



# MARKTGESTÜTZTE BESCHAFFUNG VON MOMENTANRESERVE

MÄRZ 2023

# VORWORT

Der Umbau unseres Energiesystems auf dem Weg in Richtung Klimaneutralität geht mit zahlreichen technischen Herausforderungen einher. Dies betrifft Amprion als Übertragungsnetzbetreiber im Herzen Europas in besonderem Maße. Mit dem Kernenergie- und Kohleausstieg gehen großflächig Erzeugungskapazitäten vom Netz, die in der Vergangenheit durch die Bereitstellung wichtiger Systemdienstleistungen (SDL) einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung des Übertragungsnetzes geleistet haben. Der steigende, lokale Bedarf an diesen Systemdienstleistungen muss daher in Zukunft von Erneuerbaren Energien, Speichern, flexiblen Kraftwerken auf Basis regenerativer Brennstoffe sowie neuen, innovativen Netzkomponenten gedeckt werden. Gegebenenfalls ist hierfür eine zusätzliche marktgestützte Beschaffung notwendig.

Im Fall der SDL „Momentanreserve“ ergab die Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen nach §12h EnWG aus dem Jahr 2020 durch die Bundesnetzagentur (BNetzA), dass kurzfristig kein zusätzlicher Bedarf an Momentanreserve besteht. Dieses Ergebnis basiert auf der Annahme einer auslegungsrelevanten Störung für die Primärregelung mit einem Leistungsungleichgewicht von 3 GW. Die Analysen im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP2035v2021) zeigen allerdings, dass im Fall einer Netzauftrennung (System Split) deutlich höhere Leistungsungleichgewichte auftreten und gleichzeitig aufgrund der Abschaltung konventioneller Kraftwerke weniger Momentanreserve in Deutschland vorhanden ist. Daher sind insgesamt sehr hohe Momentanreservebedarfe erforderlich, die sich zudem regional unterscheiden.

Dies war Anlass für Amprion, eine Studie zur Prüfung des Bedarfs und der Ausarbeitung von Eckpunkten für ein marktgestütztes Beschaffungskonzept zu beauftragen, welches eine zeitnahe Beschaffung und Bereitstellung von Momentanreserve ermöglicht. Hierzu wurden zunächst der zukünftige Bedarf an Momentanreserve sowie die Potenziale zur Bedarfsdeckung in Anlehnung an den NEP untersucht. Die Ergebnisse zeigen unter den zugrundeliegenden Annahmen, einen hohen zusätzlichen Bedarf, der zeitnah eine zusätzliche marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve erfordert. Angesichts der durchgeführten Bedarfs- und Potenzialanalyse erscheint es folglich sinnvoll, die von der BNetzA in 2020 festgelegte Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung zeitnah aufzuheben und eine marktgestützte Beschaffung für Momentanreserve, insb. zur Beschleunigung der Technologieentwicklung, einzuführen.

Die vorliegende Studie setzt sich aus zwei Teilen zusammen: Einem Abschlussbericht zum Projekt (Consentec GmbH & TU Stuttgart – IFK) sowie einem Zweitgutachten (TU Braunschweig – elenia). Sie ist zudem Teil des Amprion Systemmarkt-Projekts ([www.systemmarkt.net](http://www.systemmarkt.net)). Es handelt sich dabei um ein integriertes und gleichzeitig modulares Marktdesign, das über eine zentrale Plattform alle erforderlichen Bedarfe des Energiesystems ermittelt und deren Beschaffungsprozess koordinieren soll. Das Konzept stellt somit eine notwendige Ergänzung zu den bestehenden Spot- und Terminmärkten dar und sichert so die langfristige Vorhaltung der notwendigen Systembedarfe, wie z.B. Momentanreserve. Im Fokus steht dabei das Ziel, langfristig die System- und Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

## **Auftraggeber**

### **Amprion GmbH**

Robert-Schuman-Straße 7  
44263 Dortmund



## **Projektpartner**

### **Consentec GmbH**

Grüner Weg 1  
52070 Aachen

consentec

### **Technische Universität Stuttgart**

IFK, Abteilung für Stromerzeugung und Automatisierungstechnik  
Pfaffenwaldring 23  
70569 Stuttgart

ifk

### **Technische Universität Braunschweig**

elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme  
Schleinitzstraße 23  
38106 Braunschweig





# **Ausarbeitung eines marktgestützten Beschaffungskonzeptes für Momentanreserve**

## **Gutachten**

im Auftrag von

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund

24. Februar 2023

# Ausarbeitung eines marktgestützten Beschaffungskonzeptes für Momentanreserve

## Gutachten

im Auftrag von

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund

24. Februar 2023

## Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: [info@consentec.de](mailto:info@consentec.de)

