

SYSTEMMARKT KONZEPTPAPIER

LANGFASSUNG

FEBRUAR 2022

INHALTSVERZEICHNIS

Executive Summary	3
1. Einführung	8
2. Ausgangslage	9
3. Bewertung der Versorgungs- und Systemsicherheit	11
4. Mögliche Marktdesignkonzepte	14
5. Systemmarkt	17
5.1. Definition und Abgrenzung	17
5.2. Marktgestützte Beschaffungskonzepte	19
5.3. Marktdesign	21
5.3.1. Schematische Darstellung	21
5.3.2. Adressierung der Generation & Transmission Adequacy	23
5.3.3. Adressierung der Systemdienstleistungen	26
5.3.4. Wechselwirkungen mit dem EOM	27
5.3.5. Abschließende Bewertung	28
6. Zusammenfassung & Ausblick	29
7. Abkürzungsverzeichnis	30
8. Abbildungsverzeichnis	31
9. Tabellenverzeichnis	31

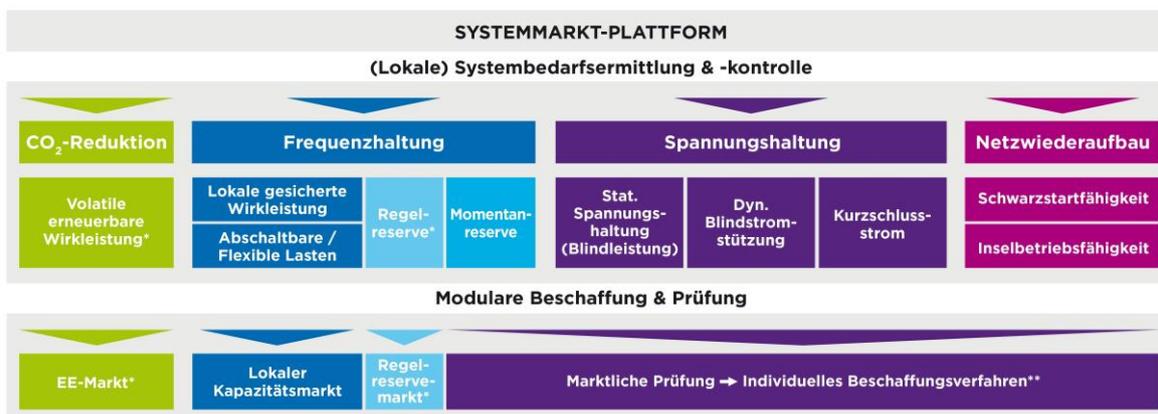
EXECUTIVE SUMMARY

Der Systemmarkt ist ein zentrales Instrument zur Erreichung der Klimaschutzziele

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2045 klimaneutral zu werden. Das Energiesystem muss dazu in einer nie dagewesenen Geschwindigkeit umgebaut werden. Gleichzeitig soll eine sichere Stromversorgung in Deutschland und Europa zu jedem Zeitpunkt gewährleistet sein. Unsere Idee des Systemmarktes kann einen wertvollen Beitrag zur Realisierung eines solchen zukunftsfähigen, versorgungssicheren Energiesystems bei gleichzeitiger Erreichung der Klimaschutzziele liefern.

Der Systemmarkt ist ein integriertes und gleichzeitig modulares Marktdesign, das über eine zentrale Plattform alle erforderlichen Bedarfe unseres Energiesystems auf einen Blick dargestellt und deren Beschaffungsprozess koordiniert. Er stellt insofern eine notwendige Ergänzung zu den bestehenden Spot- und Terminmärkten dar und sichert so die langfristige Vorhaltung der notwendigen Systembedarfe des Energiesystems. Im Fokus steht dabei die Sicherstellung der System- und Versorgungssicherheit. Es ist zudem auf umweltpolitische Bedarfe wie beispielsweise der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten zur CO₂-Reduktion übertragbar.

Potenzielle Systembedarfe



* Aktuell außerhalb der Betrachtung aufgrund des bestehenden Marktrahmens

** Im Einklang mit den aktuell entwickelten Prozessen zur marktgestützten Beschaffung von nf-SDLs

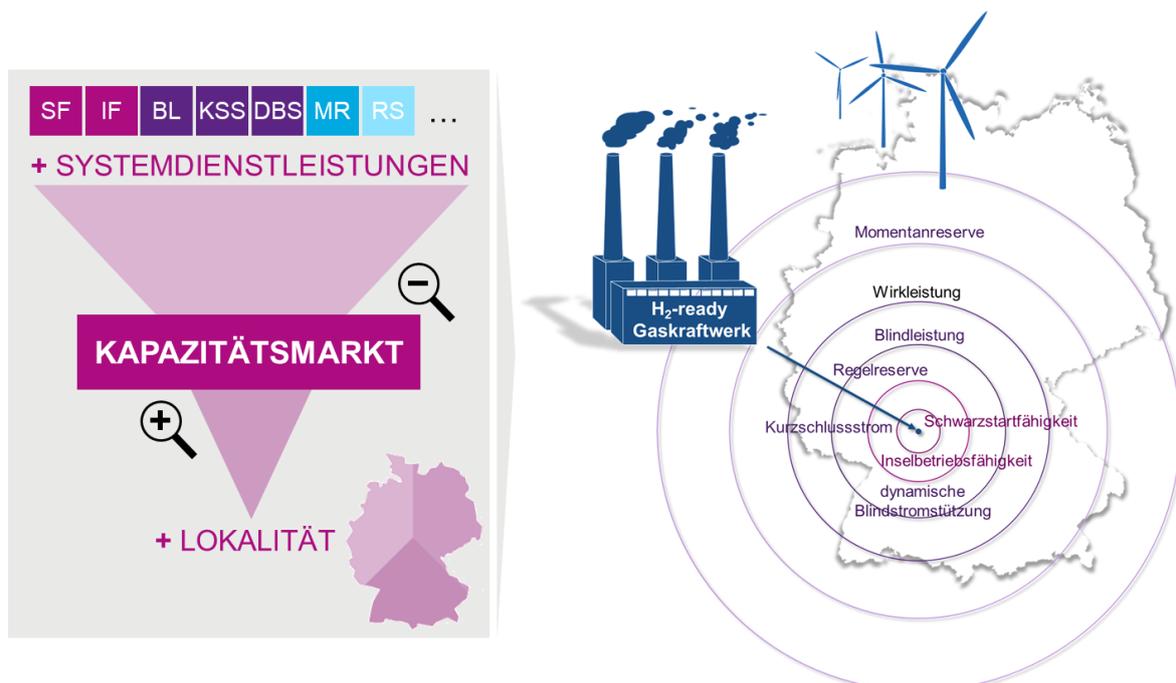
Der Systemmarkt schafft einen ganzheitlichen Rahmen zur Steigerung der Transparenz zwischen den Märkten, zur Ermöglichung von Synergieeffekten und der Wahrung der Technologieoffenheit. Ob und mit welchen Technologien die Marktteilnehmer den ausgeschriebenen technischen Bedarf bereitstellen, liegt in der Entscheidung der Marktteilnehmer, sofern die dafür notwendigen technischen Spezifikationen der Erbringung erfüllt werden. Die Systemmarkt-Plattform bündelt möglichst viele Systembedarfe und sorgt so langfristig für deren ausreichende Vorhaltung.

Der Systemmarkt setzt marktliche Anreize für systemdienliche Investitionsentscheidungen

Auf dem Weg in Richtung Klimaneutralität tauschen wir zentrale Elemente und bisherige Stützen unseres Energiesystems aus. Die konventionelle Erzeugung fällt durch Kernenergie- und Kohleausstieg zunehmend weg, so dass wir schon in den nächsten Jahren neue Kraftwerke zur Bereitstellung gesicherter Leistung sowie Flexibilität im System brauchen. Diese Kapazitäten sollten mit Blick auf die zunehmende Belastung der Netzinfrastruktur an den – aus systemischer Sicht – richtigen Stellen im Netz verortet sein. Gleiches gilt für notwendige Systemdienstleistungen, die heute maßgeblich von konventionellen Kraftwerken erbracht werden, häufig sogar inhärent und unentgeltlich. Der steigende lokale Bedarf an diesen Systemdienstleistungen muss zukünftig anderweitig gedeckt werden, beispielsweise von Erneuerbaren Energien, flexiblen Verbrauchern oder Speichern.

Im heutigen Marktdesign bestehen nur unzureichende ökonomische Anreize für eine systemdienliche Auslegung und Standortwahl von Marktteilnehmern. Nachgelagerte Netz- und Systemkosten werden heute bei den Investitions- und Betriebsentscheidungen der Marktteilnehmer oftmals nicht adäquat berücksichtigt. Der Systemmarkt adressiert diese Problematik über örtlich und sachlich differenzierte Zahlungen und schafft somit systemdienliche Marktanreize. Er funktioniert dabei grundsätzlich ähnlich wie ein zentraler Kapazitätsmarkt, jedoch mit einer lokalen Komponente und erweitert um Systemdienstleistungen, die zur Aufrechterhaltung der Versorgungs- und Systemsicherheit dringend benötigt werden. Die Lokalität des Bedarfs und der Wirkung der unterschiedlichen Systemdienstleistungen unterscheidet sich dabei deutlich, weshalb im Systemmarkt eine unterschiedliche räumliche Auflösung für die individuellen Bedarfe bzw. Module vorliegt. Somit können Marktteilnehmer (z.B. H₂-ready Gaskraftwerke), die in der Lage sind, mehrere Systemdienstleistungen bereitzustellen, bei systemisch sinnvoller Standortwahl auch an unterschiedlichen Modulen des Systemmarkts partizipieren, um potenzielle Synergien zu heben.

