführer aktiviert. Diese Regelung wirkt nahezu sofort, um die Netzfrequenz stabil zu halten. Die Aktivierung erfolgt automatisch bei Abweichungen der Frequenz von 50 Hz. Die maximale Aktivierung (entspricht dem Auslegungsstörfall) erfolgt bei einer Frequenzabweichung von 200 mHz und darüber. Die Menge an Leistung, die

⁹¹ https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/

⁹² https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/

⁹³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R2195#d1e2065-6-1>

⁹⁴ <https://www.apg.at/projekte/mari-und-picasso/>

bereitgestellt wird, wird auf Basis einer gemeinsamen Formel, basierend auf den jeweiligen Erzeugungsmengen, berechnet und festgelegt und durch eine freiwillige Vereinbarung der Regelzonenführer bestimmt. Im Synchronbereich Kontinentaleuropas wird eine Primärregelreserve von +/-3000 MW ständig bereitgehalten. Die von der Regelzone APG vorzuhaltende Primärregelreserve ändert sich jedes Jahr geringfügig und beträgt etwa +/-73 MW.⁹⁵

Die Primärregelung wird im EIWOG 2010 in der Legaldefinition des § 7 Z 58 definiert als „eine automatisch wirksam werdende Wiederherstellung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch ... bis höchstens 30 Sekunden nach Störungseintritt“. Falls die Störung länger dauert, wird nach maximal 30 Sekunden oder parallel zur Primärregelung die automatische Sekundärregelung aktiviert. Diese hilft, die Primärregelung zu entlasten, und wird innerhalb der Regelzone zur Stabilisierung der Frequenz eingesetzt. Die Wiederherstellung der Frequenz kann im Bereich von mehreren Minuten liegen. Wenn die Störung länger als 15 Minuten anhält, übernimmt die Tertiärregelung oder wird parallel zur Sekundärregelung aktiviert. Diese kann manuell oder automatisch gestartet werden und sollte spätestens 15 Minuten nach Beginn der Störung wirksam sein. Während die Sekundärregelung innerhalb von 15 Minuten vollständig wiederhergestellt sein sollte, kann die Tertiärregelung länger aktiv bleiben. Zudem muss die Reservekapazität so groß sein, dass sie den Ausfall des größten Kraftwerksblocks im Verantwortungsbereich kompensieren kann.⁹⁶

2.1.1.1 Regelenergiemarkt in Österreich

2.1.1.1.1 Plattform

Die APG sorgt durch wettbewerbsbasierte Ausschreibungen dafür, dass entsprechende Regelreserven zur Verfügung stehen, die bei Bedarf aktiviert werden können. Dazu stellt die APG für die Ausschreibung von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistungen Anbietern die Nutzung des elektronischen Ausschreibungssystems RRAP (Regelreserveausschreibungsplattform der Austrian Power Grid AG) zur Verfügung. An diesen Ausschreibungen kann jeder Marktteilnehmer, der bestimmte technische Bedingungen erfüllt und einen entsprechenden Rahmenvertrag unterzeichnet hat, teilnehmen. Die Registrierung erfolgt über die APG.⁹⁷

2.1.1.1.2 Teilnahmebedingungen

Im Rahmen der technischen Präqualifikation wird geprüft, ob die Anlagen eines Anbieters, oder sein Poolkonzept, die notwendigen technischen Anforderungen für jede Art von Reserve (Primärregelung, Sekundärregelung oder Tertiärregelung) erfüllen. Die genauen technischen Anforderungen sind auf der Homepage der APG einzusehen. Ein Anbieter kann grundsätzlich für jede dieser Reservearten eine Präqualifikation erhalten. Die Präqualifikation wird jedoch für jede Reserveart einzeln durchgeführt. Mit der zusätzlichen Unterzeichnung eines Rahmenvertrages wird der Anbieter als akkreditierter Anbieter geführt und hat die Möglichkeit,

⁹⁵ <https://markt.apg.at/netz/netzregelung/>

⁹⁶ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/regelreserve-und-ausgleichsenergie>

⁹⁷ <https://rrap.apg.at/de/terms-and-conditions>

an den entsprechenden Ausschreibungen der Regelenergie für die Regelzone APG, teilzunehmen.⁹⁸

2.1.1.1.3 Ausschreibungen

Der Markt für Primärregelreserve umfasst (im Gegensatz zu Sekundär- und Tertiärregelreserve) nur eine Leistungsausschreibung, da die tatsächlich auftretenden Aktivierungsmengen relativ klein sind. Die Anbieter werden also, ähnlich einem Kapazitätsmechanismus, für die reine Kapazitätsbereitstellung vergütet. Die in der Regelzone APG permanent vorzuhaltende Primärregelreserve beträgt für das Jahr 2023 +/-72 MW. Die Primärregelreserve wird täglich in sechs 4-Stunden Produkten beschafft. Das Mindestgebot ist +/-1 MW. Das Produkt enthält positive und negative Primärregelreserve im gleichen Umfang. Getrennte Angebote für positive oder negative Primärregelreserve sind daher nicht möglich. Darüberhinausgehende Angebote können in ganzen MW-Schritten, maximal jedoch bis zur präqualifizierten Leistung abgegeben werden. Für unteilbare Gebote gilt eine Maximalgebotsgröße von +/- 25 MW. Der Angebotszeitraum für Ausschreibungen beginnt üblicherweise sieben Tage vor Lieferung und endet am Tag vor Lieferung. Jeder Anbieter erhält für seine zugeschlagenen Angebote den ermittelten Grenzpreis („pay as cleared“) und damit mindestens den in diesen Angeboten geforderten Leistungspreis.⁹⁹

Der Markt für Sekundärregelreserve umfasst eine Leistungsausschreibung und eine Energieausschreibung. Angebotene Kapazitäten müssen im Fall des Zuschlags in der Leistungsausschreibung auch am Regelarbeitsmarkt bei der Energieausschreibung angeboten werden. Neben den verpflichtenden Energiegeboten, die Anbieter nach einem Zuschlag in der Leistungsausschreibung abgeben müssen, können Marktteilnehmer zusätzliche, sogenannte „freie Energiegebote“ abgeben. Gebote werden in einer Merit Order Liste nach ihrem Leistungs- bzw. Energiepreis gereiht. Die für die Regelzone APG dimensionierte Sekundärregelreserve wird in täglichen Leistungsausschreibungen beschafft und beträgt ab Liefertag 13.08.2024 +/-225 MW. Sekundärregelleistung wird täglich in sechs 4-Stunden Produkten (Lieferung und Bezug) beschafft. Der Angebotszeitraum für Ausschreibungen beginnt üblicherweise sieben Tage vor Lieferung und endet am Tag vor Lieferung. Die Mindestgebotsgröße für Angebote eines Anbieters je Produkt beträgt 1 MW. Darüberhinausgehende Angebote können in ganzen 1-MW-Schritten, maximal jedoch bis zur präqualifizierten Leistung abgegeben werden. Getrennte Angebote für positive oder negative Primärregelreserve sind möglich. Marktteilnehmer, deren Gebote zugeschlagen wurden, erhalten den abgegebenen Leistungspreis ihres Gebots, d.h. die Abrechnung folgt nach „Pay-As-Bid“ Prinzip. Bei der Energieausschreibung wird in einer Produktauflösung von 15 Minuten zugeschlagen. Der Angebotszeitraum für Energieausschreibungen beginnt nach der Beendigung der Leistungsausschreibung und endet 25 Minuten vor Beginn der jeweiligen Produktzeitscheibe. Die Mindestgebotsgröße für Angebote eines Anbieters je Produkt beträgt 1 MW. Darüberhinausgehende Angebote können in ganzen 1-MW-Schritten, maximal jedoch bis zur präqualifizierten Leistung abgegeben werden.¹⁰⁰ Das systemtechnische Limit

⁹⁸ <https://markt.apg.at/netz/netzregelung/teilnahmebedingungen/>

⁹⁹ <https://markt.apg.at/netz/netzregelung/primaerregelung/>

¹⁰⁰ <https://markt.apg.at/netz/netzregelung/sekundaerregelung/>

für Arbeitspreise beträgt +/- 15.000 EUR/MWh. Auch hier werden die Angebote in einer Merit Order Liste gereiht und nach dem „Pay-As-Cleared“ Prinzip vergütet.¹⁰¹

Der Markt für Tertiärregelreserve umfasst wie der Sekundärregelreservemarkt sowohl eine Leistungsausschreibung als auch eine Energieausschreibung. Ebenfalls müssen angebotene Kapazitäten im Fall des Zuschlags auch in der Energieausschreibung angeboten werden. Die Tertiärregelleistung wird in täglichen Leistungsausschreibungen beschafft und beträgt ab 13.08.2024 +255/-170 MW. Tertiärregelleistung wird täglich in sechs 4-Stunden Produkten (Lieferung und Bezug) beschafft. Die Mindestgebotsgröße für Angebote eines Anbieters je Produkt beträgt 1 MW. Darüberhinausgehende Angebote können in ganzen 1-MW-Schritten, maximal jedoch bis zur präqualifizierten Leistung abgegeben werden. Die Abrechnung erfolgt ebenfalls nach dem „Pay-As-Bid“ Prinzip. Bei der Energieausschreibung wird in einer Produktauflösung von 15 Minuten zugeschlagen. Der Angebotszeitraum für Energieausschreibungen beginnt nach der Beendigung der Leistungsausschreibung und endet 25 Minuten vor Beginn der jeweiligen Produktzeitscheibe. Die Mindestgebotsgröße für Angebote eines Anbieters je Produkt beträgt 1 MW. Darüberhinausgehende Angebote können in ganzen 1-MW-Schritten, maximal jedoch bis zu 25 MW abgegeben werden.¹⁰² Das systemtechnische Limit für Arbeitspreise beträgt +/- 99.999 EUR/MWh. Auch hier werden die Angebote in einer Merit Order Liste gereiht und nach dem „Pay-As-Cleared“ Prinzip vergütet.^{103, 104}

2.1.1.1.4 Teilnehmer

Derzeit listet die APG insgesamt 18 Anbieter für Regelreserve. Anbieter können sich für mehrere Regelreservearten gleichzeitig qualifizieren. Es gibt derzeit 8 Anbieter für Primärregelreserve, 16 für Sekundärregelreserve, und 15 für Tertiärregelreserve. Darunter befinden sich die Kraftwerksbetreiber der großen Energieversorger wie die EVN AG oder die Wien Energie GmbH, aber auch die ÖBB-Infrastruktur AG oder die A1 Telekom Austria AG.¹⁰⁵

2.1.1.1.5 Kosten

Die für die Primärregelung anfallenden Kosten werden gemäß § 68 Abs. 1 ELWOG 2010 vom Regelzonenführer an Erzeuger, mit einer Engpasseleistung von mehr als 5 MW, verrechnet. Die Zuteilung der Kosten erfolgt im Verhältnis ihrer Jahreserzeugung.

Im Fall der Sekundärregelung fallen sowohl Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung als auch Kosten für die Lieferung von Regelenergie an. Diese Kosten werden teils durch das Systemdienstleistungsentgelt, und teils über das Ausgleichsenergiepreissystem den Bilanzgruppen in Rechnung gestellt. Auf Basis der erfassten Mengen und des Ausgleichsenergiepreises (der sich vor allem aus dem Preis der aktivierten Regelenergie bestimmt), wird den einzelnen Bilanzgruppen die verbrauchte Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt (AB Strom BKO). Ausgleichsenergie ist die Abweichung einer Prognose in der

¹⁰¹ <https://markt.apg.at/dokumenten-hub/modalitaeten-fuer-regelreserveanbieter-in-oesterreich/>

¹⁰² <https://markt.apg.at/netz/netzregelung/tertiaerregelung/>

¹⁰⁴ <https://markt.apg.at/dokumenten-hub/modalitaeten-fuer-regelreserveanbieter-in-oesterreich/>

¹⁰⁵ <https://markt.apg.at/netz/netzregelung/>

Bilanzgruppe. Die Art und Weise der Weiterverrechnung dieser Kosten an die Lieferanten bzw. an die Kunden bleibt den Marktteilnehmern überlassen.¹⁰⁶ Das Systemdienstleistungsentgelt beinhaltet die Kosten für die Bereithaltung der Leistung und jenen Anteil der Kosten für die erforderliche Arbeit, der nicht durch die Entgelte für Ausgleichsenergie aufgebracht wird. Das Systemdienstleistungsentgelt ist arbeitsbezogen zu bestimmen und ist von Einspeisenden, einschließlich Kraftwerksparks, mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW regelmäßig zu entrichten.¹⁰⁷

Die Kosten der Vorhaltung von Tertiärregelleistung werden mit dem zusätzlichen Abrechnungsmechanismus (ZAM) verrechnet. Der ZAM wird den einzelnen Bilanzgruppenverantwortlichen auf Basis ihrer Erzeugungs- und Verbrauchsumsätze verrechnet. Für die beiden Umsatzarten wird ein Preis berechnet, indem die monatlichen Gesamtkosten für die Vorhaltung von Tertiärregelleistung durch die Summe aller Erzeugungsumsätze und aller Verbrauchsumsätze aller Bilanzgruppen geteilt werden. Das Ergebnis ist ein Preis (€/MWh), den alle Bilanzgruppenverantwortlichen pro MWh ihres Erzeugungsumsatzes und pro MWh ihres Verbrauchsumsatzes zu entrichten haben.¹⁰⁸

2.1.1.2 Europäischer Regelenenergiemarkt

APG arbeitet seit Jahren gemeinsam mit europäischen Partnern daran, die Kosten im Regelreservemarkt zu senken und hat dabei bereits bedeutende Erfolge erzielt. Durch diese Zusammenarbeit konnten die jährlichen Kosten zwischen 2014 und 2020 um rund 80 % auf 40 Millionen Euro reduziert werden. Weitere Innovationen und Maßnahmen zur Marktintegration zielen darauf ab, die Kosten weiter zu senken und gleichzeitig die Gesamtwohlfahrt zu steigern. Marktteilnehmer erhalten zudem flexiblere Möglichkeiten zur Teilnahme am Regelreservemarkt. Zwei wesentliche Projekte in diesem Bereich sind PICASSO, die europäische Plattform für die automatische Frequenzwiederherstellung (aFRR), und MARI, die Plattform für manuell aktivierte Reserven (mFRR). Diese Initiativen sind Teil einer breiteren Zusammenarbeit der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, die durch die 2017 verabschiedete europäische Electricity Balancing Guideline unterstützt wird. Das Grundprinzip dieser Guideline ist: Je kurzfristiger der Handel und je mehr europäische Partner beteiligt sind, desto geringer fallen die Kosten aus. Deshalb sollen nationale Märkte für Sekundär- und Tertiärregelenergie auf europäischer Ebene vereinheitlicht und die Auktionsintervalle auf 15 Minuten verkürzt werden. Auf europäischer Ebene wurden die aFRR-Plattform PICASSO im Juni 2022 und die mFRR-Plattform MARI im Oktober 2022 mit ersten Übertragungsnetzbetreibern (TSOs) in Betrieb genommen. APG ist seit Juni 2022 Teil von PICASSO und seit Juni 2023 Teil von MARI. In den ersten sechs Monaten nach APGs Beitritt war die österreichische Export-Import-Bilanz positiv, was bedeutet, dass heimische Anbieter von Sekundärregelreserve höhere Exporterlöse erzielen als Importkosten für die APG entstehen.¹⁰⁹

¹⁰⁶ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/regelreserve-und-ausgleichsenergie>

¹⁰⁷ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/systemnutzungsentgelte>

¹⁰⁸ https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/ZAM+Artikel+44_3+GLEB_Einreichung.cleaned.pdf/21a964bc-de6d-dcb4-ea6c-5923f067b9d5?t=1551190222966

¹⁰⁹ <https://www.apg.at/projekte/mari-und-picasso/>

2.1.1.2.1 MARI

2.1.1.2.1.1 Teilnehmer

Der Beitritt der Mitglieds-Übertragungsnetzbetreiber zur MARI-Plattform ist gemäß dem folgenden Beitrittsfahrplan geplant. MARI und ENTSO-E stellen diesen Fahrplan jedoch nur zu Informationszwecken zur Verfügung, und er kann sich im Laufe der Umsetzung ändern. Faktoren wie betriebliche oder technische Einschränkungen könnten den Zeitplan beeinflussen, insbesondere wenn mehrere Übertragungsnetzbetreiber gleichzeitig beitreten. Der Fahrplan wird mindestens zweimal jährlich aktualisiert, um die Interessengruppen über den Fortschritt zu informieren.

