

# EINBINDUNG VON DEZENTRALER FLEXIBILITÄT IN EINEN INTEGRIERTEN KAPAZITÄTSMARKT

Eine Kurzstudie im Auftrag des Bundesverband  
der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)

17. MÄRZ 2025

Autoren:  
Dr. Jens Perner  
Dr. Matthias Janssen  
Christoph Nodop  
Antonia Mather  
Felicitas Kuttler

[WWW.FRONTIER-ECONOMICS.COM](http://WWW.FRONTIER-ECONOMICS.COM)

# Inhaltsverzeichnis

1. Hintergrund: Diskussion der Einbindung von dezentraler Flexibilität in Kapazitätsmechanismen	3
2. Auftrag: Analyse der Optionen zur Einbindung von dezentraler Flexibilität in einem Integrierten Kapazitätsmarkt	4
3. Der IKM ist ein anpassungsfähiges System mit zentralen und dezentralen Elementen	5
4. Dezentrale Flexibilität kann im IKM implizit und explizit angereizt werden	7
5. Anforderungen von Flexibilität können in zentralen IKM-Ausschreibungen durch Produktdefinition und Auktionsdesign berücksichtigt werden	9
6. Internationale Erfahrung belegt erfolgreiche Einbindung von dezentraler Flexibilität in zentralen Kapazitätsmärkten	12
7. Fazit: Im IKM besteht die Möglichkeit, Flexibilität effektiv einzubinden	13
<b>Annex A – Länderstudien zur Einbindung von Flexibilität</b>	<b>15</b>
A. Großbritannien	15
B. Belgien	17
C. Irland und Nordirland	18
D. Polen	19
E. Frankreich	20

## 1. Hintergrund: Diskussion der Einbindung von dezentraler Flexibilität in Kapazitätsmechanismen

Der deutsche Strommarkt befindet sich im Wandel: Durch den Ausbau erneuerbarer Energien und den Ausstieg aus Kern- und Kohlekraftwerken wird die sichere Stromversorgung zunehmend herausfordernder. Da erneuerbare Energien wetterabhängig sind und nicht jederzeit zuverlässig Strom liefern, steigt die Notwendigkeit, gesicherte Kapazitäten vorzuhalten, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Bislang basiert die Kapazitätsabsicherung im deutschen Strommarkt im Wesentlichen auf den Entscheidungen der energiewirtschaftlichen Akteure im Energiemarkt (auch: *Energy-Only-Markt*, EOM). Aufgrund grundlegend veränderter Rahmenbedingungen besteht jedoch inzwischen weitgehend Einigkeit darüber, dass ein umfassender Kapazitätsmechanismus mit Kapazitätszahlungen für die Vorhaltung steuerbarer Kapazitäten und Flexibilitäten benötigt wird, um einen verlässlichen Investitionsrahmen zu schaffen und eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten.

Die „alte“ Bundesregierung aus SPD, Grünen und FDP (Ampel-Regierung) hatte dementsprechend angekündigt, einen technologieneutralen Kapazitätsmechanismus einzuführen, der bis spätestens 2028 operativ sein sollte. Auch die zukünftige Bundesregierung wird sich des Themas zeitnah annehmen müssen, um eine sichere Strom- und Energieversorgung gewährleisten zu können. Die Vorüberlegungen des bisher von den Grünen geführten Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) werden dabei voraussichtlich eine Rolle spielen.

In dem am 2. August 2024 veröffentlichten Optionenpapier hat das BMWK die Chancen und Herausforderungen von vier Handlungsoptionen für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus bewertet:<sup>1</sup>

- Option 1: Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging (KMS)
- Option 2: Dezentraler Kapazitätsmarkt (DKM)
- Option 3: Zentraler Kapazitätsmarkt (ZKM)
- Option 4: Kombiniertes Kapazitätsmarkt (KKM)

**Im Rahmen des Optionenpapiers hat sich das BMWK für die Einführung eines KKM ausgesprochen (Option 4).** In der Bewertung des BMWK kommt der Einbindung von dezentraler Flexibilität, wie Speichern und Lastflexibilität (auch: *Demand Side Response* – DSR), eine wichtige Rolle zu. Insbesondere kommt das BMWK zu dem Schluss, dass Kapazitätsmärkte mit dezentralen Lieferverpflichtungen wie der DKM und der KKM (genauer im dezentralen Segment des KKM, dem KKM-D) aufgrund des Anreizes zur Lastreduktion in Spitzenlastzeiten Flexibilitätsoptionen optimal einbinden können.<sup>2</sup> Diese so genannte

<sup>1</sup> BMWK (2024): Strommarktdesign der Zukunft, zuletzt abgerufen am 15.11.2024, [Link](#).

<sup>2</sup> BMWK (2024): Strommarktdesign der Zukunft, zuletzt abgerufen am 15.11.2024, S. 68 u. S. 74 [Link](#). Wir verwenden hier und im Folgenden vereinfacht den Begriff von „Spitzenlastzeiten“. In der Praxis sind in einem Kapazitätsmechanismus „Stressevents“ (z.B. Situationen mit einer bestimmten Kapazitätsknappheit) oder „auslegungsrelevante Zeitfenster“ zu

Selbsterfüllungsoption soll die Innovations- und Anpassungsfähigkeit erhöhen und so zu einer besonders effizienten Kapazitätsbereitstellung führen („atmender Mechanismus“).

Demgegenüber wird die **These geäußert, dass sich dezentrale Flexibilität in Kapazitätsmärkten mit zentralen Kapazitätsausschreibungen (wie z.B. dem ZKM) nur unzureichend einbinden ließe**. Dies wird damit begründet, dass das Ausschreibungsdesign insbesondere aufgrund einer notwendigen Präqualifikation der teilnehmenden Kapazitäten in der Regel eine zu hohe regulatorische Hürde für kleinere Flexibilitäten darstelle. Es sei herausfordernd, die Vielzahl an flexiblen Lasten und neuer innovativer Lösungen zu klassifizieren und mit Blick auf ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit zu präqualifizieren. Zudem bestünde die Gefahr, dass Lastflexibilitäten aus Gründen der Risikoaversität bei der Einschätzung des Beitrags zur Versorgungssicherheit stärker abgewertet („de-rated“) würden und damit in den Ausschreibungen geringere Chancen hätten. Aus diesen Gründen würden auch Innovationen erschwert. Weder im Optionenpapier des BMWK noch im Kurzpapier zum KKM-Konzept von Consentec, r2b und dem Öko-Institut<sup>3</sup> werden diese hervorgebrachten Herausforderungen von Kapazitätsmärkten mit zentralen Ausschreibungen allerdings weiter substantiiert.

## 2. Auftrag: Analyse der Optionen zur Einbindung von dezentraler Flexibilität in einem Integrierten Kapazitätsmarkt

In seiner Stellungnahme vom 6. September 2024 hat sich der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) zum Optionenpapier geäußert und die Einführung eines sogenannten **Integrierten Kapazitätsmarktes (IKM)** gefordert.<sup>4</sup> Im IKM soll die Festlegung des Absicherungsniveaus der Versorgungssicherheit in staatlicher Verantwortung liegen, und es sollen a) alle Technologien wie Kapazitäten, Speicher und (Last-)Flexibilitäten effektiv eingebunden und dabei b) alle Fördermechanismen mitgedacht werden. Wesentliches Element des IKM sind **zentrale wettbewerbliche Ausschreibungen**, die einen sicheren Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäts- und Flexibilitätsoptionen bieten sollen. Hierzu werden bei der Bedarfsermittlung gemäß Vorschlag des BDEW die Kapazitäts- und Flexibilitätsbeiträge aus anderen Mechanismen wie der Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), dem Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWVG), dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) sowie Flexibilitätsanreize über die Energie- und Systemmärkte berücksichtigt (siehe Abbildung 1).