Der Systemmarkt als zentraler Kapazitätsmarkt, erweitert um Lokalität & Systemdienstleistungen

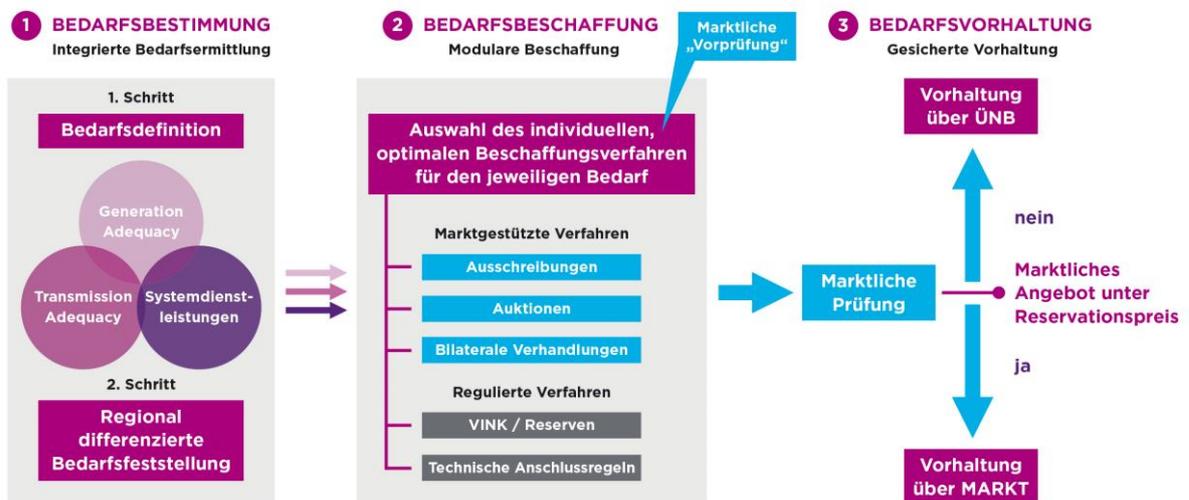


Der Systemmarkt ist dabei neutral und technologieoffen konzipiert. Zunächst werden dabei die benötigten Systembedarfe zur Wahrung der System- und Versorgungssicherheit genau definiert. Dabei werden die notwendigen technischen Eigenschaften zur Bereitstellung des Bedarfs sowie die Qualität der entsprechenden Produkte festgelegt. Beispiele sind die lokal gesicherte Wirkleistung oder Momentanreserve. Hierauf aufbauend werden in einem konsistenten Verfahren die zukünftigen, regional differenzierten Bedarfe für jedes Modul des Systemmarkts durch die ÜNB regelmäßig quantifiziert. Unter Berücksichtigung von Beschaffungs- und Vorhaltezeiträumen werden nachfolgend die volkswirtschaftlich sinnvollsten Beschaffungsverfahren für jeden individuellen Systembedarf ermittelt und durchgeführt.

Bei einer Investitionsentscheidung beispielsweise zum Bau eines neuen Kraftwerkes könnten die verschiedenen Zahlungen des Systemmarktes einen Anreiz setzen, dass dieses Kraftwerk

- a) überhaupt gebaut wird (Investitionssicherheit),
- b) an der Stelle gebaut wird, an der es aus Systemsicht Vorteile bietet und
- c) technisch so ausgelegt wird, dass es auch weitere Systembedarfe decken kann.

Konzeptionelle Darstellung des Systemmarktes



Mit dem Systemmarkt wird folglich sichergestellt, dass zukünftig ausreichend Potenziale zur Gewährleistung eines sicheren Betriebs des Stromsystems an geeigneten Standorten verfügbar sind. Die Einführung dieses Marktdesigns verhindert zudem ein weiteres Anwachsen von volkswirtschaftlich weniger effizienten Reserven und lenkt stattdessen Investitionen in einen zukunftsfesten Umbau des Stromsystems.

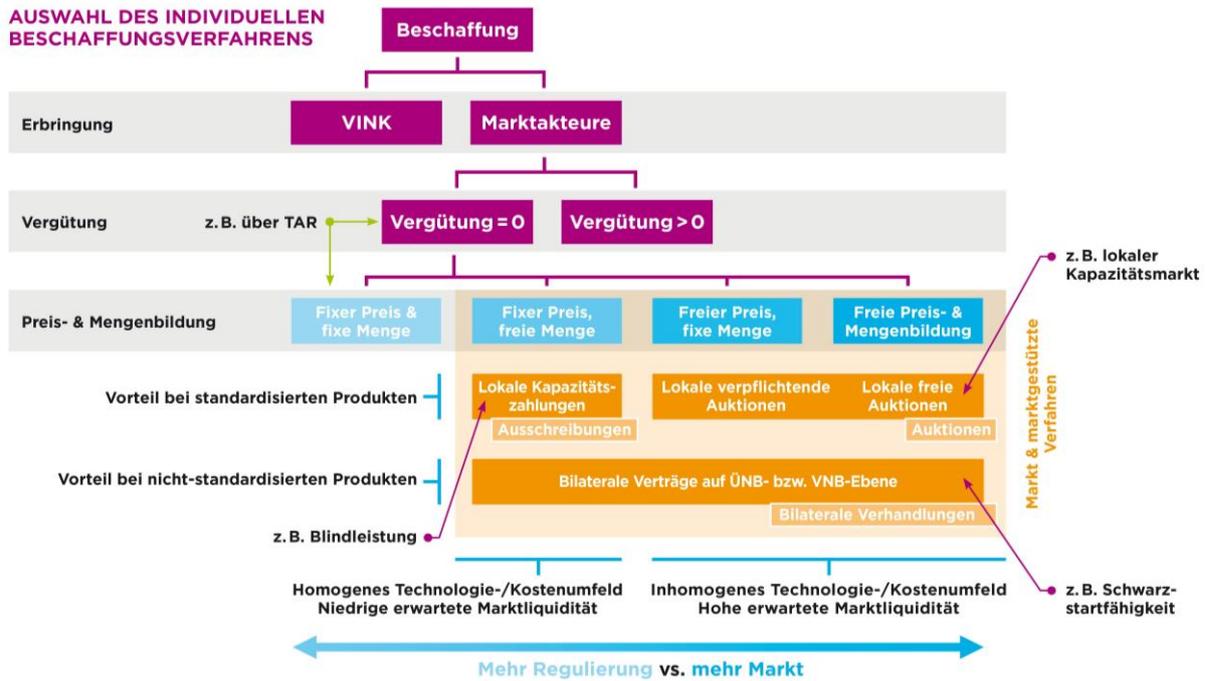
Unterschiedlichkeit der Systembedarfe erfordern individuelle Beschaffungskonzepte

Die Unterschiedlichkeit der einzelnen Systembedarfe erfordert individuell abgestimmte Beschaffungsverfahren. "One fits all-Lösungen" für sämtliche Systembedarfe sind daher nicht effizient. Neben einer direkten Bereitstellung durch den Netzbetreiber können die Systembedarfe grundsätzlich ebenso durch die Marktteilnehmer gedeckt werden.

Die Beschaffung der unterschiedlichen Systembedarfe stellt einen zentralen Kern des Systemmarkts dar. Dabei erfolgt die Auswahl des optimalen Beschaffungsverfahrens individuell und anhand unterschiedlicher Kriterien, wie beispielsweise die Homogenität des Markt- und Kostenumfelds, die erwartete lokale Marktliquidität und die Standardisierbarkeit der Produkte. Die Bandbreite möglicher Beschaffungsverfahren reicht dabei von beispielsweise einfach strukturierten Ausschreibungen einer definierten technischen Eigenschaft bis hin zu einer komplexen bilateralen Kontrahierung der Einbindung von Marktteilnehmern in das Netzwiederaufbaukonzept der Übertragungsnetzbetreiber.

Über den Systemmarkt sollen jedoch lediglich die Systembedarfe marktlich bearbeitet werden, die sich grundsätzlich für eine marktgestützte Beschaffung eignen. Daher bedarf es für die einzelnen Systembedarfe einer Vorprüfung, inwiefern eine effiziente marktgestützte Beschaffung aus technischer, ökonomischer oder operativer Sicht infrage kommt. Sollte eine solche Beschaffung zum entsprechenden Zeitpunkt nicht möglich sein, würde der bestehende Systembedarf direkt durch den Netzbetreiber beispielsweise in Form von vollständig integrierten Netzkomponenten (VINK), Reserven oder durch für alle Marktteilnehmer verpflichtende Netzanschlussbedingungen in den technischen Anschlussregeln (TAR) sichergestellt. Kommt eine marktgestützte Beschaffung für einen Systembedarf grundsätzlich infrage, wird ein entsprechendes Beschaffungsverfahren gestartet. Sollte der lokale Systembedarf entgegen der ex-ante Einschätzung wider Erwarten nicht oder nur teilweise zum Reservationspreis durch die Marktteilnehmer effizient erbracht werden können, stellen die Netzbetreiber die (Rest-)Bedarfe sicher. Der Reservationspreis orientiert sich dabei an den prognostizierten Vorhaltekosten durch die Netzbetreiber. Damit wird sichergestellt, dass die Kosten für die marktgestützte Beschaffung nicht über den Vorhaltekosten durch die Netzbetreiber liegen.

Beschaffungsoptionen¹



Dieser mehrstufige Prozess gewährleistet, dass die Marktteilnehmer Anreize zur systemdienlichen Auslegung und Standortwahl erhalten und sich gleichzeitig eine marktgestützte Beschaffung auf die Systembedarfe beschränkt, die effizient marktgestützt beschafft werden können.

¹ Angelehnt an: Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL). Bericht im Vorhaben „SDL-Zukunft“ im Auftrag des BMWi
Amprion GmbH | Februar 2022

1. EINFÜHRUNG

Deutschland hat sich ambitionierte Klimaziele gesetzt. Im Rahmen dieses Unterfangens spielt die Dekarbonisierung der Stromversorgung eine entscheidende Rolle. Gleichzeitig erhöhen der voranschreitende Klimawandel und seine Folgen den Druck, unser Energiesystem in einer nie dagewesenen Geschwindigkeit umzubauen und dabei die Grundlagen für eine sichere Energieversorgung zu erhalten.

Auf dem Weg in Richtung Klimaneutralität tauschen wir allerdings zentrale Elemente und bisherige Stützen unseres Energiesystems aus. Die konventionelle Erzeugung fällt durch Kernenergie- und Kohleausstieg zunehmend weg, so dass wir schon in den nächsten Jahren neue klimaschonende Kraftwerke zur Bereitstellung gesicherter Leistung sowie Flexibilität im System brauchen. Diese Kapazitäten sollten mit Blick auf die zunehmende Belastung der Netzinfrastruktur an den aus systemischer Sicht richtigen Stellen im Netz verortet sein. Gleiches gilt für nötige Systemdienstleistungen, die heute maßgeblich von konventionellen Kraftwerken erbracht werden, häufig sogar inhärent und unentgeltlich. Der steigende lokale Bedarf an diesen Systemdienstleistungen muss zukünftig anderweitig gedeckt werden, beispielsweise von klimaschonenden thermischen Kraftwerken, Erneuerbaren Energien, flexiblen Verbrauchern oder Speichern.