Bis Juli 2024 waren Österreich, d.h. der österreichische Übertragungsnetzbetreiber APG, Tschechien (ČEPS), und Deutschland (50Hertz Transmission, Amprion, TenneT DE, und TransnetBW) operative Mitglieder von MARI. Laut letztem Beitrittsfahrplan vom Oktober sind inzwischen auch Lettland (AST), Litauen (LITGRID) und Estland (ELERING) operative Mitglieder. Weiters ist es demnach geplant, dass auch die Regelzonenführer der Länder Portugal und Slowakei bis Ende 2024 operative MARI-Mitglieder werden, und Belgien, Spanien, Slowenien, Bulgarien, Niederlande, und Polen im Laufe des Jahres 2025. Siehe Abbildung 1 für den Fahrplan der insgesamt 25 Länder, die sich am Fahrplan beteiligen.¹¹⁰

2.1.1.2.1.2 Funktionsweise

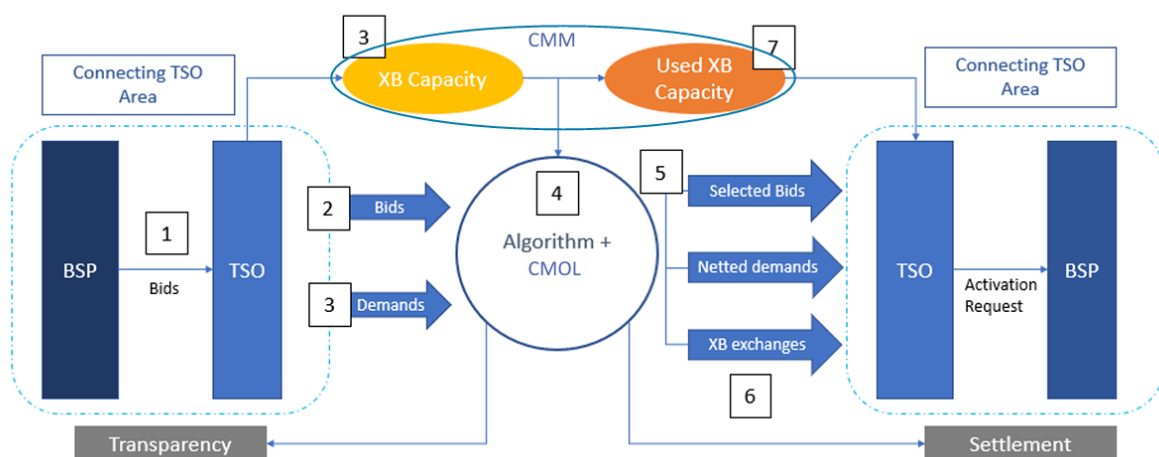
Die TSOs (Transmission System Operators) empfangen zunächst Gebote von den Balancing Service Providers (BSPs) innerhalb ihrer lokalen Bilanzierungsgebiete und leiten diese mFRR-Gebote anschließend an die zentrale mFRR-Plattform weiter, Abbildung 2 zur Übersicht. Gleichzeitig übermitteln die TSOs ihren Regelbedarf sowie die verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazitäten entweder direkt oder über das Capacity Management Module (CMM), welches die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten im europäischen Stromnetz verwaltet, bereitstellt und überwacht, um Netzstabilität und eine effiziente Energienutzung zu gewährleisten. Die zentrale Plattform optimiert daraufhin das Clearing, indem sie die Bedarfe der TSOs mit den Geboten der BSPs abgleicht, wobei Mixed Integer Linear Programming (MILP) als Optimierungsmethode verwendet wird, um ein lineares Ziel unter bestimmten Bedingungen zu erreichen. Die Ergebnisse, einschließlich akzeptierter Gebote, erfüllter Bedarfe und Preise, werden den TSOs kommuniziert. Anschließend berechnet die Plattform die kommerziellen Flüsse zwischen den Bilanzierungsgebieten und übernimmt die Abrechnung der Kosten und Einnahmen zwischen den TSOs. Abschließend werden die entstehenden grenzüberschreitenden Zeitpläne (XB) sowie die verbleibende ATC (Available Transfer Capacity) den TSOs übermittelt.¹¹¹

Zusammenfassend stellt MARI sicher, dass eine ausreichende Reservekapazität verfügbar ist, um auch in unvorhergesehenen Situationen eine Netzbalance gewährleisten zu können. Die

¹¹⁰ https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/2024/MARI_Accession_roadmap_OCT_2024.pdf

¹¹¹ https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/2023/MARI_AOF_PublicDocumentation_v1.2.pdf

mFRR-Platform Accession Roadmap				Last updated on 10th October 2024 based on latest information available.																								
Country	Derogation deadline	Last published accession date	New accession date	TSO	2024												2025											
					7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12						
Germany				50Hz/AMP/ TTG/TNG																								
Czech Republic				CEPS																								
Austria				APG																								
Latvia ²	24/07/2024	Oct-24		AST																								
Lithuania ²	24/07/2024	Oct-24		LITGRID																								
Estonia ²	24/07/2024	Oct-24		ELERING																								
Portugal	24/07/2024	Sep-24	Nov-24	REN																								
Slovakia	24/07/2024	Dec-24		SEPS																								
Spain ¹²	24/07/2024	Q1 2025	Feb-25	RE																								
Belgium ¹¹	24/07/2024	Q1 2025	Mar-25	Elia																								
Bulgaria	30/06/2024	Q3 2025	Q2 2025	ESO																								
Slovenia ¹⁰	24/07/2024	Not available	Oct-25	ELES																								
Netherlands ⁷	24/07/2024	Q4 2025		TenneT BV																								
Poland ⁵	24/07/2024	Q4 2025		PSE																								
Hungary ⁴	24/07/2024	Q1 2026		MAVIR																								
Italy	24/07/2024	Not available		Terna																								
France ⁶	24/07/2024	Not available		RTE																								
Greece ¹	24/07/2024	Not available		IPTO																								
Romania ³	24/07/2024	Oct-24	Apr-26	Transelectrica																								
Denmark ³	24/07/2024	Not available		Energinet																								
Finland ³	24/07/2024	Not available		Fingrid																								
Sweden ³	24/07/2024	Not available		SVK																								
Croatia ¹³	24/07/2024	Not available		HOPS																								
EEA																												
Norway ³	24/07/2024	Not available		Statnett																								
Non-EU Member st																												
Switzerland ⁸		Not available		Swissgrid																								
	5.4. (b)(i)			National terms and conditions development																								
	5.4. (b)(i)			National terms and conditions entry info force																								
	5.4. (b)(iii)			Interoperability tests between TSO and mFRR-Platform																								
	5.4. (b)(v)			TSO connection to mFRR-platform / Go-live																								
	5.4. (b)(vii)			EBGL Article 62 Derogation considered/requested/granted (new deadline listed)																								
Country/TSO					TSO connection to mFRR-platform / Go-live																							



2.1.1.2.2 PICASSO

2.1.1.2.2.1 Teilnehmer

Der Beitritt der Mitglieds-Übertragungsnetzbetreiber zur PICASSO-Plattform ist ähnlich zu MARI gemäß einem Beitrittsfahrplan geplant. PICASSO und ENTSO-E stellen diesen Fahrplan jedoch nur zu Informationszwecken zur Verfügung, und er kann sich im Laufe der Umsetzung ändern. Faktoren wie betriebliche oder technische Einschränkungen könnten den Zeitplan beeinflussen, insbesondere wenn mehrere Übertragungsnetzbetreiber gleichzeitig beitreten. Auch dieser Fahrplan wird mindestens zweimal jährlich aktualisiert, um die Interessengruppen über den Fortschritt zu informieren. Bis September 2024 waren Österreich, i.e., der österreichische Übertragungsnetzbetreiber APG, Tschechien (ČEPS), und Deutschland (50Hertz Transmission, Amprion, TenneT DE, und TransnetBW) operative Mitglieder von MARI. Italien (TERNA) trat im Juli 2023 bei, im März 2024 jedoch (vorerst) wieder aus.¹¹² Im Oktober 2024 sind die Niederlande und Dänemark hinzugekommen, sowie die Slowakei und Belgien im November 2024. Bulgarien, Litauen, Griechenland, Finnland, Frankreich, Estland und Lettland sind im laufenden Jahr 2025 operative Mitglieder geworden, siehe Abbildung 3 für den Fahrplan der insgesamt 25 Länder, die sich am Fahrplan beteiligen.¹¹³

¹¹² https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/picasso/240313_PICASSO_press_release_platform_suspension_operations_TERNA.pdf

¹¹³ https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/picasso/PICASSO_12th_Accession_roadmap_ext.pdf

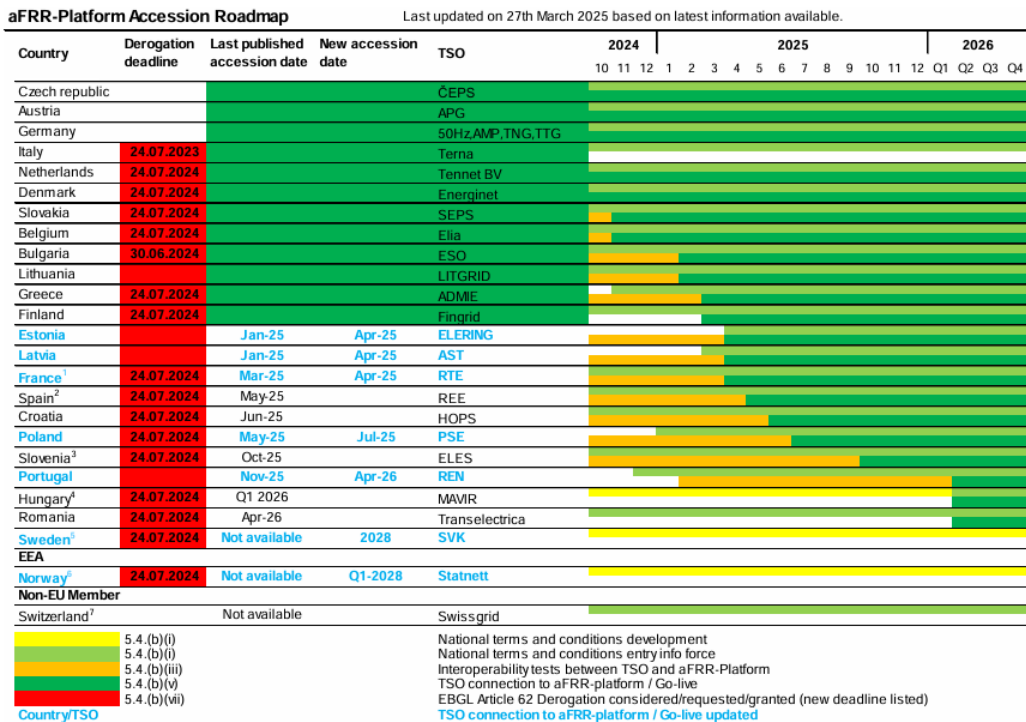


Abbildung 3 PICASSO accession roadmap. Source: Entsoe

2.1.1.2.2.2 Funktionsweise

Die Funktionsweise von PICASSO beruht auf der zentralen Koordination und Optimierung von aFRR, siehe Abbildung 4 zur Übersicht. Zunächst übermitteln BSPs ihre Gebote an die TSOs in ihrer Load Frequency Control-Zone (LFC). Diese Gebote werden an die Plattform weitergeleitet, die auch die grenzüberschreitenden Kapazitätsgrenzen (Cross-Border Capacity Limits, CBCL) sowie die aFRR-Anforderungen der TSOs erhält. Die Plattform nutzt Algorithmen wie die Aktivierungsoptimierungsfunktion (AOF) und die Zusammenführung der Common Merit Order List (CMOL), um Gebote zu optimieren und Clearing-Ergebnisse an die TSOs zu kommunizieren. Basierend darauf stellen die TSOs aFRR-Anfragen an BSPs. Transparenz wird durch die Veröffentlichung von Daten gewährleistet, während die Abrechnung zwischen TSOs und BSPs sowie zwischen TSOs selbst parallel läuft. Hochspannungs-Gleichstromübertragungen (HVDC) können ebenfalls in den Prozess integriert werden, wobei Echtzeit- und nicht-Echtzeit-Daten für die Entscheidungsfindung verwendet werden.¹¹⁴

¹¹⁴ https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/picasso/PICASSO_Public_Algorithm_description_v3.0.pdf

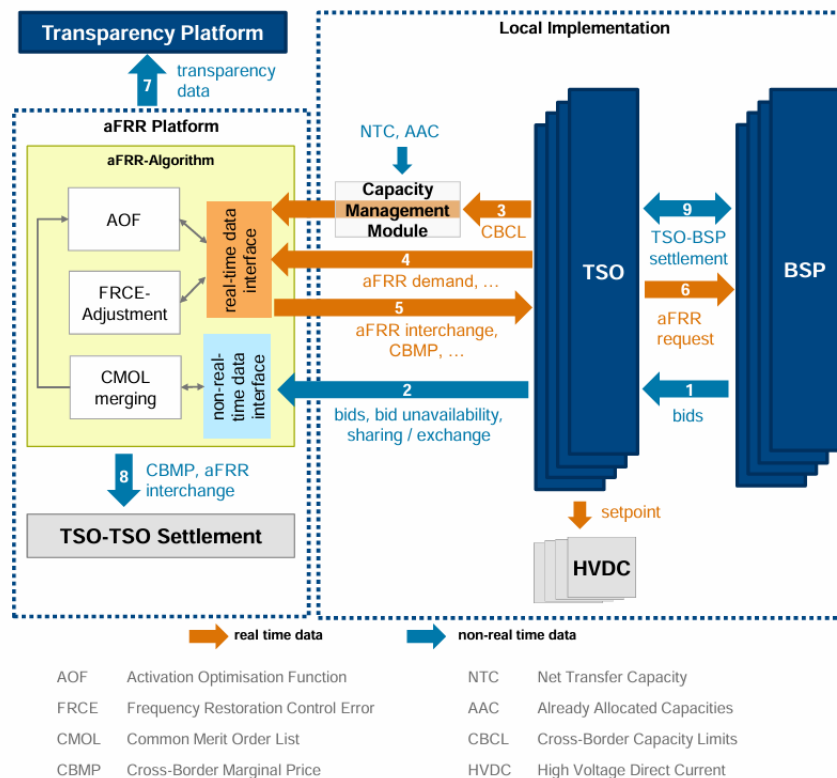


Abbildung 4 PICASSO description. Source: Entsoe

2.1.2 MARI und PICASSO im Rahmen der Kapazitätsmarktdiskussion

Die Plattformen sind bislang vor allem auf kurzfristige Märkte ausgelegt und nicht dafür geschaffen, langfristige Kapazitätsverpflichtungen zu verwalten. Unterschiedliche nationale Ansätze zu Kapazitätsmärkten würden zudem die grenzüberschreitende Koordination erschweren bzw. eine Harmonisierung erfordern. Technisch sind erhebliche Anpassungen erforderlich, um Echtzeit-Datenflüsse aus den Kapazitätsmärkten in die bestehenden Plattformen zu integrieren.

Um PICASSO und MARI fit für die Integration eines europäischen Kapazitätsmarktes zu machen, sind mehrere Schritte nötig. Zunächst müssen die Marktregeln harmonisiert werden, sodass sowohl die Kapazitätsmärkte als auch die kurzfristigen Energiemärkte europaweit einheitlich funktionieren. Dies beinhaltet eine Standardisierung der Kapazitätsprodukte und eine Synchronisierung der Zeitpläne, um einen reibungslosen Ablauf zwischen langfristigen und kurzfristigen Anforderungen sicherzustellen.

Technisch müssten die Plattformen erweitert werden, um Kapazitätsdaten zu verarbeiten und die Verfügbarkeit der Kapazitäten in Echtzeit sicherzustellen. Algorithmen wie die Activation Optimisation Function müssten an die neuen Anforderungen angepasst werden, um sicherzustellen, dass Kapazitäten aus den Märkten optimal genutzt werden. Gleichzeitig müsste die Infrastruktur der Plattformen gestärkt werden, um größere Datenmengen zu verarbeiten, grenzüberschreitende Kapazitätsflüsse zu optimieren und die IT-Sicherheit zu gewährleisten.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Nutzung der bestehenden Regelenenergieplattformen PICASSO und MARI für die Organisation eines europäischen Kapazitätsmechanismus erhebliche Weiterentwicklungen erfordern würde. Die

Harmonisierung von Marktregeln, technische Anpassungen und eine klare regulatorische Struktur sind dabei essenziell, um die Vorteile eines europäischen Kapazitätsmarktes voll auszuschöpfen, ohne die Flexibilität und Effizienz der bestehenden Plattformen zu gefährden.

