

KAPAZITÄTSMECHANISMEN IN EUROPA – RECHTLICHER RAHMEN UND STAND DER UMSETZUNG

Christian PUGL-PICHLER¹, Franz TYMA², Wilhelm SÜßENBACHER³, Christian TODEM⁴

Kurzfassung: Diese Arbeit erläutert die theoretische Funktionsweise unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen und analysiert die derzeit in der Europäischen Union umgesetzten Konzepte im Detail. Des Weiteren werden die Vorgaben des neuen Rechtsrahmens der Europäischen Union in Bezug auf Kapazitätsmechanismen dargestellt. Basierend darauf wird ermittelt, welche Auswirkungen diese neuen rechtlichen Vorgaben auf bereits umgesetzte Mechanismen besitzen und welche Anforderungen sich für zukünftig zu genehmigende Mechanismen ergeben.

Keywords: Clean Energy for all Europeans Package, Strategische Reserve, Reliability Options, Kapazitätsgarantien

1 Einleitung

Die Europäische Union verfolgt mit ihrer Energiestrategie das Ziel, eine sichere, saubere und bezahlbare Energieversorgung in Europa zu gewährleisten. Trotz deutlicher Fortschritte in der Zielerreichung gibt es in einer wachsenden Anzahl an Mitgliedsländern Bedenken hinsichtlich der Sicherstellung einer langfristigen Versorgungssicherheit im Strombereich.

Ein Grund hierfür ist, dass Energy-Only-Märkte, wie sie derzeit in den meisten europäischen Mitgliedsländern umgesetzt sind, erst im Falle knapper Erzeugungskapazitäten Preissignale liefern, die Investitionen außerhalb von Förderregimen beanreizen. Berücksichtigt man die durchschnittlichen Errichtungszeiten von Kraftwerksbauprojekten, so können mehrere Jahre zwischen der Anzeige der Knappheit durch das Preissignal und der tatsächlichen Inbetriebnahme neuer Anlagen liegen. Es gibt Bedenken, ob solche Phasen verringerter Versorgungssicherheit und erhöhter Strompreise auch von Seiten der Politik mitgetragen werden.

Weitere Gründe für die Bedenken sind der erhöhte Druck auf konventionelle Erzeugungsanlagen, welche zur Absicherung des Systems erforderlicher sind. Diese können aufgrund immer seltener auftretenden Preisspitzen ihre Fixkosten kaum noch decken (Missing Money Problem). Dieses Problem wird einerseits durch den stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien mit ihren niedrigen variablen Erzeugungskosten herbeigeführt. Andererseits sind auch die niedrigen Preisobergrenzen an Großhandelsstrommärkten mit verantwortlich. Diese werden vor allem wegen der sehr unelastischen Nachfrage eingezogen und sollen für ein ausgeglichenes Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage sorgen.

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, +43 50 320 56157, christian.pugl-pichler@apg.at, <https://www.apg.at/>

² EPOOL – Experten POOL für Energietechnik, -wirtschaft und -recht, Wolfgang-Pauli-Gasse 5, 1140 Wien, franz.tyma@EPOOL.at, www.EPOOL.energy

³ FH Oberösterreich, Stelzhamerstraße 23, 4600 Wels, +43 5 080444270, wilhelm.suessenbacher@fh-wels.at, www.fh-ooe.at

⁴ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, +43 50 320 56153, christian.todem@apg.at, <https://www.apg.at/>

Des Weiteren spielt auch der Zuschnitt der Gebotszone eine große Rolle, um für die richtigen standortbezogenen Preissignale zu sorgen. All dies führt zu einem sehr unsicheren Umfeld für Marktteilnehmer, welche aufgrund der hohen Kapitalkosten von neuen thermischen Anlagen kaum noch Investition tätigen. Zusätzlich kommt in vielen Mitgliedsstaaten ein „phase-out“ von thermischen Kraftwerkstechnologien wie Kohle- oder Kernkraftwerke, welches die verfügbare Gesamtkapazität weiter reduziert, hinzu.

Um nun mögliche Versorgungsengpässe zu vermeiden, haben bereits einige Mitgliedsstaaten Kapazitätsmechanismen implementiert oder planen solche einzuführen. Zweck dieser Mechanismen ist es, immer ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung sicherzustellen, indem Stromerzeugern und anderen Anbietern gesicherter Leistung, eine finanzielle Abgeltung für die Bereithaltung ihrer Anlagen zur Verfügung gestellt wird.

In den vergangenen Jahren wurden Kapazitätsmechanismen in Europa teils kontrovers diskutiert. Auch die Europäische Union hat sich der Thematik angenommen und im Zuge des „Clean Energy for all Europeans Package (CEP)“ konkrete Regeln für die Einführung und Ausgestaltung solcher Mechanismen definiert. Diese werden im Rahmen der Arbeit detailliert erläutert. Zuvor werden die grundlegende Einteilung von Kapazitätsmechanismen, deren Funktionsweise sowie die praktischen Umsetzungen in Deutschland, Italien und Frankreich beschrieben.

2 Einteilung und Funktionsweise von Kapazitätsmechanismen

In den vergangenen Jahren wurden umfassende Untersuchungen zum Thema Kapazitätsmechanismen durchgeführt und versucht diese zu kategorisieren. Eine mögliche Einteilung der unterschiedlichen Ansätze liefert die Europäische Kommission im Rahmen ihrer Sektoruntersuchung zu staatlichen Beihilfen und Kapazitätsmechanismen [11].

Wie in Abbildung 1 ersichtlich, kann prinzipiell zwischen gezielten und marktweiten Mechanismen unterschieden werden. Gezielte Kapazitätsmechanismen adressieren dabei nur einen Teil des Marktes, während marktweite Ansätze auf den gesamten Markt und alle Marktteilnehmer abzielen. Es gibt zudem eine weitere Unterscheidung zwischen mengen- und preisbasierten Konzepten. Im Rahmen von mengenbasierten Konzepten wird die erforderliche Kapazität zuerst festgelegt und anschließend der Preis für die erforderliche Leistung bestimmt. Bei preisbasierten Konzepten wird zuerst der Preis der Leistung festgelegt oder durch Marktmechanismen bestimmt. Die anschließenden Investitionen sollen sicherstellen, dass ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung gestellt wird.

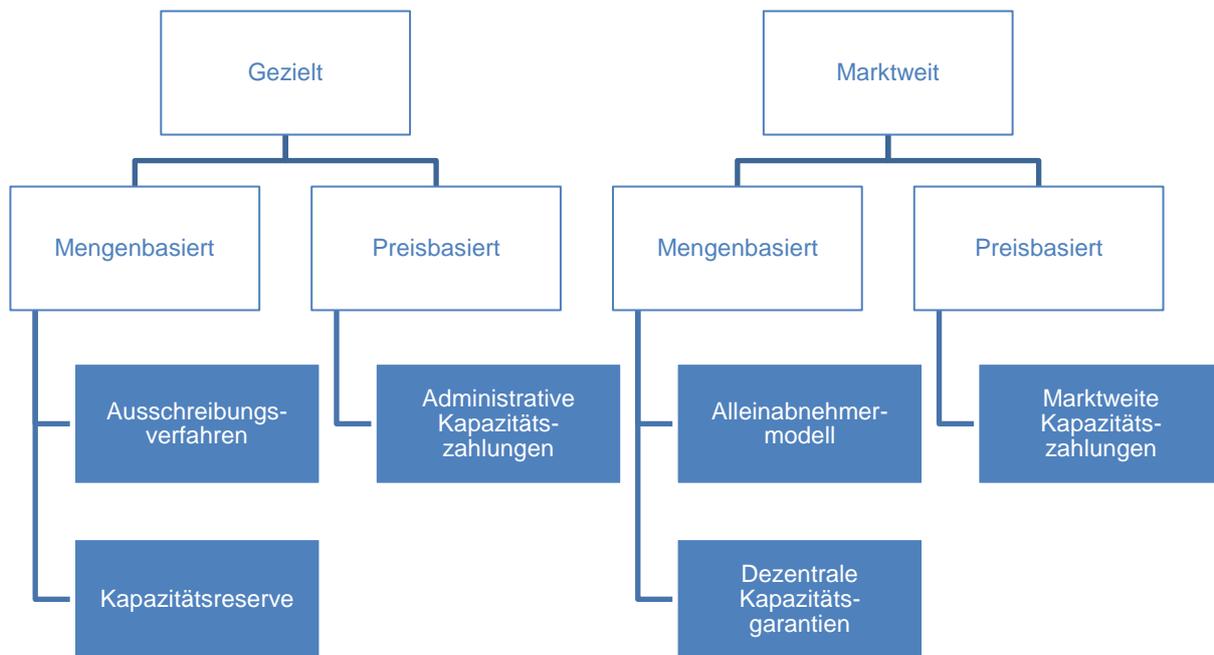


Abbildung 1: Einteilung von Kapazitätsmechanismen in Anlehnung an [11]

Ausschreibungsverfahren adressieren nur einen bestimmten Teil des Marktes. Zumeist soll durch den Mechanismus nur zusätzliche Leistung, welche der Markt nicht zur Verfügung stellt, unterstützt werden. Zugeschlagene Projekte erhalten typischerweise eine öffentliche Finanzierung für die Anlagenerrichtung und nehmen anschließend ohne weitere Einschränkungen am Großhandelsmarkt teil. Auch langfristige Power Purchase Agreements (PPAs) können in diese Kategorie fallen.