Im heutigen Marktdesign bestehen jedoch nur unzureichende ökonomische Anreize für die Erbringung dieser Systemdienstleistungen sowie für eine systemdienliche Auslegung und Standortwahl von Marktteilnehmern. Folglich können nachgelagerte Netz- und Systemkosten heute bei den Investitions- und Betriebsentscheidungen der Marktteilnehmer oftmals nicht adäquat berücksichtigt werden. Aus diesen Gründen ist es notwendig, bereits frühzeitig notwendige Anpassung des aktuellen Marktdesigns zu diskutieren. Es muss ein Marktumfeld geschaffen werden, das eine nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten effiziente Transformation unseres Energiesystems gewährleistet und zugleich den Ausbau erneuerbarer Energien unterstützt, Investitionsanreize in alternative und nachhaltige Technologien (z.B. H₂-ready Gaskraftwerke) fördert und langfristig die Versorgungs- und Systemsicherheit garantiert.

Ziel des Systemmarkt-Konzeptes ist es, die beschriebenen Probleme des aktuellen Strommarktdesigns zu adressieren und gleichzeitig Lösungsansätze zu bieten, die den Wettbewerb und die Technologieoffenheit im europäischen Strommarkt sichern und erhalten. Insbesondere soll eine integrierte Betrachtung und Berücksichtigung aller relevanter Systembedarfe zur Gewährleistung eines langfristig sicheren Netzbetriebs erfolgen.

Amprion ist sich seiner Rolle sowohl im nationalen als auch internationalen Netzbetrieb bewusst und möchte sich daher gerne als Partner mit netztechnischer Expertise in die Diskussion zum zukünftigen Strommarktdesign einbringen. Wir möchten dabei insbesondere eine systemische, holistische Betrachtungsweise in den Vordergrund stellen, da die Regelzone Amprions im Besonderen von den bevorstehenden Veränderungen der Versorgungsstruktur betroffen ist und nur eine konsistente Berücksichtigung aller Systembedarfe das derzeitige Niveau der Versorgungs- und Systemsicherheit wahren kann.

2.AUSGANGSLAGE

Bisher stand jederzeit ausreichend gesicherte Erzeugungsleistung zur bilanziellen Lastdeckung in Deutschland zur Verfügung. Aktuelle Analysen (z.B. der ENTSO-E Bericht zum European Resource Adequacy Assessment 2021²) zeigen jedoch für die nächsten Jahre ein abnehmendes Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland und weiten Teilen Europas auf. Der nahezu abgeschlossene Kernenergieausstieg sowie die aktuelle Diskussion um die Beschleunigung des Kohleausstiegs bis 2030 setzen einen erheblichen Neubau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten sowie erhebliche (Ersatz-)Investitionen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit voraus³. Mit Blick auf die dynamischen Entwicklungen am Energie- und Strommarkt ist es fraglich, inwiefern der aktuelle Energy-Only-Markt (EOM) in dieser Transformationsphase frühzeitig stabile Preissignale an die Marktteilnehmer weitergibt und damit ausreichend Investitionsanreize und -sicherheit für regelbare Erzeugungskapazitäten zur Wahrung der Versorgungssicherheit schaffen kann.

Die Entwicklungen in 2021 zeigen einen massiven Anstieg der CO₂- und Brennstoffpreise sowie in Folge auch der Strompreise. Die größten Treiber dieser Entwicklung sind die sich schnell erholende Nachfrage (gegenüber 2020), die versorgungsseitig teilweise stark unterschätzt wurde, sowie geringere Mengen bei der Förderung und dem Import von Erdgas. Inwieweit dieser Trend weiter anhält oder sich positiv auf die zu erzielenden Deckungsbeiträge für Kraftwerksbetreiber aus dem EOM auswirkt, bleibt abzuwarten.

In den nationalen und europäischen Studien zur Versorgungssicherheit und Netzentwicklung wird in der Regel der Zubau von gesicherter Leistung in Form von Gaskraftwerken, eine Flexibilisierung der Last und der Ausbau internationaler Handelskapazitäten angenommen. Darüber hinaus ist Deutschland in allen Szenarien des Netzentwicklungsplans (NEP) im Jahr 2030 Netto-Stromimporteuer und zunehmend von Importen abhängig. Das Investitionsklima in neue Kraftwerke wird zudem auch aufgrund des Mangels an alternativen, kostengünstiger CO₂-neutralen Brennstoffen sowie aufgrund der Unsicherheiten bezüglich der Entwicklungen klimapolitischer Ziele stark negativ beeinflusst.

Neben der bilanziellen Versorgungssicherheit (Generation Adequacy (GA)⁴) wird im aktuellen Marktdesign auch der Aspekt der Netzauslastung (Transmission Adequacy (TA)) und der benötigten Systemdienstleistungen (außerhalb der Regelleistung) nur geringfügig oder indirekt adressiert. Es bestehen kaum ökonomische Anreize für ein systemdienliches Verhalten der Marktteilnehmer bzw. für eine Vorhaltung bestimmter Systembedarfe an den richtigen Stellen im System. Mit dem Rückgang konventioneller Kraftwerkskapazitäten entfallen zudem zahlreiche Systemdienstleistungspotenziale, die heute noch zur Verfügung stehen und mittelfristig ersetzt werden müssen. Beispielsweise werden in den nächsten Jahren zusätzliche Anstrengungen bei der Spannungshaltung, Blindleistungs- und Momentanreservebereitstellung nötig sein.

² European Resource Adequacy Assessment (ERAA) – 2021 Edition. ENTSO-E.

³ Auswirkungen eines Kohleausstiegs 2030 – Kurzuntersuchung. Amprion GmbH. 11/2021.

⁴ Es wird oftmals auch der Begriff „Resource Adequacy“ verwendet.

Auch mit Blick auf die eigene Systemverantwortung beschäftigt sich Amprion daher intensiv mit der Fragestellung, wie auch zukünftig die Versorgungssicherheit mit ihren beiden Aspekten der GA und TA gewährleistet werden kann und welche denkbaren Anpassungen des Markt- und Regulierungsdesigns hierbei unterstützen können.

3. BEWERTUNG DER VERSORGUNGS- UND SYSTEMSICHERHEIT

Sachstand zum Versorgungssicherheitsniveau

Bis Ende 2020 veröffentlichte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gemäß Art. 51 EnWG mindestens alle zwei Jahre einen Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit mit dem Ziel, die zukünftige Versorgungssituation in Deutschland zu bewerten und eventuelle Defizite früh zu erkennen. Der aktuelle Bericht wurde im August 2020 veröffentlicht und stellt unter den verwendeten Parametern fest, dass die Stromnachfrage im Referenzszenario bis 2030 zu 100 Prozent gedeckt werden kann und der heutige Strommarkt weiterhin deutliche Überkapazitäten an konventionellen Kraftwerkskapazitäten aufweist.

Auch andere Analysen (z.B. ERAA Report, siehe Kapitel 2) weisen für die kommenden Jahre bei europäischer Betrachtung ein vergleichsweise hohes Versorgungssicherheitsniveau aus. Allerdings zeigt sich dabei ein klarer negativer Trend, so dass Deutschland die eigene Last in einigen Stunden schon in den nächsten Jahren nur mithilfe von Importen decken kann⁵. Zudem sind vereinzelt Knappheitssituationen in Deutschland und Europa wahrscheinlich, die Lastabschaltungen oder andere außermärkliche Ausgleichsmaßnahmen notwendig machen können.

Diese Analysen basieren alle auf der Annahme, dass vor dem Hintergrund des Ausstiegs aus der Kernenergie (2022) und dem vereinbarten Ausstieg aus der Kohleverstromung (2035/2038) in den nächsten Jahren signifikante Gaskraftwerkskapazitäten gebaut werden, die die gesicherte Leistung der Kern- und Kohlekraftwerke zum Teil ersetzen werden. Aktuellere politische Ambitionen, wie ein vorgezogener Kohleausstieg bereits 2030, werden dabei aktuell noch nicht berücksichtigt.

Sachstand zur netzseitigen Systemsicherheit

Die Wahrung der Systemsicherheit und des robusten Netzbetriebs stellt eine zunehmende Herausforderung dar. Mit zunehmenden Ausbau der Erneuerbare-Energien (EE) im Norden Deutschlands und gleichzeitiger Abschaltung der verbliebenen Kohlekraftwerke entfernen sich Last- und Erzeugungszentren weiter voneinander. Die durchschnittlichen Leistungsansätze innerhalb Deutschlands werden durch die dann fehlende Zwischeneinspeisung deutlich länger (Analogie: Brücke ohne Mittelpfeiler). Dadurch können im Fehlerfall nördliche und südliche Generatorgruppen gegeneinander außer Tritt fallen. Dies reduziert die Robustheit des Systems und vergrößert die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten eines System Splits. Folglich sind die im NEP 2035 (2021) für den Zeithorizont 2035 identifizierten Kompensationsmaßnahmen zur Blindleistungsbereitstellung für die Spannungsstabilität nunmehr bereits bis 2030 erforderlich. Zudem zeigt sich in der Kurzuntersuchung „Auswirkungen eines Kohleausstiegs 2030“⁶, dass die Auswirkungen von Netzauftrennungen gravierender werden, da der Momentanreservebedarf als Folge des Wegfalls der Schwungmassen der Synchrongeneratoren der Kohlekraftwerke ansteigt. Da die Maßnahmen zur Stützung der Spannungsstabilität selbst bei

⁵ Diese Analysen zur Versorgungssicherheit betrachten allerdings nur einen bilanziellen Ausgleich von Nachfrage und Erzeugung. Netzrestriktionen bleiben dabei außer Acht.

⁶ Auswirkungen eines Kohleausstiegs 2030 – Kurzuntersuchung. Amprion GmbH. 11/2021.

entsprechender Auslegung den Momentanreservebedarf nicht vollständig decken können, sind zusätzliche Maßnahmen wie z.B. die Weiterentwicklung der technischen Anschlussregeln für EE-Anlagen sowie ein marktliches Anreizsystem vonnöten. Die Robustheit des Systems kann nur durch ein geeignetes Portfolio an Maßnahmen wieder verbessert werden, das aus geeignet allozierter Erzeugungsleistung mit entsprechenden technischen Fähigkeiten, neuen innovativen Netzelementen und Bereitstellung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (nf-SDL) durch angeschlossene Erzeuger und Verbraucher besteht.

Dazu muss allerdings auch die Sicherstellung eines ausreichenden Potenzials an nf-SDL in den Bereichen Spannungshaltung, Momentanreserve, dynamische Spannungsstützung, Kurzschlussstrom sowie Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit gewährleistet sein. Viele dieser nf-SDL werden aktuell (teilweise inhärent) durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt. Daher gilt es insbesondere in Hinblick auf einen ggf. vorgezogenen Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland frühzeitig den zukünftigen, lokalen Bedarf an diesen Systemdienstleistungen zu ermitteln und ggf. eine alternative Bereitstellung sicherzustellen. Vor allem in den Bereichen Spannungshaltung, Momentanreservebereitstellung und Netzwiederaufbau wird ein zusätzlicher Handlungsbedarf gesehen.