2.1.3 Harmonisierung im europäischen Kapazitätsmarkt: Chancen, Herausforderungen und Gefahren

Die Idee eines harmonisierten europäischen Kapazitätsmarktes steht im Zentrum der europäischen Energiepolitik. Ziel ist es, die Energiemärkte der Mitgliedsstaaten so miteinander zu verknüpfen, dass Versorgungssicherheit, Effizienz und die Integration erneuerbarer Energien auf höchstem Niveau gewährleistet werden können. Doch der Weg dorthin ist geprägt von technischen, regulatorischen und marktpolitischen Hürden. Der Fall Italiens und dessen vorübergehender Austritt aus dem Picasso-Algorithmus zeigt exemplarisch, wie komplex und riskant Harmonisierungsvorhaben sein können, und welche Konsequenzen drohen, wenn nationale Interessen mit den Zielen der europäischen Integration kollidieren.¹¹⁵

Die Abkopplung Italiens vom PICASSO-Algorithmus unterstreicht die Bedeutung von Transparenz, Vertrauen und insbesondere harmonisierten Marktprozessen bei der Einführung technischer Mechanismen. Der Algorithmus, der entwickelt wurde, um Preisbildung und Netzstabilität über Grenzen hinweg zu steuern, führte aufgrund unterschiedlicher Gebotsbildungsprozesse in Italien zu Preisextremen, die den italienischen Markt destabilisierten.¹¹⁶ Klare Transparenz ist nicht nur ein technisches oder regulatorisches Anliegen, sondern auch eine grundlegende Voraussetzung für die Akzeptanz der Marktteilnehmer und die Glaubwürdigkeit der Plattform. Ein System sollte für alle Marktteilnehmer völlig transparent sein, und so Vertrauen und Glaubwürdigkeit herstellen. Ansonsten wird das Ziel einer stabilen, effizienten und fairen Marktintegration gefährdet.

Neben der Transparenz hat auch die Frage nach der Flexibilität des harmonisierten Systems entscheidende Bedeutung. Der italienische Fall zeigt, dass die Integration europäischer Mechanismen auf nationale Besonderheiten eingehen muss. Länder haben unterschiedliche Energiemixe, Regulierungsansätze und infrastrukturelle Voraussetzungen. Ein europäischer Kapazitätsmarkt, der diesen Unterschieden nicht Rechnung trägt, läuft Gefahr, Spannungen zu erzeugen, die die gesamte Harmonisierung gefährden können. Dies erfordert, dass die Algorithmen und Regelwerke zwar europaweit einheitlich gestaltet, aber dennoch anpassungsfähig genug sind, um nationale Eigenheiten zu berücksichtigen.

Die Auswirkungen einer mangelnden Harmonisierung reichen weit über nationale Grenzen hinaus. Sobald ein Mitgliedstaat aus einem gemeinsamen Mechanismus aussteigt, wird die geplante Integration der Märkte erschwert oder verzögert. Dies führt nicht nur zu politischen und wirtschaftlichen Kosten, sondern auch zu einer Fragmentierung des Marktes. Ein fragmentierter europäischer Energiemarkt gefährdet die Versorgungssicherheit und behindert die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Energiebranche auf globaler Ebene. Eine solche Entwicklung steht im Widerspruch zu den Zielen der EU, die Energiemärkte resilienter und zukunftsfähiger zu gestalten.

¹¹⁵ <https://montel.energy/commentary/picasso-and-its-problems-italian-imbalance-issues>

¹¹⁶ <https://montelnews.com/news/b53e99d7-7a31-46a9-b135-09e886bea8ee/italy-picasso-exit-needed-but-hurts-harmonization-experts>

Alleingänge wie der Italiens bergen darüber hinaus die Gefahr, dass nationale Interessen langfristig die Harmonisierung ausbremsen. Wenn jedes Land versucht, seine eigenen Lösungen zu implementieren, entstehen technische und regulatorische Inkompatibilitäten, die nicht nur die Marktintegration erschweren, sondern auch zusätzliche Kosten verursachen. Ein zersplittertes System würde zu einer ineffizienten Ressourcennutzung führen und die potenziellen Vorteile eines europäischen Kapazitätsmarktes, wie eine bessere Integration erneuerbarer Energien und eine effizientere Nutzung grenzüberschreitender Infrastruktur, erheblich schmälern.

Die europäische Energiewende steht und fällt mit der Fähigkeit der Mitgliedsstaaten, gemeinsam zu agieren. Ein harmonisierter Kapazitätsmarkt könnte eine zentrale Säule dieses Vorhabens werden, indem er Angebot und Nachfrage effizient ausgleicht, die Nutzung erneuerbarer Energien optimiert und Versorgungssicherheit gewährleistet. Doch dies erfordert einen klaren Fahrplan, der technologische Robustheit, Transparenz und Flexibilität in den Mittelpunkt stellt. Der Fall Picasso zeigt, dass eine unzureichende Vorbereitung zu Vertrauensverlust, Marktinstabilität und politischen Spannungen führen kann. Gleichzeitig bietet er die Gelegenheit, aus Fehlern zu lernen und zukünftige Systeme besser zu gestalten.

Die Harmonisierung der europäischen Energiemärkte ist kein Selbstzweck, sondern ein notwendiger Schritt, um die Herausforderungen einer dekarbonisierten Energieversorgung zu meistern. Dabei dürfen kurzfristige nationale Interessen nicht die langfristigen Vorteile einer integrierten Lösung gefährden. Der europäische Kapazitätsmarkt kann nur erfolgreich sein, wenn alle Akteure an einem Strang ziehen und sich ihrer gemeinsamen Verantwortung bewusst sind. Ein Scheitern dieses Projekts würde nicht nur die Energieversorgung Europas schwächen, sondern auch das Vertrauen in die europäische Integration als Ganzes untergraben. Nur durch eine enge Zusammenarbeit und einen ausgewogenen Umgang mit nationalen und europäischen Interessen kann dieses ambitionierte Vorhaben gelingen.

2.2 Stilllegungsverbote und Ausstiegsprämien

Kapazitätsmärkte, Stilllegungsverbote und Ausstiegsprämien sind eng miteinander verknüpfte Instrumente, die darauf abzielen, die Versorgungssicherheit während des Übergangs zu einer nachhaltigeren Energieversorgung zu gewährleisten. Dabei bieten Kapazitätsmärkte finanzielle Anreize, Stilllegungsverbote sorgen für gesetzliche Sicherheiten, und Ausstiegsprämien ermöglichen einen geordneten Rückzug von nicht mehr benötigten Kraftwerken.

In den folgenden Abschnitten werden die Funktionsweisen von Stilllegungsverböten (siehe Abschnitt 2.2.1) und Ausstiegsprämien (siehe Abschnitt 2.2.2), also von Alternativen zu Kapazitätsmärkten, erläutert und mögliche Verknüpfungen (siehe Abschnitt 2.2.3) dargestellt.

2.2.1 Stilllegungsverbote

Ausgehend von Betriebskosten, Marktnachfrage und -preisen können Unternehmen in liberalisierten Strommärkten darüber entscheiden, ob Kraftwerke zur Stromproduktion betrieben oder im Falle der Unrentabilität stillgelegt werden sollten. Das Stilllegungsverbot ist im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG) geregelt und bestimmte Betreiber von Kraftwerken (Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW) sind verpflichtet, eine geplante Stilllegung der APG (Regelzonenführer) anzuzeigen.

Die Betreiber müssen dabei gemäß § 23a Abs. 1 ElWOG 2010 bis spätestens 30. September eines Jahres alle geplanten temporären, saisonalen oder endgültigen Stilllegungen ihrer Anlage melden. Diese Verpflichtung gilt für Stilllegungen, die ab dem 1. Oktober des darauffolgenden Jahres wirksam werden sollen, wobei die Meldung verbindlich beim Regelzonenführer eingereicht werden muss.¹¹⁷

Die Aufgaben des Regelzonenführers gemäß § 23a und § 23b ElWOG 2010 umfassen die jährliche Systemanalyse zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve sowie die anschließende Beschaffung der Netzreserve durch ein Ausschreibungsverfahren. Diese Aufgaben sind direkt mit der Anzeigepflicht für Stilllegungen verbunden. Betreiber, die eine Stilllegung ihrer Anlage angezeigt haben, haben das Recht, an der Ausschreibung zur Beschaffung der Netzreserve teilzunehmen.

Ein Kraftwerk gilt als systemrelevant, wenn seine Stilllegung die Stabilität und Sicherheit des Stromnetzes gefährden würde. Insbesondere in Situationen, in denen die Energieversorgung durch äußere Faktoren gefährdet sein könnte, kann ein Kraftwerk als unverzichtbar eingestuft werden. Wenn ein Kraftwerksbetreiber dazu verpflichtet wird, ein systemrelevantes Kraftwerk weiter zu betreiben, obwohl es wirtschaftlich nicht rentabel ist, kann er in bestimmten Fällen eine Kompensation für die entstehenden Kosten erhalten, sodass die wirtschaftliche Belastung für die Betreiber ausgeglichen wird. § 23c ElWOG 2010 regelt, dass Betreiber für die fortgesetzte Betriebsbereitschaft ihrer Anlage eine angemessene Vergütung erhalten. Die Kompensation umfasst insbesondere Material-, Personal- und Instandhaltungskosten.

Stilllegungsverbote werden üblicherweise für konventionelle Kraftwerke ausgesprochen, die systemrelevant für die Netzstabilität sind. Bei der erneuerbaren Stromproduktion gibt es nur selten Stilllegungsverbote, da Betreiber in der Regel an einer langfristigen Nutzung ihrer Anlagen interessiert sind. Dennoch könnten ähnliche Mechanismen greifen, wenn eine große Anlage zur erneuerbaren Energieerzeugung - wie ein Offshore-Windpark oder ein großes Wasserkraftwerk - als systemrelevant eingestuft wird. Wenn solche Anlagen eine wesentliche Rolle in der Stromversorgung oder Netzstabilität spielen, könnten regulatorische Maßnahmen verhindern, dass sie vom Netz genommen werden. In der Praxis erscheinen Stilllegungsverbote bei erneuerbaren Energien selten, da die Betriebskosten von erneuerbaren Anlagen (Windkraft, Solar) im Vergleich zu konventionellen Anlagen niedrig sind.

Arten von Stilllegungsverbotten

- Temporäre Stilllegungsverbote: Diese werden verhängt, wenn ein Kraftwerk nur für einen bestimmten Zeitraum nicht stillgelegt werden darf, beispielsweise während besonders kritischer Wintermonate.
- Dauerhafte Stilllegungsverbote: Diese Verbote gelten auf unbestimmte Zeit und betreffen Kraftwerke, die als systemrelevant eingestuft wurden. Sie dürfen nicht ohne behördliche Genehmigung stillgelegt werden.

¹¹⁷ <https://markt.apg.at/netz/netzreserve/stilllegungsmeldungen/>

2.2.1.1 Ausgewählte Beispiele aus der Praxis

Österreich^{118, 119, 120}: Insgesamt setzt Österreich selektiv Stilllegungsverbote ein, um die Versorgungssicherheit im Strommarkt zu gewährleisten. Diese Maßnahmen sind oft temporär und eng mit der Entwicklung des Strommarkts sowie den Fortschritten beim Ausbau erneuerbarer Energien und darauf basierenden Speichertechnologien verknüpft.

Nicht alle Stilllegungsverbote in Österreich waren mit der Aufnahme von Kraftwerken in die Netzreserve verbunden, jedoch wurden viele im Hinblick auf die Sicherstellung der Versorgungssicherheit und der Netzstabilität getroffen. Grundsätzlich diente das Instrument Stilllegungsverbot dazu, Kraftwerke in die Netzreserve zu überführen, wie beispielsweise das Gaskraftwerk Mellach, um bei Spitzenlastzeiten oder Netzininstabilitäten einzugreifen.

Einige Kraftwerke, insbesondere ältere Anlagen, wurden als systemrelevant eingestuft, weil sie bestimmte geografische oder technische Funktionen erfüllten. Das bedeutet, dass ihre Stilllegung das Risiko von regionalen Stromausfällen erhöhen könnte, auch wenn sie nicht aktiv in der Netzreserve genutzt wurden. In der Energiekrise 2022, ausgelöst durch den Ukraine-Krieg, wurden strategische Stilllegungsverbote diskutiert, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Dies betraf nicht nur bestehende Gaskraftwerke, sondern auch Überlegungen, ob stillgelegte Kohlekraftwerke, wie Mellach (in der Kohle-Version), temporär reaktiviert werden sollten, wobei diese Pläne auf politischer Ebene scheiterten.

Deutschland¹²¹: Aufgrund der Energiekrise im Zusammenhang mit dem Ukraine-Konflikt hat Deutschland temporär einige Kohlekraftwerke, die eigentlich stillgelegt waren, wieder in Betrieb genommen. Diese Maßnahme war eine Reaktion auf mögliche Gasknappheiten. Obwohl der Ausstieg aus der Kohle langfristig geplant ist (bis spätestens 2038), wurden bis März 2024 kurzfristige Stilllegungsverbote verhängt, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

2.2.1.2 Mögliche Kombination mit Kapazitätsmärkten

Kapazitätsmärkte könnten dazu beitragen, dass Kraftwerke, die sonst möglicherweise aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt würden, weiterhin am Netz bleiben, da sie durch Kapazitätzahlungen wirtschaftlich tragfähig werden. Dies reduziert den Bedarf an Stilllegungsverböten, weil die Marktmechanismen selbst dafür sorgen, dass ausreichend Kapazitäten verfügbar bleiben. Entgegengesetzt könnten Stilllegungsverbote als Back-up fungieren, wenn Kapazitätsmärkte nicht ausreichen, um die notwendige Versorgungssicherheit zu gewährleisten, oder wenn bestimmte Kraftwerke trotz Kapazitätzahlungen unrentabel bleiben. In solchen Fällen kann der Staat bzw. die staatliche Behörde den Betreibern untersagen, diese Anlagen stillzulegen, bis alternative Kapazitäten verfügbar sind bzw. Kapazitätsmärkte implementiert und funktionsfähig sind.

Einerseits ist darauf hinzuweisen, dass Stilllegungsverbote den Markt verzerren, da sie dazu führen, dass unrentable und ineffiziente Kraftwerke die Einführung effizienterer Technologien behindern. Andererseits könnte die Kombination aus Kapazitätsmärkten und

¹¹⁸ <https://www.sustainable-carbon.org/austrias-210-mw-mellach-coal-plant-back-in-market-for-final-quarter/>

¹¹⁹ https://www.gem.wiki/Mellach_power_station#cite_note-2-10

¹²⁰ <https://www.verbund.com/en-at/about-verbund/power-plants/our-power-plants/mellach-combined-cycle>

¹²¹ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/EKBG/start.html>

Stilllegungsverboten jedoch infolge von Flexibilität und Reservekapazitäten eine doppelte Absicherung gegen Versorgungslücken, insbesondere in Zeiten des Übergangs zu erneuerbaren Energien, darstellen.

2.2.2 Ausstiegsprämien

Ausstiegsprämien im Bereich der Stromproduktion stellen ein wichtiges Instrument im Kontext der Energie- und Klimapolitik dar, welche eine Reduktion von CO₂-Emissionen durch den Umbau der Stromerzeugung durch klimaschädliche Technologien anstrebt. Die Prämien bieten den Kraftwerksbetreibern eine Kompensation für entgangene Einnahmen, die sie durch die vorzeitige Anlagenstilllegung verlieren. Vor dem Hintergrund langfristiger Lieferverträge oder erwarteter Profite können somit Anreize gesetzt werden, Kraftwerke vorzeitig stillzulegen. In Strommärkten mit Verzerrungen infolge von Überkapazitäten können Ausstiegsprämien das Angebot reduzieren und somit zu einer Stabilisation der Marktpreise beitragen.