Das Modell der Kapazitätsreserve stellt einen weiteren gezielten und mengenbasierten Mechanismus dar. Hierbei wird außerhalb des Marktes eine Leistungsreserve gebildet, welche nur dann zum Einsatz kommt, wenn die Anlagen im Großhandelsmarkt nicht mehr in der Lage sind, den Verbrauch sicher zu decken.

Administrative Kapazitätszahlungen für bestimmte Anlagen stellen einen gezielten und preisbasierten Mechanismus dar. Hierbei legt zumeist ein zentrales Organ (Ministerium oder Behörde) den Preis der Leistung fest, welcher nur an eine Gruppe von Marktteilnehmern, wie zum Beispiel Erzeuger mit einer bestimmten Erzeugungstechnologie, ausgezahlt wird.

Das Alleinabnehmer Modell ist ein marktweiter und mengenbasierter Ansatz, da die meisten Marktteilnehmer, ausgenommen jene die bereits Unterstützung über andere Fördersysteme erhalten, eine Abgeltung für ihre gesicherte Leistung bekommen. Das erforderliche Volumen wird bereits im Vorhinein bestimmt und der Preis marktbasiert, z.B. über eine zentrale Gebotsplattform, ermittelt.

Das Modell der dezentralen Kapazitätsverpflichtung stellt ebenso einen marktweiten und mengenbasierten Ansatz dar. Im Gegensatz zum Alleinabnehmer Modell gibt es jedoch keinen zentralen Gebotsprozess zur Preisermittlung. Stattdessen wird den Marktteilnehmern die Verpflichtung auferlegt, ausreichende Kraftwerksleistung unter Vertrag zu nehmen, um den Verbrauch ihrer Kunden sicher decken zu können.

Marktbasierte Kapazitätzahlungen stellen einen marktweiten und preisbasierten Mechanismus dar. Die Preise, zu welchen sich die erforderlichen Kapazitäten einstellen sollten, werden vorab ermittelt und bestimmen auch die Preisobergrenze im anschließenden Gebotsverfahren. Die Marktteilnehmer reagieren auf diese Preise und bieten entsprechende Leistungen an. Je nach Angebotssituation können sich auch Preis unterhalb der Obergrenzen einstellen bzw. weniger als die gewünschte Leistung zur Verfügung gestellt werden.

3 In Europa implementierte Kapazitätsmechanismen

Im folgenden Kapitel werden die Funktionsweisen der gängigsten Kapazitätsmechanismen anhand von konkreten Beispielen in Deutschland, Italien und Frankreich näher erläutert.

3.1 Deutschland – Kapazitätsreserve

Durch das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes sind die Erkenntnisse über und die Ansprüche an den Strommarkt 2.0 im Juli 2016 in nationales deutsches Recht überführt worden. Teil dieses Mantelgesetzes betreffen unter anderem Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und sowie die Einführung der Kapazitätsreserveverordnung (KapResV). Diese KapResV ist die Grundlage zur Einführung der geplanten Kapazitätsreserve in Deutschland.

Die rechtliche Grundlage für die Kapazitätsreserve bildet §13e des überarbeiteten EnWG. Die Bestimmungen über das Ausschreibungsverfahren, den Einsatz der Kraftwerksreserve und der Abrechnung bzw. Vergütung der Reserve sind in der Kapazitätsreserveverordnung festgehalten.

3.1.1 Grundprinzipien des Mechanismus

Aufgabe der Kapazitätsreserve ist es, die Versorgungssicherheit im elektrischen Energiesystem bei sich veränderten Bedingungen dauerhaft sicherzustellen. Sie soll vor allem dann die Stromversorgung sicherstellen, wenn es im freien Marktumfeld (Strombörse, Intradymarkt, OTC) zu keiner ausreichenden Abdeckung der gesamten Nachfrage bei freier Preisbildung kommt. Dazu werden bestehende Erzeugungsanlagen als auch variable Verbraucher außerhalb des Strommarktes in der Kapazitätsreserve vorgehalten und erst bei Bedarf eingesetzt.

Der Einfluss dieser Reserve auf den Markt und dessen Wettbewerb soll durch eine Reihe von Maßnahmen so gering wie möglich gehalten werden und auch Verzerrungen in der Preisbildung bzw. Investitionssignale des Marktes durch eine strikte Trennung der Reserve vom Markt verhindert werden.

Die KapResV sieht vor, dass die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gemeinsam im Zuge einer wettbewerblichen Ausschreibung alle zwei Jahre die benötigten Reservekapazitäten am Markt beschaffen. Die Reservekapazität wird jeweils für einen zweijährigen Erbringungszeitraum, beginnend mit dem Winterhalbjahr 2020/21, gebildet und ist mit dem Enddatum 30. September 2025 zeitlich begrenzt.

Die maximale Reserveleistung in allen drei Erbringungszeiträumen beträgt 2 GW. Diese Grenze wird in der ersten Ausschreibung – 30.8.2019 – 01.12.2019 – vollständig ausgeschöpft. In den darauffolgenden Ausschreibungsläufen kann es, auf Grund einer neuen

Angemessenheitsbewertung, zu einer Veränderung des Bedarfs bzw. der Kapazität kommen. Einer Aufstockung der Reserve ist der europäischen Kommission zur beihilfenrechtlichen Prüfung anzumelden.

Kapazitätsanbieter können, falls sie die Teilnahmevoraussetzungen erfüllen, ihre Kapazitäten zu jenem Preis, den sie für die Bereithaltung und voraussichtlichen Betrieb ihrer Kapazität jährlich erhalten möchten, anbieten. Der Höchstwert der Gebote ist mit 100.000 €/MW/a begrenzt. Alle Gebote, die bezuschlagt werden, erhalten schlussendlich den Preis des Gebotes mit dem höchsten Preis (Einheitspreissystem).

Neben Erzeugungskapazitäts- und Speicheraanbieter werden auch regelbare Lasten explizit zur Teilnahme an der Ausschreibung aufgefordert. Um deren Teilnahme zu erleichtern, wurden die Teilnahmebedingungen für regelbare Lasten nochmals überarbeitet und angepasst.

Alle Kapazitäten, die einen Zuschlag erhalten, dürfen selbst nach dem Vertragsende nicht wieder am Strommarkt angeboten werden. Auf diese Weise soll eine strikte Trennung zwischen dem wettbewerblichen Strommarkt und dem Kapazitätsmarkt sichergestellt werden, um zu verhindern, dass die Reserve das Marktgeschehen verfälscht.

Dieses Rückkehrverbot gilt nur beschränkt für regelbare Lasten (Demand Side Response, DSR). Diese dürfen nach Vertragsende wieder auf Strommärkten angeboten werden, auf denen der Preis nicht je kW gezahlt wird. Dies sind in der Praxis alle Regelergiemärkte.

Die ÜNB setzen die Kapazitätsreserve erst dann ein, wenn am Strommarkt eine vollständige Markträumung ausbleibt, d.h. die Nachfrage nicht durch das Angebot gedeckt werden kann. Dies ist dann der Fall, wenn auf den unterschiedlichen Märkten (Day-ahead- oder Intradaymarkt) Gebote in der Höhe des technischen Preislimits nicht erfüllt werden. Die technischen Limits betragen in Deutschland derzeit 3.000 €/MWh für den Day-ahead-Markt und 10.000 €/MWh für den Intradaymarkt.