Während der Bereitstellung von Regelleistung und -energie zwar möglicherweise eine Veränderung ihrer (regionalen) Verteilung auf individuelle Anlagen bevorsteht, ist jedoch für ihre Bereitstellung mittelfristig keine strukturelle Unterdeckung zu erwarten.

Geht gesicherte Leistung schneller als angenommen vom Stromnetz?

Marktwirtschaftliche Beschleunigung

Die bisherigen Ergebnisse der ersten Ausschreibung zum Kohleausstieg legen nahe, dass der Ausstieg aus der Kohleverstromung marktgetrieben deutlich schneller als vom Gesetzgeber aktuell geplant ablaufen könnte. So haben mit Westfalen E und Moorburg modernste Steinkohlekraftwerke erfolgreich an der Ausschreibung teilgenommen und haben den Markt bereits zum 01.01.2021 verlassen.

Sehen die Betreiber von modernen und effizienten Anlagen in einer einmaligen, moderaten Zahlung einen ausreichenden Anreiz um diese Anlagen stillzulegen, zeigt dies, dass Kraftwerksbetreiber in der Zukunft keine ausreichenden Deckungsbeiträge auf dem Strommarkt selbst für bestehende modernste Steinkohlekraftwerke erwarten. Weiterhin hat sich im Vergleich zum Zeitpunkt des letzten Monitorings des BMWi der geplante Ausbau der erneuerbaren Energien in der europäischen Union weiter konkretisiert. In der im November 2020 veröffentlichten Offshore-Strategie der Europäischen Kommission wird der Ausbau der Offshore Windenergie von 300 GW bis 2050 in der Europäischen Union angekündigt, der in den kommenden Jahren durch zahlreiche Anpassungen des europäischen Ordnungsrahmens zum erklärten und rechtsverbindlichen Ziel auch für Deutschland wird.

Ordnungsrechtliche Beschleunigung

Eine ordnungsrechtliche Beschleunigung des Kohleausstiegs ist explizites Ziel der neuen Bundesregierung. Im Koalitionsvertrag wird der vollständige Ausstieg aus der Kohleverstromung, idealerweise schon bis 2030 angestrebt.

Die Entwicklung des Versorgungssicherheitsniveaus unter diesen Bedingungen sollte kritisch hinterfragt werden.

Schlussfolgerung: Es besteht konkreter Handlungsbedarf

In den zuvor beschriebenen Studien zur Versorgungssicherheit und Netzplanung wird oftmals der Zubau von gesicherter Leistung in Form von Gaskraftwerken, eine Flexibilisierung der Last und der Ausbau internationaler Handelskapazitäten angenommen. Demgegenüber stehen jedoch Faktoren, die den Investitionen in gesicherte Leistung entgegenwirken und uns bezweifeln lassen, dass zukünftig ausreichend zuverlässige Erzeugungsanlagen zur Verfügung stehen.

Diese Zweifel sehen wir insbesondere durch die geringen Deckungsbeiträge und den fehlenden Investitionsentscheidungen der Kraftwerksbetreiber in Großprojekte bestätigt. Amprion geht folglich momentan nicht davon aus, dass der Nettozubau von Gaskraftwerken wie in den Berichten angenommen realisiert wird.

Lange Vorlaufzeiten für Genehmigung und Bau von Kraftwerken, hohe Investitionskosten und das dynamische Marktumfeld mit regelmäßigen regulatorischen Eingriffen können die in den bekannten Berichten angenommenen Neubauten verhindern - erfordern aber ebenso ein frühes Gegensteuern der Politik.

Darüber hinaus zeichnet sich in den nächsten Jahren ein erheblicher Mehrbedarf bei der Vorhaltung und Erbringung von Systemdienstleistungen zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs ab. Insbesondere in den Bereichen der Spannungshaltung oder Momentanreservebereitstellung wird ein signifikanter Investitionsbedarf erwartet. Aus dem EOM entstehen allerdings keine Investitionsanreize für Marktteilnehmer zur Vorhaltung dieser Systemdienstleistungen.

4. MÖGLICHE MARKTDESIGNKONZEPTE

Um die Versorgungssicherheit im zukünftigen Energieversorgungssystem zu adressieren und zu gewährleisten, wurden unterschiedliche Marktdesigninstrumente untersucht. Zur Einordnung und sinnvollen Zusammenfassung der Instrumente wurden diese im Anschluss in drei grundlegende Marktdesignkonzepte überführt. Die drei untersuchten Konzepte, „EOM 3.0“, „Reserve 2.0“ und „Systemmarkt“ sowie ein vorgelagerter, kurzfristiger „No Regret“-Pfad sollen in diesem Zuge nachfolgend kurz vorgestellt werden (siehe Abbildung 1).

Kurzfristige Maßnahmen

EOM 2.0: Stärkung von Preissignalen, Handel bis kurz vor Echtzeit, aussagekräftiger Ausgleichsenergiepreis, etc.

Langfristige Lösungskonzepte

auf Basis interner Analysen & Bewertungen unterschiedlicher Marktdesigninstrumente

Systemmarkt

- Beanreizung und Überprüfung einzelner Märkte für die Vorhaltung der verschiedenen Systembedarfe über lokale Kapazitätsszahlungen
- Mehr Investitionssicherheit sowie Anreize für eine systemdienliche Auslegung und Standortwahl
- Systembedarfe, die marktlich nicht effizient beanreizt werden können, würden von den Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellt

Reserve 2.0

- Regelmäßige Überprüfung der verschiedenen Systembedarfe sowie Bereitstellung über Reserven im Fall voraussichtlicher Engpässe
- Systemdienstleistungen, die nicht über Anlagen im Markt beschafft werden können, werden durch die Systemreserve bereitgestellt

EOM 3.0

- Übergeordnet wird das aktuelle Marktconcept bestehend aus dem EOM in Kombination mit einer Reserve fortgeführt
- Marktdesign-Anpassungen finden lediglich innerhalb des EOM statt (z.B. über die Gebotszonenkonfiguration, Knappheitspreise, etc.)

Abbildung 1: Übersicht potenzieller Lösungsansätze für das zukünftige Marktdesign

No Regret Pfad

Der „No Regret“-Pfad betrachtet kurzfristige Maßnahmen für das aktuelle Marktdesign, die in einer Übergangszeit bis hin zu einer grundlegenden Änderung des Marktdesigns hilfreich sind. Er versteht sich als Türöffner, da zukünftige, langfristige Transformationspfade weiterhin offenstehen, aber kurzfristige Probleme angegangen werden und die Diskussion über notwendige Anpassungen gefördert wird.

Das Konzept des „No Regret“-Pfades sieht eine Weiterentwicklung des EOM (EOM 2.0) vor. Eine Stärkung der Preissignale im EOM soll dabei die Beanreizung von marktlicher Flexibilität gewährleisten. Um die Transmission Adequacy (TA) zu sichern, werden insbesondere Beschleunigungsmaßnahmen beim Netzausbau betrachtet. Des Weiteren soll eine Weiterentwicklung der technischen Anschlussregeln (TAR) sowie die Gewährleistung der verschiedenen Systembedarfe, analog zur heutigen Beschaffungssystematik, den Bedarf an Systemdienstleistungen (SDL) abdecken.

Die Maßnahmen des „No Regret“-Pfades lösen die aktuellen Probleme jedoch nur teilweise und nicht langfristig. Dementsprechend ist die Entwicklung des Marktdesigns hin zu einem neuen Marktdesignkonzept erstrebenswert und der „No Regret“-Pfad nur als vorübergehende Lösung sinnvoll (vgl. Abbildung 2).

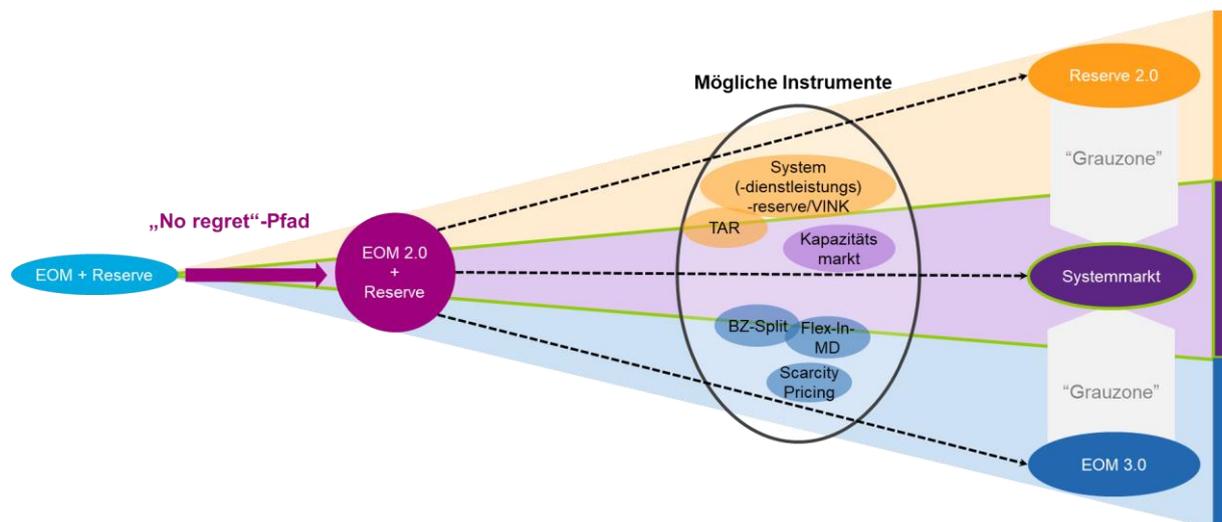


Abbildung 2: Schematische Darstellung potenzieller Lösungsansätze für das zukünftige Marktdesign

EOM 3.0

Unter EOM 3.0 ist eine Weiterentwicklung des aktuellen EOM zu verstehen. Marktdesign-Anpassungen finden lediglich innerhalb des EOM statt, beispielsweise durch neue Konzepte zur Integration von Flexibilität. Es wird die Annahme zugrunde gelegt, dass im EOM 3.0 ausreichend Anreize zur Sicherstellung von GA und TA geschaffen werden. So könnte die Einführung von Knappheitspreisen („Scarcity Pricing“) zusätzliche Investitionssignale zur Gewährleistung der GA senden und lokale Komponenten durch die Umsetzung von Marktdesign-Konzepten innerhalb des EOM (bspw. eines Gebotszonensplits) bei Bedarf sowohl die GA als auch die TA beeinflussen.