Arten von Ausstiegsprämien

- Direkte finanzielle Prämien: Dies sind einmalige oder gestaffelte Zahlungen an den Betreiber eines Kraftwerks für die freiwillige Stilllegung einer Anlage.
- Kompensation für entgangene Gewinne: Betreiber könnten eine Zahlung erhalten, die den erwarteten Gewinnverlust abdeckt, der durch die frühere Stilllegung entsteht.
- Subventionen für alternative Nutzung: In einigen Fällen können Prämien auch als Unterstützung für den Umbau oder die Umnutzung von Anlagen gewährt werden, etwa zur Umstellung von Kohle bzw. fossiler Energie auf erneuerbare Energien.

2.2.2.1 Ausgewählte Beispiele aus der Praxis

Das Instrument der Ausstiegsprämien wird auf europäischer Ebene im Kohleausstieg eingesetzt. Die Prämien bilden finanzielle Anreize, die an Kraftwerksbetreiber gezahlt werden, wenn sie ihre Kohlekraftwerke früher als geplant stilllegen. Ziel dieser Prämien ist es, den Übergang zu einer klimafreundlicheren Energieversorgung zu beschleunigen, indem wirtschaftliche Verluste seitens der Betreiber abgedeckt werden und eine sozialverträgliche Stilllegung der Anlagen gewährleistet werden kann.^{122, 123, 124}

Insgesamt wurden in verschiedenen Ländern unterschiedliche Modelle von Entschädigungen und Ausstiegsprämien zudem für Atomkraftwerke genutzt. In Deutschland ist das Modell mit Entschädigungszahlungen besonders umfassend und teuer gestaltet, um den schnellen und politisch motivierten Atomausstieg nach Fukushima umzusetzen. In anderen Ländern, wie Belgien oder Schweden, stehen die Entschädigungen meist in Verbindung mit Steuererleichterungen, Rückbaufonds oder nur begrenzten Zahlungen. Diese Maßnahmen zeigen, wie finanzielle Anreize und Ausstiegsprämien genutzt werden, um Betreiber für Verluste durch politische Atomausstiegsentscheidungen zu entschädigen.

In Österreich gibt es keine spezifischen Ausstiegsprämien für die Stromproduktion im eigentlichen Sinne. Allerdings existieren umfangreiche Förderprogramme, um den Übergang

¹²² <https://positionen.wienenergie.at/grafiken/kohleausstieg-europa-2/>

¹²³ <https://beyondfossilfuels.org/europes-coal-exit/>

¹²⁴ <https://reclaimfinance.org/site/wp-content/uploads/2021/10/How-to-exit-coal-briefing.pdf>

von fossilen zu erneuerbaren Energien zu unterstützen. Beispiele dafür sind Förderungen für den Ersatz von fossilen Heizsystemen (z. B. "Raus aus Gas"-Bonus) und für den Ausbau von erneuerbaren Energien wie Photovoltaik und Windenergie. Das letzte Kohlekraftwerk Österreichs in Mellach wurde 2020 stillgelegt, und Österreich setzt auf einen vollständigen Ausstieg aus fossilen Energieträgern bis 2040. Dabei wird eher auf Subventionen für erneuerbare Technologien und strukturelle Modernisierung als auf direkte Prämien für den Rückbau von fossilen Kraftwerken gesetzt.

2.2.2.2 Mögliche Kombination mit Kapazitätsmärkten

Im Rahmen einer Kombination von Marktausstiegsprämien und Kapazitätsmärkten könnten Anreize für den geordneten Rückzug emissionsintensiver Anlagen mit gezielten Kapazitätsmechanismen verknüpft werden. Dabei wäre denkbar, dass bestimmte emissionsstarke, jedoch kurzfristig systemrelevante Kraftwerke zeitlich befristet als Reservekapazitäten am Kapazitätsmarkt teilnehmen – bevor sie endgültig stillgelegt werden. Dies würde allerdings eine differenzierte Ausgestaltung der Teilnahmebedingungen im Kapazitätsmarkt erfordern, etwa durch temporär angehobene Emissionsgrenzwerte. Erzeuger, die konventionelle Kraftwerke durch emissionsarme Alternativen ersetzen, könnten (theoretisch) somit von zusätzlichen Vergütungen aus dem Kapazitätsmarkt profitieren.

In Übergangsphasen, in denen konventionelle Erzeugungskapazitäten rasch reduziert werden, kann die Versorgungssicherheit vor Herausforderungen stehen. Dies gilt insbesondere dann, wenn erneuerbare Energien noch nicht im erforderlichen Umfang zur Verfügung stehen. In diesem Kontext können marktbasierende Ausstiegsprämien als Anreizmechanismus fungieren, um wirtschaftlich nicht mehr rentable, jedoch systemrelevante Kraftwerke kontrolliert vom Netz zu nehmen. Eine potenzielle Verknüpfung solcher Prämien mit Kapazitätsmechanismen wäre sorgfältig zu prüfen, um eine Doppelförderung und damit verbundene Marktverzerrungen zu vermeiden. Kapazitätsszahlungen könnten – befristet und bedarfsgerecht – auch verbleibenden konventionellen Anlagen sowie flexiblen Technologien wie Batteriespeichern oder Demand-Response-Systemen zugutekommen, um kurzfristige Versorgungslücken zu überbrücken. Ziel ist eine strukturierte Transformation des Erzeugungssystems. Dabei muss zugleich sichergestellt werden, dass keine Fehlanreize oder Überkompensationen entstehen. In diesen Zusammenhängen kann sich jedoch auch ein Risiko zur Doppelfinanzierung und somit zur Marktverzerrung ergeben. Wenn sowohl für den Ausstieg als auch für die Bereitstellung neuer Kapazitäten (hohe) Prämien gezahlt werden, könnte dies zu Überkompensation und Ineffizienzen führen.

2.2.3 Zusammenfassende Betrachtung

Stilllegungsverbote und Ausstiegsprämien sind, analog zu Kapazitätsmärkten, Instrumente der Energiepolitik, die alle auf die Sicherstellung der Stromversorgungssicherheit und die Steuerung der Energieerzeugungskapazitäten abzielen. Eine Kombination der einzelnen Mechanismen ist prinzipiell möglich und könnte möglicherweise sinnvoll sein, um das Gesamtsystem flexibler zu machen.

Beispielsweise könnten Kapazitätsmärkte und Ausstiegsprämien gemeinsam genutzt werden: Dabei stellen Kapazitätsmärkte sicher, dass genügend Kapazitäten zur Verfügung stehen, während Ausstiegsprämien den geregelten Rückgang unerwünschter Kraftwerke unterstützen. Stilllegungsverbote könnten als temporäres Mittel eingesetzt werden, um die

Versorgungssicherheit zu gewährleisten, bis ausreichend erneuerbare Kapazitäten und Speicherlösungen aufgebaut sind.

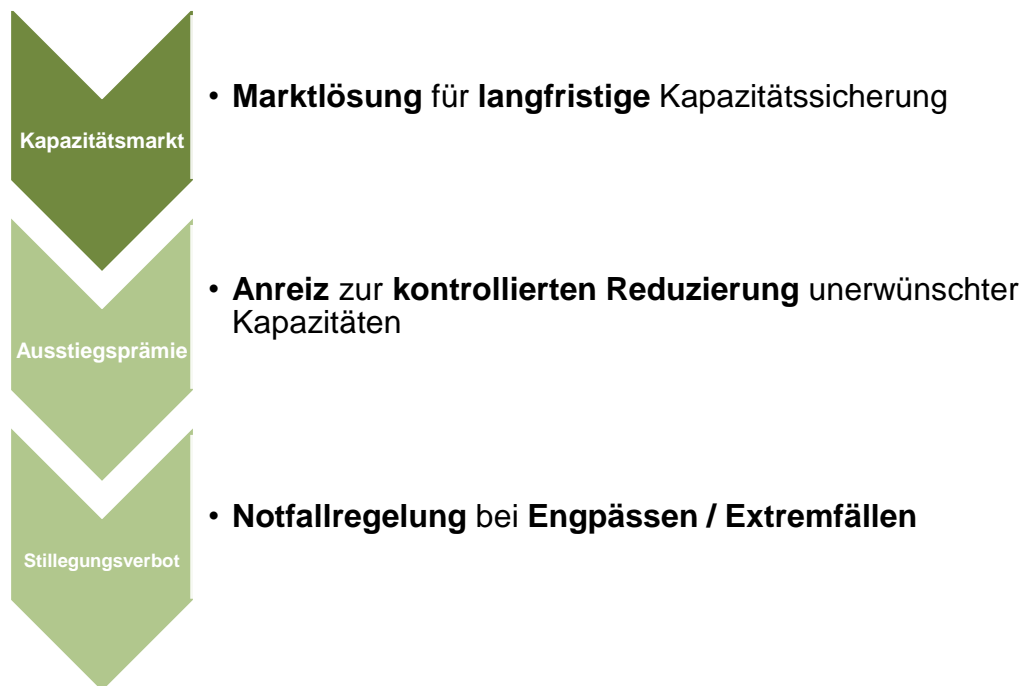


Abbildung 5: Einsatzebenen von Kapazitätsmärkten und deren Alternativlösungen

Quelle: Eigene Darstellung

Allerdings kann sich eine zu starke Regulierungsdichte nachteilhaft auswirken – zu viele Instrumente können den Markt verzerren und ineffizient machen. Daher sollten sie gezielt und in gegenseitiger Abstimmung eingesetzt werden.

Wie untenstehend dargestellt, haben Kapazitätsmärkte, Stilllegungsverbote und Ausstiegsprämien unterschiedliche Auswirkungen auf Aspekte der Versorgungssicherheit, Markteffizienz und Umwelt. Kapazitätsmärkte und Stilllegungsverbote tragen stärker zur Sicherstellung der Versorgung bei, während Ausstiegsprämien marktorientierte Lösungen fördern. Stilllegungsverbote greifen jedoch stärker in den Markt ein und könnten die Flexibilität und Innovation im Energiesektor einschränken. Zudem können Kapazitätsmärkte und Stilllegungsverbote hohe staatliche Kosten verursachen. Ausstiegsprämien können ebenfalls hohe Kosten verursachen, unterstützen jedoch simultan durch gezielte Anreize den Strukturwandel – insbesondere im Hinblick auf die Reduktion fossiler Energieträger.

In Bezug auf die Flexibilität und Anpassungsfähigkeit bieten Kapazitätsmärkte und Ausstiegsprämien mehr Spielraum, während Stilllegungsverbote langfristige und schwer änderbare Verpflichtungen schaffen. Langfristig gesehen helfen Ausstiegsprämien, alte Kraftwerke nachhaltig vom Netz zu nehmen, während Stilllegungsverbote oft nur zeitlich begrenzt sinnvoll sind. Kapazitätsmärkte fördern langfristig die Versorgungssicherheit, je nach Ausgestaltung. Ausstiegsprämien könnten politisch auf mehr Zustimmung stoßen, da sie den Strukturwandel unterstützen. Stilllegungsverbote hingegen könnten bei Kraftwerksbetreibern

und Investoren auf Widerstand stoßen, weil sie in unternehmerische Entscheidungen eingreifen.

Tabelle 2-1: Kapazitätsmärkte und deren Alternativlösungen (Stilllegungsverbote, Ausstiegsprämien) – Vergleich

	Kapazitätsmarkt	Stilllegungsverbot	Ausstiegsprämie
Versorgungssicherheit	✓	✓✓	✗
	Kapazitätsmärkte und Stilllegungsverbote haben meist eine höhere Wirkung auf die Versorgungssicherheit als Ausstiegsprämien		
Markteffizienz	✓	✗	✓
	Kapazitätsmärkte und Ausstiegsprämien fördern eher marktorientierte Lösungen, während Stilllegungsverbote stark in den Markt eingreifen und so die Flexibilität und Innovation im Energiesektor beeinflussen können		
Risiko der Kostenintensivität	✓	✓	✓
	Kapazitätsmärkte und Stilllegungsverbote können hohe staatliche Kosten verursachen, während Ausstiegsprämien kostenintensive Anreize schaffen, um den Strukturwandel zu fördern.		
Umweltwirkung bzw. Beitrag zur Energiewende	✓	✗	✓
	Ausstiegsprämien wirken oft direkt auf die Reduktion von Kohle- und anderen fossilen Kraftwerken, während Kapazitätsmärkte diese indirekt beeinflussen können, je nachdem, welche Technologien zur Kapazitätssicherung genutzt werden.		
Flexibilität & Anpassungsfähigkeit	✓	✗	✓
	Kapazitätsmärkte und -Ausstiegsprämien bieten mehr Flexibilität und Anpassungsspielraum, während Stilllegungsverbote langfristige Verpflichtungen schaffen, die schwer zu revidieren sind		
Langfristige Wirkung & Nachhaltigkeit	✓	✗	✓
	Während Ausstiegsprämien helfen, alte Kraftwerke nachhaltig vom Netz zu nehmen, sind Stilllegungsverbote oft nur temporär sinnvoll. Kapazitätsmärkte fördern je nach Ausgestaltung eine langfristige Versorgungssicherheit.		
Politische Umsetzbarkeit & Akzeptanz	✓	✗	✓
	Ausstiegsprämien können aufgrund des Strukturwandels auf breitere Unterstützung stoßen, während Stilllegungsverbote bei Kraftwerksbetreibern und Investoren auf Widerstand stoßen könnten.		

Quelle: Eigene Darstellung¹²⁵

¹²⁵ Basierend auf <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/107009/1/817940898.pdf> sowie <https://www.germanwatch.org/sites/default/files/publication/3564.pdf>

3 ANALYSE ORGANISATORISCHER ASPEKTE VON KAPAZITÄTSMÄRKTEN

Kapazitätsmechanismus bezeichnet eine vorübergehende Maßnahme zur Erreichung des notwendigen Maßes an Angemessenheit der Ressourcen, in deren Rahmen Ressourcen für ihre Verfügbarkeit vergütet werden. Laut Elektrizitätsbinnenmarktverordnung¹²⁶ müssen Kapazitätsmärkte allen Ressourcen, die die erforderliche technische Leistung erbringen können, offenstehen, einschließlich Energiespeicherung und Laststeuerung. Das bedeutet, dass nicht nur konventionelle Kraftwerke, sondern auch erneuerbare Energien, Speichertechnologien und Laststeuerungsmaßnahmen (Demand Side Response) teilnehmen können, sofern sie die geforderte Leistung erbringen. Es gibt zwar Anforderungen in Bezug auf CO₂-Emissionsgrenzwerte (z. B. 550 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität), es herrscht jedoch grundsätzlich eine Technologieoffenheit, der Zugang für alle Technologien wird aus regulatorischer Sicht also ermöglicht. Dieser Aspekt wird deswegen in diesem Abschnitt nicht näher behandelt.

Kapazitätsmechanismen können entweder eine gezielte Teilnahme bestimmter Kapazitätsanbieter oder eine marktweite Teilnahme aller geeigneten Akteure umfassen. Ein marktweiter Kapazitätsmechanismus wird als ein Kapazitätsmarkt bezeichnet. Mengenbasierte und preisbasierte Auktionen sind zwei verschiedene Ansätze zur Preisbildung und Allokation von Ressourcen. Bei mengenbasierten Auktionen wird die Menge zuerst festgelegt, und anschließend werden die Preise durch das Angebot und die Nachfrage bestimmt. Bei preisbasierten Auktionen wird der Preis für die Leistung zuerst festgelegt und die Menge wird am Markt bestimmt.