---

definieren, in welchen Kapazitätsanbieter verfügbar sein müssen bzw. in dezentralen Kapazitätsmärkten die verpflichteten Akteure die Erfüllung ihrer Pflicht zur Deckung ihres Lastbeitrags mit Kapazitätszertifikaten belegen müssen. Diese Zeitfenster sind i.d.R. mit Zeiten von hoher Last bzw. Residuallast korreliert.

<sup>3</sup> Consentec, r2b, Öko-Institut (2024): Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarkts (Version vom 10. September 2024), Studie für das BMWK, zuletzt abgerufen am 15.11.2024, [Link](#).

<sup>4</sup> BDEW (2024): Stellungnahme zum BMWK-Papier „Strommarktdesign der Zukunft“, zuletzt abgerufen am 15.11.2024, [Link](#).

Abbildung 1 Elemente des IKM



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Ausführungen des BDEW

Vor dem Hintergrund der seitens des BMWK geäußerten These, dass sich dezentrale Flexibilität in Kapazitätsmärkten mit zentralen Ausschreibungen nur unzureichend einbinden ließe, **hat der BDEW Frontier Economics damit beauftragt, Optionen zur Einbindung dezentraler Flexibilität im IKM zu untersuchen.**

In Rahmen dieser Kurzstudie...

- ...stellen wir die Idee des IKM mit sequenziellen und rollierenden wettbewerblichen zentralen Ausschreibungen für Neu- und Bestandsanlagen vor (Kapitel 3)
- ...erörtern wir dezentrale und zentrale Optionen, Flexibilität im IKM einzubinden (Kapitel 4)
- ...evaluieren wir Maßnahmen zur besseren Einbindung von Flexibilität in zentralen technologieoffenen Ausschreibungen (Kapitel 5) und
- ...fassen wir Erkenntnisse aus europäischen ZKM zur Einbindung von Flexibilität zusammen (Kapitel 6).

Darüber hinaus präsentieren wir im Anhang Länderstudien zur Integration von Flexibilität in den zentralen Kapazitätsausschreibungen in Großbritannien, Belgien, Irland/Nordirland, Polen und Frankreich.

### 3. Der IKM ist ein anpassungsfähiges System mit zentralen und dezentralen Elementen

Die Analysen zur Notwendigkeit der Einführung eines Kapazitätsmarktes kommen zu einem klaren Befund: **Es bedarf einer Verbesserung des Investitionsrahmens insbesondere für Investitionen mit längeren Refinanzierungsräumen.** Zu diesem Schluss kommt auch das BMWK auf Basis der Diskussionen in der Plattform Klimaneutrales Strommarktdesign

(PKNS<sup>5</sup>).<sup>6</sup> Eine wesentliche Voraussetzung für eine Verbesserung des Investitionsrahmens ist die Durchführung von zentralen wettbewerblichen Ausschreibungen von Kapazitätsverträgen für Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten. Dabei kann zwischen Vertrags- und Vorlaufzeiten unterschieden werden (Abbildung 2):

- **Vertragslaufzeiten:** Durch Ausschreibungen mit Vertragslaufzeiten von bis zu 15 Jahren kann für neue Erzeugungsanlagen, bestehende Erzeugungsanlagen mit größerem Investitionsbedarf für Instandhaltungs-, Erweiterungs- oder Modernisierungsmaßnahmen („Retrofit“) sowie investitionskostenintensive Flexibilität eine umfassende Investitionssicherheit über einen wesentlichen Teil des Refinanzierungshorizonts gewährleistet werden. Für Bestandsanlagen oder kleinere Flexibilitäten sind dagegen kürzere Vertragslaufzeiten von z.B. einem Jahr (oder zwei oder drei Jahren) passend.
- **Vorlaufzeiten für die Ausschreibungen:** Für neue Kapazitäten und Bestandsanlagen mit größerem „Retrofit“-Bedarf sollten aufgrund des Zeitbedarfs für die Durchführung der Investitions- und Baumaßnahmen in der Regel längere Vorlaufzeiten zwischen Ausschreibungszuschlag und Inbetriebnahme vorgesehen werden, z.B. 4 Jahre („T-4“). Dies gewährt Planbarkeit sowohl für die Investoren und Betreiber der Anlagen als auch für die zentrale Instanz, welche für die Versorgungssicherheit verantwortlich ist. Für Bestandskapazitäten mit geringem oder keinem Investitionsbedarf können auch kürzere Vorlaufzeiten von z.B. einem Jahr („T-1“) adäquat sein.

In einem dezentralen Kapazitätsmarkt mit einer Verpflichtung der Endkundenlieferanten bzw. Bilanzkreisverantwortlichen zur Absicherung der Leistung mit Kapazitätszertifikaten stellt die fehlende Liquidität von Produkten mit einer Vertragslaufzeit und Vorlaufzeiten von mehr als drei Jahren eine signifikante Herausforderung dar (Problem der Fristeninkongruenz). Durch die Vergabe von Langfristverträgen mit ausreichendem Vorlauf kann der IKM das Problem der Fristeninkongruenz lösen.

---

<sup>5</sup> Im Rahmen der PKNS wurden unter Einbindung von Akteur:innen aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft Ansätze für das Strommarktdesign in einem weitgehend klimaneutralen Stromsystem entwickelt. Der integrierte Gesamtbericht der PKNS wurde im April 2024 veröffentlicht ([Link](#)) und stellt die Grundlage für die Überlegungen des BMWK im Optionenpapier dar.

<sup>6</sup> BMWK (2024): Strommarktdesign der Zukunft, zuletzt abgerufen am 15.11.2024, S. 58, [Link](#).

Abbildung 2 Exemplarische Übersicht von Vorlauf- und Vertragslaufzeiten in IKM



Quelle: Frontier Economics

Der zukünftige Kapazitätsbedarf ist aufgrund der dynamischen Entwicklung der Stromnachfrage und von Flexibilitätsoptionen wie z.B. Wärmepumpen oder Elektromobilität mit erheblicher Unsicherheit behaftet. Um den Bedarf an Kapazität flexibel nachjustieren zu können und Raum für die Einbindung von Bestandsanlagen und dezentraler Flexibilität zu lassen, lassen sich Ausschreibungsmengen über die Zeit „portioniert“ und zudem rollierend beschaffen. So könnte z.B. im IKM nur ein bestimmter Teil des Gesamtbedarfs frühzeitig (z.B. T-4) ausgeschrieben werden. Für die zum Zug kommenden Gebote bietet dieser Teil somit „Verlässlichkeit“. Der Rest der erforderlichen Kapazitäten könnte über Ausschreibungen erst relativ zeitnah vor dem Beginn der Verpflichtungsperiode (z.B. T-1) beschafft werden (Abbildung 2). Dieser Teil bietet dann für die ausschreibende Instanz Flexibilität bezüglich der Ausschreibungsmengen, d.h. jedes Jahr kann die Höhe der auszuscheidenden Kapazität an Entwicklungen auf der Nachfrage- und Angebotsseite sowie bei Speichern angepasst werden. Insofern kann und muss in einem zentral orientierten System zwischen größtmöglicher "Verlässlichkeit" und "Anpassungsfähigkeit" abgewogen werden: Je größere Teile der Kapazität bereits in der T-4-Auktion beschafft werden, desto höhere Verlässlichkeit, je größere Teile erst T-1 beschafft werden, desto anpassungsfähiger ist das System.