Reserve 2.0

Im Konzept der Reserve 2.0 wird das aktuelle Marktdesign des EOM in Teilen weitergeführt. Probleme der GA und TA werden rechtzeitig von den ÜNB als zentrale Planer des Systems adressiert und in Form von eigenen Netzbetriebsmitteln oder einer eigens dazu geplanten Reserve gelöst. Systemdienstleistungen, die nicht effizient marktgestützt beschafft werden können, werden durch die ÜNB bereitgestellt. Die Reserve 2.0 lässt sich lokal dimensionieren, wodurch sie die TA fördert, und kann durch die Planung und den Einsatz von Reservekraftwerken (Altkraftwerke oder Neubau) die GA sicherstellen.

Systemmarkt

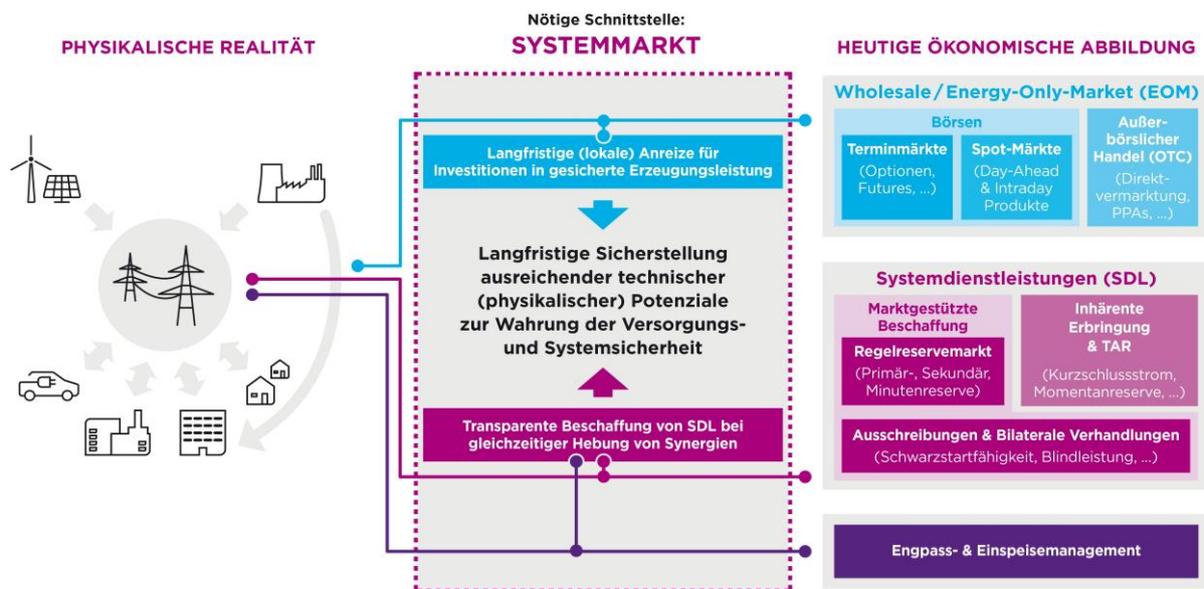


Abbildung 3: Einordnung des Systemmarktkonzepts in den europäischen Strommarkt

Das Konzept des Systemmarkts sieht eine Erweiterung des aktuell aus dem EOM bestehenden Marktdesigns um einen zusätzlichen Systemmarkt vor. Dieser soll einzelne Märkte für die langfristige Vorhaltung der verschiedenen Systembedarfe des Energiesystems der Zukunft strukturieren sowie über lokale Kapazitätzahlungen beanreizen und somit die Schnittstelle zwischen der physikalischen Realität der Stromversorgung sowie deren heutiger ökonomischer Abbildung darstellen. Damit bietet er den Marktteilnehmern mehr Investitionssicherheit sowie Anreize für eine systemdienliche Auslegung und Standortwahl. Die stellen im Falle von Systembedarfen, die von vornherein nicht marktgestützt ausgeschrieben werden bzw. deren entsprechende Reservationspreise nicht effizient durch Marktteilnehmer erreicht werden können, die Gewährleistung durch eigene Netzbetriebsmittel sicher. Dieses Konzept wird im Folgenden detaillierter erläutert und analysiert.

5. SYSTEMMARKT

5.1. Definition und Abgrenzung

Der Systemmarkt ist ein integriertes und gleichzeitig modulares Marktdesign, das die langfristige Vorhaltung der notwendigen Systembedarfe des Energiesystems sicherstellt (z.B. die gesicherte Erzeugung, Systemdienstleistungen, etc.). Über örtlich und sachlich differenzierte Zahlungen werden Anreize für eine systemdienliche Auslegung und Standortwahl der Marktteilnehmer gesetzt. Der Systemmarkt adressiert somit auch die nachgelagerten Netz- und Systemkosten, die heute bei den Investitions- und Betriebsentscheidungen der Marktteilnehmer oftmals nicht adäquat berücksichtigt werden.

Er funktioniert dabei grundsätzlich ähnlich wie ein zentraler Kapazitätsmarkt, jedoch mit einer lokalen Komponente und erweitert um Systemdienstleistungen, die zur Aufrechterhaltung der Versorgungs- und Systemsicherheit dringend benötigt werden (siehe Abbildung 4). Die Lokalität des Bedarfs und der Wirkung der unterschiedlichen Systemdienstleistungen unterscheidet sich dabei deutlich, weshalb im Systemmarkt eine unterschiedliche räumliche Auflösung für die individuellen Bedarfe bzw. Module vorliegt. Somit können Marktteilnehmer (z.B. H₂-ready Gaskraftwerke), die in der Lage sind, mehrere Systemdienstleistungen bereitzustellen, bei systemisch sinnvoller Standortwahl auch an unterschiedlichen Modulen des Systemmarkts partizipieren, um potenzielle Synergien zu heben.

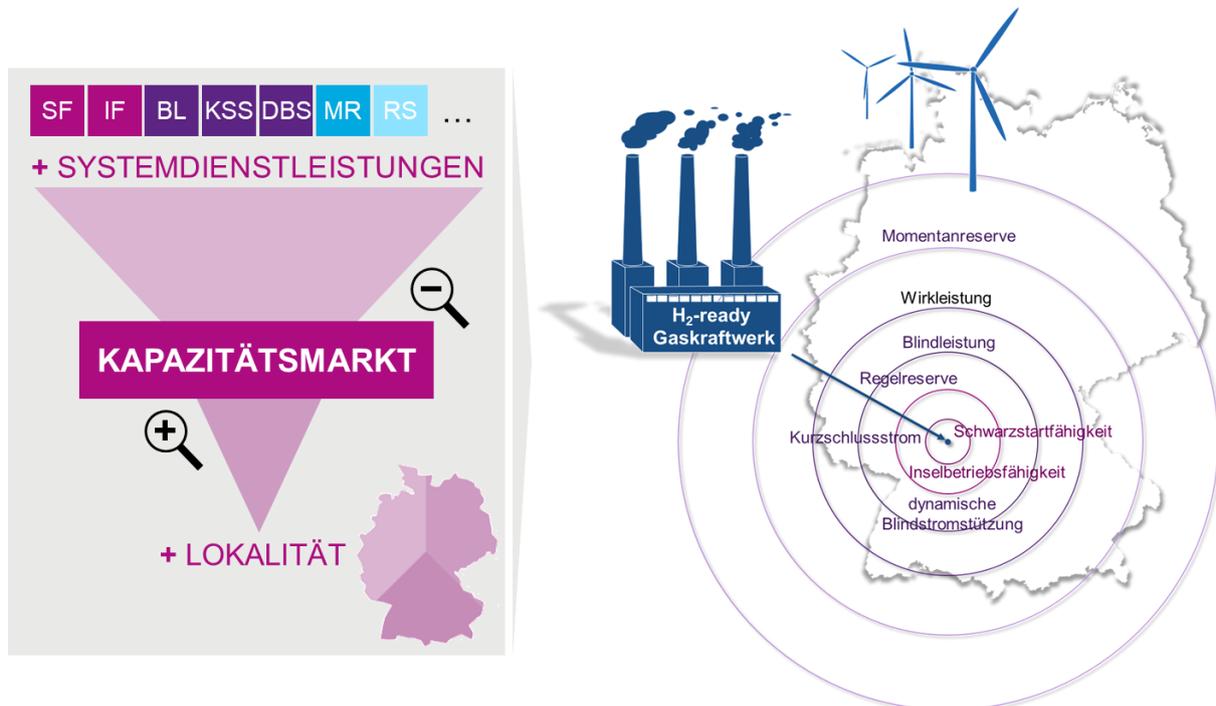


Abbildung 4: Der Systemmarkt als zentraler Kapazitätsmarkt, erweitert um Lokalität & Systemdienstleistungen

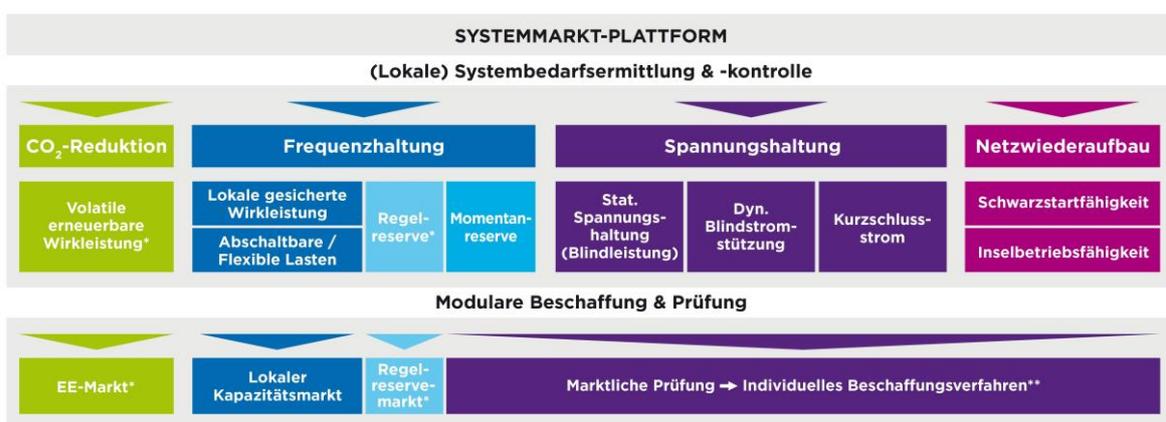
Der Systemmarkt ist neutral und technologieoffen konzipiert. Zunächst werden dabei die benötigten Systembedarfe zur Wahrung der System- und Versorgungssicherheit genau definiert. Hierauf aufbauend werden in einem konsistenten Verfahren die zukünftigen, regional differenzierten Bedarfe für jedes Modul des Systemmarkts durch die ÜNB regelmäßig quantifiziert. Unter Berücksichtigung von Beschaffungs- und Vorhaltezeiträumen werden nachfolgend die volkswirtschaftlich sinnvollsten Beschaffungsverfahren für jeden individuellen Systembedarf ermittelt und durchgeführt.