Außerdem müssen die ÜNB erst alle anderen Systemdienstleistungen SRL bzw. TRL ausschöpfen bevor sie die Reserve abrufen können. Da aber die Reservekapazitäten eine Aktivierungszeit von bis zu 12 Stunden haben können, müssen die ÜNB die Anlagen anfordern, bevor die tatsächlichen Marktergebnisse bekannt sind. Diesen Umstand müssen die ÜNB bei ihrer Planung der Aktivierung mitberücksichtigen.

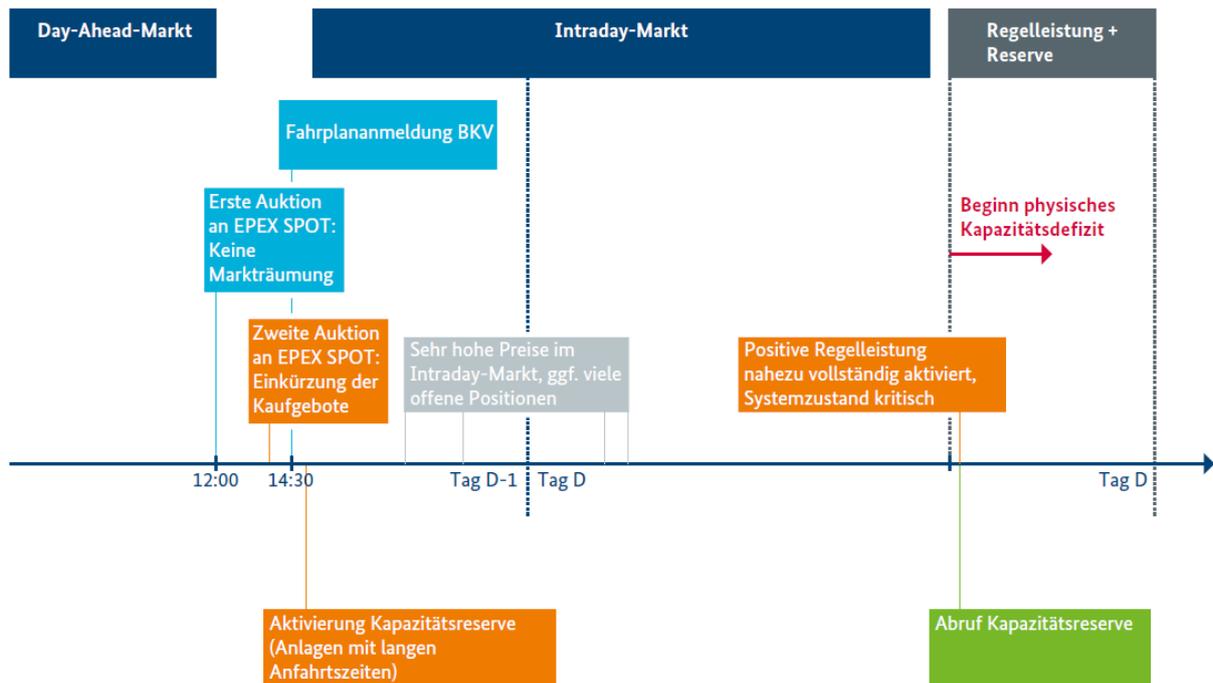


Abbildung 2: Einsatz der Kapazitätsreserve [2]

Sämtliche Kosten die den ÜNB durch die Schaffung der Kapazitätsreserve entstehen, werden nach §13e Absatz 3 und 4 EnWG über die Netzentgelte ausgeglichen. Dabei sind mögliche Erlöse, wie z. B. vereinnahmte Strafzahlungen oder Ausgleichsenergiezahlungen der Bilanzkreisverantwortlichen, die zum Zeitpunkt des Kapazitätsreserveabrufes ein Leistungsbilanzungleichgewicht aufwiesen, zu berücksichtigen.

Die Ergebnisse zur ersten Ausschreiben werden voraussichtlich Mitte Februar 2020 bekannt gegeben.

3.2 Italien – Central Buyer Modell mit Reliability Options

Aufgrund von Bedenken hinsichtlich der Versorgungssicherheit hat Italien beschlossen, einen zentralen Kapazitätsmarkt einzuführen. Dieser wurde im Juli 2018 von der Europäischen Kommission erstmals genehmigt. Später wurde der Modus nochmals überarbeitet und eine CO₂ Obergrenze eingeführt. Die Endgültige Genehmigung erfolgte am 14.06.2019.

Der italienische Übertragungsnetzbetreiber TERNA wurde mit der Organisation des Kapazitätsmarktes beauftragt. Die Kosten werden dabei auf 0,9 bis 1,4 Mrd. Euro pro Jahr geschätzt und sollen durch die Energieverbraucher refinanziert werden. Die Berechnung erfolgt dabei anteilig an der jeweiligen Entnahme zu Spitzenlastzeiten. Den Gesamtkosten des Kapazitätsmarktes werden allfällige Einnahmen durch Strafzahlungen bei Nichtverfügbarkeit gegengerechnet.

Grundlage für den Mechanismus ist eine umfangreiche Studie über die zukünftige Versorgungssicherheit (Resource Adequacy Analysis), aus welcher hervorgeht, dass

zukünftig die angestrebte „Loss of Load Expectation“ (LoLE)⁵, von maximal 3 Stunden pro Jahr nicht erfüllt werden kann.

3.2.1 Grundprinzipien des Mechanismus

Die benötigte Gesamtkapazität wird von TERNA ermittelt und in mehreren Auktionen beschafft. Alle Teilnehmer bekommen dabei den Preis der teuersten zugeschlagenen Anlage vergütet. Da der italienische Energiemarkt in sechs verschiedenen Gebotszonen unterteilt ist, wird auch im Kapazitätsmarkt die benötigte Kapazität für jede der Gebotszonen einzeln beschafft. Je nach Übertragungskapazität zwischen den Zonen werden die einzelnen Auktionen gegenseitig optimiert. Somit stellt sich bei ausreichender Übertragungskapazität in jeder Zone, ähnlich dem System des Day-Ahead Market Coupling am Energiemarkt, derselbe Kapazitätspreis ein.



Abbildung 3: Gebotszonen in Italien [8]

3.2.2 Nachfragekurve

Die Ermittlung der benötigten Gesamtkapazität erfolgt dabei aufgrund von statistischen Analysen, wobei unterschiedliche Szenarien betrachtet werden. Es wird für jede Gebotszone eine künstliche Nachfragekurve erstellt. Wichtige Parameter sind dabei die Bestimmung der LoLE sowie der „Cost of New Entry“ CONE. Die CONE stellen dabei die theoretischen Fixkosten eines neuen Gaskraftwerks dar. Der Price Cap der Nachfragekurve soll den Auktionator vor zu hohen Preisen aufgrund von Angebotsmangel oder hoher Marktkonzentration schützen. Diese Preisobergrenze ist für existierende (25-45 €/kW/Jahr) und neue (75-95 €/kW/Jahr) Anlagen unterschiedlich.

⁵ Die LoLE ist die erwartete Anzahl an Stunden pro Jahr, in welcher die Spitzenlast die verfügbare Erzeugungskapazität übersteigt.

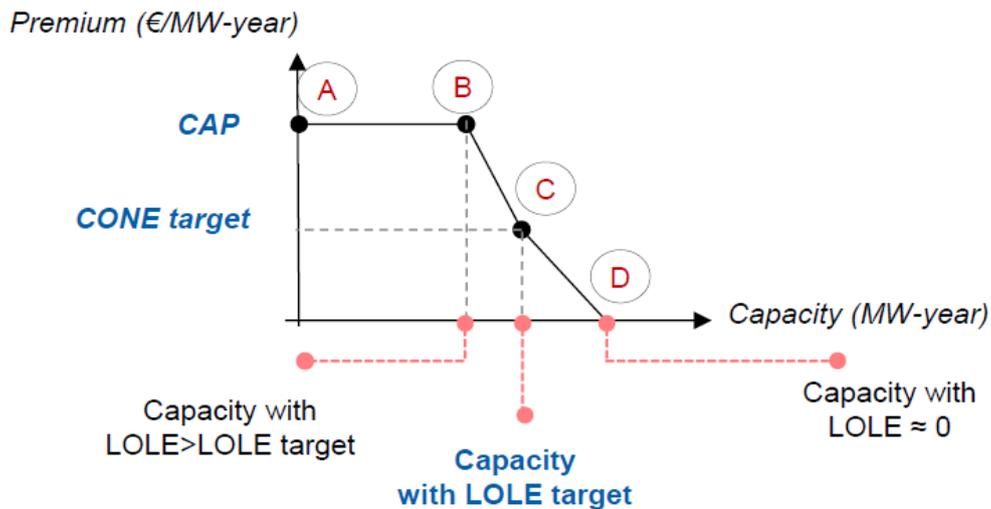


Abbildung 4: Nachfragekurve [8]

3.2.3 Anbieter

Der Kapazitätsmechanismus ist technologie-neutral und ermöglicht somit allen Erzeugungs- und Lastreduktionsanlagen eine Teilnahme am Markt. Zur Bestimmung der sicher verfügbaren Kapazität wird die installierte Kraftwerksleistung mit De-Rating Faktoren multipliziert. Diese beruhen auf historischen Daten und repräsentieren die Wahrscheinlichkeit mit der eine Kraftwerkstechnologie zu Spitzenlastzeiten produziert. Die Faktoren reichen von 75%-90% für thermische Kraftwerke und 5%-10% für Wind und Photovoltaikanlagen. Wasserkraftanlagen werden mit 40%-60% berücksichtigt.