Die Methode, um die Preise im Kapazitätsmarkt durch Auktionen zu bestimmen, kann entweder ein Pay-as-bid oder Pay-as-clear Verfahren sein. Pay-as-bid ist normalerweise das bevorzugte Preisfindungsverfahren in Kapazitätsmärkten, um übermäßige Gewinne zu vermeiden und die Kosten niedrig zu halten. In Märkten mit hoher Liquidität und Konkurrenz ist Pay-as-clear die bevorzugte Option, um den Anreiz zur Ausübung von Marktmacht zu verhindern. Das jeweilige Auktionsdesign eines Kapazitätsmarktes regelt z.B. die Frequenz der Auktionen, das maximale Gebot und andere Aspekte, die für die Durchführung von Auktionen im Kapazitätsmarkt gelten. In bestehenden Kapazitätsmärkten gibt es meist ein bis zwei Auktionen pro Lieferjahr und es kann Obergrenzen für den Gebotspreis, entweder für bestehende oder auch neue Kapazitäten, geben.¹²⁷

Die EU gibt keine exakten Vorgaben zu etwaigen Preisobergrenzen vor. Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt sagt dazu: „Kapazitätsmechanismen sollten nicht zu einer

¹²⁶ VERORDNUNG (EU) 2019/943 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt

¹²⁷ <https://positionen.wienenergie.at/blog/eu-kapazitaetsmechanismen-fuer-versorgungssicherheit/#:~:text=Kapazit%C3%A4tsmechanismus,Preisspitzen%20im%20Spotmarkt%20w%C3%A4hrend%20Knappheitsstunden.>

*Überkompensation führen, während sie gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten sollten“.*¹²⁸

Kapazitätsmechanismen können zur Vermeidung von Überkompensationen Preisobergrenzen beinhalten bzw. einführen. Preisobergrenzen wurden beispielsweise unter anderem bereits in der Vergangenheit bzw. seit Beginn des Konzeptes Kapazitätsmechanismus bei der deutschen Kapazitätsreserve, in den italienischen Auktionen für die Beschaffung unterbrechbarer Lasten und im italienischen und irischen zentralen Käufermechanismus eingesetzt.¹²⁹

Da die „Angemessenheitsmetriken“ zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Rahmen des Zuverlässigkeitsstandards als mögliche Basis für Preisobergrenzen dienen könnten, werden diese im folgenden Kapitel theoretisch beleuchtet. Danach wird ein Überblick über die angewandten Preisobergrenzen in aktuellen europäischen Kapazitätsmechanismen gegeben, sowie ein Überblick über die Angemessenheitsmetriken, die aktuell in europäischen Ländern Wirkung finden. Zum Schluss werden die Ergebnisse diskutiert und die Vorteile bzw. Herausforderungen eines europäischen Kapazitätsmarkts in Bezug auf Preisobergrenzen beleuchtet.

Die in diesem Bericht untersuchten Kenngrößen – insbesondere VoLL und Zuverlässigkeitsstandard (RS/LOLE) – dienen nicht nur der Ableitung ökonomischer Preisobergrenzen, sondern stellen auch eine sachgerechte Grundlage für Sanktionsmechanismen gemäß Art. 22 EBM-VO 2024 dar. In einem Kapazitätsmechanismus ist sicherzustellen, dass Kapazitätsanbieter, die zum Zeitpunkt hoher Systemlast ihre Verfügbarkeitsverpflichtung nicht erfüllen, finanzielle Konsequenzen zu tragen haben. Der anzuwendende Schadensmaßstab kann dabei am VOLL (Schaden aus Nachfragerperspektive) oder an einem Verhältnis zu den jeweiligen gebotenen Kapazitätskosten (z. B. CONE) orientiert werden. Dadurch lässt sich ein konsistentes System aus Vergütung und Sanktionierung auf Basis derselben ökonomischen Parameter etablieren - wodurch marktliche Effizienz, Verlässlichkeit und Beihilfekonformität gestärkt werden.

3.1 Value of Lost Load (VOLL), Cost of New Entry (CoNE), Zuverlässigkeitsstandard (RS)

Bei der Anwendung von Kapazitätsmechanismen müssen EU-Mitgliedstaaten gemäß der Verordnung (EU) 2019/943, die Teil der Vorschriften der Europäischen Union zur Organisation des Binnenmarkts für Elektrizität ist, einen Zuverlässigkeitsstandard (im Englischen „Reliability Standard“) festlegen. Darin heißt es, dass ein Zuverlässigkeitsstandard in transparenter Weise das erforderliche Maß an Versorgungssicherheit des Mitgliedstaats angeben soll. Der Zuverlässigkeitsstandard wird von jedem Mitgliedstaat selbst festgelegt und definiert das wirtschaftlich effiziente Niveau der Versorgungssicherheit im Strommarkt. Ziel ist es sicherzustellen, dass langfristig nur diejenigen Kapazitäten im Strommarkt erhalten bleiben, deren Nutzen für die Verbraucher die anfallenden Kosten übersteigt. Die Festlegung erfolgt auf Basis der Value of Lost Load (VOLL) und der Cost of New Entry (CONE). Zu diesem Zweck

¹²⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>

¹²⁹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016SC0385&from=EN>

veröffentlichte die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) im Oktober 2020 eine Methodik (im Folgenden ACER-Methodik), die vorgibt, wie diese „Angemessenheitsmetriken“ zu berechnen sind¹³⁰.

Die ACER-Methodik verfolgt das Ziel, einen sozioökonomisch effizienten Zuverlässigkeitsstandard zu berechnen. Sie versucht, ein Gleichgewicht zwischen den Kosten für zusätzliche Kapazitäten, gemessen am CONE, und den Vorteilen einer geringeren Anzahl von Lastunterbrechungen, gemessen am VOLL, herzustellen. Die ACER-Methodik dient somit als Leitlinie für Mitgliedstaaten, die einen Kapazitätsmechanismus anwenden oder es planen.

Vereinfacht gesagt soll der VOLL durch eine Umfrage unter relevanten Verbrauchergruppen ermittelt werden, um zu schätzen, wie viel den Verbrauchern eine unterbrechungsfreie Stromversorgung wert ist. Die Bestimmung des CONE basiert auf techno-ökonomischen Informationen über alle möglichen Kapazitätsressourcen, die eingesetzt werden können, um Lastunterbrechungen zu reduzieren. Das Verhältnis von CONE zu VOLL ergibt den Zuverlässigkeitsstandard, der die sozioökonomisch effiziente Anzahl an Stunden pro Jahr vorgibt, in denen die Nachfrage das Angebot nicht decken kann. Dies wird als erwartete Lastunterbrechung (Loss of Load Expectation, LOLE) ausgedrückt. Im Folgenden werden die Metriken gesondert und detailliert dargestellt.

3.1.1 VOLL

Der VOLL gibt die Kosten an, die Stromverbrauchern bei einer Unterbrechung der Stromversorgung entstehen, ausgedrückt in €/kWh. Gemäß Art. 25 der Elektrizitätsverordnung muss die für die Berechnung des VOLL zuständige Stelle einen einheitlichen VOLL-Wert (single VOLL) festlegen. Diese Berechnung erfolgt alle fünf Jahre oder früher, wenn erhebliche Änderungen eintreten, für ein bestimmtes geografisches Gebiet, pro Gebotszone, und für einen bestimmten Zeitraum.

Stromausfälle können verschiedene Verbrauchergruppen unterschiedlich stark betreffen. Daher wird der einheitliche VOLL aus mehreren sektoralen VOLL-Werten abgeleitet, die individuell berechnet werden. Dieser Ansatz berücksichtigt Unterschiede zwischen Verbrauchertypen und integriert gesellschaftliche Kosten wie Zeitverlust und Komforteinbußen.

Die sektoralen VOLL-Werte müssen für die in Anhang 1 der ACER-Methodik aufgeführten Verbrauchergruppen berechnet werden, z. B. Haushalte, kleine und mittlere Unternehmen, sowie Großunternehmen aus der Industrie. Dabei sind verschiedene Versorgungsengpass-Szenarien zu berücksichtigen, einschließlich unterschiedlicher Kombinationen von Ausfallmerkmalen wie Dauer, Zeitpunkt und vorheriger Ankündigung. Das primäre Ausfallszenario sollte eine Situation widerspiegeln, in der ein Ereignis mit nicht bereitgestellter Energie (Energy Not Served, ENS) gemäß dem Lastabwurfplan wahrscheinlich ist, also ein Zeitraum, in dem die Energienachfrage das Angebot übersteigt. Falls keine repräsentative Stichprobe für eine Verbrauchergruppe gewonnen werden kann, dürfen Kategorien zusammengefasst werden. Ebenso ist eine detailliertere Analyse der sektoralen VOLL-Werte

¹³⁰ Methodology for the European resource adequacy assessment in accordance with Article 23 of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity.

möglich. Preisreagible Verbraucher sowie jene, die gemäß den Lastabwurfplänen besonderen Schutz vor Trennung genießen, sind jedoch von den VOLL-Berechnungen auszuschließen.

Es gibt mehrere Methoden zur Bestimmung des VOLL, darunter Umfragen, makroökonomische Daten oder der Ansatz der aufgedeckten Präferenzen¹³¹. Die ACER-Methodik empfiehlt, Informationen durch gezielte Umfragen für jede Verbrauchergruppe zu sammeln. Dabei werden zwei Ansätze akzeptiert: entweder eine neue Umfrage mit einem standardisierten Fragebogen durchzuführen oder bestehende Umfragen der letzten fünf Jahre zu verwenden, sofern sie den Anforderungen von ACER entsprechen. Die Mindestanforderungen an Umfragen sind in Anhang 1 der ACER-Methodik aufgeführt und umfassen Details zur Verbraucherart, zum Stromverbrauch und zu spezifischen Stromausfallszenarien (z. B. Ausfalldauer, Zeitpunkt und vorherige Ankündigung).

Gängige Methoden zur Schätzung des VOLL umfassen die Zahlungsbereitschaft (Willingness-to-Pay, WTP), die Entschädigungsforderung (Willingness-to-Accept, WTA) und die direkte Bewertung (Direct Worth). Während WTP in der ACER-Methodik als notwendige Grundlage dient, können auch die anderen Methoden zusätzlich angewendet werden. Eine spezifische Gewichtung dieser Methoden ist in der ACER-Methodik jedoch nicht festgelegt. Die WTP-Werte müssen anschließend unter Verwendung der in den Umfragen erhobenen Verbrauchsdaten oder standardisierter Lastprofile in sektorale VOLLs in €/MWh umgerechnet werden, und folglich durch Gewichtung auf eine Single VOLL reduziert werden.

3.1.2 CONE

Die jeweils zuständige Stelle muss CONE für ein bestimmtes geografisches Gebiet und einen bestimmten Zeitraum berechnen, mindestens alle fünf Jahre oder früher, wenn wesentliche Veränderungen festgestellt werden. Die Berechnung erfolgt in „lokaler Währung/MW“ auf Basis der ACER-Methodik, insbesondere gemäß den Art. 9 bis 17.

Zur Bestimmung des CONE sind mehrere Schritte erforderlich. Zunächst werden geeignete Technologien identifiziert. Dazu zählen alle neuen Investitionen in Technologien, die zur Versorgungssicherheit beitragen, wie Erzeugungskapazitäten, Speichereinrichtungen und Nachfragesteuerung (DSR). Diese Technologien werden anschließend weiter geprüft, um eine endgültige Auswahl an Referenztechnologien zu treffen. Zwei zentrale Kriterien sind dabei entscheidend:

Die Technologie muss als Standardtechnologie gelten, für die zuverlässige und allgemeingültige Kostendaten vorliegen, deren Kosten über verschiedene Projekte hinweg konsistent sind und deren Entwicklung nicht durch technische Einschränkungen behindert wird. Und sie muss als potenzieller neuer Markteintritt betrachtet werden, d. h., die Technologie wurde kürzlich entwickelt, befindet sich in der Entwicklung oder ist für eine zukünftige Implementierung vorgesehen und unterliegt keinen regulatorischen Einschränkungen auf nationaler oder europäischer Ebene.

¹³¹ Hierbei werden tatsächliche Verhaltensweisen analysiert, beispielsweise Investitionen in Notstromaggregate oder Verträge mit unterbrechbaren Stromlieferungen, um den impliziten Wert abzuleiten, den Verbraucher der Versorgungssicherheit beimessen.

Nachdem die Referenztechnologien festgelegt wurden, werden ihre technischen Merkmale bestimmt, darunter die Bauzeit und die wirtschaftliche Lebensdauer. Anschließend erfolgt die Ermittlung der Investitionskosten, der jährlichen Fixkosten und der variablen Kosten. Zudem wird der gewichtete durchschnittliche Kapitalkostensatz (WACC) für jede Technologie festgelegt. Ein weiterer wichtiger Schritt ist die Bestimmung der sogenannten De-Rating-Faktoren, die die statistische Wahrscheinlichkeit widerspiegeln, mit der die installierte Kapazität in Zeiten von Versorgungsknappheit tatsächlich zur Netzstabilität beiträgt.

Darüber hinaus wird bewertet, welche zusätzliche Kapazität rationale Investoren innerhalb des betrachteten geografischen Gebiets und Zeitraums realistisch hinzufügen könnten. Basierend auf den gesammelten Daten werden schließlich die fixen und variablen Bestandteile des CONE berechnet. Dieser umfassende Prozess stellt sicher, dass der CONE sowohl die technischen als auch wirtschaftlichen Gegebenheiten der jeweiligen Region und des Zeitraums realistisch abbildet.

Die erforderlichen Eingabedaten können aus öffentlich zugänglichen Datenbanken und wissenschaftlicher Literatur stammen. Die ACER-Methodik betont jedoch ausdrücklich die Einbindung relevanter Akteure – darunter Branchenexperten, Investoren und Betreiber von Kraftwerken – in den Datenerhebungsprozess. Schließlich ist gemäß Art. 18(3) der ACER-Methodik die Berechnung der Kosten für Erneuerung oder Verlängerung (CORP) einer bestehenden Erzeugungsanlage optional. Falls erforderlich, kann sie analog zur CONE-Berechnung für stillgelegte oder zur Stilllegung vorgesehene Anlagen durchgeführt werden.

3.1.3 Zuverlässigkeitsstandard

Der gemäß der ACER-Methodik berechnete RS gibt das Versorgungsniveau an, das den sozioökonomischen Nutzen über einen bestimmten Zeitraum maximiert. Das bedeutet, dass die zusätzlichen Kosten für eine weitere Kapazitätsressource (CONE) den eingesparten Kosten durch vermiedene Lastunterbrechungen für Verbraucher (VOLL) entsprechen. Nachdem VOLL und CONE bestimmt wurden, wird eine LOLE-Schwelle für jede Referenztechnologie berechnet.

Für jede neue Referenzeinheit wird die beste Schätzung der LOLE-Schwelle durch das Verhältnis von CONE und VOLL ermittelt. Dabei wird berücksichtigt, dass die Fixkosten des CONE durch die Differenz zwischen VOLL und den variablen CONE-Kosten geteilt werden. Falls die variablen CONE-Kosten im Vergleich zum VOLL vernachlässigbar sind, können sie in der Berechnung unberücksichtigt bleiben.

Im nächsten Schritt wird die „Mindestkapazität“ ermittelt, die erforderlich ist, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Diese Mindestkapazität basiert auf den Ergebnissen der aktuellsten nationalen, regionalen oder europäischen Bewertungen zur Versorgungssicherheit. Dabei wird insbesondere das Verhältnis zwischen der beobachteten Anzahl an Stunden mit nicht gedecktem Energiebedarf (ENS) und den Kapazitätsreserven des Stromsystems analysiert. Die erforderliche Mindestkapazität darf nicht höher sein als der maximale stündliche ENS-Wert aus der jüngsten Bewertung auf europäischer, regionaler oder nationaler Ebene.

Schließlich wird das LOLE-Ziel für den RS festgelegt, also der LOLE-Wert, der den RS bestimmt. Dieser wird als die kleinste LOLE-Schwelle definiert, die die erforderliche Mindestkapazität für den RS erfüllt. Die Referenztechnologien werden dabei in aufsteigender

Reihenfolge ihres LOLE-Werts angeordnet, sodass der LOLE-Wert gefunden wird, der die Mindestkapazität sicherstellt. Dies kann entweder die kostengünstigste Referenztechnologie sein (also die Technologie mit dem niedrigsten CONE-Wert) oder eine andere Technologie in der Reihenfolge, falls die günstigste Technologie allein nicht ausreicht, um die Mindestkapazität zu decken.

3.2 Übersicht von angewandten Preisobergrenzen in Kapazitätsmechanismen in EU-Mitgliedsstaaten

3.2.1 Belgien

Die Preisobergrenze für eine Kapazitätsauktion (im Englischen: global auction price cap) im belgischen KM ergibt sich aus den Nettokosten eines neuen Markteintritts (Net-CONE) und einem Korrekturfaktor „X“. Als Net CONE wird CONE abzüglich möglicher Einnahmen am Energy-Only-Markt bzw. auch Einnahmen durch Systemdienstleistungen bezeichnet.