Bei einer Investitionsentscheidung beispielsweise zum Bau eines klimaschonenden, thermischen Kraftwerkes könnten die verschiedenen Zahlungen des Systemmarktes beanreizen, dass dieses Kraftwerk

- a) überhaupt gebaut wird (Investitionssicherheit),
- b) an der Stelle gebaut wird, an der es aus Systemsicht Vorteile bietet und
- c) technisch so ausgelegt wird, dass es auch weitere Systembedarfe decken kann.

Mit dem Systemmarkt wird folglich sichergestellt, dass zukünftig ausreichend Potenziale zur Gewährleistung eines sicheren Betriebs des Stromsystems an geeigneten Standorten verfügbar sind.

Der Systemmarkt fungiert dabei als integrierte Bedarfsermittlungs- sowie Beschaffungsplattform und schafft einen ganzheitlichen Rahmen zur Steigerung der Transparenz zwischen den Märkten und dient der Hebung von Synergieeffekten und der Wahrung der Technologieoffenheit (siehe Abbildung 5). Ob und mit welchen Technologien im Rahmen der technischen Mindestanforderungen die Marktteilnehmer den ausgeschriebenen technischen Bedarf bereitstellen, liegt in der Entscheidung der Marktteilnehmer. Die Systemmarkt-Plattform bündelt möglichst viele Systembedarfe und sorgt so langfristig für deren ausreichende Vorhaltung.



* Aktuell außerhalb der Betrachtung aufgrund des bestehenden Marktrahmens
 ** Im Einklang mit den aktuell entwickelten Prozessen zur marktgestützten Beschaffung von nf-SDLs

Abbildung 5: Potenzielle Systembedarfe

5.2. Marktgestützte Beschaffungskonzepte

Die Unterschiedlichkeit der einzelnen Systembedarfe erfordert individuell abgestimmte Beschaffungsverfahren. "One fits all-Lösungen" für sämtliche Systembedarfe sind nicht effizient. Neben einer direkten Bereitstellung durch den Netzbetreiber über VINKs können die Systembedarfe grundsätzlich ebenso durch die Marktteilnehmer gedeckt werden.

Die Beschaffung der unterschiedlichen Systembedarfe stellt einen zentralen Kern des Systemmarkts dar. Dabei erfolgt die Auswahl des optimalen Beschaffungsverfahrens individuell und anhand unterschiedlicher Kriterien, wie beispielsweise die Homogenität des Markt- und Kostenumfelds, die erwartete lokale Marktliquidität und die Standardisierbarkeit der Produkte. Die Bandbreite berücksichtigter Beschaffungsverfahren reicht dabei von beispielsweise einfach strukturierten Ausschreibungen einer definierten technischen Eigenschaft bis hin zu einer komplexen bilateralen Kontrahierung der Einbindung von Marktteilnehmern in das Netzwiederaufbaukonzept der Übertragungsnetzbetreiber.

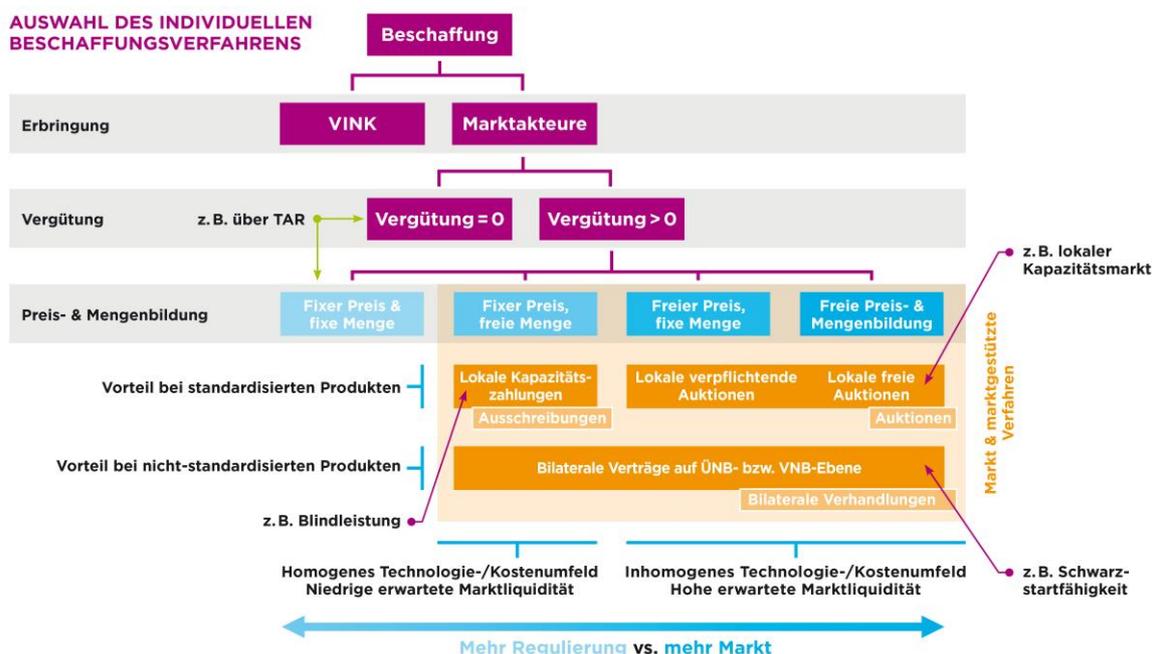


Abbildung 6: Schematische Darstellung von Beschaffungskonzepten für Systembedarfe

Im Systemmarkt sollen die Beschaffungsverfahren für die individuellen Systembedarfe zudem regelmäßig überprüft und neu bewertet werden, um somit sicherzustellen, dass für den jeweiligen Beschaffungszeitraum auch das aus technischer und wirtschaftlicher Sicht beste Verfahren angewandt wird. Insbesondere bei einer Veränderung der Bedarfssituation oder der Marktdurchdringung neuer Technologien, kann eine Anpassung des Verfahrens nötig sein. Zudem besteht die Möglichkeit, dass ein Bedarf, z.B. aufgrund unterschiedlicher verfügbarer Technologien zu dessen Bereitstellung, über verschiedene Verfahren zeitgleich beschafft bzw. vorgehalten werden kann. Ein Beispiel hierfür wäre die Beschaffung eines Teils des Bedarfs über alle Marktakteure durch Vorgaben in der TAR und darüber

hinaus über eine zusätzliche Ausschreibung, um für eine ausreichende Vorhaltung zu sorgen. Hierbei ist stets eine Abwägung der Vor- und Nachteile des jeweiligen Beschaffungsverfahrens zu treffen. Ein Vergleich potenzieller Vor- und Nachteile einer marktgestützten Beschaffung ist nachfolgend aufgeführt.

Vorteile einer marktgestützten Beschaffung

- Transparenz über und Adressierung von unterschiedlichen Erbringungskosten
- Lokal begrenzte Beschaffung möglich
- Beschränkung auf effiziente Beschaffung durch Setzung eines Reservationspreises möglich

Nachteile einer marktgestützten Beschaffung

- Transaktionskosten (Organisation der Beschaffung und seitens der Marktteilnehmer Beteiligung an der Beschaffung)
- Ausübung von Marktmacht möglich insbesondere bei kleinen und illiquiden Märkten (insbesondere für sehr lokale zu erbringende SDL relevant)
- Komplexere (fehleranfälligere) Prozesse mit mehr Beteiligten

Abbildung 7: Vor- und Nachteile einer marktgestützten Beschaffung

5.3. Marktdesign

5.3.1. Schematische Darstellung

Der Systemmarkt ist ein integriertes und gleichzeitig modulares Marktdesignkonzept. Das Konzept basiert auf einem dreistufigen Prozess zur Bestimmung, Beschaffung und Bereitstellung der notwendigen Systembedarfe des Energiesystems. Über örtlich und sachlich differenzierte Zahlungen werden dabei Anreize zur langfristigen Vorhaltung dieser Bedarfe und somit zur systemdienlichen Auslegung und Standortwahl der Marktteilnehmer gesetzt.



Abbildung 8: Schematische Darstellung der prozessualen Abläufe im Systemmarkt

Zukünftig sollen in Abstimmung mit der BNetzA im ersten Schritt des prozessualen Ablaufs im Systemmarkt notwendige Systembedarfe ermittelt werden. Dazu zählen die Bedarfe Generation und Transmission Adequacy sowie Systemdienstleistungsbedarfe (wie bspw. Schwarzstartfähigkeit). Wichtig zu berücksichtigen ist, dass abhängig vom Systembedarf die Notwendigkeit zur lokal differenzierten Bedarfsermittlung besteht.

Über den Systemmarkt sollen jedoch lediglich die Systembedarfe marktlich beanreizt werden, die sich grundsätzlich für eine marktgestützte Beschaffung eignen. Daher bedarf es für die einzelnen Systembedarfe einer Vorprüfung, inwiefern eine marktgestützte Beschaffung aus technischer, ökonomischer oder operativer Sicht infrage kommt oder eine effiziente marktgestützte Beschaffung zum entsprechenden Zeitpunkt schon im Vorhinein ausgeschlossen werden kann. Andernfalls würde der bestehende Systembedarf direkt durch den Netzbetreiber beispielsweise in Form von VINK, Reserven oder durch für alle Marktteilnehmer verpflichtende Netzanschlussbedingungen in den TAR sichergestellt. Kommt eine marktgestützte Beschaffung für einen Systembedarf grundsätzlich infrage, wird ein

entsprechendes Beschaffungsverfahren gestartet. Sollte der lokale Systembedarf wider Erwarten nicht oder nur teilweise zum Reservationspreis durch die Marktteilnehmer effizient erbracht werden können, stellen die Netzbetreiber die (Rest-)Bedarfe sicher. Der Reservationspreis orientiert sich dabei an den prognostizierten Vorhaltekosten durch die Netzbetreiber.

Dieser mehrstufige Prozess gewährleistet, dass die Marktteilnehmer Anreize zur systemdienlichen Auslegung und Standortwahl erhalten und sich gleichzeitig eine marktgestützte Beschaffung auf die Systembedarfe beschränkt, die effizient marktlich beschafft werden können.