#### 4. Dezentrale Flexibilität kann im IKM implizit und explizit angereizt werden

Der umfassende Ansatz des IKM erlaubt eine Beanreizung von dezentralen Flexibilitätsoptionen auf unterschiedliche Arten und Weisen (Abbildung 3):

- Explizite Teilnahme an Systemdienstleistungsmärkten:** Flexibilitätsoptionen können ihre Kapazitäten auf den bereits heute bestehenden Märkten für Systemdienstleistungen (z. B. Bereitstellung von Regelenergie oder Abschaltbare Lasten) explizit vermarkten. Explizit bedeutet in diesem Kontext, dass bei erfolgreicher Vermarktung ein Leistungspreis (€/MW/a) für die reine Vorhaltung der Kapazität ausgezahlt wird, und zwar unabhängig vom tatsächlichen Einsatz der Flexibilität. Hierfür bedarf es einer

Präqualifikation der teilnehmenden Anlagen, im Rahmen derer jeder Kapazitätsanbieter belegen muss, dass alle erforderlichen Anforderungen bezüglich der technischen Eignung der Anlagen erfüllt werden. Dies ist bereits heute gängige Praxis.<sup>7</sup>

- **Explizite Teilnahme an Kapazitätsmarktauktionen:** Flexibilitätsoptionen können zudem in den wettbewerblichen zentralen Kapazitätsauktionen (z.B. T-4 und T-1) des IKM explizit teilnehmen und Kapazitätzahlungen (€/MW/a) zusätzlich zu den Erlösen bzw. Kosteneinsparungen am Strommarkt (€/MWh) erhalten. Hierzu bedarf es einer bereits aus den Systemdienstleistungsmärkten bekannten und erprobten Präqualifikation der entsprechenden Anlagen. Zudem setzt eine Teilnahme von Flexibilitätsoptionen an den Ausschreibungen eine entsprechende Produktausgestaltung voraus, wie z.B. tendenziell kürzere Vertragslaufzeiten und passende Verfügbarkeitsanforderungen (siehe nachfolgendes Kapitel).
- **Impliziter Anreiz aus dem Strommarkt:** In den Strommärkten entsteht bei hohen Strompreisen ein impliziter Anreiz für Flexibilitätsoptionen. In Situationen mit hohen Strompreisen entstehen finanzielle Anreize zur Lastreduktion durch flexible Verbrauchseinrichtungen oder Speicher. Diese Anreize werden schon heute durch ein funktionierendes Bilanzkreismanagement effizient gesetzt.
- **Impliziter Anreiz bei dynamischer Umlage der Kapazitätsmarktkosten:** Flexibilitäten könnten zusätzlich einen impliziten Anreiz zur Selbsterfüllung durch die Gestaltung der Umlage zur Finanzierung der Kosten der zentralen Kapazitätsauktionen des IKM erhalten. Dies ist der Fall, wenn die Umlage nicht pauschal pro verbrauchter kWh Strom erhoben wird, sondern dynamisch entsprechend des Stromverbrauchs in Stunden mit (Residual-)Spitzenlast gezahlt werden muss. Die verursachergerechte Umlage stellt für die Verbraucher:innen einen Anreiz dar, die eigene Umlage und daher die eigene Last in Spitzenlaststunden zu reduzieren. Dieser Anreizeffekt wäre für die einzelnen Verbraucher:innen mit dem Anreiz zur Lastreduktion in der Selbsterfüllung im dezentralen System vergleichbar. Auf diese Weise würde die Höchstlast im Gesamtsystem und damit der Bedarf an zentral zu beschaffender steuerbarer Kapazität reduziert. Eine solch dynamische Umlage wäre im Einklang mit den EU-Beihilfenvorgaben für Kapazitätsmärkte.<sup>8</sup> Über die vollständige Finanzierung durch eine Umlage entsprechend dem Stromverbrauch in Spitzenlaststunden ergibt sich zudem die vereinfachte Möglichkeit für Vertriebe, diese Kosten transparent auszuweisen und an Endkund:innen weiterzugeben. Allerdings müsste dann zur Vermeidung von Verzerrungen und/oder Doppelvergütungen Flexibilität, die in zentralen Ausschreibungen anbietet, bei der Umlagenberechnung ggf. gesondert behandelt werden.

---

<sup>7</sup> Die aktuellen Präqualifizierungsbedingungen für Regelreserve (FCR, aFRR und mFRR) finden sich [hier](#).

<sup>8</sup> Siehe Nr. 367 der Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (KUEBLL): „Um zu vermeiden, dass die Anreize für Laststeuerung untergraben werden [...] sollten die [...] Kosten einer Maßnahme zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Spitzenlastzeiten den Stromverbrauchern zugewiesen werden [...], die zu den Zeiten, in denen die Kapazität im Rahmen der Maßnahme bereitgestellt wird, von Knappheit betroffen sind.“, [Link](#).



Abbildung 3 Beanreizung von Flexibilitätsoptionen im IKM

	<b>Implizit:</b> Kostenreduzierung durch Senkung der Last in Spitzenzeiten	<b>Explizit:</b> Kapazitätszahlungen für die Bereitstellung von Kapazität und Flex
<b>Analog zu heutigem Marktdesign</b>	Anreiz zur Lastreduktion bei hohen Strompreisen	Verkauf von präqualifizierter Flexibilität in den zentralen Systemdienstleistungsauktionen
<b>Zusätzlich durch IKM</b>	<i>Optional: Anreiz zur Lastreduktion, wenn Umlage des IKM entsprechende des Stromverbrauchs in (Residual-)Spitzenlaststunden erhoben wird</i>	Verkauf von präqualifizierter Flexibilität in zentralen Kapazitätsauktionen

Quelle: Frontier Economics

## 5. Anforderungen von Flexibilität können in zentralen IKM-Ausschreibungen durch Produktdefinition und Auktionsdesign berücksichtigt werden

Die wettbewerblichen zentralen Ausschreibungen für Neu- und Bestandsanlagen des IKM stehen allen Technologien zur Verfügung, die in der Lage sind, mit Erzeugungskapazitäten oder Flexibilitäten zur Überwindung eines Stressevents im System beizutragen. Je nach erkannter Problemdefinition kann ein Stressevent beispielsweise eine kurze Phase extremer landesweiter (Residual-)Last sein (und somit nur eine kurze Verfügbarkeit der angebotenen Kapazitäten erfordern) und/oder eine länger anhaltende Dunkelflaute sein (was eine längere Verfügbarkeit der Kapazitäten erfordert).