Für Lastreduktionsanlagen gelten gesonderte Bestimmungen. Diese sind nur Teilnahmeberechtigt, wenn sie gleichzeitig am italienischen Regenergiemarkt teilnehmen. Dadurch können sie über diesen direkt von TERNA aktiviert werden. Auch das Monitoring der Anlagen ist somit einfacher. Da diese Anlagen aus technischen Gründen nur für eine geringere Zeit aktiviert werden können als Erzeugungsanlagen, bekommen sie auch nur einen kleineren Teil der Kapazitätzahlungen.

3.2.4 CO₂ Grenzwerte

Durch die Entwicklungen des CEP hat sich Italien 2019 dazu entschieden, den geplanten Kapazitätsmarkt hinsichtlich CO₂-Grenzwerten zu überarbeiten. Durch den Grenzwert von 550 g/kWh_{el} werden umweltschädlichere Technologien wie Öl- oder Kohlekraftwerke vom Kapazitätsmarkt ausgeschlossen, während Gas- und GuD-Anlagen weiterhin teilnehmen können.

3.2.5 Auktion

Alle abgegebenen Angebote werden nach Preis sortiert und bilden somit die Angebotskurve. Das Matching erfolgt nach dem Prinzip von „Descending Clock Auctions“ mit maximal 21 Runden.

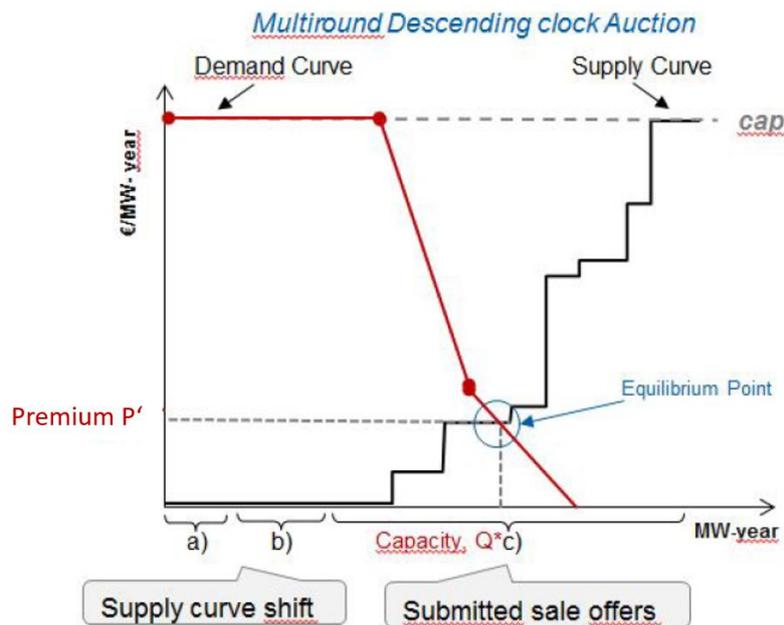


Abbildung 5: Angebot und Nachfragekurve einer Kapazitätsauktion [8]

Um nicht zu viel Kapazität zu beschaffen werden auch Kraftwerke, welche nicht am Kapazitätsmarkt teilnehmen, und z.B. auch Kraftwerke, welche bereits Förderungen aus anderen Förderregimen erhalten, zu einem Kapazitätspreis 0 €/MW/Jahr in den Auktionen berücksichtigt. Dies führt zu einem Supply curve shift, wie in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ersichtlich.

Bei erfolgreicher Teilnahme an der Auktion verpflichten sich die Anbieter einerseits zur verbindlichen Verfügbarkeit der Kraftwerke als auch zur Rückzahlung der zusätzlichen Erlöse am Energiemarkt, wenn der Referenzpreis einen vorher definierten „Strike Price“ übersteigt (Reliability Options). Der Referenzpreis setzt sich dabei aus einer Kombination von Day-Ahead Preis und Regelenergiepreis zusammen. Der Strike Price soll die variablen Kosten eines Gaskraftwerkes repräsentieren und wurde mit ca. 125 €/MWh bestimmt. Dadurch soll erreicht werden, dass die Betreiber aus dem Kapazitätsmarkt die Fixkosten und aus dem Energiemarkt die variablen Kosten abgegolten bekommen. Somit werden nicht nur Wind-Fall-Profits verhindert, sondern es wird auch ein zusätzlicher Anreiz geschaffen die Energie in Knappheitssituationen tatsächlich am Markt anzubieten, da die Rückzahlung immer erforderlich ist, unabhängig davon ob ein Angebot am Energiemarkt angegeben wurde oder nicht.

Nach der Implementierungsphase des Kapazitätsmarktes, soll die Vorlaufzeit der Auktionen drei Jahre betragen. Bestehende Anlagen bekommen dabei die Kapazitätzahlungen drei Jahre garantiert. Da neu gebaute Anlagen eine höhere Planungssicherheit benötigen, gilt für diese eine Laufzeit von 15 Jahren.

Zusätzlich zu den Hauptauktionen sind Anpassungsauktionen mit einer geringeren Vorlaufzeit geplant. Damit soll vor allem den Anforderungen von DSR-Anlagen entgegengekommen werden. In den Anpassungsauktionen wird zumindest 1% der Gesamtkapazität beschafft. Zusätzlich zu den zentralen Auktionen soll ein Sekundärmarkt eingeführt werden, auf welchem Marktteilnehmer die Kapazitätsverpflichtungen kurzfristiger untereinander handeln können.

Die ersten Hauptauktionen fanden 2019 statt, wobei hier Kapazitäten für die Lieferjahre 2022 und 2023 beschafft wurden. Nach der Implementierungsphase des Kapazitätsmarktes, werden

die Hauptauktionen jährlich, mit einer Vorlaufzeit von 4 Jahren, durchgeführt. Die Anpassungsauktionen finden jeweils in den drei darauffolgenden Jahren statt. Für den Sekundärhandel ist eine Vorlaufzeit von ca. einem Monat vorgesehen, wobei hier Monatsprodukte in wöchentlichen, zentralen Auktionen gehandelt werden können. Ein OTC Handel ist hingegen nicht geplant.

3.2.6 Ergebnisse bisher

Die ersten beiden Hauptauktionen, für die Lieferjahre 2022 und 2023, fanden im November 2019 statt. Für 2022 wurden Kapazitätsverpflichtungen im Ausmaß von insgesamt 41 GW vergeben. Davon 34,8 GW an bestehende Anlagen zu einem Preis von 33.000 €/MW/a und 1,8 GW an geplante Anlagen zu einem Preis von 75.000 €/MW/a. Dabei wurden für beide Kategorien die maximalen Preise erreicht.

Für 2023 wurden 35 GW an bestehende Anlagen und 4 GW an Neubuanlagen vergeben. Auch hier wurden die jeweiligen Price Caps erreicht. Der Anteil an Kapazitätzahlungen für dargebotsabhängige erneuerbare Energien (Wind, Wasser und Photovoltaik) war dabei 1,4 GW. Sonstige erneuerbare Erzeugungsanlagen und Speicher erhielten Zahlungen für insgesamt 11,8 GW.

In beiden Auktionen wurden zusätzlich 4,4 GW an virtuelle Kapazitäten vergeben, welche den Import aus dem Ausland repräsentieren.