Sollte allerdings die Beschaffung des jeweiligen (Teil-)Bedarfs über den Markt möglich und (technisch) sinnvoll sein, so findet im nächsten Prozessschritt eine marktliche Prüfung statt: Hierbei werden marktliche Angebote mit einem von den ÜNB festgelegten Reservationspreis verglichen. Der Reservationspreis entspricht den Kosten (in €/MW), die ein ÜNB für die eigenständige Erbringung des jeweiligen Systembedarfs aufrufen würde. Liegen ausreichend Angebote zur Deckung des Systembedarfs unterhalb des Reservationspreises, so wird der Bedarf vollständig vom Markt gedeckt. Vergütet werden die bezuschlagten Anbieter über (lokale) Kapazitätzahlungen, die sie zusätzlich zu den Einnahmen aus dem EOM erhalten. Liegen alle marktlichen Gebote bzw. liegt ein Teil der marktlichen Gebote oberhalb des Reservationspreises, so wird der Systembedarf vollständig bzw. zum Teil von den ÜNB gedeckt.

5.3.2. Adressierung der Generation & Transmission Adequacy

Der Systemmarkt adressiert potenziell sowohl den Aspekt der gesicherten Leistung bzw. Lastflexibilität als auch die Frage der Lokalität dieser Potenziale. Mit Fortschreiten der Energiewende wird die Lokalität der Erzeugung bzw. der Last immer wichtiger und die Frage der Netzinfrastruktur zunehmend zum Bottleneck. Daher sieht das Konzept des Systemmarktes die Schaffung eines Kapazitätsmarktes mit lokaler Komponente vor. Mit Blick auf die aktuellen Diskussionen zur Zukunft des EOM und die Frage, ob dieser auch zukünftig grundsätzlich ausreichend Refinanzierungsmöglichkeiten für die Marktteilnehmer bietet, ist eine separate Adressierung der Transmission Adequacy jedoch grundsätzlich auch ohne Schaffung eines Kapazitätsmarktes möglich. In diesem Fall könnten örtlich differenziert Zahlungen in – aus System-sicht vorteilhaften – Regionen geleistet werden und so systemdienliche Standortanreize bieten (vgl. Abbildung 9).



Abbildung 9: Schematische Darstellung der Adressierung der Generation & Transmission Adequacy in einem lokalen Kapazitätsmarkt

Grundsätzlich kann zwischen der zentralen und der dezentralen Organisation von Kapazitätsmärkten unterschieden werden, wobei mit Ausnahme von Frankreich bis zur ausstehenden Überarbeitung in 2022, die meisten EU-Mitgliedsstaaten eine zentrale Organisation gewählt haben. Deren Vorteil ist die Effektivität bei der Zielerreichung, das Niveau der Versorgungssicherheit kann genau vorgeben werden sowie die Investitions- und Planungssicherheit für Investoren und ÜNBs steigt. Zudem ermöglicht lediglich ein zentraler Mechanismus die Einbindung einer aus unserer Sicht wichtigen Berücksichtigung der Lokalität der Anlagen. Dies erfolgt beispielsweise im geplanten Kapazitätsmarkt in Belgien. Die lokale Komponente gibt der Kapazität einen zusätzlichen Wert, da ein Anreiz zur Verfügbarkeit an – aus Netz-sicht – sinnvollen Standorten gesetzt wird, z.B. in Süddeutschland unterhalb von aktuellen Engpässen.

Die Ausgestaltung des Mechanismus hat technologie-neutral und möglichst marktnah zu erfolgen. Teilnehmen können Bestands- sowie Neuanlagen sowie (volatile) erneuerbare Energien (über einen Kapazitätsfaktor). Diese Vorgaben müssen auf Basis der Europäischen Regulierung erfüllt sein.

Die Dimensionierung der zu kontrahierenden Kapazität erfolgt dabei durch die Behörden anhand der Untersuchungen der ÜNB auf Basis des gewünschten Niveaus an Versorgungssicherheit, sprich den maximal zu akzeptierenden, erwarteten Ausfallstunden.

Vergütet wird gemäß Beihilferichtlinie die Vorhaltung gesicherter Leistung. Bei der Beschaffung stehen zentrale Auktionen (t+1 bis t+4)⁷ wie in Großbritannien oder eine Kontrahierung durch den ÜNB bspw. auf Basis bilateraler Verträge (z.B. zweiseitiger Differenzkontrakt in Belgien) als mögliche Optionen zur Verfügung. Eine zentrale Ausschreibung kann sicherlich den größten wettbewerblichen Effekt erreichen. Gleichzeitig ist die zeitliche Komponente relevant, da langfristige Ausschreibungen eine höhere Investitionssicherheit bieten, jedoch eine kurze Frist mehr Flexibilität für Kapazitätsanpassungen und einen größeren Anbieter- und Technologiewettbewerb ermöglicht. Daher finden sich in den gängigen Kapazitätsmärkten oft mehr als nur ein festgelegter Zeitraum. Bestandsanlagen erhalten in bestehenden Systemen Jahreskontrakte, Neuanlagen werden zwischen sieben (Frankreich) und 15 Jahren (UK und Belgien) kontrahiert, um den Anbietern ausreichende Investitionssicherheit zu bieten. Aufgrund der Höhe des Investments ist eine Ausweitung des Zeithorizontes anzuraten.

Beim zentralen Auktionsdesign wird die Descending-clock-Auction mit Pay-as-clear-Vergütung⁸ bevorzugt. Dieses Design fördert den Wettbewerb und minimiert das Risiko strategischer Gebote.

Die Abrufe erfolgen im Regelfall bei Erreichen des zuvor festgelegten Ausübungspreises. Zur Sicherstellung der Verfügbarkeit der kontrahierten Anlagen sollten Pönalen bei Nichterfüllung der vertraglichen Verpflichtungen erhoben werden.

Die Refinanzierung bestehender Mechanismus erfolgt teils mittels Netzentgelten, spezifischen Umlagen oder teils Zertifikaten, die durch den BKV zu beschaffen sind. Jedoch sind auch steuerfinanzierte Mechanismen denkbare Optionen.

Auf Basis der bisherigen Erfahrungen und dem Vergleich mit dem Europäischen Ausland schlagen wir für das Modul folgende zentrale Eigenschaften vor:

- Zentral organisierter Mechanismus,
- Lokale Komponente zur Abbildung von wenigen strukturellen Defizit- und Überschussregionen,
- Rückvergütungspflicht zur Absicherung der Verbraucher gegen Knappheitspreise analog eines zweiseitigen Differenzkontaktes.

Die folgende Tabelle beschreibt weitere Eckpunkte zur Schaffung eines möglichen Kapazitätsmoduls im Rahmen des Systemmarktes.

⁷ t meint den Zeitpunkt, in dem die Vertragsdauer beginnt, im Jahr der Auktion; t+1 bei Ausschreibung in 2021 meint also z.B. Oktober 2022.

⁸ Einheitliche Vergütung für alle Anbieter in Höhe des Gebots im Schnittpunkt zwischen Angebot und Nachfrage

Eigenschaft	Amprion Systemmarkt
Typ	Zentraler Kapazitätsmarkt mit lokaler Komponente
Teilnahmebedingung	<ul style="list-style-type: none"> • Technologieneutral (Erzeuger, DSR, grenzüberschreitend offen, ungeförderete EE) • Bestands- & Neuanlagen • Festlegung der Kapazität für grenzüberschreitende Teilnahme durch RSCs • Präqualifikation nötig
Dimensionierung	Regional (zum Start 2-4 Regionen in DE)
Beschaffung	Zentrale Auktionen für jede Beschaffungsregionen
Vergütung	Vorhaltung gesicherter Leistung (1 Jahr für Bestandsanlagen, bis zu 20 Jahre für Neuanlagen)
Abruf / Erfüllung	<ul style="list-style-type: none"> • Festlegung eines Ausübungspreises („Strike Price“) • Vertragsstrafen bei Nichterfüllung

Tabelle 1: Relevante Eigenschaften des Kapazitätsmarkt-Moduls des Systemmarkts

5.3.3. Adressierung der Systemdienstleistungen

Neben der reinen Erzeugungskapazität werden für den sicheren Betrieb des Stromsystems Systemdienstleistungen benötigt. Als ortsunabhängigste Systemdienstleistung wird die frequenzgebundene Regelleistung bereits seit vielen Jahren ausschließlich marktlich durch die Übertragungsnetzbetreiber beschafft. Im Gegensatz dazu erfolgt die Bereitstellung der nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (nf-SDL), zu denen Blindleistung zur Spannungshaltung, Schwarzstartfähigkeit, dynamische Blindstromstützung, Inselbetriebsfähigkeit, Kurzschlussstromspeisung und Momentanreserve gehören, heutzutage zum größten Teil abseits des Marktes. Dabei wird der Bedarf im Übertragungsnetz in vielen Fällen durch die angeschlossenen Großkraftwerke gedeckt. Die technischen Fähigkeiten der Anlagen werden durch die entsprechenden Anforderungen in den TAR sichergestellt. Diese formulieren die wesentlichen Anforderungen als Voraussetzung für den Anschluss von Kundenanlagen an die öffentlichen Energieversorgungsnetze und stellen damit die technischen Mindestanforderungen⁹ dar. Durch die Transformation des Energiesystems fallen jedoch viele Quellen der heutigen nf-SDL im Übertragungsnetz weg.

Für die Abdeckung der verbleibenden Bedarfe gibt es im Grunde genommen drei Möglichkeiten, die Deckung über verbindliche technische Fähigkeiten von Anlagen im Rahmen der TAR, die Errichtung von neuen VINK durch den Netzbetreiber und die marktliche Beschaffung bspw. im Rahmen des Systemmarkts. Identifizierte Bedarfe sind über TAR zu beschaffen, wenn sachgerecht dargelegt werden kann, dass entsprechende Vorgaben zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs von jedem Netzkunden erfüllt werden müssen. Wenn lokal jedoch höhere Bedarfe oder weniger Anlagen im Geltungsbereich der TAR vorhanden sind, bietet sich die Deckung des Bedarfs über eine marktliche Beschaffung, die über die Vorgaben der TAR hinausgeht, oder über die Errichtung einer VINK an. Dabei kommt eine marktliche Beschaffung immer dann in Frage, wenn sie effizient möglich ist und die Bereitstellung der nf-SDL durch Marktteilnehmer nicht zu einer Verschlechterung der Netzsicherheit führt.

Dabei lassen sich die oben genannten Möglichkeiten auch gut kombinieren. So können beispielsweise lokale oder temporäre Bedarfe über die in der TAR geforderten Mindestanforderungen hinaus im Systemmarkt ausgeschrieben werden. Ebenso kann eine nf-SDL in weitere technische Eigenschaften aufgeteilt werden, ggf. einzeln beschafft bzw. vergütet werden können. Ein Beispiel dafür wäre die Differenzierung von Blindleistung nach langsamer oder schneller Aktivierbarkeit bspw. nach Eintritt einer Ausfallsituation.