Es besteht allerdings seitens des BMWK die Sorge, dass notwendige Präqualifikationsregeln und aufwendige DSR-Tests den Zugang zu den zentralen Ausschreibungen für kleinere dezentrale Flexibilitäten erschweren und Chancen auf die Bezuschlagung reduzieren könnten. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass derartige Präqualifikationsregeln sowie der Umgang mit DSR-Tests bereits aus anderen Kapazitätsmärkten im Ausland entwickelt und bekannt sind.<sup>9</sup> Zudem sind auch auf den Systemdienstleistungsmärkten bereits dezentrale Flexibilitäten qualifiziert, und es wird für die Zukunft eine weiter verstärkte Einbindung von dezentralen Flexibilitäten für kleine und Kleinanlagen diskutiert, die dann ebenfalls zu präqualifizieren wären.

Darüber hinaus existieren eine Reihe von Maßnahmen in zentralen Kapazitätsauktionen, um auch kleineren dezentralen Flexibilitätsoptionen den Zugang zu den Ausschreibungen zu

<sup>9</sup> Damit Lastflexibilitäten als Anbieter in Kapazitätsauktionen auftreten können, muss sichergestellt werden, dass sie im Fall eines Stressevents im System mit hinreichender Sicherheit auch tatsächlich verfügbar und in der Lage sind, die Last effektiv zu reduzieren. Hierzu bedarf es u.a. der Definition einer Basislast („Base Line“), von der auszugehen ist, dass sie ohne einen Abruf der in Kapazitätsauktionen kontrahierten und vergüteten Kapazität vorzufinden wäre. Diese wird im Regelfall auf Basis der tatsächlichen Last in einer historischen Referenzperiode bestimmt. Gegenüber dieser Basislast müssen DSR-Kapazitätsanbieter dann im Fall eines Stressevents ihre Last reduzieren. Zudem können Präqualifizierungsbedingungen vorsehen, dass im Rahmen des Präqualifizierungsprozesses testweise tatsächliche Abrufe vorgenommen werden, siehe z.B. „DSR-Tests“ in Großbritannien (nationalgrid (2017): Capacity Market – DSR Testing Process, zuletzt abgerufen am 15.11.2024, [Link](#)).

erleichtern. Deren Anwendung ist in Teilen bereits gelebte internationale Praxis (siehe Zusammenfassung in Abbildung 4; Details in den Länderstudien im Anhang). Hierzu zählen beispielsweise:

- Die **Zulassung von Aggregation**, um kleineren Flexibilitätsanbietern die Teilnahme im Aggregat oder allein zu erleichtern. Die Aggregation ist in den Kapazitätsmärkten Großbritannien, Irland, Belgien, Polen und Frankreich gelebte Praxis; zudem ist Aggregation z.B. in Regelenergiemärkten auch in Deutschland bereits heute gängig.
- Die **Durchführung von separaten Auktionen**, an denen ausschließlich (ggf. z.B. durch Produktdefinition bestimmte) Flexibilitätsanbieter teilnehmen können. Hierdurch ließe sich der Flexibilitätsbedarf präzise adressieren (z.B. anfangs in Großbritannien sowie noch heute in Frankreich durch zusätzliche zentrale Ausschreibungen für Flexibilität).
- Eine **Reservierung von Anteilen für die Auktionen mit kurzen Vertrags- und Vorlaufzeiten** (z.B. Einjahresverträge in T-1 versteigert), um Rechnung zu tragen, dass längerfristige Verträge (10-15 Jahre) mit langen Vorlaufzeiten (T-4) für DSR oft nicht in Frage kommen, da sich DSR-Potenziale oft erst kurzfristig konkretisieren (z.B. in Großbritannien, Irland, Belgien oder Polen).
- Zudem ist denkbar, die **Präqualifikations- und Zertifizierungsregeln für DSR anzupassen**, z.B. durch eine
  - Option einer **vereinfachten Präqualifikation**, bei welcher der DSR-Test zur Ermittlung des Flexibilitätsbeitrags erst nach erfolgreicher Teilnahme an den Auktionen und erst kurz vor Beginn der ersten Lieferperiode durchgeführt wird; oder eine
  - Option zum **Eigen-De-Rating**, um der Heterogenität der DSR Rechnung zu tragen, beispielsweise in Belgien durch Service-Level-Agreements. Diese geben den Betreibern von DSR- oder Speichertechnologien die Möglichkeit, ihr De-Rating in Abhängigkeit von Verfügbarkeit und Dauer selbst einzuschätzen, anstatt vom Regulator einen festen (und im Zweifel niedrigen) De-Rating-Faktor zugewiesen zu bekommen. Durch Pönalen wird dabei eine adäquate Selbsteinschätzung angereizt.<sup>10</sup>

Allerdings sind bei diesen beiden Optionen die Vorteile einer einfacheren Erfüllung für Flexibilität mit den Nachteilen (wie z.B. möglichen Mitnahmeeffekten) sorgfältig abzuwägen.

- Eine nach abzusichernden Stressevents für bestimmte Technologien **spezifizierte Verfügbarkeitsverpflichtung**, wobei z.B. flexible Last oder Stromspeicher nur in einer



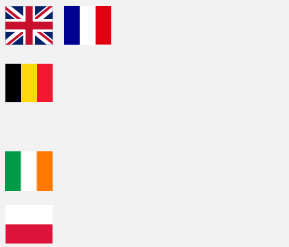

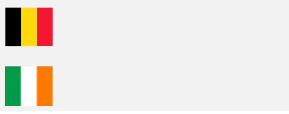

---

<sup>10</sup> Siehe auch EPICO Klimainnovation and Aurora Energy Research (2024): "Central vs. hybrid capacity markets: What's in it for flexibility?" A follow up to our policy report on a technology-neutral flexibility strategy for the German power market, [Link](#).

reduzierten Zahl an aufeinanderfolgenden Stunden verfügbar sein müsste. Auf diese Weise könnte ein Dunkelflauten-Stressevent beispielsweise primär durch große steuerbare Erzeugungskapazitäten abgesichert werden, während zur Überbrückung von kurzfristigen Lastspitzen bzw. Erzeugungslauten Flexibilitäten wie z.B. Batteriespeicher kontrahiert werden könnten, welche nur Erbringungszeiträume von wenigen Stunden leisten, dafür aber starke Rampen abfahren können.

- **Ausnahmeregelungen für DSR und Speicher im Falle von Reliability Options** (in Belgien sind z.B. DSR und Speicher ab 2024 bzw. 2025 von Reliability Options befreit).
- Der **Verzicht auf Gebotsobergrenzen für Flexibilität** in den Kapazitätsauktionen, wie z.B. für DSR in Belgien.