<http://www.consentec.de>

## In Kooperation mit:

Universität Stuttgart

IFK, Abteilung für Stromerzeugung und Automatisierungstechnik

Pfaffenwaldring 23

70569 Stuttgart

Deutschland

Prof. Dr.-Ing. Hendrik Lens

Tel. +49 711 685-63491

E-Mail: [hendrik.lens@ifk.uni-stuttgart.de](mailto:hendrik.lens@ifk.uni-stuttgart.de)

<https://www.ifk.uni-stuttgart.de/forschung/stromerzeugung-und-automatisierungstechnik/>

## Zusammenfassung

Momentanreserve bezeichnet die intrinsische, unverzögerte Leistungsreserve der rotierenden Massen von im Wesentlichen konventionellen Kraftwerken, die über Synchrongeneratoren mit dem Netz verbunden sind. Diese Reserve speist im Falle eines Leistungsdefizits Rotationsenergie der rotierenden Masse in das Netz, während sie im Falle eines Leistungsüberschusses Leistung aus dem Netz als Rotationsenergie speichert. Der Abruf von Momentanreserve und damit das Ein- oder Ausspeichern kinetischer Energie führt zu einem Anstieg oder Abfall der Frequenz. Daher muss die Momentanreserve vor Erreichen der Frequenzgrenzen durch nachgelagerte Mechanismen abgelöst werden. Damit diese Maßnahmen rechtzeitig greifen können, ist ein Mindestmaß an Trägheit im System erforderlich, um den Frequenzgradienten zu begrenzen.

Die fortschreitende Durchdringung von EE-Anlagen im Rahmen der Energiewende führt einerseits zu einer sich stark verändernden Einspeisesituation und damit auch zu der weiträumigen Stromtransite im Übertragungsnetz. Andererseits ist durch den steigenden Anteil von EE-Anlagen und den Wegfall konventioneller Kraftwerke eine starke Variation in der Menge und Verteilung der verfügbaren Momentanreserve sowie ein prinzipieller Rückgang an Momentanreserve zu erwarten.

Der rechtliche Rahmen für die Beschaffung von Momentanreserve wird durch die Strombinnenmarkttrichtlinie sowie auf nationaler Ebene durch § 12h EnWG gesetzt, die eine marktgestützte Form der Beschaffung vorsehen. Am 18. Dezember 2020 kam die Bundesnetzagentur (BNetzA) zu der Einschätzung, für den Zeitraum 2021 bis 2025 eine Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung für Momentanreserve zu erlassen. Dabei ist jedoch zu beachten, dass als Referenzkriterium für die Einschätzung ein 3 GW Systemungleichgewicht und ein intaktes Verbundsystem (also keine Systemauftrennung) zugrunde gelegt wurde. Für 2023 steht eine Überprüfung dieser Ausnahme seitens der BNetzA an.

Consentec und das IFK der Universität Stuttgart haben in diesem Zusammenhang die Hintergründe und Bedarfe für Momentanreserve aufbereitet, Eckpunkte für ein Beschaffungskonzept erarbeitet und vor dem Hintergrund der dabei gewonnenen Erkenntnisse die regulatorische Bewertung der Effizienz einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve geprüft.

Auch wenn die Datenlage für die zukünftigen Szenarien teilweise unvollständig ist, weisen einschlägige Studien darauf hin, dass unter Berücksichtigung von Systemauftrennungen bereits heute ein zusätzlicher, d. h. über die Momentanreserve aus Synchrongeneratoren hinaus, sowohl positiver als auch negativer Momentanreservebedarf besteht, der im Laufe der Jahre weiter zunehmen dürfte. Aktuell gibt es bereits erste Bestrebungen, dieser Entwicklung entgegenzuwirken und den Bedarf zu decken. So werden aktuell die Technischen Anschlussregeln (TAR) des VDE überarbeitet, wodurch zukünftig auch von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen voraussichtlich ein entsprechender Momentanreservebeitrag gefordert wird. Flankierend hat die BNetzA den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) die Installation vollständig integrierter Netzkomponenten (VINK) genehmigt, verbunden mit dem Ziel, Momentanreserve aus diesen Anlagen bereitzustellen.