Der Systemmarkt gibt für die Beschaffung von nf-SDL lediglich einen Rahmen vor. Die Ausgestaltung der jeweiligen Beschaffung orientiert sich dabei stark am jeweiligen Bedarf. So erfolgt die Beschaffung von beispielsweise einer rein technisch abbildbaren Bereitstellung von Momentenreserve anders als die Beschaffung schwarzstartfähiger Anlagen, die in die komplexen Netzwiederaufbaupläne des Übertragungsnetzbetreibers mit allen Verpflichtungen (Schulungen/Übungen/Schwarzstartversuche etc.) mit eingebunden werden müssen.

⁹ Die technischen Mindestanforderungen müssen die Interoperabilität der Netze sicherstellen sowie sachlich gerechtfertigt und diskriminierungsfrei sein.

5.3.4. Wechselwirkungen mit dem EOM

Über das Konzept Systemmarkt wird die langfristige Vorhaltung von Systembedarfen beanreizt. Damit könnte der Systemmarkt einen zentralen Pfeiler des zukünftigen Marktdesigns bilden. Um die europäischen Klimaziele bei gleichzeitiger Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs möglichst kostengünstig erreichen zu können, ist ein stimmiges Marktdesign-Gesamtkonzept notwendig. Hierzu ist es bei der Ausgestaltung des Systemmarkts notwendig, Wechselwirkungen mit weiteren Elementen des zukünftigen Marktdesigns wie bspw. mit dem EOM zu betrachten.

Da der Systemmarkt explizit nur für die langfristige Vorhaltung und Sicherstellung der Bedarfe sorgt, greift er nicht in den späteren Einsatz der entsprechenden Anlagen ein. Der Wirkleistungseinsatz bzw. Dispatch soll weiterhin kosteneffizient über den EOM gesteuert werden und der Redispatch bzw. der ggf. notwendige Einsatz weiterer Anlagen zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs obliegt weiterhin dem zuständigen und verantwortlichen ÜNB. Durch die lokale Komponente des Systemmarkts wird allerdings die Allokation der Anlagen beeinflusst und somit auch indirekt der spätere Dispatch und eventuelle Redispatch. Somit wird beispielsweise durch den lokalen Kapazitätsmarkt langfristig ein ausreichend großes, lokales Redispatchpotenzial sichergestellt, der Redispatchabruf wird allerdings nicht adressiert. In Folge sollte der Systemmarkt insbesondere unter Beachtung der folgenden Punkte mit dem EOM abgestimmt werden:

- **Höhe von Förderungen:** Zur adäquaten Ausgestaltung des Systemmarktes muss prognostiziert werden, wie viel zusätzliche Förderung notwendig ist, damit sich Investoren refinanzieren können. Dabei sind mögliche Anpassungen des EOM wie bspw. ein Gebotszonensplit inklusive damit verbundener Unsicherheiten zu beachten.
- **Standortwahl / lokale Differenzierung von Ausschreibungen:** Die Standortwahl von Marktteilnehmern beeinflusst den Dispatch, resultierende Stromflüsse und Redispatchbedarfe. Bei der Umsetzung lokal differenzierter Vergütungen im Rahmen des Systemmarktes sollten resultierende Effekte auf den Stromhandel beachtet werden.

5.3.5. Abschließende Bewertung

Nach Abwägung aller Vor- und Nachteile der drei untersuchten Marktdesignkonzepte (EOM 3.0, Reserve 2.0 und Systemmarkt) sowie der dazugehörigen Instrumente, erweist sich der Systemmarkt als der zielführendste und aus unserer Sicht sinnvollste Weg hin zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Nachfolgend findet sich eine aus dem Vergleich der Konzepte abgeleitete Zusammenfassung der Vorteile, Chancen, Nachteile und Risiken des Systemmarkts gegenüber den anderen beiden vorgestellten Konzepten.

Vorteile & Chancen

- Sicherstellung der verschiedenen Dimensionen der Versorgungssicherheit
- Integrierte Planung unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen & Markt
- Schaffung von Anreizen zu systemdienlichem Verhalten der Marktteilnehmer
- Wahrung der Kosteneffizienz durch marktgestützte Beschaffung und Festlegung eines Reservationspreises
- Konsistentes und transparentes Verfahren, welches auch auf volatile erneuerbare Energien und flexible Lasten bezogen werden kann

Nachteile & Risiken

- Vergleichsweise komplexes Bedarfsermittlungsverfahren
- Systemeffizienz vom zentralen Planungsprozess abhängig
- Potenziell höhere Kosten bei geringer Marktliquidität (durch Reservationspreis allerdings relativierbar)

Der Systemmarkt bietet in Summe seiner Eigenschaften einen integrierten und konsistenten Rahmen zur Transformation des Energiesystems und für die europäische Energiewende.

6. ZUSAMMENFASSUNG & AUSBLICK

Im Rahmen des Konzeptpapiers wurde die zukünftige Versorgungs- und Systemsicherheit Deutschlands bewertet mit dem Ergebnis, dass eine zeitnahe Anpassung des aktuellen Marktdesigns nötig ist. Neben dem Energy-only-market (EOM) sind weitere finanzielle Anreize zur langfristigen Sicherstellung der Generation und Transmission Adequacy sowie der nötigen Systemdienstleistungen zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebs erforderlich. Daraufhin wurden unterschiedliche Marktdesign-Instrumente analysiert sowie zusammengefasste Marktdesign-Konzepte entwickelt und verglichen.

Neben der reinen Weiterentwicklung des EOM, z.B. über Knappheitspreise, im Konzept „EOM 3.0“ und der Zusammenlegung und langfristigen Stärkung der Reserven im Konzept „Reserve 2.0“ wurde von Amprion das Konzept „Systemmarkt“ entwickelt. Der Systemmarkt ist ein integriertes und gleichzeitig modulares Marktdesignkonzept, das zugleich neutral und technologieoffen konzipiert ist. Das Konzept basiert auf einem dreistufigen Prozess zur Bestimmung, Beschaffung und Bereitstellung der notwendigen Systembedarfe des Energiesystems. Zunächst werden dabei die benötigten Systembedarfe zur Wahrung der System- und Versorgungssicherheit genau definiert. Dabei werden die notwendigen technischen Eigenschaften zur Bereitstellung des Bedarfs sowie die Qualität der entsprechenden Produkte festgelegt. Beispiele sind die lokal gesicherte Wirkleistung oder Momentanreserve. Hierauf aufbauend werden in einem konsistenten Verfahren die zukünftigen, regional differenzierten Bedarfe für jedes Modul des Systemmarkts durch die ÜNB regelmäßig quantifiziert. Unter Berücksichtigung von Beschaffungs- und Vorhaltezeiträumen werden nachfolgend die volkswirtschaftlich sinnvollsten Beschaffungsverfahren für jeden individuellen Systembedarf ermittelt und durchgeführt.

Über örtlich und sachlich differenzierte Zahlungen adressiert er die Problematik, dass nachgelagerte Netz- und Systemkosten heute bei den Investitions- und Betriebsentscheidungen der Marktteilnehmer oftmals nicht adäquat berücksichtigt werden und schafft Marktanreize für eine systemdienliche Auslegung und Standortwahl von Marktteilnehmern. Er funktioniert dabei grundsätzlich ähnlich wie ein zentraler Kapazitätsmarkt, jedoch mit einer lokalen Komponente und erweitert um Systemdienstleistungen, die zur Aufrechterhaltung der Versorgungs- und Systemsicherheit dringend benötigt werden. Die Lokalität des Bedarfs und der Wirkung der unterschiedlichen Systemdienstleistungen unterscheidet sich dabei deutlich, weshalb im Systemmarkt eine unterschiedliche räumliche Auflösung für die individuellen Bedarfe bzw. Module vorliegt. Somit können Marktteilnehmer (z.B. H₂-ready Gaskraftwerke), die in der Lage sind, mehrere Systemdienstleistungen bereitzustellen, bei systemisch sinnvoller Standortwahl auch an unterschiedlichen Modulen des Systemmarkts partizipieren, um potenzielle Synergien zu heben. Bei einer Investitionsentscheidung beispielsweise zum Bau eines neuen Kraftwerkes könnten die verschiedenen Zahlungen des Systemmarktes einen Anreiz setzen, dass dieses Kraftwerk: a) überhaupt gebaut wird, b) an der Stelle gebaut wird, an der es aus Systemsicht Vorteile bietet und c) technisch so ausgelegt wird, dass es auch weitere Systembedarfe decken kann.

Im Vergleich der drei Konzepte und der Abwägung aller Vor- und Nachteile erwies sich der Systemmarkt als das vielversprechendste Marktdesign-Konzept, um einen konsistenten Rahmen für die Transformation des Energiesystems und für die europäische Energiewende zu schaffen.

7. ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AbLa	Abschaltbare Lasten
ACER	European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators
BA	Bedarfsanalysen
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMV	Europäische Binnenmarktverordnung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
bnBm	Besondere netztechnische Betriebsmittel
BNetzA	Bundesnetzagentur
BZ	Bidding Zone / Preiszone
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DSR	Demand Site Response
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy-only-Markt
EU	Europäische Union
GA	Generation Adequacy
GuD Kraftwerk	Gas- und Dampfkombikraftwerk
GW	Gigawatt, elektrische Leistungseinheit
H ₂ -ready Gaskraftwerke	Gaskraftwerke, welche die Umstellung auf den Einsatz von Wasserstoff (H ₂) als Brennstoff technisch erlauben
kWh	Kilowattstunde
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LA	Langfristanalysen
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan Strom
nf-SDL	Nichtfrequenzgebundene Systemdienstleistungen
TA	Transmission Adequacy
TAR	Technische Anschlussregeln
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VINK	Vollständige integrierte Netzkomponenten
VNB	Verteilnetzbetreiber

8.ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Übersicht potenzieller Lösungsansätze für das zukünftige Marktdesign	.14
Abbildung 2: Schematische Darstellung potenzieller Lösungsansätze für das zukünftige Marktdesign.....	15
Abbildung 3: Einordnung des Systemmarktkonzepts in den europäischen Strommarkt	16
Abbildung 4: Potenzielle Systembedarfe	18
Abbildung 5: Schematische Darstellung von Beschaffungskonzepten für Systembedarfe	19
Abbildung 6: Vor- und Nachteile einer marktgestützten Beschaffung	20
Abbildung 7: Schematische Darstellung der prozessualen Abläufe im Systemmarkt...	21
Abbildung 8: Schematische Darstellung der Adressierung der Generation & Transmission Adequacy in einem lokalen Kapazitätsmarkt	23

9.TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Relevante Eigenschaften des Kapazitätsmarkt-Moduls des Systemmarkts	25
--	----