**Abbildung 4 In der internationalen Praxis zentraler Kapazitätsauktionen gelebte Maßnahmen zur Integration von Flexibilität**

	Maßnahmen zur Integration von Flexibilität	Umgesetzt z.B. in
 <b>Aggregation von Kapazitäten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Die Aggregation von Kapazitäten ist möglich</li> </ul>	
 <b>Vereinfachte Präqualifikations- und Zertifizierungsanforderungen für DSR</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>DSR können eine vereinfachte Präqualifikation durchlaufen</li> </ul>	
 <b>Auktionsmechanismus</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dezidierte Auktionen für kleinere Flexibilitäten (z.B. UK 2016 u. 2017)</li> <li>Reservierung von Kapazitäten für T-1-Auktionen, bei denen Teilnahme von DSR grundsätzlich einfacher ist</li> <li>Sealed-Bid-Auktionsformat senkt Eintrittsbarriere für kleinere Flexibilitätsanbieter</li> <li>DSR kann zu Preisen oberhalb der allgemeingültigen Gebotsobergrenzen angeboten werden</li> <li>Reservierung von Kapazitäten für T-1-Auktionen, bei denen Teilnahme von DSR grundsätzlich einfacher ist</li> </ul>	
 <b>Angepasstes De-Rating für DSR u. Speicher</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Option zum Eigen-De-Rating in Verbindung mit höheren Pönalen</li> <li>Sanktionsfreie Korrektur von De-Rating-Faktoren für DSR u. Speicher</li> </ul>	
 <b>Differenzierte Verfügbarkeitsverpflichtungen für DSR</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>DSR muss nur an reduzierter Zahl an aufeinanderfolgenden Stunden verfügbar sein</li> <li>Ausnahmeregelungen für DSR und Speicher im Falle der Reliability Options</li> </ul>	

Quelle: Frontier Economics, weitere Informationen sowie Quellenangaben finden sich in den Länderstudien in Annex A

Für eine effektive Einbindung von Flexibilität in den zentralen Ausschreibungen des IKM stehen also eine Reihe von Maßnahmen zur Verfügung, wie auch die internationale Praxis zeigt. Welche bzw. welche Kombination in einem IKM letztlich zu einem passenden Produkt- und Auktionsdesign für Deutschland führen, gilt es in weiteren Analysen vertieft zu prüfen und auch über die Zeit kontinuierlich zu überwachen und bei Bedarf anzupassen.

## 6. Internationale Erfahrung belegt erfolgreiche Einbindung von dezentraler Flexibilität in zentralen Kapazitätsmärkten

Die im vorherigen Abschnitt gezeigten Maßnahmen sind in den zentralen Kapazitätsmärkten Europas bereits gelebte Praxis und haben zu einer effektiven Einbindung von Speicheroptionen und Lastflexibilität geführt. Im Folgenden gehen wir auf die Entwicklungen in den zentralen Kapazitätsmärkten in Großbritannien, Irland/Nordirland, Belgien und Polen ein und vergleichen die Ergebnisse mit Flexibilitätsanteilen im französischen Kapazitätsmarkt, dem einzigen (ursprünglichen) DKM in Europa.<sup>11</sup> Detaillierte Darstellungen der verschiedenen Länderbeispiele mit zentralen Kapazitätsauktionen finden sich zudem im Anhang.

Aus den Ergebnissen der bisherigen Kapazitätsmarktauktionen in Europa können folgende Schlüsse gezogen werden (Abbildung 5):

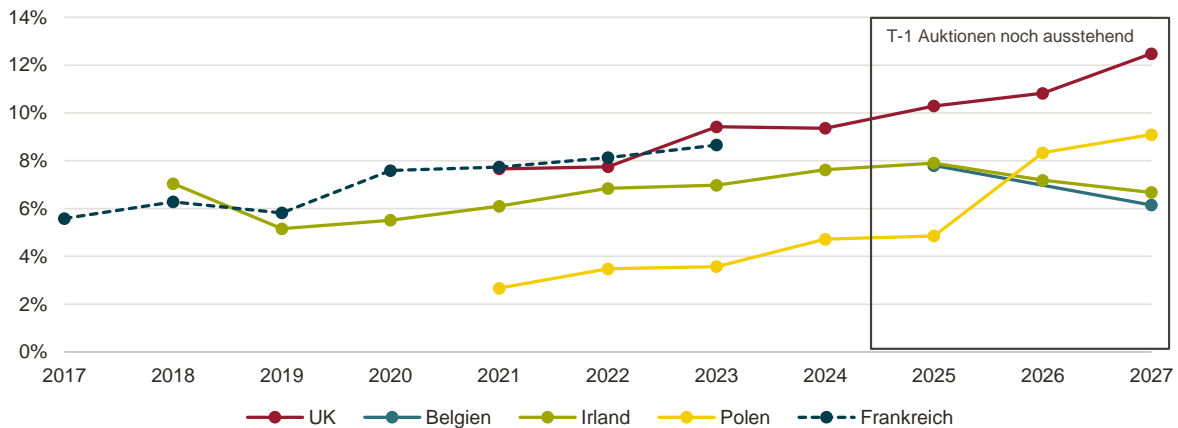
- Die Einbindung von dezentraler Flexibilität auf Nachfrageseite und Speicher ist in jeglichem Kapazitätsmarkt keineswegs trivial, und erfordert umfangreiche Vorgaben und Regelungen. Dies zeigt sich in zentralen wie in dezentralen Kapazitätsmechanismen. Es ist wahrscheinlich, dass sich die im Ausland beobachtbare Komplexität in einem kombinierten Kapazitätsmarkt weiter erhöht. So müssten im KKM beide Teilmärkte regulatorisch komplett definiert werden, zudem sind komplexe Regelungen für die Schnittstelle zwischen beiden Märkten zu definieren und zu implementieren. Sollte sich dann wie in Frankreich zeigen, dass der dezentrale Mechanismus die Erwartungen nicht erfüllt, wäre der zentrale Mechanismus weiter auszubauen, mit dann weiteren Rückwirkungen zwischen den Märkten und Komplexitäten.
- Alle untersuchten Systeme zeigen einen ansteigenden Anteil von DSR und Speichern über die Zeit;
- Mit Ausnahme des polnischen ZKM gibt es keine Indikation, dass die Anteile von DSR und Speichern in zentralen Ausschreibungen signifikant und strukturell niedriger ausfallen als im französischen DKM;
- Getrieben durch schärfere EU-weite Emissionsgrenzwerte steigen auch die Flexibilitätsanteile in Polen mittlerweile stark an;
- Auch im jüngsten System, dem belgischen ZKM, wurden in den ersten Ausschreibungen bereits hohe Anteile an Flexibilität in den Auktionen bezuschlagt;
- Die Anteile von Flexibilitäten im französischen DKM sind zudem erst durch großzügigere zusätzliche zentrale Elemente angestiegen.

In Summe lässt sich feststellen, dass es keine empirischen Anzeichen dafür gibt, dass zentrale Ausschreibungen Flexibilität weniger effektiv und effizient einbinden würden als dezentrale Systeme. Dies gilt insbesondere dann, wenn die beschriebenen Instrumente zur

<sup>11</sup> Der italienische ZKM wird im Rahmen dieses Kurzpapiers nicht detailliert betrachtet. Insbesondere aufgrund von attraktiveren Systemmarktprodukten wurde Flexibilität in den italienischen Ausschreibungen bisher in nicht nennenswertem Maße berücksichtigt. In weiteren Analysen könnte aber dezidiert auf die implizite Vergütung durch „Selbsterfüllung“ im italienischen Kapazitätsmarkt durch die Umlagenausgestaltung eingegangen werden.

Einbindung von Flexibilität in zentralen Ausschreibungen genutzt werden. Dies gilt auch für eine Einbindung in einen IKM. Zusätzlich erfolgt eine Beanreizung für dezentrale Flexibilität über die Strom- und Systemmärkte. Gleichzeitig sollten die eingesetzten Maßnahmen für das Produkt- und Ausschreibungsdesign kontinuierlich evaluiert und weiterentwickelt werden.