3.3 Frankreich – Dezentrale Kapazitätsgarantien

3.3.1 Grundprinzipien des Mechanismus

Im Zuge des Gesetzes Nr. 2010-1488 vom 7. Dezember 2010 (NOME-Gesetz) wurde der Elektrizitätsmarkt in Frankreich neu geregelt. Eine wesentliche Änderung, welche mit dieser Neuordnung einherging, war die Verpflichtung für Anbieter (Versorgungsunternehmen, Netzbetreiber für Netzverluste, Endverbraucher für außervertraglichen Verbrauch), sich nach Maßgabe ihres Leistungs- und Energieverbrauchs, oder dem ihrer Kunden, zur Versorgungssicherheit innerhalb Frankreichs beizutragen. Dies sollte über eine jährliche Beschaffung von Kapazitätsgarantien, wie Abbildung 6 dargestellt, erfolgen. Der Umfang der erforderlichen Kapazitätsgarantien hängt dabei vom eigenen Stromverbrauch oder dem der Kunden während der Spitzenlastzeiten ab.

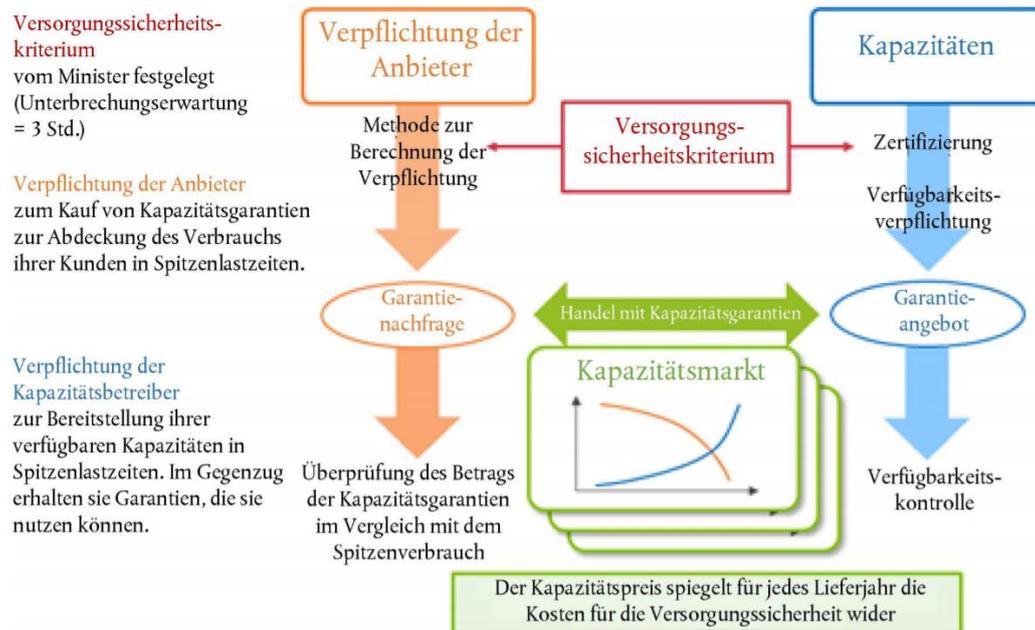


Abbildung 6: Mechanismus der Kapazitätsgarantien in Frankreich [10]

Die Abdeckung der erforderlichen Kapazitätsgarantien kann mittels eigener zertifizierter Anlagen (Erzeugungs- oder Lastreduktionskapazitäten) erfolgen oder über einen dezentralen Markt von anderen Unternehmen mit zertifizierten Anlagen.

Die Zertifizierung der Anlagen erfolgt durch den Übertragungsnetzbetreiber RTE. Dieser stellt den Anbietern Kapazitätsgarantien aus, welche sich aus dem Beitrag der Anlagen zur Verringerung des Ausfallsrisikos in Spitzenlastzeiten ergeben. Diese Kapazitätsgarantien können frei getauscht und gehandelt werden.

3.3.2 Kapazitätsverpflichtungen der Anbieter

Die Kapazitätsverpflichtung eines Anbieters errechnet sich aus

- dem tatsächlichen Verbrauch während der Spitzenlastzeit über das Lieferjahr (als PP1 bezeichnet),
- einer Korrektur gemäß der Abhängigkeit des Verbrauchs von der Temperatur (Thermosensibilität) und
- einer Korrektur gemäß der Leistungsreduktion der zertifizierten Anlagen im Zeitraum PP1.

Der Übertragungsnetzbetreiber bestimmt jährlich die PP1-Tage, an denen die Kapazitätsverpflichtung gilt. Hierbei stützt er sich auf die Day-ahead Prognose des nationalen Stromverbrauchs. Jedes Lieferjahr müssen 10 bis 15 PP1 Tage benannt werden. Für die Berechnung der Kapazitätsverpflichtungen ist der Verbrauch an PP1 Tagen zwischen 07:00 und 15:00 Uhr bzw. zwischen 18:00 und 20:00 Uhr relevant. Die PP1-Tage werden den Anbietern am Vortag vor 10:30 Uhr mitgeteilt.

Auf Grund der hohen Temperaturabhängigkeit des Stromverbrauchs in Frankreich, wird der im Lieferjahr tatsächlich gemessene Verbrauch um einen Temperaturfaktor angepasst. Bei dieser Anpassung wird eine alle 10 Jahre auftretende Kältewelle und der dabei auftretende

Stromverbrauch simuliert. Gegen dieses Ereignis sollte der Kapazitätsmarkt schützen und ausreichend Erzeugungsleistung sicherstellen, sodass die Unterbrechungserwartung (LoLE) auf Grund zu geringer Erzeugungskapazität von 3 Stunden pro Jahr nicht überschritten wird.

Die Parameter, welche den Bedarf an Kapazitätsverpflichtungen im Lieferjahr bestimmen, werden 4 Jahre vor dem Lieferjahr festgelegt und bleiben innerhalb eines Lieferjahrs konstant, um die Entstehung eines stabilen Produktwerts zu ermöglichen. Die genaue Verpflichtung eines jeden Anbieters wird nach dem Lieferjahr auf Basis dieser Parameter bestimmt.

Maßnahmen zur Lastreduktion können im System auf zwei Arten berücksichtigt werden. „Implizite Lastreduktionen“ müssen während der PP1-Stunden, die für die Bestimmung der Kapazitätsverpflichtungen relevant sind, aktiv sein und den Verbrauch in diesen Stunden effektiv reduzieren. Diese Maßnahmen schmälern in der Folge auch die Kapazitätsverpflichtung des Anbieters dieser Anlagen. In der zweiten Variante als „explizite Lastreduktion“ müssen Maßnahmen zur Lastreduktion während der PP2-Stunden, welche für die Bestimmung Verfügbarkeit von Kapazitäten relevant sind, verfügbar sein und können als Lastreduktionskapazität zertifiziert und gehandelt werden.

3.3.3 Verpflichtungen der Kapazitätsbetreiber und Zertifizierungsgrundlagen

Der Kapazitätsmechanismus ist technologieneutral und ermöglicht somit allen Erzeugungs- und Lastreduktionsanlagen eine Teilnahme am Markt. Alle Anlagen müssen durch den Übertragungsnetzbetreiber (RTE) zertifiziert werden. In einem ersten Schritt schätzt der Kapazitätsbetreiber sein in Spitzenlastzeiten (PP2) verfügbares Kapazitätswolumen für ein bestimmtes Lieferjahr. Die Anzahl der PP2-Tage in einem Lieferjahr beträgt 10 bis 25 Tage. PP1-Tage sind immer auch PP2-Tage. PP2-Tage, welche nicht PP1-Tage sind, werden von RTE am Vortag auf Basis der Lastwerte im französischen Stromsystem bestimmt und bekanntgegeben.

Auf Basis der geschätzten Kapazitätswolumina der Anbieter, sowie den rechtlich festgelegten Berechnungsverfahren, ermittelt RTE die Höhe der zertifizierten Kapazitäten. Kapazitätsbetreiber können die Verfügbarkeitsprognosen für ihre Anlagen für den gesamten Zeitraum des Mechanismus anpassen. Dies gilt auch für das Lieferjahr selbst und wirkt wie eine Neuzertifizierung der Anlage.

Dieses Meldeverfahren wird durch ein Kontrollverfahren ergänzt, welches festlegt, dass jede zertifizierte Kapazität mindestens einmal jährlich aktiviert werden muss. Dabei handelt es sich um stichprobenartige Tests, welche dem Betreiber der Kapazität nicht angekündigt werden.