Diese Preisobergrenze legt die maximale Vergütung fest, die für ein Gebot in der Auktion erzielt werden kann, und gilt für alle Kapazitätskategorien. Durch die Begrenzung der maximalen Vergütung, die erzielt werden kann, wird die Möglichkeit des Missbrauchs von Marktmacht durch Abgabe unangemessener Gebote eingeschränkt. Der Wert des Korrekturfaktors X berücksichtigt die Unsicherheiten, die mit der Schätzung der Net-CONE verbunden sind, sowohl auf der Ebene der Bruttokostenvariabilität eines neuen Marktteilnehmers in Verbindung mit verschiedenen Technologien als auch bei der Bestimmung der jährlichen infra-marginalen Annuitäten auf dem Energiemarkt und der Nettoerlöse auf dem Markt für zusätzliche Systemleistungen. Die Preisobergrenze für die erste Auktion wurde auf den Net-CONE multipliziert mit einem Korrekturfaktor von 1,50 gesetzt. Der Korrekturfaktor X ist als das Verhältnis zwischen den maximalen und den minimalen Nettokosten eines neuen Markteintritts zu verstehen. Die CREG veranstaltete 2020 eine öffentliche Konsultation zu einem Vorschlag unter anderem über die Werte des Korrekturfaktors X. Der zuständige Minister entscheidet jährlich auf der Grundlage des Vorschlags der CREG, kann aber davon abweichen.

Die intermediate Price Cap ist eine zusätzliche Preisobergrenze, die spezifisch für bestehende Kapazitäten mit Einjahresverträgen gilt und neben der allgemeinen Global Auction Price Cap existiert. Die intermediate price cap im belgischen KM wird auf Basis des „Missing-Money“-Niveaus der schlechtest abschneidenden bestehenden Technologie festgelegt, um eine Überkompensation zu verhindern und gleichzeitig die Kostendeckung zu gewährleisten. Sie wird anhand der Fixkosten für Betrieb und Wartung (FOM) sowie der jährlich umgelegten nicht-regelmäßigen Wartungskosten berechnet, wobei Investitionen in Kapazitätserweiterung oder Lebensdauerverlängerung ausgeschlossen sind. Diese Preisobergrenze soll einen fairen Wettbewerb sicherstellen, während überhöhte Zahlungen vermieden werden.¹³²

¹³² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32022D0639>

3.2.2 Frankreich

Am 13. September 2023 legte der französische Übertragungsnetzbetreiber RTE der Regulierungsbehörde CRE einen Vorschlag zur Festlegung eines administrierten Preises für den finanziellen Ausgleich von Kapazitätsabweichungen in den Lieferjahren 2025 und 2026 vor. Dieser "administered price" greift, wenn im Rahmen des Kapazitätsmechanismus ein Kapazitätsdefizit von mehr als 2 GW festgestellt wird. In einem solchen Fall müssen Akteure mit einer negativen Kapazitätsbilanz finanzielle Ausgleichszahlungen auf Basis des administrierten Preises leisten. Dieser Preis stellt somit die höchstmögliche finanzielle Sanktion innerhalb des Kapazitätsmechanismus dar, und ist nicht als klassische Preisobergrenze zu verstehen. Laut Artikel R.335-57 des französischen Energiekodex wird der administrierte Preis für jedes Lieferjahr von der CRE auf Grundlage eines Vorschlags von RTE festgelegt. Dieser Preis muss unter einer festgelegten Höchstgrenze liegen, die sich an den Kosten für den Bau neuer Spitzenlastkapazitäten orientiert. RTE ist verpflichtet, regelmäßig einen aktualisierten Preis vorzuschlagen, der auf einer Konsultation mit relevanten Akteuren basiert und vor Beginn des Handelszeitraums festgelegt wird.

Die Preisermittlung durch RTE berücksichtigt dabei folgende Faktoren:

- den zukünftigen Bedarf an Kapazitäten, basierend auf der Versorgungsbilanzprognose 2023–2035,
- die Verfügbarkeit neuer Kapazitäten,
- die erwarteten Investitionskosten sowie
- die prognostizierten Erlöse der verschiedenen Technologien.

Auf Basis dieser Analyse wurde für das Lieferjahr 2025 eine CONE von 60.000 €/MW ermittelt, die sich an der wettbewerbsfähigsten Technologie orientiert. Für das verkürzte Lieferjahr 2026 (Januar–März) wurde ein Preis von 44.000 €/MW vorgeschlagen.

Die CRE unterstützte diese Methodik und bestätigte die Festlegung des administrierten Preises mit 60.000 €/MW für 2025 sowie 44.000 €/MW für die ersten drei Monate des Jahres 2026. Damit soll sichergestellt werden, dass die finanziellen Anreize für neue Marktteilnehmer ausreichen und die Mechanismen zur Versorgungssicherheit mit den gesetzlichen Vorgaben übereinstimmen. Die endgültige Entscheidung wurde offiziell von der CRE veröffentlicht und an das Ministerium für ökologischen Wandel sowie an RTE weitergeleitet.¹³³

3.2.3 Deutschland

In Deutschland regelt die Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserveverordnung – KapResV) den Höchstwert, den Gebote in Ausschreibungen zur Kapazitätsreserve nicht übersteigen dürfen. Diese ist also als Preisobergrenze zu verstehen.¹³⁴

Die Verordnung besagt, dass in jeder Ausschreibung ein Höchstwert vorgegeben ist und der Gebotswert den Höchstwert nicht überschreiten darf. Der Höchstwert beträgt 100 000 Euro pro Megawatt pro Jahr. Hat in den drei vorangegangenen Ausschreibungen der Gebotswert

¹³³ https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/230928_2023-308_Approbation_prix_administre.pdf

¹³⁴ <https://www.gesetze-im-internet.de/kapresv/BJNR005800019.html>

des jeweils letzten zum Zuge gekommenen Gebots den jeweils geltenden Höchstwert jeweils um mehr als 10 Prozent unterschritten, reduziert sich der Höchstwert für die folgende Ausschreibung um 5 Prozent. Weiters kann die Bundesnetzagentur abweichend den Höchstwert für jede Ausschreibung bis spätestens 15 Monate vor dem Gebotstermin durch Festlegung anpassen, höchstens jedoch auf das Zweifache des Höchstwertes, wenn aufgrund vorangegangener Ausschreibungen oder Erbringungszeiträume zu erwarten ist, dass der Höchstwert nicht angemessen ist, um die Reserveleistung zu beschaffen.

3.2.4 Irland SEM

Eine Existing Capacity Price Cap (ECPC) legt fest, wie viel bestehende Kraftwerke in einer Kapazitätsauktion maximal bieten dürfen. Sie beträgt 50 % von Net-CONE und soll verhindern, dass Anbieter mit niedrigen Betriebskosten ihre Marktmacht nutzen, um hohe Gebote abzugeben. Falls eine Anlage höhere Kosten nachweisen kann, besteht die Möglichkeit, eine Unit-Specific Price Cap (USPC) zu beantragen.

Die Auction Price Cap (APC) ist die allgemeine Preisobergrenze für alle Teilnehmer der Kapazitätsauktion, einschließlich neuer Kapazitäten. Sie bestimmt den maximalen Gebotspreis in der Auktion und kann flexibel angepasst werden. Als Basis für die APC dient der berechnete Net-CoNE, der mit einem Faktor multipliziert werden kann. Der Multiplikator für Net CoNE, der zur Festlegung der Auction Price Cap (APC) verwendet wird, entsteht aus einer Kombination von Marktbewertungen, Inflationsanpassungen und Konsultationen mit Marktteilnehmern. Während die ECPC also gezielt bestehende Kraftwerke einschränkt, um Marktmanipulation zu verhindern, setzt die APC eine allgemeine Preisobergrenze für alle Anbieter.¹³⁵

3.2.5 Italien

In Italien werden synthetische Nachfragekurven verwendet, die sich je nach Preiszone (das italienische System hat aktuell sechs) unterscheiden, sodass sich jeweils unterschiedliche Kapazitätspreise je Preiszone einstellen. Die Nachfragekurve stellt den Zusammenhang zwischen der bestehenden Kapazität, der Zielkapazität und den Kapazitätspreisen dar. Fixe Größen der Nachfragekurve sind zum einen die Zielkapazität, die sich an dem gesetzlich definierten Wert der anzustrebenden Versorgungssicherheit definiert, ausgedrückt in einem Zielwert LOLE. Eine weitere Größe ist der Kapazitätsbestand, bei dem der LOLE Wert, basierend auf einer Modellsimulation, Null wird. Hier gibt es keine Vergütung für Kapazität. Auch gibt es eine Preisobergrenze. Letztere richtet sich nach den jährlichen Kosten des Markteintritts (CoNE) einer Gasturbine (open cycle).¹³⁶

3.2.6 Polen

Im polnischen Kapazitätsmarkt werden zwei Kategorien von Kapazitätseinheiten unterschieden: Price Taker und Price Maker. Ein Price Taker ist eine Kapazitätseinheit, deren Anbieter Gebote mit einem Ausstiegspreis einreichen können, der den für Price Taker festgelegten maximalen Angebotspreis nicht überschreitet. Diese Obergrenze basiert auf den

¹³⁵ <https://www.semcommittee.com/files/semcommittee/2024-03/T-4%20CY2829%20Parameters%20Consultation%20Paper.pdf>

¹³⁶ <https://www.enerdata.net/publications/executive-briefing/energie-fur-deutschland-2022.pdf>

typischen festen Kapital- und Betriebskosten von Kapazitätseinheiten und wird anhand statistischer Daten sowie Informationen ermittelt, die der Übertragungsnetzbetreiber (TSO) während der Zertifizierungsprozesse sammelt.

Ein Price Maker hingegen ist eine Kapazitätseinheit, deren Anbieter Gebote mit einem Ausstiegspreis einreichen können, der den maximalen Auktionspreis nicht überschreitet. Dieser Preis leitet sich von den Kosten für den Markteintritt neuer Erzeugungseinheiten ab (CONE). Die Berechnung berücksichtigt geschätzte Kapital- und Betriebsausgaben für Bau und Betrieb einer neuen Erzeugungseinheit, erwartete variable Stromerzeugungskosten sowie prognostizierte Einnahmen aus Stromverkäufen und Nebendienstleistungen. Zur Festlegung des endgültigen maximalen Auktionspreises wird dieser Wert mit einem Anpassungsfaktor A multipliziert, um sicherzustellen, dass die Preisobergrenze ausreichende Anreize für Investitionen in neue Kapazitäten bietet. Dieser Faktor wird für jede Auktion festgelegt und soll sicherstellen, dass die Preisobergrenze ausreichende Anreize für Investitionen in neue Kapazitäten bietet, ohne dabei die Kosteneffizienz zu gefährden.

Diese Mechanismen gewährleisten, dass die Preisobergrenzen realistische Kostenstrukturen widerspiegeln, indem sie sowohl die Erschwinglichkeit wahren als auch Investitionen in zuverlässige Kapazitäten fördern.¹³⁷

3.2.7 Finnland

Die strategische Reserve dient als Sicherheitsnetz im Strommarkt und wird nur in Ausnahmefällen aktiviert, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Bei ihrer Aktivierung wird der Strom aus dieser Reserve zu sehr hohen Preisen angeboten, um sicherzustellen, dass sie lediglich in außergewöhnlichen Situationen zum Einsatz kommt und die Marktintegrität gewahrt bleibt. Diese hohen Angebotspreise liegen über der üblichen Preisobergrenze des Marktes und signalisieren eine angespannte Versorgungslage. Im nordischen Markt beträgt die allgemeine Preisobergrenze beispielsweise 3.000 €/MWh im Day-Ahead-Markt. In Finnland wurden Spitzenlastreserven aktiviert, wenn Angebot und Nachfrage im Day-Ahead-Markt nicht übereinstimmten; die Aktivierung erfolgte dabei zum technischen maximalen Day-Ahead-Preis von derzeit 3.000 €/MWh.¹³⁸

Allerdings hat Finnland seit Juli 2022 keine Kapazitäten mehr in seinem strategischen Reservesystem vorgehalten, da nach Inbetriebnahme des Kernkraftwerks Olkiluoto 3 keine Bedenken hinsichtlich der Ressourcenadäquanz bestanden, die die Erreichung des nationalen Zuverlässigkeitsstandards gefährden könnten. Daher ist dieser Mechanismus derzeit nicht in Betrieb.¹³⁹

¹³⁷ https://www.pse.pl/documents/31287/5127531546/1.+Capacity_Market_Rules_2021.pdf

¹³⁸ <https://elering.ee/sites/default/files/public/varustuskindluse%20konverentsid/Varustuskindluse%20vebinariid/2022%20vebinariid/Finnish%20experiences%20with%20strategic%20reserve%20-%20Elering%20webinar%2020211201.pdf>

¹³⁹ <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13026619/National%2BReport%2Bon%2Belectricity%2Band%2Bgas%2Bmarkets%2Bin%2B2023%2Bin%2BFinland.pdf/64cf6db3-0995-bdd1-21d6->

3.2.8 Schweden

Schweden unterhält eine strategische Reserve, bekannt als "Spitzenlastreserve", mit einer Kapazität von 562 Megawatt (MW) während der Winterperiode vom 16. November bis zum 15. März. Diese Reserve ist bis zum 15. März 2025 vorgesehen. Im schwedischen Strommarkt gibt es keinen festgelegten Höchstpreis für Elektrizität; stattdessen werden die Preisgrenzen gemäß den harmonisierten maximalen und minimalen Clearingpreisen für den Day-Ahead- und Intraday-Markt entsprechend den europäischen Vorschriften bestimmt.¹⁴⁰

Ab 2022 lag der maximale Preis an der Strombörse bei 4.000 €/MWh, was bedeutet, dass in Situationen von Ressourcenknappheit der Preis auf diesem Höchstniveau festgesetzt wird. Somit wird die strategische Reserve in Schweden während Zeiten hoher Nachfrage aktiviert, um die Systemzuverlässigkeit sicherzustellen, während der Strommarkt ohne eine feste Preisobergrenze operiert und sich stattdessen an den harmonisierten Grenzen der europäischen Marktregeln orientiert.¹⁴¹

3.3 Übersicht zu berechneten VoLL, CONE, und RS in EU-Mitgliedsstaaten

Das folgende Kapitel gibt eine Übersicht zu VoLL, CONE, und RS-Werten, die von zuständigen Stellen in EU-Mitgliedsstaaten berechnet und veröffentlicht wurden¹⁴². Bezüglich des Zuverlässigkeitsstandards, der auf Basis von VoLL und CONE berechnet wird, zeigt Abbildung 6 ein heterogenes Bild. Der Zuverlässigkeitsstandard liegt zwischen 0 und 6,5 Stunden in diesen ausgewählten EU-Mitgliedsstaaten. Abbildung 7 zeigt ein ähnlich heterogenes Bild bezüglich dem VoLL. Der VoLL liegt zwischen 7 €/kWh und 69 €/kWh, also fast ein Faktor von 10. CONE kann quasi für jede beliebige Technologie, die den Kriterien der ACER-Methodik entspricht, berechnet werden. Abbildung 8 gibt eine Übersicht über die CONE-Werte (in €/MW) für verschiedene Technologien und Länder. Fehlende Balken geben an, dass ein Land für diese Technologie keinen CONE Wert berechnet hat. Welche Technologien letztlich für die Bestimmung des RS zuständig waren, ist in dieser Übersicht nicht enthalten, da hier weitere Faktoren wie die mögliche zusätzliche Zubaukapazität, sprich wie viel Kapazität realistischerweise im Betrachtungszeitraum zugebaut werden kann, und die minimalen Kapazitätzubau-Anforderungen (im Englischen: minimum capacity need) um den RS zu erreichen eine Rolle spielen. Klar ersichtlich ist jedoch wieder die enorme Heterogenität zwischen Technologien und Ländern. Auch wenn in jedem Land dieselbe Technologie den jeweiligen CONE, der zur Bestimmung des RS herangezogen wird, bestimmt, würde sich

[795daf7df53e/National%2BReport%2Bon%2Belectrcity%2Band%2Bgas%2Bmarkets%2Bin%2B2023%2Bin%2BFinland.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-10/C_2023_5823_1_EN_ACT.pdf)

¹⁴⁰ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-10/C_2023_5823_1_EN_ACT.pdf

¹⁴¹ https://www.riksbank.se/globalassets/media/rapporter/pov/artiklar/engelska/2023/230512/2023_1-the-swedish-electricity-market--today-and-in-the-future.pdf