**Abbildung 5 Anteil von Speichern und DSR an kontrahierten Gesamtkapazitäten über die Zeit**



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten von NESO (UK), elia (Belgien), sem-o (Irland), Forum Energii (Polen) und RTE (Frankreich)

Hinweis: Hierfür wurden für Irland und UK jeweils basierend auf den Auktionsergebnissen (T-1 bis T-4) die kontrahierten Kapazitäten pro Jahr berechnet. Aufgrund von fehlenden Informationen zu Technologien zeigen wir für UK Ergebnisse erst ab 2021. Für Frankreich wurden die jährlichen Kapazitäten basierend auf Daten des Kapazitätsmarktregisters berechnet. Bei Belgien handelt es sich bei dem Datenpunkt im Jahr 2025 um die Auktionsergebnisse der T-4-Auktionen für die Verpflichtungsperiode 2025-2026 und bei dem Datenpunkt im Jahr 2027 um die Auktionsergebnisse der T-4-Auktion für die Verpflichtungsperiode 2027-2028. Für Irland bzw. UK stehen die Jahre jeweils für die einjährigen Lieferperioden, die im September bzw. Oktober des entsprechenden Jahres beginnen. Die Daten spiegeln den Stand Anfang Dezember 2024 wider (als diese Studie im Wesentlichen erstellt wurde, dann allerdings aufgrund es Bruchs der Ampel-Regierung zunächst unterbrochen wurde). Entwicklungen seitdem, wie z.B. die T-4 Auktion in Großbritannien, in welcher bei Neuanlagen Batterien und flexible Nachfrage dominiert haben (siehe <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/electric-power/031225-batteries-dominate-newbuild-agreements-in-uks-t-4-capacity-market-auction>) wurden in den Analysen nicht berücksichtigt.

## 7. Fazit: Im IKM besteht die Möglichkeit, Flexibilität effektiv einzubinden

Der IKM stellt ein System dar, welches die Elemente der zentralen marktlichen Ausschreibungen für steuerbare Kapazitäts- und Flexibilitätsoptionen integriert. Hierzu werden die Kapazitäts- und Flexibilitätsbeiträge aus anderen Mechanismen wie der Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), dem Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWVG), dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) sowie Flexibilitätsanreize über die Energie- und Systemmärkte berücksichtigt. Die Festlegung des Absicherungs-niveaus der Versorgungssicherheit bleibt dabei in staatlicher Verantwortung.

Flexibilitäten wie Speicher und DSR lassen sich im IKM durch explizite Anreize über zentrale Ausschreibungen und Systemdienstleistungsmärkte sowie implizite Anreize über den

Strommarkt einbinden. Anreize für die Schaffung von Flexibilitäten bestehen bereits heute durch die Preissignale in Strom- und Systemdienstleistungsmärkten. Für die zusätzliche Einbindung in den zentralen Ausschreibungen existiert ein umfassender Katalog an Optionen, um etwaige Hürden für dezentrale Flexibilität aus dem Produkt- und Auktionsdesign zu reduzieren. Zusätzliche implizite Anreize lassen sich durch die Einführung von Anreizen zur Selbsterfüllung durch dynamisierte und verbrauchsorientierte Umlagen setzen.

Die neue Bundesregierung wird zeitnah eine Entscheidung zur Einführung eines Kapazitätsmechanismus und dessen Ausgestaltung treffen müssen, um auch bei möglichst zügiger Beendigung der Kohleverstromung zukünftig eine sichere Strom- und Energieversorgung zu gewährleisten. Es liegt dabei nahe, bestehende internationale Erfahrungen zur Konzeptionierung eines zukünftigen Kapazitätsmechanismus in Deutschland zu nutzen. Gleichzeitig lassen sich bestehende sowie neue Anzelemente zur Schaffung von Erzeugungskapazitäten sowie Flexibilitäten in einem System integrieren. Grundsätzlich gilt hierbei: Weniger komplexe Systeme sind im Sinne der Verantwortlichen in Politik und Administration, der Marktakteure sowie schließlich der Endverbraucher:innen. Die Einführung eines einfachen und möglichst weitgehend bereits erprobten System wird nach unserer Einschätzung auch eine beihilferechtliche Genehmigung bei der EU-Kommission beschleunigen. Darauf deutet auch der jüngste Vorschlag der EU-Kommission vom 11. März 2025 für vereinfachte Beihilfeleitlinien hin.<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup> Siehe [https://competition-policy.ec.europa.eu/public-consultations/2025-cisaf\\_en](https://competition-policy.ec.europa.eu/public-consultations/2025-cisaf_en).

## Annex A – Länderstudien zur Einbindung von Flexibilität<sup>13</sup>

### A. Großbritannien<sup>14</sup>

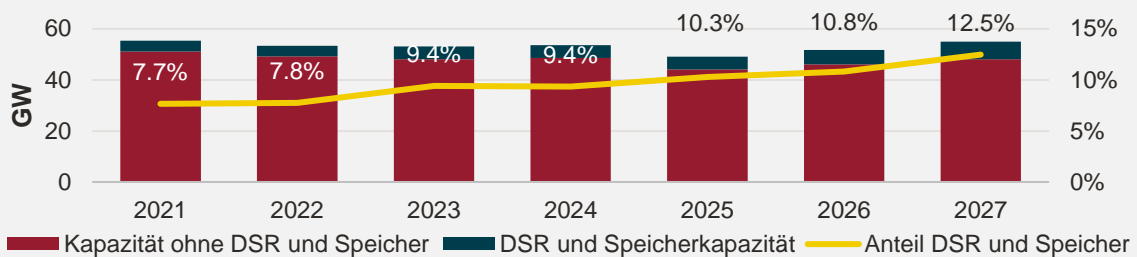
Zentraler Kapazitätsmarkt  
1. Verpflichtungsperiode 2018/2019



#### Zentrale Merkmale

-  Geografischer Scope: UK ohne Nordirland
-  Zentrale Stelle des ZKMs: EMR DR (National Energy System Operator)
-  Zeitpunkte der Auktionen: T-4 und T-1
-  Dauer  
Kapazitätsverträge: 1 Jahr (Bestandsanlagen und DSR), 3 Jahre (Retrofit), 15 Jahre (Neubau)
-  Bisherige Anzahl an durchgeführten Auktionen: T-1: 7 Auktionen, T-4: 9 Auktionen (eine T-3-Auktion 2018/2019)

#### Abbildung 6 UK: Flexibilitätsanteil an der Gesamtkapazität (de-rated)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten von NESO, siehe [Link](#) und [Link](#)

Hinweis: Gezeigt wird die für die jeweilige Verpflichtungsperiode kontrahierte Kapazität. Die Jahre stehen für die einjährigen Verpflichtungsperioden, die im September des entsprechenden Jahres beginnen. Für das Jahr 2025 und folgende ist die T-1-Auktion noch ausstehend

#### Zusätzliche Anreize für die Integration von Flexibilität:

- Durchführung von zwei dezidierten Auktionen für kleinere Flexibilitäten (2016 und 2017)
- Zulassung von Aggregation für eine leichtere Teilnahme für kleiner Flexibilitätsanbieter

<sup>13</sup> Die Länderstudien spiegeln den Stand Anfang Dezember 2024 (als diese Studie im Wesentlichen erstellt wurde, dann allerdings aufgrund es Bruchs der Ampel-Regierung zunächst unterbrochen wurde) wieder. Entwicklungen seitdem, wie z.B. die T-4 Auktion in Großbritannien, in welcher bei Neuanlagen Batterien und flexible Nachfrage dominiert haben (siehe <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/electric-power/031225-batteries-dominate-newbuild-agreements-in-uks-t-4-capacity-market-auction>) wurden in den Analysen nicht berücksichtigt.