Der genaue Zertifizierungsprozess ist vom jeweiligen Kapazitätstyp abhängig. Bestehende Kapazitäten können bis zu 4 Jahre vor dem Lieferjahr und müssen spätestens 3 Jahre vor Beginn des Lieferjahres zertifiziert werden. Geplante Kapazitäten können mit der Unterzeichnung des Netzanschlussvertrages und bis zu zwei Monate vor Beginn des Lieferzeitraums gestellt werden. Lastreduktionskapazitäten können bis zu zwei Monate vor Beginn des Lieferzeitraums zertifiziert werden.

3.3.4 Handel mit Kapazitätsgarantien

Alle Kapazitätsgarantien werden in einem Verzeichnis registriert, welches vom Verwalter des Netzbetreibers RTE geführt wird. Alle Anbieter werden angehalten ein Konto für das Kapazitätsgarantienregister bei RTE anzulegen. Jede Kapazitätsgarantie wird nummeriert, um ihre

Verwaltung zu ermöglichen und diese im Handel rückverfolgbar zu machen. Die kleinste Einheit der Kapazitätsgarantien beträgt 0,1 MW. Im Falle des Handels von Kapazitätsgarantien zwischen Marktteilnehmern werden die Garantien im Kapazitätsgarantienregister vom abgebenden Marktteilnehmer an den Empfänger übertragen. Der Handel zwischen den Marktteilnehmern kann entweder direkt oder auf organisierten Märkten erfolgen. Der Handel ist von der Zertifizierung der Anlage bis 15 Tage nach Bekanntgabe der Kapazitätsverpflichtung eines jedes Anbieters möglich (Abtretungsfrist). Diese Bekanntgabe der Kapazitätsverpflichtung erfolgt spätestens am 1. Dezember zwei Jahre nach der Lieferperiode. Fünf Tage nach der Abtretungsfrist berechnet RTE die Abweichung zwischen der Kapazitätsverpflichtung und den Kapazitätsgarantien im Kapazitätsgarantienregister jedes Anbieters sowie den finanziellen Ausgleich bei Abweichungen.

3.3.5 Finanzieller Ausgleich bei Abweichungen

Der finanzielle Ausgleich bei Abweichungen sind jenen des Regelenergiemarktes sehr ähnlich. Er beruht darauf, dass Anbieter bei einem negativen Ungleichgewicht einen finanziellen Ausgleich leisten müssen bzw. im Falle eines positiven Gleichgewichts einen finanziellen Ausgleich erhalten. Der für ein Lieferjahr geltende Ausgleichspreis ist von verschiedenen Kriterien abhängig. Besteht keine Gefährdung der Versorgungssicherheit, so basiert der Ausgleichspreis auf dem Marktpreis. Der Marktpreis ist dabei der arithmetische Mittelwert der Kapazitätspreise, welche sich bei den Auktionen vor dem Lieferjahr ergeben. Bei negativen Abweichungen kommt zu diesem Preis ein Anreizkoeffizient (k) hinzu, der sicherstellen soll, dass der Markt für Kapazitätsgarantien auch tatsächlich genutzt wird und Anbieter nicht einfach auf die finanziellen Ausgleichszahlungen warten. Bei positiven Abweichungen wird dieser Anreizkoeffizient vom Marktpreis abgezogen.

Ist die Versorgungssicherheit gefährdet, entspricht der Ausgleichspreis einem administrativen Preis. Eine Gefährdung der Versorgungssicherheit liegt vor, wenn die Gesamtabweichung zwischen zertifizierten Kapazitäten und den Kapazitätsverpflichtungen einen durch RTE bestimmten Grenzwert überschreitet. Für die ersten beiden Jahre wurde hierfür ein Grenzwert von 2 GW festgelegt. Der administrative Preis stellt die Obergrenze für den Kapazitätspreis dar.

Jahr 1: $k = 0,1$ Grenze = -2 GW	Versorgungssicherheit gefährdet (Δ Global < Grenze)	Versorgungssicherheit nicht gefährdet (Δ Global > Grenze)
Δ Individuell negativ (Strafzahlung)	administrativer Preis	$(1+k) \times$ Referenzmarktpreis
Δ Individuell positiv (Vergütung)	$(1-k) \times$ Referenzmarktpreis	$(1-k) \times$ Referenzmarktpreis

Tabelle 1: Finanzieller Ausgleich bei Abweichungen im französischen Kapazitätsmechanismus [14]

RTE ermittelt ex-post die globalen Kapazitätsabweichungen (Δ Global) sowie die individuellen Kapazitätsabweichungen (Δ Individuell) während der Lastspitzen und ist für die Verwaltung der Ausgleichszahlungen zuständig.

Globale Kapazitätsabweichung (Δ Global) bei Lastspitzen:

$$\Delta \text{ Global} = \sum \text{verfügbare Kapazität} - \sum \text{Kapazitätsverpflichtung}$$

Individuelle Kapazitätsabweichung der Kapazitätsanbieter bei Lastspitzen:

$$\Delta \text{ Individuell} = \text{verfügbare Kapazität} - \text{Zertifikate}$$

Individuelle Kapazitätsabweichung der Versorger bei Lastspitzen:

$$\Delta \text{ Individuell} = \text{Zertifikate} - \text{Kapazitätsverpflichtung}$$

Der Wert der Kapazitätsgarantien wird nicht behördlich festgelegt, sondern durch den Markt ermittelt. Das erste Lieferjahr stellte das Jahr 2017 dar. RTE und der französische Regulator CRE führen jährliche eine Bewertung des Mechanismus durch, passen diesen gegebenenfalls an oder stellen diesen ein, sollte er nicht mehr erforderlich sein.

3.3.6 Ergebnisse bisher

Die bisherigen Auktionen von Kapazitätsgarantien umfassten die Lieferjahre 2017 bis 2020. In diesen Auktionen, welche über die Strombörse EPEX Spot abgewickelt wurden, stellten sich, wie in Abbildung 7 ersichtlich, Preise zwischen rund 9.200 €/MW/a und 22.300 €/MW/a ein, wobei insgesamt eine steigende Preistendenz zu beobachten ist. Der Mechanismus befindet sich nach wie vor in der Einführungsphase. Nach der vollständigen Umsetzung sollten jährlich bis zu 15 Auktionen abgehalten werden.

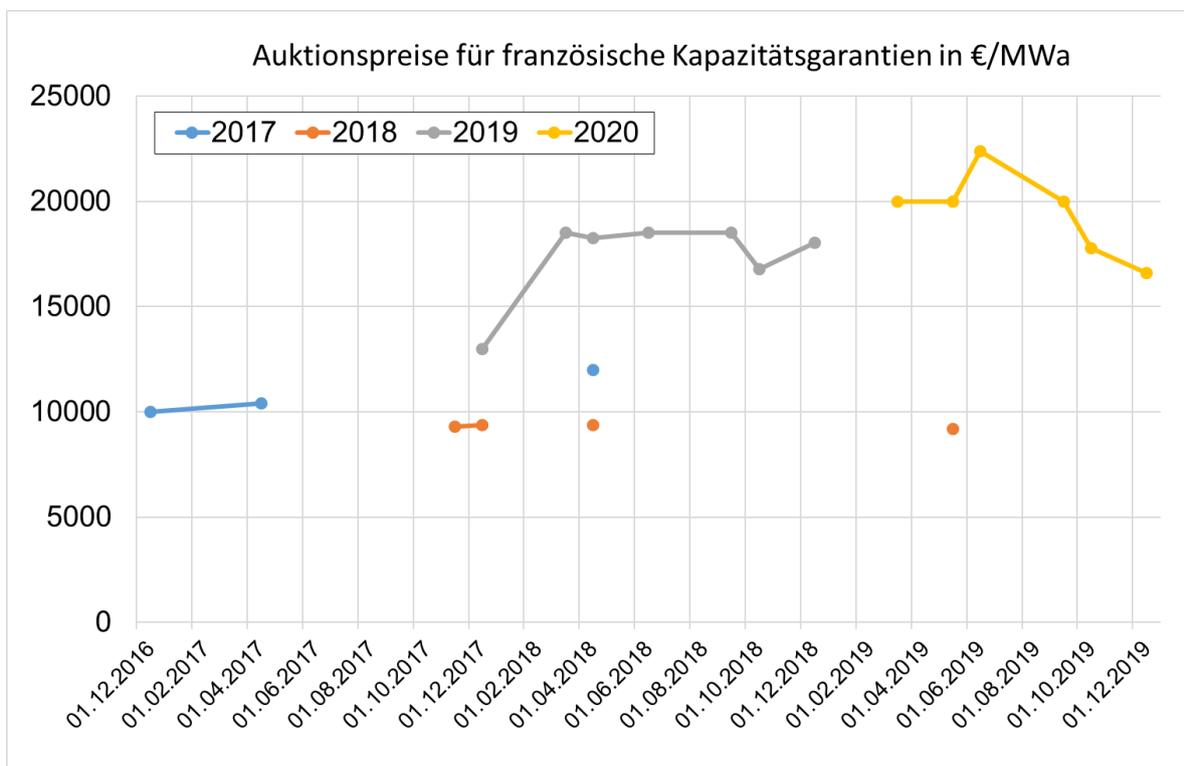


Abbildung 7: Ergebnisse für Auktionen französischer Kapazitätsgarantien an der EPEX Spot nach Lieferjahr [15]