Die novellierten TAR und die bestätigten VINK tragen zwar zur Deckung des Bedarfs bei, werden aber aller Voraussicht nach nicht in der Lage sein, den Bedarf zu jedem Zeitpunkt vollständig zu decken. Zudem ist die konkrete Ausgestaltung sowie der Zeitpunkt des Inkrafttretens der TAR mit großen Unsicherheiten behaftet. Deshalb sind auch anderweitige Beschaffungswege zu diskutieren, die eine nachhaltige Deckung des Momentanreservebedarfs erlauben. Im Zentrum der Diskussion steht dabei ein Zugriff auf bereits heute bestehende oder in naher Zukunft absehbare

Potentialen aus Anlagen mit umrichterbasiertem Netzanschluss, wie beispielsweise Batteriespeichersysteme oder auch EE-Anlagen. Dies erfordert jedoch auch die Ausrüstung der Anlagen mit sogenannten netzbildenden Umrichtern.

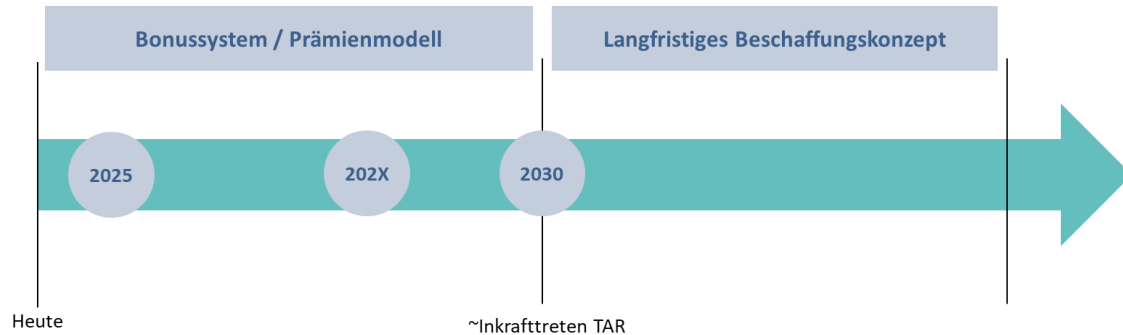
Generell ist die Ableitung sowohl der Bedarfe als auch der Momentanreservepotentiale stark von den Entwicklungen im Energiesystem abhängig. Die in der Studie ausgewerteten Daten (hier NEP2035 und NEP2037) deuten darauf hin, dass für eine vollständige Bedarfsdeckung (ohne zusätzliche VINK) wesentliche, wenn nicht sogar alle verfügbaren Potentiale aus geeigneten umrichterbasierten Anlagen gehoben werden müssten. Herausfordernd dabei ist, dass einige Technologien für die Bereitstellung von Momentanreserve eher ungeeignet erscheinen. Die Haupthindernisse sind die mangelnde Technologiereife und die fehlende Korrelation zum Momentanreservebedarf (z. B. bei Photovoltaikanlagen) sowie grundsätzliche betriebliche Hindernisse, insb. bei Niederspannungsanlagen. Kurzfristig sind signifikante Beiträge zur Momentanreserve nur von zentralen Batteriespeichersystemen sowie Windenergieanlagen zu erwarten, wobei bei Letzteren noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht.

Um den bestehenden und absehbaren Momentanreservebedarf zu decken, sind drei grundlegende Beschaffungsformen sowie mögliche Kombinationen dieser Formen denkbar: die Selbsterbringung durch VINK, die marktgestützte Beschaffung und die regulatorische Beschaffung (worunter hier auch Vorgaben aus technischen Regeln gezählt werden). Das von der BNetzA aktuell genehmigte Budget für VINK reicht nur für etwa 5 % des im Netzentwicklungsplan 2035 ausgewiesenen Momentanreservebedarfs aus. Daher wurde in der Studie die marktgestützte Beschaffung verstärkt untersucht und ein geeignetes Beschaffungskonzept erarbeitet.

Dabei muss zwischen den Grundformen der marktgestützten Beschaffung und deren Eignung für die Beschaffung von Momentanreserve abgewogen werden. Während bilaterale Verhandlungen und Auktionen aufgrund des hohen Aufwands auf Seiten der ÜNB bzw. des hohen Organisationsgrads auszuschließen sind, wäre zum aktuellen Zeitpunkt eine marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve in Form einer Ausschreibung sowie eines Bonus- bzw. Prämiensystems denkbar. Auch wenn Ausschreibungen die kurzfristige Beschaffung eines Teils des Bedarfs an Momentanreserve, insbesondere von Großbatteriespeichern, ermöglichen würden, ist anzuzweifeln, ob die Voraussetzungen an eine hinreichende Liquidität eines möglichen Marktes in der derzeitigen Situation erfüllt sind und somit ein Marktversagen ausgeschlossen werden kann. Darüber hinaus sind Ausschreibungen mit Risiken für die Anbieter verbunden: Einerseits kann die vorherrschende Kostenunsicherheit auf Anbieterseite zu der Abgabe von Geboten führen, die unter den tatsächlichen Kosten liegen (Winner's Curse). Andererseits bieten Ausschreibungen wenig Planungssicherheit für Anbieter in Bezug auf umzulegende Forschungs- und Entwicklungs (F&E)- und sonstige Transaktionskosten. In der Konsequenz wäre eine dynamisch ineffiziente Beschaffung über ein Ausschreibungsmodell nicht unwahrscheinlich.