<sup>14</sup> Frontier Economics basierend auf national grid (siehe [Link](#)), ofgem (siehe [Link](#)), NESO (siehe [Link](#)), EMRS (siehe [Link](#)) und Gov UK (siehe [Link](#) und [Link](#)), zuletzt abgerufen am 15.11.2024.

- Angepasste Präqualifikations- und Zertifizierungsregeln für DSR: Möglichkeit, den mandatierten DSR-Test zur Ermittlung des Flex-Beitrags erst nach erfolgreicher Teilnahme und kurz vor dem entsprechenden Lieferjahr an den Auktionen durchführen zu lassen (als „unproved DSR“).
- Mindestens förderfähige Kapazität wurde 2020 von 2 MW auf 1 MW reduziert
- Weitere potenzielle Reform beinhaltet: Mindestbeschaffungsanforderungen für Anlagen mit „wünschenswerten“ Eigenschaften und die Erlaubnis mehrerer Clearing-Preise







## B. Belgien<sup>15</sup>

Zentraler Kapazitätsmarkt

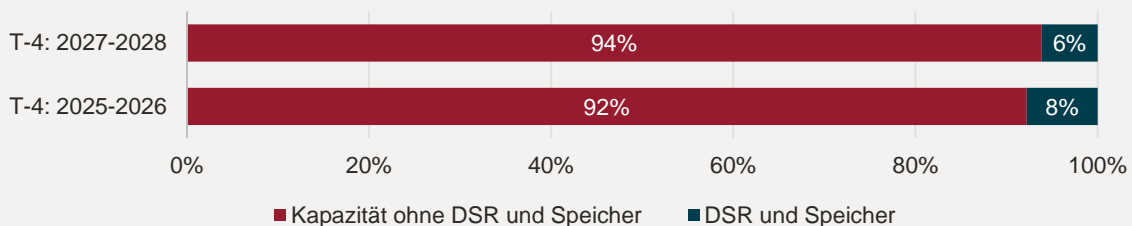
1. Verpflichtungsperiode 2025/2026



### Zentrale Merkmale

-  Zentrale Stelle des ZKMs: Elia (Belgischer ÜNB)
-  Zeitpunkte der Auktionen: T-4, T-2 und T-1
-  Dauer der Kapazitätsverträge: 1 Jahr (Bestandsanlagen),  
3, 8 oder 15 Jahre (Neuanlagen und Retrofit je nach Höhe der CAPEX)
-  Bisherige Anzahl an durchgeführten Auktionen: T-1: 1 Auktion  
T-4: 5 Auktionen<sup>16</sup>

### Abbildung 7 BE: Flexibilitätsanteil an der Gesamtkapazität (de-rated)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten von elia, siehe [Link](#)

Hinweis: Anteil der dezentralen Flexibilität beinhaltet die Kapazitäten für DSR, aggregierte Technologien und kleine Speicher

### Zusätzliche Anreize für die Integration von Flexibilität:

- Service Level Agreements: Option zum Eigen-De-Rating in Verbindung mit höheren Pönalen, um der Heterogenität der DSR Rechnung zu tragen
- Befreiung von DSR (ab 2024) und Speichern (ab 2025) von Reliability Options
- Auktionsvergabe durch „sealed bids“ (weniger komplex und zeitaufwendig) statt „descending clock auctions“ senkt die Eintrittsbarrieren, insbesondere für neue und kleinere Akteure wie DSR
- Zulassung von Aggregation für eine leichtere Teilnahme für kleinere Flexibilitätsanbieter
- Differenzierte Verfügbarkeitsverpflichtung: DSR muss nur an reduzierter Zahl an aufeinander folgenden Stunden verfügbar sein
- Bestimmter Anteil der Kapazität wird für T-1-Auktion reserviert (wo Teilnahme für DSR leichter ist)
- Durchführung von dezidierten Auktionen für Batteriespeicherkapazitäten ab 2025

<sup>15</sup> Frontier Economics basierend auf elia (siehe [Link](#) und [Link](#)), ACER (siehe [Link](#)), Montel ([Link](#)) und EU-Kommission (siehe [Link](#) und [Link](#)), zuletzt abgerufen am 15.11.2024.





<sup>16</sup> Inklusiv einer Wiederholungsauktion, da bei der ersten Auktion die Fristen für Genehmigungen nicht eingehalten wurden. Keine Vergabe von Kapazitäten in der dritten Auktion, da die Nachfragekurve bereits vollständig gedeckt war.

## C. Irland und Nordirland<sup>17</sup>

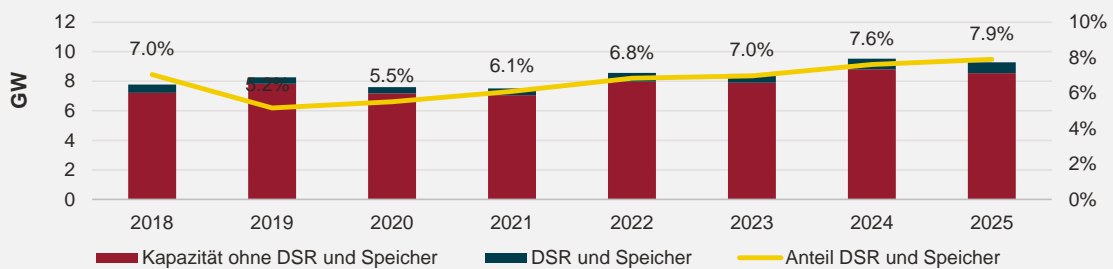
Zentraler Kapazitätsmarkt  
1. Verpflichtungsperiode 2018/2019



### Zentrale Merkmale

-  Zentrale Stelle des ZKMs: EIRGrid und SONI (ÜNB)
-  Zeitpunkte der Auktionen: T-4, falls zusätzliche Auktionen notwendig: T-2 und T-1
-  Dauer Kapazitätsverträge: 1 Jahr (Bestandsanlagen), bis zu 10 Jahre (Neuanlagen)
-  Bisherige Anzahl an durchgeführten Auktionen: T-1: 6 Auktionen  
T-2: 1 Auktion (sowie eine T-3-Auktion 2022)  
T-4: 6 Auktionen

### Abbildung 8 IE: Flexibilitätsanteil an der Gesamtkapazität (de-rated)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten von sem-o, siehe [Link](#)

Hinweis: Gezeigt wird die für die jeweilige Verpflichtungsperiode kontrahierte Kapazität. Die Jahre stehen für die einjährigen Verpflichtungsperioden, die im September des entsprechenden Jahres beginnen. Für 2025 sind die T-1-Auktionsergebnisse nicht inkludiert

### Zusätzliche Anreize für die Integration von Flexibilität:

- Zulassung von Aggregation für eine leichtere Teilnahme für kleinere Flexibilitätsanbieter
- „Decrease tolerance“ (DECTOL): Möglichkeit der sanktionsfreien Korrektur von de-Rating-Faktoren für DSR und Speichern
- DSR kann zu Preisen oberhalb der allgemeingültigen Gebotsobergrenzen angeboten werden





<sup>17</sup> Frontier Economics basierend auf ACER (siehe [Link](#)), sem-o (siehe [Link](#), [Link](#), [Link](#) und [Link](#)) und semcommittee (siehe [Link](#) und [Link](#)), zuletzt abgerufen am 15.11.2024.