¹⁴² Die Resultate basieren auf Ergebnissen der Studie mit dem Titel „Review of Member States' Practices regarding the Implementation of the Methodology for calculating the Value of Lost Load, the Cost of New Entry and Reliability Standard for the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators“, die vom Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz in Zusammenarbeit mit der RWTH Aachen im Auftrag von ACER von 2023-2024 durchgeführt wurde.

dieser stark unterscheiden. Klare Gründe dafür können selbst im letzten Security of Supply Bericht von ACER nicht genannt werden.¹⁴³

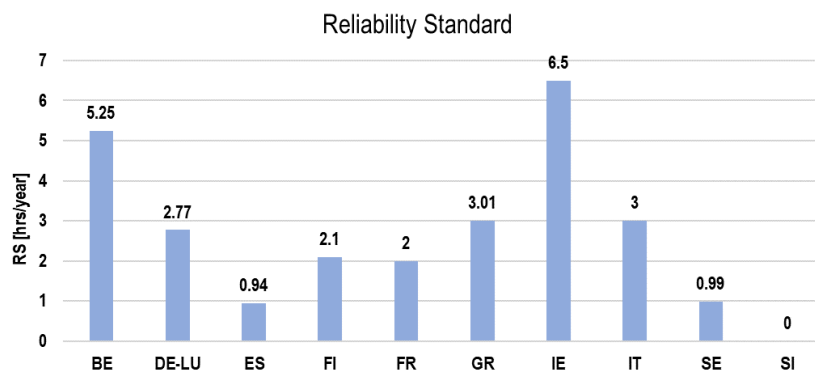


Abbildung 6: Übersicht zum Zuverlässigkeitsstandard in EU-Ländern

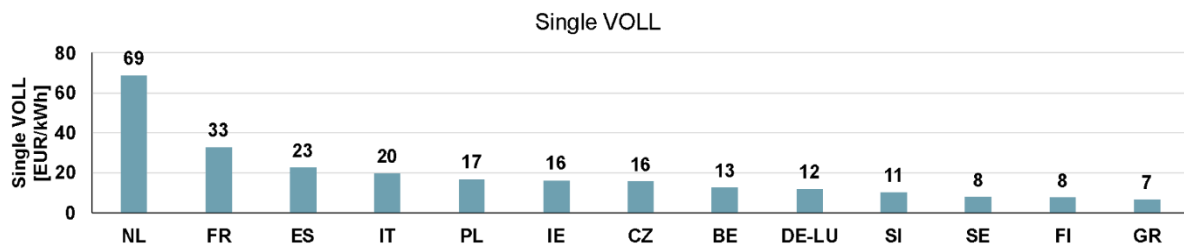


Abbildung 7: Übersicht zum Value of Lost Load in EU-Ländern

143

https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Security_of_EU_electricity_supply_2024.pdf

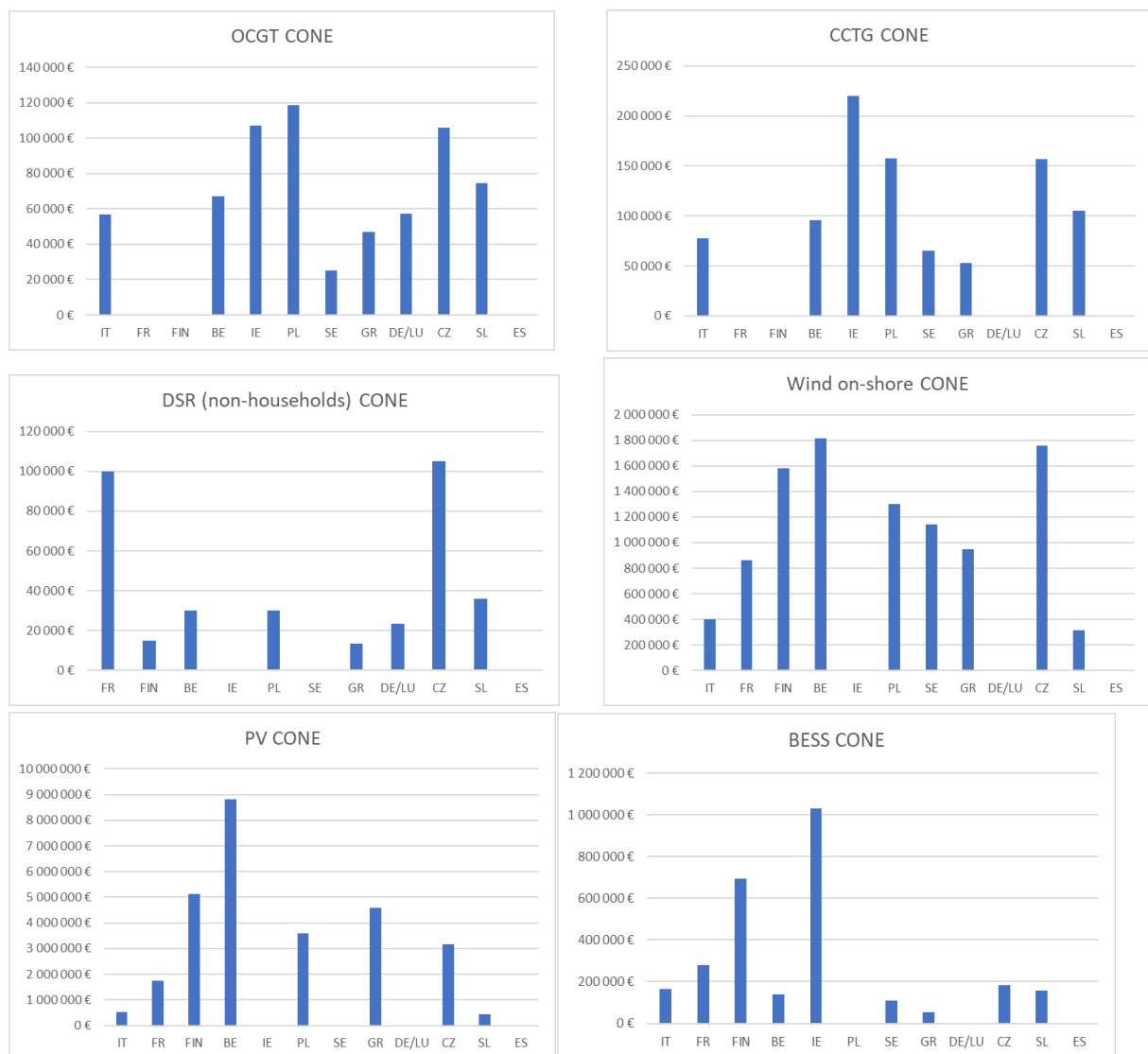


Abbildung 8: Übersicht zum CONE verschiedener Technologien und EU-Länder

3.4 Vorteile und Herausforderungen einer einheitlichen Preisobergrenze bei einem EU-weiten Kapazitätsmechanismus

Die Einführung einer einheitlichen Preisobergrenze in einem EU-weiten Kapazitätsmechanismus könnte mehrere Vorteile mit sich bringen. Erstens würde sie die Transparenz und Vergleichbarkeit der Kapazitätsmärkte erhöhen, indem sie einheitliche Rahmenbedingungen für alle Marktteilnehmer schafft. Dies könnte das Vertrauen der Investoren stärken und die Integration erneuerbarer Energien fördern, indem klare Preissignale für flexible und emissionsarme Technologien gesetzt werden. Zweitens könnte eine harmonisierte Preisobergrenze dazu beitragen, Marktverzerrungen zu minimieren, die durch unterschiedliche nationale Regelungen entstehen, und somit einen fairen Wettbewerb zwischen den Mitgliedstaaten fördern. Drittens würde sie die grenzüberschreitende Teilnahme an Kapazitätsmärkten erleichtern, indem sie administrative Hürden abbaut und die Effizienz des europäischen Strommarktes insgesamt steigert.

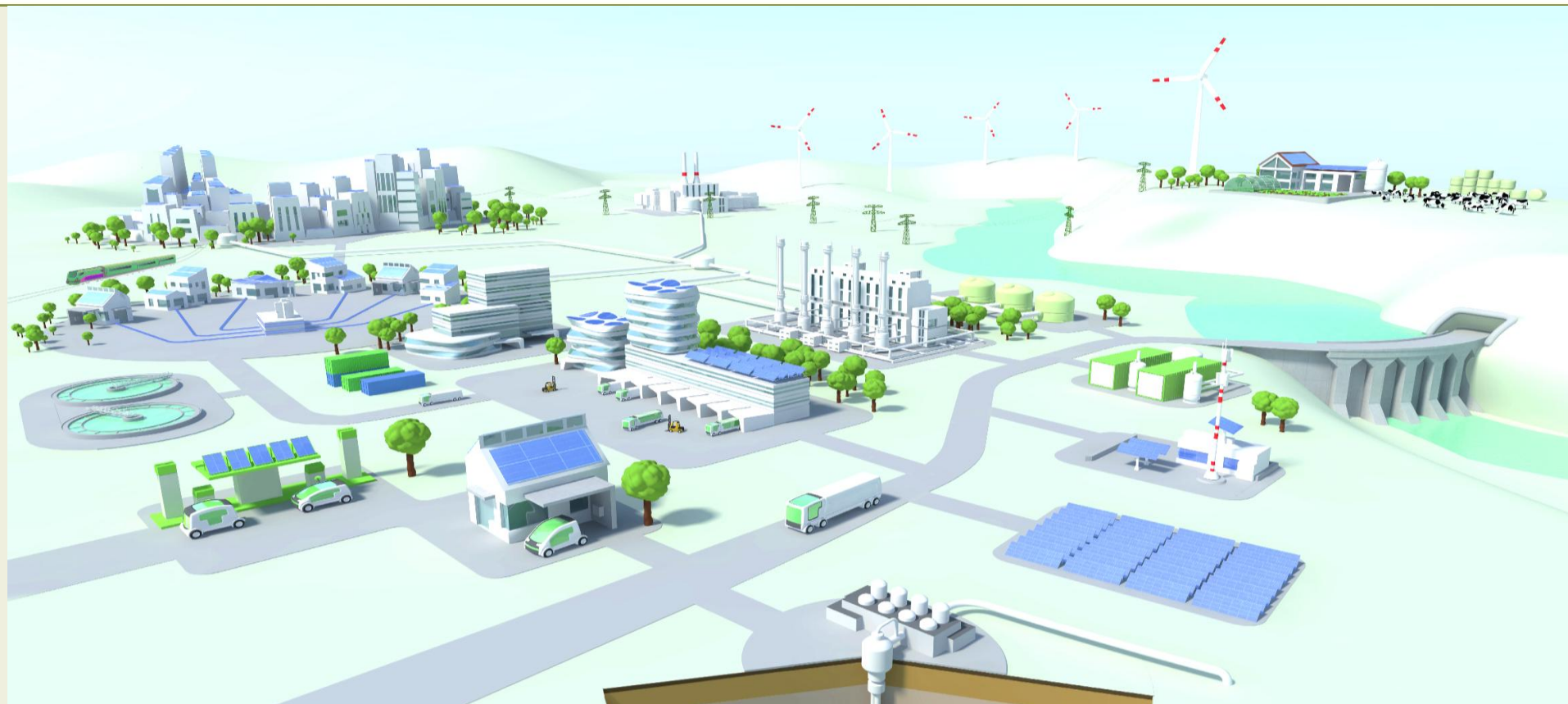
Bezüglich Herausforderungen ist der Hauptpunkt, dass in den einzelnen Mitgliedstaaten die Regelungen zu Preisobergrenzen variieren. Während Länder ohne Kapazitätsmärkte, die auf Basis von Auktionen laufen, eigene Regeln bezüglich Preisobergrenzen anwenden, finden sich in den Auktionen von Kapazitätsmärkten in verschiedenen EU-Ländern Preisobergrenzen, die auf Basis des jeweiligen CONE festgelegt wurden, und durch einen Anpassungsfaktor verändert werden können. Ein einheitliches Preislimit könnte daher auf mehrere Herausforderungen stoßen.

Der zentrale Aspekt betrifft die Berücksichtigung des CONE als Basis für die Preisobergrenzen. Der CONE-Wert beschreibt die geschätzten Kosten für den Markteintritt einer neuen Erzeugungseinheit und spielt eine zentrale Rolle in vielen Kapazitätsmechanismen europäischer Länder. Allerdings variieren die Berechnungsmethoden und die tatsächlichen CONE-Werte erheblich zwischen den Mitgliedstaaten, was die Festlegung einer einheitlichen Preisobergrenze basierend auf diesem Wert erschwert.

Diese Differenzen machen eine einheitliche Preisobergrenze, die auf dem CONE basiert, äußerst schwierig. Eine EU-weite Obergrenze müsste entweder so hoch angesetzt werden, dass sie auch in Ländern mit hohen Markteintrittskosten Investitionen ermöglicht, was in Staaten mit niedrigeren Kosten jedoch zu überhöhten Kapazitätszahlungen führen könnte. Alternativ könnte sie an den günstigeren Märkten ausgerichtet werden, wodurch allerdings in Ländern mit höheren CONE-Werten der Anreiz für neue Investitionen fehlen würde. Beides könnte zu Marktverzerrungen führen, die entweder ineffiziente Kostenstrukturen oder eine unzureichende Versorgungssicherheit nach sich ziehen.

Zusätzlich ist zwar die Berechnungsmethodik für CONE EU-weit harmonisiert, die Mitgliedstaaten haben dennoch erheblichen Spielraum bei der Festlegung ihrer Werte. Ein EU-weiter Kapazitätsmechanismus müsste daher nicht nur eine einheitliche Preisobergrenze definieren, sondern auch eine standardisierte Methodik zur Berechnung des CONE entwickeln, um eine faire und einheitliche Grundlage für alle Märkte zu schaffen. Ohne eine solche Harmonisierung wäre die Übertragung nationaler Modelle auf einen gesamteuropäischen Mechanismus kaum praktikabel.

Eine mögliche Lösung könnte in einer flexiblen, länderspezifisch angepassten Preisobergrenze liegen, die nationale CONE-Werte berücksichtigt, aber innerhalb eines vorgegebenen EU-weiten Rahmens operiert. Dies würde eine Balance zwischen Investitionssicherheit und Marktstabilität ermöglichen. Dennoch bleibt die Herausforderung bestehen, eine Methode zu entwickeln, die sowohl die Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten als auch die Anforderungen eines gemeinsamen Binnenmarkts berücksichtigt.



Energieinstitut an der JKU Linz

Zusammenfassung der regulatorischen Präsentationen zu diskutierte Themen im Rahmen von TeKaVe

AP4: Exkurs: Bestehende Mechanismen im nationalen Strommarkt

Weiterführende Themen und Fragen/Questions for the future:

- Staatliche Beihilfe (-> compared to Netzreserve, especially looking at foreign assets)
- Begriff: “diskriminierungsfreie Preise”, was bedeutet das für lokale Preise?

AP4:

Questions for the future:

Staatliche Beihilfe (-> compared to Netzreserve, especially looking at foreign assets,)

Netzreserve in Österreich:

- § 7 Z 52a: Definition: „**Netzreserve**“ ist „die Vorhaltung von zusätzlicher Erzeugungsleistung oder reduzierter Verbrauchsleistung zur Beseitigung von Engpässen im Übertragungsnetz im Rahmen des Engpassmanagements, welche gesichert innerhalb von 10 Stunden Vorlaufzeit aktivierbar ist;“
- § 7 Z 52b: „**Netzreservevertrag**“ ist „ein Vertrag, der zwischen dem Regelzonenführer und einem Anbieter abgeschlossen wird und die Erbringung von Netzreserve gemäß Z 52a zum Inhalt hat;“
- § 7 Z 61a: „**saisonaler Netzreservevertrag**“ ist „ein Netzreservevertrag gemäß Z 52b, der für den Zeitraum einer Winter- oder Sommersaison abgeschlossen wird. [...]“
- **Beispiel: Beschaffung der Netzreserve für Österreich:**
 - Hierfür **können Erzeugungsanlagen oder Anlagen von Entnehmern im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt und der Schweizerischen Eidgenossenschaft** zur Vermeidung, Beseitigung und Überwindung von Engpässen in österreichischen Übertragungsnetzen genutzt werden – RZF schließt dazu Verträge mit den Übertragungsnetzbetreibern. (§ 23 Abs 2 vorletzter Satz (Grundsatzbestimmung) ElWOG 2010)
 - Die teilnahmeberechtigten Anbieter im Ausschreibungsverfahren sind in § 23b leg cit beschrieben.
- **Beispiel aus Deutschland: Die strategische Netzreserve ist ein genehmigter Kapazitätsmechanismus, welche ua. Erzeuger vom Ausland zulässt – ua sind hier auch die Gebotszonen zu berücksichtigen** (Quelle: 20. Dezember 2016 genehmigte Netzreserve (SA.42955)).