Ein Bonus- bzw. Prämiensystem wird aufgrund der Freiwilligkeit des Angebots von Momentanreserve für die Anbieter ebenfalls als marktgestützte Beschaffung eingestuft. Es würde für Planungssicherheit auf Anbieterseite führen und somit auch Investitionen in die noch notwendige Entwicklung netzbildender Umrichteranlagen begünstigen. Im Gegensatz zur Ausschreibung, bei der das über den Markt beschaffbare Momentanreservepotential hinreichend robust abgeschätzt werden muss, um die Gefahr von Marktversagen zu reduzieren, ist dies beim Bonus- bzw. Prämiensystem zudem keine Voraussetzung. Allerdings ermöglicht ein Bonus- oder Prämiensystem keine direkte Mengensteuerung und nur bedingt eine effiziente Ressourcenallokation. Bei falscher Parametrierung besteht somit die Gefahr einer Überförderung.

Unter Abwägung der Vor- und Nachteile haben die Gutachter eine Präferenz für ein Bonussystem. In der nachfolgenden Abbildung ist ein Vorschlag für das zeitliche Vorgehen bei der Beschaffung von Momentanreserve dargestellt.



**Start Bonussystem**

- Zeitnaher Start der marktgestützten Beschaffung (z.B. ab 2025)
- Fokus auf WEA und Speicher mit jeweils indiv. angepassten Bonussystemen
- Enges Monitoring der beschafften Mengen und der Förderhöhe je Technologie

**Neubewertung der Rahmenbedingungen**

- Analyse zu MR-Bedarf
- Analyse zu MR-Angebot
- Analyse sonstiger Faktoren, wie bspw. Entwicklung TAR und Marktreife

**Langfristiges Beschaffungskonzept**

- 3-Säulen-Modell: VINK, TAR & marktgestützte Beschaffung
- Änderung der marktgestützten Beschaffung, bspw. Ablösung durch Ausschreibung (ggf. auch technologieabhängig)?
- Ausschließlich reg. Beschaffung?

*Vorschlag für ein zeitliches Vorgehen bei der Beschaffung von Momentanreserve*

Dem Vorschlag folgend, wäre ein zeitnaher Start einer marktgestützten Beschaffung mit einem Bonussystem möglich, wobei der Fokus auf Windenergieanlagen und zentralen Speichersystemen liegen sollte. Dabei wären individuell angepasste Bonussysteme für die beiden Technologien zu empfehlen, um den unterschiedlichen Technologiereifegraden Rechnung zu tragen. Die Einführung des Bonussystems sollte einem engen Monitoring unterliegen, um die beschafften Mengen an Momentanreserve zu überprüfen und ggf. die Höhe der Förderung für die einzelnen Technologien regelmäßig anzupassen.

Anschließend sollte der Rahmen für die Momentanreserve einer stetigen Bewertung unterzogen werden. Dabei sollte auch untersucht werden, wie sich die Nachfrage und das Angebot an Momentanreserve entwickelt haben. Darüber hinaus sollten auch andere Faktoren wie die Entwicklung der TAR und die Marktreife sonstiger Technologien analysiert werden. Daraus lassen sich auch Rückschlüsse ziehen, wie effektiv das Bonussystem war und ob das zukünftige langfristige Beschaffungskonzept angepasst werden sollte.

Das langfristige Beschaffungskonzept stützt sich im Wesentlichen auf die drei Säulen VINK, Beiträge aus TAR und marktgestützte Beschaffung. Es ist durchaus möglich, dass es sich anbietet, das Bonussystem durch eine andere Marktform, z. B. eine technologieabhängige Ausschreibung, zu ersetzen, wenn die Marktreife der benötigten Potentiale erreicht ist und ausreichend Angebot vorliegt. Sollte eine marktgestützte Beschaffung nicht die gewünschten Ergebnisse erzielen, sollte geprüft werden, verstärkt auf verpflichtende Bereitstellung in Form regulatorischer Beschaffung zu setzen. Denn in einem zukünftigen System mit einem weiterhin bestehenden Nachfrageüberhang könnte die regulierte Beschaffung, die eine - ggf. vergütete - verpflichtende Bereitstellung von Momentanreserve vorsieht, der bessere Weg sein.