## D. Polen<sup>18</sup>

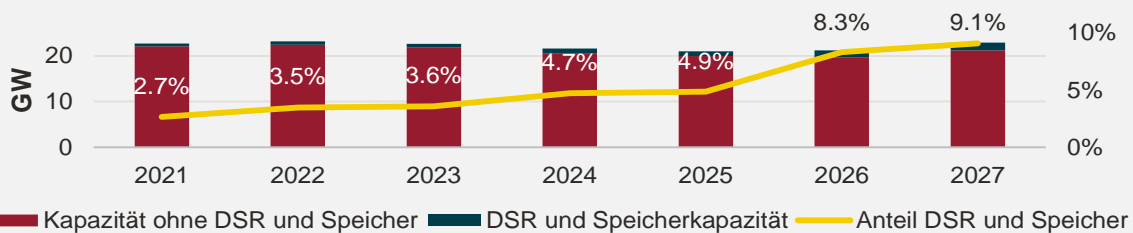
Zentraler Kapazitätsmarkt  
1. Verpflichtungsperiode 2021



### Zentrale Merkmale

-  Zentrale Stelle des ZKMs: PSE (ÜNB)
-  Zeitpunkte der Auktionen: T-5 (mit Ausnahmen T-3 und T-4) und T-1 (je eine pro Quartale)
-  Dauer Kapazitätsverträge: 1 Jahr (Bestandsanlagen), 5 oder 15 Jahre (Neuanlagen und Retrofit)
-  Bisherige Anzahl an durchgeführten Auktionen: T-1: 20 Auktionen; T-3: 1 Auktion (Ausnahme 2018 für Verpflichtungsperiode 2021)  
T-4: 1 Auktion (Ausnahme 2018 für Verpflichtungsperiode 2022)  
T-5: 6 Auktionen

### Abbildung 9 PL: Flexibilitätsanteil an der Gesamtkapazität



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten von Forum Energii, siehe [Link](#)

Hinweis: Gezeigt wird die für die jeweilige Verpflichtungsperiode kontrahierte Kapazität. Die Jahre stehen für das Startjahr, in dem einjährigen Verpflichtungsperioden beginnt. Für Jahre 2023 und folgende zeigt die Grafik noch keine T-1-Auktionsergebnisse.

### Zusätzliche Anreize für die Integration von Flexibilität:

- Zulassung von Aggregation für eine leichtere Teilnahme für kleinere Flexibilitätsanbieter
- DSR von Teilen des Zertifizierungsprozesses ausgenommen (z.B. Einreichung von Identifikations-, technischen und wirtschaftlichen Daten)
- Bestimmter Anteil der Kapazität wird für T-1-Auktion reserviert (wo Teilnahme für DSR leichter ist)
- Im DSR-Test muss nur bestimmter Anteil der vergebenen Kapazitäten erreicht werden; Tests können erst nach der Auktion bis 1 Monat vor Beginn der Lieferperiode durchgeführt werden
- CO2-Grenzwerte aus dem EU-Beihilferecht setzen aufgrund des hohen Anteils an Kohlekraftwerken einen starken Anreiz zur Integration alternativer Technologien wie DSR.

<sup>18</sup> Frontier Economics basierend auf ACER (siehe [Link](#)), PSE (siehe [Link](#), [Link](#) und [Link](#)), EU-Kommission (siehe [Link](#)) und SKS Legal (siehe [Link](#)), zuletzt abgerufen am 15.11.2024.

## E. Frankreich<sup>19</sup>







Dezentraler Kapazitätsmarkt  
1. Verpflichtungsperiode 2017

### Zentrale Elemente des DKM

Der DKM wird durch **zwei zentrale Elemente** ergänzt, die zum Anstieg des Anteils von DSR im Kapazitätsmarkt beigetragen haben:

#### 1. Technologiespezifische zentrale Ausschreibungen für DSR (Appel d'offres effacement/ flexibilités décarbonées, AOE/AOFD)

	Vertragsart/ Remuneration	Einseitige Marktprämie auf den Zertifikatspreis des DKM
	Auktionszeitpunkt	T-1
	Vertragslaufzeit	1 Jahr; bis zu 10 Jahre für Anlagen <1MW
	Bisherige Auktionen	8 Auktionen (für einjährige Verpflichtungsperioden 2018 bis 2025)

#### 2. Technologieoffene zentrale Ausschreibungen für Neuanlagen (Appel d'offres long-terme, AOLT)





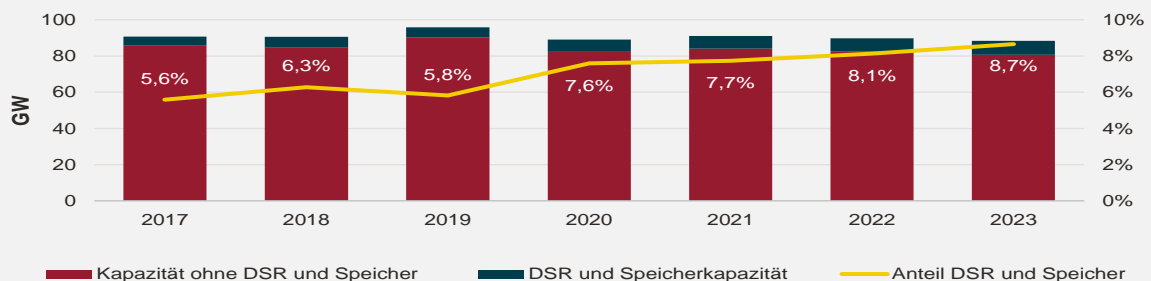
	Vertragsart/ Remuneration	Contract for Difference mit ÜNB RTE
	Auktionszeitpunkt	T-4
	Vertragslaufzeit	7 Jahre
	Bisherige Auktionen	4 Auktionen (für 2020-2026; 2021-2027; 2022-2028; 2023-2029)

Abbildung 10 FR: Flexibilitätsanteil an der Gesamtkapazität (de-rated)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten von RTE

Hinweis: Die Grafik enthält Speicher und enthält nicht den Selbsterfüllungsanteil

### Zusätzliche Anreize für die Integration von Flexibilität:

- Zulassung von Aggregation für eine leichtere Teilnahme für kleinere Flexibilitätsanbieter
- Durchführung von zentralen technologiespezifischen T-1-Auktionen für DSR (AOE/AOFD), innerhalb welcher auch Kapazitäten für kleinere Flexibilitäten (<1 MW) reserviert sind
- Einführung von zentralen Ausschreibungen für Neuanlagen (AOLT) mit längeren Vertragslaufzeiten, an denen DSR teilnehmen kann
- Begrenzter Verfügbarkeitszeitraum erleichtert Teilnahme von DSR im KM
- DSR profitieren von flexibleren Fristen für die Zertifizierung

<sup>19</sup> Frontier Economics basierend auf RTE (siehe [Link](#), [Link](#), [Link](#)) und ACER (siehe [Link](#)), zuletzt abgerufen am 15.11.2024.

Frontier Economics Ltd is a member of the Frontier Economics network, which consists of two separate companies based in Europe (Frontier Economics Ltd) and Australia (Frontier Economics Pty Ltd). Both companies are independently owned, and legal commitments entered into by one company do not impose any obligations on the other company in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Ltd.