4 Rechtliche Rahmenbedingungen

Im „Clean Energy for all Europeans Package“ sind Kapazitätsmechanismen als temporäre Maßnahme, um ein angemessenes Niveau an Versorgungssicherheit zu garantieren, definiert. Ausgenommen davon sind Maßnahmen zur Erbringung von Systemdienstleistungen und Engpassmanagement. Dabei sollen Ressourcen ausschließlich Vergütungen für ihre Verfügbarkeit und nicht für ihre Energielieferungen erhalten. Aus dieser Definition ergibt sich eine klare Abgrenzung zwischen Kapazitätsmechanismen und Netzreserven, sowie der Vorhaltung von Regelleistung. Des Weiteren werden Kapazitätsmechanismen von der Europäischen Kommission, nach dem Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, Artikel 107, als staatliche Beihilfen eingestuft und sind daher in jedem Einzelfall gesondert zu genehmigen.

Im CEP wird zwischen strategischen Reserven und sonstigen Kapazitätsmechanismen, wie zentraler oder dezentraler Kapazitätsmarkt, unterschieden. Die an der strategischen Reserve teilnehmenden Ressourcen dürfen, zumindest für die Dauer der Vertragslaufzeit, nicht an Stromgroßhandelsmärkten oder Regelreservemärkten teilnehmen. Abrufe dürfen nur erfolgen, wenn die Regelreserveressourcen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) voraussichtlich nicht ausreichen. Die Vergütung der Abrufe soll über die Bilanzgruppenabweichungen erfolgen.

Bei allen anderen Kapazitätsmechanismen dürfen die Ressourcen weiterhin an anderen Märkten teilnehmen. Eine etwaige Aktivierung erfolgt durch das Clearing am Stromgroßhandelsmarkt oder durch die Aktivierung im Zuge von Regelenergieabrufen.

4.1 Implementierung von Kapazitätsmechanismen

Im CEP werden Kapazitätsmechanismen als „letztes Mittel“ zur Einhaltung der Versorgungssicherheit betrachtet und können vom Mitgliedsstaat nur eingeführt werden, wenn sich aus dem European Resource Adequacy Assessment (ERAA) Bedenken hinsichtlich der Versorgungssicherheit ergeben. In Ausnahmefällen kann sich der Bedarf auch aus einem nationalen Resource Adequacy Assessment begründen. Darin wird angegeben, ob die Bedenken hinsichtlich der Versorgungssicherheit durch eine strategische Reserve ausgeräumt werden können. Nur wenn dies nicht der Fall ist, gibt es die Möglichkeit einen umfassenden Kapazitätsmarkt einzuführen.

Die Implementierungen eines Kapazitätsmarktes muss des Weiteren durch einen Umsetzungsplan begleitet werden. Durch diesen sollen regulatorische Verzerrungen an den Großhandelsmärkten sowie den Regelenergiemärkten verhindert werden und gleichzeitig ist für ausreichend Übertragungskapazität zu sorgen. Dieser Umsetzungsplan ist vom Mitgliedsstaat zu befolgen. Der Fortschritt wird von der Europäischen Kommission begutachtet.

4.2 CO₂ Emissionsgrenzwerte

Mit dem CEP wird für die Teilnahme an Kapazitätsmärkten eine CO₂-Emissionsgrenze von 550 g/kWh_{el} vorgeschrieben. Die Emissionsgrenze ist so gewählt, dass die meisten Gas- und GuD-Kraftwerke weiterhin an Kapazitätsmechanismen teilnehmen können, Kohlekraftwerke hingegen ausgeschlossen werden.

Bestehende Kapazitätsmechanismen müssen die neuen Vorschriften bis Ende 2019 implementiert haben. Kraftwerke, welche bereits erfolgreich an Kapazitätsmechanismen teilgenommen haben und deren kommerzielle Erzeugung vor 04.07.2019 begonnen hat, dürfen die Zahlungen noch bis 2025 erhalten.

4.3 Grenzüberschreitende Teilnahme

Mit dem CEP wird für Kapazitätsmechanismen eine direkte grenzüberschreitende Beteiligung von Kraftwerken in einem anderen Mitgliedstaat verpflichtend. Dadurch wird es ausländischen Kapazitäten ermöglicht, zu denselben Konditionen wie inländische Kraftwerke, am Kapazitätsmechanismus teilzunehmen.

Die maximale Importkapazität wird dabei pro Grenze und Richtung von regionalen Koordinierungszentren (Regional Coordination Centres, RCCs) bestimmt. Diese soll, gestützt auf statistischen Daten, die tatsächliche Importfähigkeit in Spitzenlastzeiten repräsentieren. Somit ist sie von der Übertragungskapazität, dem Kraftwerkspark und der Wahrscheinlichkeit gleichzeitig auftretender Knappheitssituationen in den betrachteten Mitgliedsstaaten abhängig.

Die bestehenden Regelungen zur Vergabe von Übertragungskapazitäten dürfen durch die grenzüberschreitende Teilnahme nicht beeinflusst werden. Dadurch wird eine direkte, grenzüberschreitende Aktivierung bei strategischen Reserven nur ermöglicht, wenn die dafür notwendige Übertragungskapazität erworben und auch nominiert wurde. Aufgrund von zeitlichen Abläufen ist das nur schwer realisierbar. Vielmehr zielt die grenzüberschreitende Teilnahme auf umfassende Kapazitätsmärkte ab, in denen sich Kraftwerke ausschließlich zur Verfügbarkeit verpflichten. Die tatsächlichen Energieflüsse ergeben sich weiterhin durch die Ergebnisse am Energiemarkt.

Die direkte Teilnahme von Übertragungsnetzen, hier tritt der Netzbetreiber als Marktteilnehmer auf und repräsentiert somit die Kapazitäten in seinem Gebiet, ist nur noch für bestehende Mechanismen möglich und ist bis spätestens 2023 befristet.

4.4 Phase Out

Kapazitätsmechanismen werden von der Europäischen Kommission als „temporäre Maßnahme“ eingestuft und werden maximal für die Dauer von 10 Jahren genehmigt. Weiters ist der Mechanismus zu beenden, wenn die jährlichen Resource Adequacy Assessments die Bedenken hinsichtlich der Versorgungssicherheit nicht mehr bestätigen. Der Umsetzungsplan ist hingegen weiter zu verfolgen.