AP4:

Questions for the future:

“diskriminierungsfreie Preise”, was bedeutet das für lokale Preise

- **Grundversorgung** Art. 27 EBM-RL
 - → grundsätzliches Recht von **Haushaltskunden** (und in eventu Kleinunternehmen; Entscheidung des Mitgliedsstaates)
 - Recht auf Versorgung mit Elektrizität einer bestimmten Qualität zu wettbewerbsfähigen, leicht und eindeutig vergleichbaren, transparenten und **diskriminierungsfreien Preisen** haben.
 - Die MS haben die Verpflichtung diese Richtlinien-Vorgabe umzusetzen.
 - In Österreich sind für die Ausgestaltung die Bundesländer gem § 77 (Grundsatzbestimmung) ElWOG 2010 zuständig.
 - Im Hinblick auf die „diskriminierungsfreien Preisen“ wird auf den „Allgemeinen Tarif“ der Grundversorgung verwiesen
 - Dieser Tarif für Verbraucher darf beim jeweiligen Stromhändler/sonstige Lieferanten nicht höher sein als jener Tarif, zudem die größte Anzahl ihrer Kunden (die Verbraucher im Sinne des KSchG sind) versorgt werden.
 - Der Allgemeine Tarif der Grundversorgung für Unternehmer im Sinne des KSchG darf nicht höher sein als jener Tarif, der gegenüber vergleichbaren Kundengruppen Anwendung findet.
- **Die Relevanz für Kapazitätsmechanismen ist fraglich.**

AP4:

Weiterführende Themen und Fragen/Questions for the future:
Bestehende und mögliche Mechanismen – wurden im KOM diskutiert

- Vorhandene Marktmechanismen in Österreich
 - Stilllegungsverbot
 - Netzreserve
 - Lastmanagement
 - Strategische (Gas)Reserve

AP4:

Weiterführende Themen und Fragen/Questions for the future:
Bestehende und mögliche Mechanismen – wurden im KOM diskutiert

- Herkunftsnachweise
 - Boock and Claim
 - → Ausnahme bei geförderter Energie – Übergabe bzw Verwendung bei Österreichischen Kunden
 - → Ausnahme bei gespeicherter Energie – Übergabe von HKN auf Speicherbetreiber
 - **Marktprämie** (Negativ Preis) → wie CfD – „strike Price“ vs „anzulegender Wert“
 - gefördert wird die Differenz zwischen den Produktionskosten von Strom aus erneuerbaren Quellen und dem durchschnittlichen Marktpreis für Strom
 - Zeitlich beschränkt – ausgesetzt bei negativen Preisen (strenge Regelung)
 - Anzulegender Wert ist „jenen Wert, der im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt oder administrativ festgelegt wird und Grundlage für die Berechnung der Marktprämie ist“
 - **Investitionszuschüsse** (inkl Stromspeicher) – Technologie Spezifisch (erneuerbare Energie)
 - Technologiespezifische Förderung von Errichtung oder Revitalisierung wird gefördert
 - Aggregator?
 - PPA's?
- Wie relevant sind diese Mechanismen für das Projekt?

AP4: Exkurs: Rechtliche Grenzen und verwandte Rechtsgebiete

Recherchen Input zu rechtlichen Grenzen und verwandten Rechtsgebieten

During scarcity events - during scarcity periods – Knappheitsperioden -

- Abschaltungen von Erzeugern
- Abschaltungen von Verbrauchern

Vertragliche Beispiele der Möglichkeiten von Abschaltungen

- Übertragungsnetzbetreiber
- Verteilnetzbetreiber

AP4:

Recherchen Input zu rechtlichen Grenzen und verwandten Rechtsgebieten

During scarcity events - during scarcity periods – Knappheitsperioden

1. Wann darf man abregeln - wie und viele Aspekte – Definition/Richtlinie?
2. during scarcity periods, wann und wer gibt das vor?
3. Was kann vertraglich noch geregelt werden und was nicht? Widerspruch mit anderen Rechtsgebieten und Rechtsprinzipien inkl Grundrechte.

AP4:

Recherchen Input zu rechtlichen Grenzen und verwandten Rechtsgebieten

EU-Rahmen für scarcity periods?

Auf europäischer Ebene gibt es zwei einschlägige Verordnungen hinsichtlich der Gewährleistung einer unterbrechungsfreien Gasversorgung sowie der Risikovorsorge im Elektrizitätssektor, welche in Österreich unmittelbar in Geltung und Anwendung stehen. Die Versorgungssicherheit an sich muss unter der Prämisse der Energieversorgung, d. h. das Zusammenspiel von Gas- und Strom-Versorgung betrachtet werden.

Gas-SoS-VO – Verweise auf Gas-RL 2009

- Diese soll die Energiesicherheit in der Europäischen Union gewährleisten bzw. möglichen Versorgungsstörungen vorbeugen und bei Eintreten dieser Störung entsprechend reagieren.
- Verantwortung für die sichere Erdgasversorgung tragen neben der Europäischen Kommission, die Mitgliedstaaten bzw. ihre zuständigen Behörden sowie die Erdgasunternehmen im Rahmen ihrer jeweiligen Tätigkeits- und Zuständigkeitsbereiche.
- „geschützte Kunden“
- System bei Krisensituationen:
 - Aufstellung von Präventionsplänen und Notfallplänen, Gegenseitige in Formierung; Ergreifung von Maßnahmen und in eventu auch von Solidaritätsmaßnahmen

AP4:

Recherchen Input zu rechtlichen Grenzen und verwandten Rechtsgebieten

EU-Rahmen für scarcity periods?

Strom-SoS-VO

- Die Verordnung regelt die Erkennung von Stromversorgungskrisen, die Erstellung von Krisenmanagementplänen und die Bewältigung von Krisen, sobald sie auftreten.
- Definitionen:
 - „Frühwarnung“ bezeichnet die Weitergabe konkreter, ernstzunehmender und verlässlicher Hinweise darauf, dass ein Ereignis eintreten könnte, das voraussichtlich zu einer erheblichen Verschlechterung der Stromversorgungskrise führt;
 - „Stromversorgungskrise“ bezeichnet eine **bestehende oder drohende Situation**, die durch eine im Sinne der Vorgaben der Mitgliedstaaten und der Beschreibung in **ihren Risikovorsorgeplänen erhebliche Stromknappheit** oder durch die Unmöglichkeit, Kunden mit Strom zu versorgen, gekennzeichnet ist.
 - „Zeitgleich auftretende Stromversorgungskrise“ bezeichnet eine Stromversorgungskrise, die mehr als einen Mitgliedstaat zur gleichen Zeit trifft;
 - „Nicht marktbasierte Maßnahme“ bezeichnet eine angebots- oder nachfrageseitige Maßnahme, die von Marktregeln oder geschäftlichen Vereinbarungen abweicht und dazu dient, Stromversorgungskrisen einzudämmen;
- Regelungsbereiche:
 - Normen zur Bewertung von Risiken, die die Stromversorgungssicherheit beeinflussen können; Erstellung der Risikovorsorgepläne
→ nationale Maßnahmen, regionale und bilaterale Maßnahmen

AP4:

Recherchen Input zu rechtlichen Grenzen und verwandten Rechtsgebieten

Ö-Rahmen für scarcity periods?

Nationale Regelungen – ENERGIELENKUNGSGESETZ 2012

- Dieses Gesetz beinhaltet den rechtlichen Rahmen für die **Krisenvorsorge und Maßnahmen zur Bewältigung unmittelbar drohender oder bereits eingetretener Störungen der Energieversorgung**.
- Lenkungsmaßnahmen werden im Krisenfall ergriffen und verfolgen zB folgendes Ziel:
 - die „Deckung des lebenswichtigen Bedarfes an Energie einschließlich jenes für Zwecke der militärischen Landesverteidigung,
 - die Aufrechterhaltung einer ungestörten Gütererzeugung und Leistungserstellung sowie
 - die Versorgung der Bevölkerung und sonstiger Bedarfsträger sicherzustellen“
- Mehrere Maßnahmen sind vom Bundesgesetzgeber zu ergreifen
 - Wie die Durchführung von Lenkungsmaßnahmen in Form von Landesverbrauchskontingenten gem. § 14 Z 7 EnLG iVm § 21 Abs. 2 EnLG 2012.
- Im Rahmen von **Landesverbrauchskontingenten** ist der*die Landeshauptmann*frau befugt (bestimmte) Endverbraucher*innen „... vorübergehend von der Belieferung ausgeschlossen oder in dieser beschränkt werden.“ oder letztlich auch „... regional umschriebene Gebiete vom Strombezug ausgeschlossen oder abgeschaltet ...“ → bevor diese Maßnahmen ergriffen wird, erfolgen schon andere Maßnahmen durch den Bund

AP4:

Recherchen Input zu rechtlichen Grenzen und verwandten Rechtsgebieten

Weitere Aspekte für Abschaltungen oder Unterbrechung der Versorgung

- **Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz*** (*Perspektive des Strombezuges)
 - Abschaltung von Strom – Physische Trennung –
 - wegen z.B. Nichterfüllung fälliger Zahlungsverpflichtungen (Zahlungsverzug, Verweigerung einer Vorauszahlung oder Sicherheitsleistung)
 - Mindesten 2 Mahnungen müssen geschickt worden sein
 - (sofortige) auszusetzen oder einzuschränken der Verbindung zum Netz
 - Durch zB notwendige Arbeiten, unmittelbare (auch vermutete) Gefahr, drohenden oder bereits eingetretenen Netzzusammenbruch, und noch weitere Gründe
- Info: Stellt der Netzkunde höhere Anforderungen an die Spannungsqualität oder ist er auf eine unterbrechungsfreie Stromversorgung angewiesen, so muss er selbst dafür Sorge tragen.
- AGB werden anhand ABGB, KSchG, ElWOG 2010 gemessen
 - e-Control genehmigt die AGB von Netzbetreiber (§ 47 ElWOG 2010 iVm Landesgesetzen)

AP4:

Recherchen Input zu rechtlichen Grenzen und verwandten Rechtsgebieten

Weitere Aspekte für Abschaltungen oder Unterbrechung der Versorgung

- **Versorgungssicherheit**
 - **Grundversorgung** Art. 27 EBM-RL
 - → grundsätzliches Recht von Haushaltskunden (und in eventuelle Kleinunternehmen; Entscheidung des Mitgliedsstaates)
 - Recht auf Versorgung mit Elektrizität einer bestimmten Qualität zu wettbewerbsfähigen, leicht und eindeutig vergleichbaren, transparenten und diskriminierungsfreien Preisen haben
 - **„Schutzbedürftige Kunden“** Art. 28 EBM-RL
 - Mitgliedstaaten haben dem Begriff in ihrem Land zu definieren.
 - Dieser Begriff muss auf Energiearmut abstellen und auf das Verbot, solche Kunden schwierigen Zeiten von der Energieversorgung auszuschließen.
- Lieferprobleme: die Nichterfüllung der Gaslieferung durch den Versorger wegen Krieg und darauf folgende Sanktionen ist (höchstwahrscheinlich) keine Höhere Gewalt und daher Schadenersatzpflichtig.

(Quelle: NHP, Rechtliche Stellungnahme – Höhere Gewalt iZm Gaslieferungsverträgen, 2.5.2024)

AP4:

Recherchen Input zu rechtlichen Grenzen und verwandten Rechtsgebieten

Weitere Aspekte für Abschaltungen oder Unterbrechung der Versorgung

- **Grundrechte werden an konkrete Normen gemessen**
 - Die Perspektive
- **Die Abschaltung von Verbrauchsanlagen kann ua folgende Grundrechte betreffen**
 - Gleichheitssatz – es muss wesentlich Gleiches gleich und wesentlich Ungleiches ungleich behandeln werden
 - Unterscheidung welche Akteure oder Typen von Kunden abgeschaltet werden darf oder nicht
 - Unterscheidung unter Umständen in Gruppen oder Regionen
 - Erwerbsfreiheit
 - zB Stromlieferanten, da diese die Elektrizität vermarkten
 - Eigentumsfreiheit
 - Eine Abschaltung kann viele, wie Stromlieferanten und auch Endkund*innen (alle, natürliche und juristische Personen) betreffen, da ihre vermögenswerten Privatrechte eingeschränkt (ua auch Abschluss von Verträgen) sein könnten
 - Abschaltung wäre eine Eigentumsbeschränkung (keine Enteignung)

AP4:

Recherchen Input zu rechtliche Grenzen und verwandten Rechtsgebieten

Zusammenfassung einer groben Einschätzung

Grundsätzlich ist bei Abschaltungen zu unterscheiden, wer aufgrund welcher Rolle Rechte und Pflichten hat. Aufgrund der unterschiedlichen Rechte und Pflichten ist zu unterscheiden, ob der Netzbetreiber, der Stromlieferant, der Regulator oder die Regulierungsbehörde eingreifen kann.

- Energielenkung: bestehende oder drohende Situation
 - Abschaltung möglich, jedoch ein intensiver Eingriff
 - Größere Unternehmen werden vor Endkund:innen bei der Energielieferung eingeschränkt
- Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz
 - Abschaltungen wegen Nichterfüllung der Zahlungsverpflichtungen oder technische Probleme (sofort aber nur vorübergehend) möglich
- Versorgungssicherheit
 - Die Versorgung mit Energie ist wichtig und daher gibt es nur Ausnahmen wo Abschaltungen erlaubt sind
- Grundrechte werden an konkrete Normen gemessen

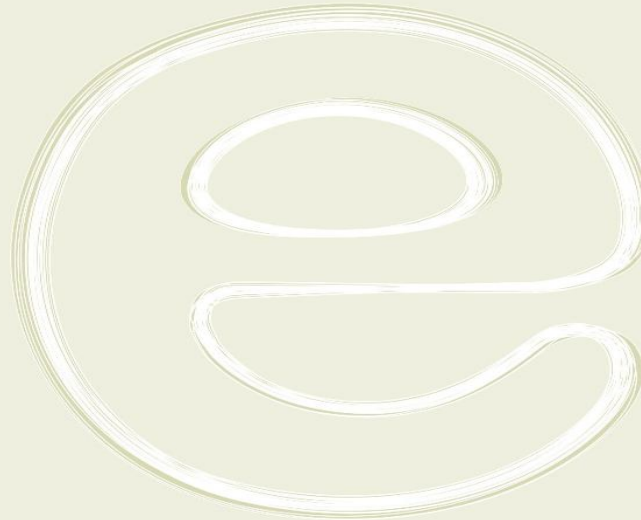
AP4:

Recherchen Input zu rechtliche Grenzen und verwandten Rechtsgebieten

Zusammenfassung ran,den Fragen

1. Wann darf man abregeln - wie und viele Aspekte – Definition/Richtlinie?
 - Keine Definition gefunden zu During scarcity events - during scarcity periods – Knappheitsperioden
 - Verschiedene Aspekte von Regelungen schützen vor Abschaltungen
 - Grundsätzlicher Schutz von Haushaltskunden (und in eventu Kleinunternehmen)
 - Je nach Anwendungsfall könnten größere Verbraucher beschränkt oder zu etwas verpflichtet (es kommt drauf an, was)- konkrete Anwendungsfälle für Markt/-Kapazitätsmechanismen gibt es in dem Sinne nicht.
2. Scarcity periods: wann und wer gibt das vor?
 - Es gibt keine Definition und dadurch auch keine Zuständigkeit.
3. Was kann vertraglich noch geregelt werden und was nicht? Widerspruch mit anderen Rechtsgebieten und Rechtsprinzipien inkl Grundrechte.
 - Bei Grundrechten kommt es auf die konkrete Norm an die geprüft werden muss
 - Vertragliche Regelungen, wie die Allgemeinen Bedingungen für den Netzzugang, können hilfreich sein

Die aufgeworfenen Fragen können nur abstrakt und unter Vorbehalt beantwortet werden



Ich danke für Eure Aufmerksamkeit

Mag.^a Katrin Burgstaller

burgstaller@energieinstitut-linz.at

+43 732 2468 5568