4.5 Gesamtübersicht

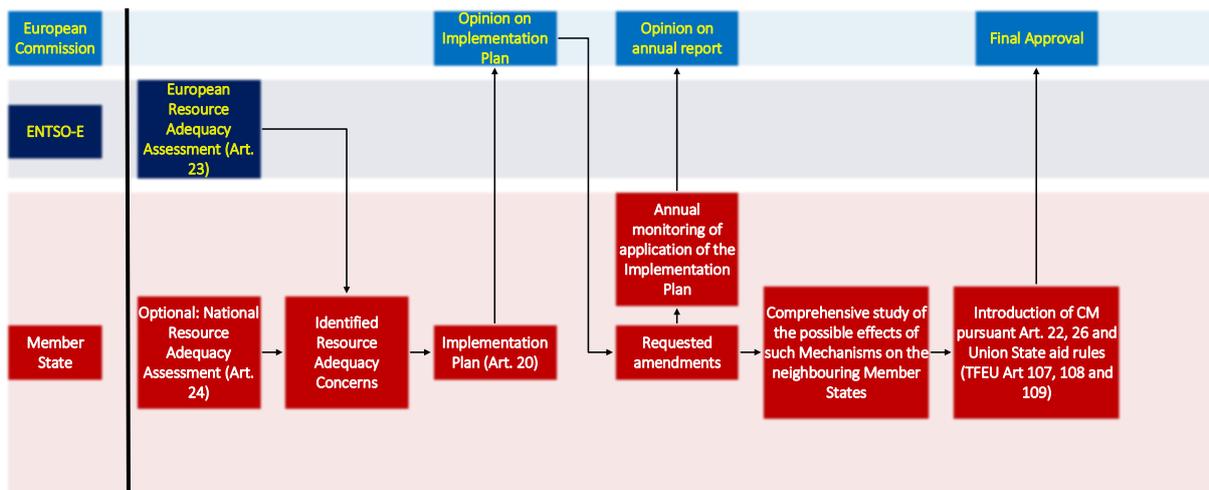


Abbildung 8: Notwendige Schritte zur Implementierung eines Kapazitätsmechanismus nach CEP

5 Ergebnisse

Durch das CEP wurden die rechtlichen Rahmenbedingungen für Kapazitätsmechanismen stark vereinheitlicht. Der Fokus liegt dabei auf einen diskriminierungsfreien und wettbewerbsorientierten Vergabeprozess. So sind neben konventionellen Kraftwerken auch erneuerbare Energieträger, Speicher sowie Demand Side Management bei der Vergabe zu berücksichtigen. Gleichzeitig werden durch eine CO₂-Obergrenze von 550 g/kWh_{el}, Kohlekraftwerke praktisch ausgeschlossen. In der Verordnung wird auch die grenzüberschreitende Teilnahme an Kapazitätsmärkten forciert, ohne dabei den bestehenden Vergabeprozess von Übertragungsrechten zu beeinflussen.

Die derzeit in Europa umgesetzten Mechanismen mussten ihr Design dahingehend abändern. So wurde z.B. in Italien die CO₂-Obergrenze noch im Juni 2019 eingeführt. Kapazitätsmärkte, welche schon vor Inkrafttreten des CEP aktiv waren, wie z.B. in Frankreich, Großbritannien, Irland und Polen, müssen zukünftige Auktionen anpassen, wobei die bereits abgeschlossenen Verträge allerdings noch bis spätestens 2025 weiterbestehen können. Die Mechanismen in Belgien und Griechenland werden voraussichtlich erst nach dem Inkrafttreten des CEP eingeführt. Somit sind hier bereits alle Regelungen umzusetzen.

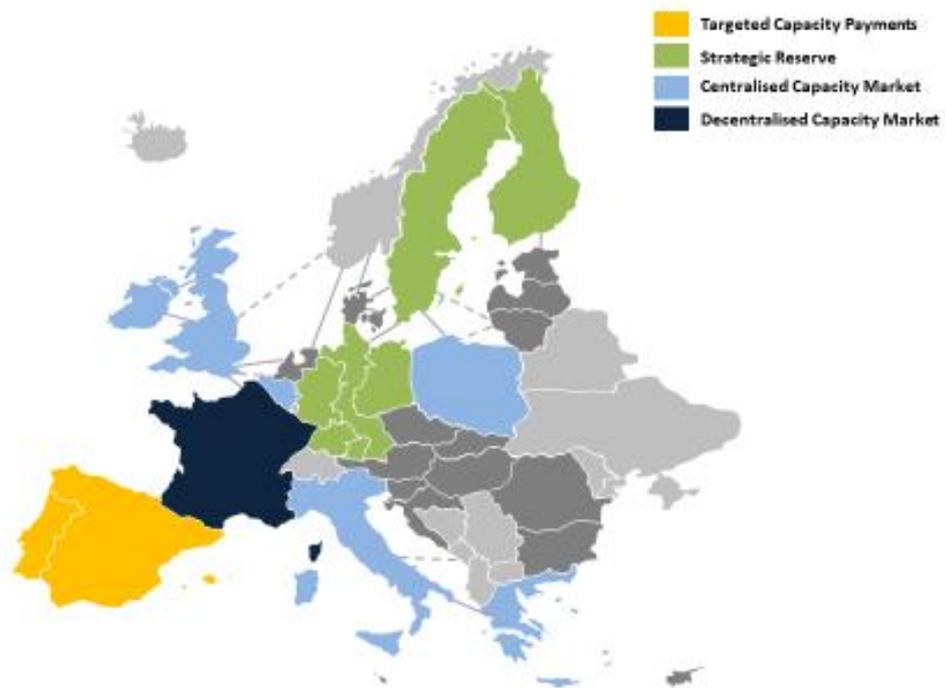


Abbildung 9: Derzeit in Europa umgesetzte und geplante Kapazitätsmechanismen in Anlehnung an [12]

Die grenzüberschreitende Teilnahme ist zum jetzigen Zeitpunkt in keinem der Mechanismen vollständig umgesetzt. Bei strategischen Reserven ist dies ohnehin nur schwer möglich. Umfassende Kapazitätsmärkte ermöglichen derzeit entweder eine indirekte Teilnahme, im Rahmen derer die benötigte Kapazität um die erwarteten Importe reduziert wird, oder die Teilnahme von Interkonnektoren. Die direkte Teilnahme ist aber in allen Märkten geplant und soll nach dem Feststellen der genauen Regelungen zur Kapazitätsberechnung implementiert werden.

6 Referenzen

- [1] European Commission. *State aid to secure electrical supply*. (abgerufen am 24.01.2020) [Online]. Available: https://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/state_aid_to_secure_electricity_supply_en.htm
- [2] BMWI. (2015, Juli). *Ein Strommarkt für die Energiewende*. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=33
- [3] European Commission. (2018, Februar 7). *Commission Decision of 7.2.2018 on the aid scheme SA.45852 – 2017/C (ex 2017/N) [which Germany is planning to implement for Capacity Reserve]*. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/269083/269083_1983030_171_13.pdf.
- [4] Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz sowie des Bundesamts für Justiz. (2005, Juli 07). *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*. [Online]. Available: http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf
- [5] Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz sowie des Bundesamts für Justiz. (2019, Januar 28). *Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserveverordnung - KapResV)*. [Online]. Available: <http://www.gesetze-im-internet.de/kapresv/KapResV.pdf>
- [6] Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz sowie des Bundesamts für Justiz. (2019, Januar 28). *Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung - NetzResV)*. [Online]. Available: <https://www.gesetze-im-internet.de/reskv/BJNR194700013.html>
- [7] Bekanntmachung der Ausschreibung gemäß § 11 Kapazitätsreserveverordnung. (abgerufen am 24.01.2020). [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve>
- [8] European Commission. (2018, Februar 07). *State Aid SA.42011 (2017/N) – Italy – Italian Capacity Mechanism*. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/270875/270875_1979508_218_2.pdf.
- [9] European Commission. (2019, Juni 14). *State Aid SA.53821 (2019/N) – Italy – Italy Modification of the Italian capacity mechanism*. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/201932/279418_2088284_196_2.pdf
- [10] European Commission. (2016, November 08). *STATE AID SCHEME SA.39621 2015/C (ex 2015/NN)*. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261326/261326_1873332_314_5.pdf
- [11] European Commission. (2016, November 30). *Final Report on the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms (SWD(2016) 385 final)*. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_en.pdf
- [12] Andreas Bublitz*, Dogan Keles, Florian Zimmermann, Christoph Fraunholz, Wolf Fichtner. (2019, Februar 13). *A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms*. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988319300453/pdf?md5=c8d9327def3b5539abc9f5795f403390&pid=1-s2.0-S0140988319300453-main.pdf>
- [13] Montel. *French energy regulator mulls capacity market reform*. (abgerufen am 24.01.2020). [Online]. Available: <https://www.montelnews.com/en/story/french-energy-regulator-mulls-capacity-market-reform/1045850>
- [14] RTE. (2014, April 9). *French Capacity Market - Report accompanying the draft rules*. [Online]. Available: https://www.rte-france.com/sites/default/files/2014_04_09_french_capacity_market.pdf
- [15] EPEX Spot. (2020, Februar 3). *Market data*. [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/market-data>
- [16] PLATTS. (2019, November 11). *EUROPEAN POWER DAILY*.
- [17] PLATTS. (2019, Dezember 3). *EUROPEAN POWER DAILY*.