Im Vergleich zur marktgestützten Beschaffung hat die regulierte Beschaffung den Vorteil, dass sie Sicherheit über die beschafften Mengen bietet. Während bei der marktgestützten Beschaffung jeder Anbieter selbst entscheiden kann, ob er am Markt teilnimmt oder nicht, unterliegt



bei der regulierten Beschaffung jeder Anbieter den regulatorischen Vorgaben. Der zentrale Nachteil der regulierten Beschaffung besteht darin, dass die Anbieter zur Bereitstellung von Momentanreserve gezwungen wären und somit unabhängig von ihren Kosten Momentanreserve erbringen müssten. Dies führt zum einen zu ineffizienten Investitionen und zum anderen zu einer ineffizienten Ressourcenallokation. Im Extremfall könnten einzelne Technologien nicht mehr rentabel sein. Zu den Vorteilen der marktgestützten Beschaffung gehört, dass sie relativ kurzfristig umgesetzt werden könnte und zu einer effizienten Ressourcenallokation und effizienten Investitionsanreizen führen kann. Nachteilig ist bei einer marktgestützten Beschaffung zu bewerten, dass das Marktergebnis nie vorhergesagt werden kann und somit eine gewisse Unsicherheit bezüglich der Mengen und Kosten der Momentanreserve besteht. Zudem ist eine marktgestützte Form der Beschaffung von Momentanreserve immer mit Transaktionskosten verbunden und ein Marktversagen kann nicht prinzipiell ausgeschlossen werden.

Die endgültige Entscheidung hängt schlussendlich von der Einschätzung der BNetzA ab. Letztlich ist eine Abwägung zwischen einer schnellen Deckung der Lücke an Momentanreserve und der Kosteneffizienz notwendig.

Angesichts der hier durchgeführten Bedarfs- und Potentialanalyse erscheint es zumindest kurzfristig sinnvoll, die von der BNetzA in 2020 verfügte Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung aufzuheben und eine marktgestützte Beschaffung in Form eines Bonussystems einzuführen, um die Technologieentwicklung zu stimulieren und die Marktreife insbesondere für Windenergieanlagen und Batteriespeichersystemen mit Beitrag zur Momentanreserve zeitnah zu erreichen. Mittelfristig sollten die Rahmenbedingungen neu bewertet und das Beschaffungskonzept ggf. langfristig angepasst werden.

## Executive summary

Inertial response (or instantaneous reserve) is the intrinsic, instantaneous power reserve of the rotating masses of mostly conventional power plants which are connected to the grid via synchronous generators. In the event of a power deficit, inertia causes kinetic energy stored in the rotating masses to be fed into the grid, while in the case of a power surplus, energy taken from the grid is stored as additional rotational energy. This storage or withdrawal of kinetic energy increases or decreases the grid frequency. Before the frequency limits are reached, inertial response must therefore be replaced by additional mechanisms. In order to limit the RoCoF (rate of change of frequency) and to secure that the additional mechanisms take effect in due time, a minimum level of inertia is always required.

The ongoing penetration of renewable energy sources (RES) leads to a constantly changing feed-in situation and also to long-distance power transits in the transmission grid. Due to the increasing share of RES and the phase-out of conventional power plants, both, a strong variation in the amount and distribution of available inertia as well as an overall decrease in inertia, can be expected.

Here, the EU sets the legal framework for the procurement of inertia „Directive on common rules for the internal market for electricity“. In Germany, this directive is further specified as national law in § 12h EnWG. This legal framework foresees a market-based procurement for inertia. Nevertheless, fearing high transaction costs, in 2020, the German Federal Network Agency (in German: Bundesnetzagentur (BNetzA)), which is the German National Regulatory Authority (NRA), came to the conclusion that an exemption from the market-based procurement for inertia should be granted for the period 2021 to 2025. However, it should be noted that this conclusion assumes that the demand for inertia is defined based on a system imbalance of 3 GW only while operating in an intact interconnected system (i.e. no system split). A review of the exemption from the market-based procurement by BNetzA is pending for 2023.

In this context, Consentec and the Institute of Combustion and Power Plant Technology (IFK) of the University of Stuttgart have assessed the technical background and requirements for inertia. They have developed key points for a market-based procurement concept, and examined the efficiency of this concept against other methods of securing inertia.

Although data for future scenarios is partly incomplete, most recent studies indicate that already today there is an additional inertia demand within Germany exceeding the inertia provided by synchronous generators, when considering system split scenarios. This holds true both for positive and negative inertia and is likely to further increase over upcoming years.

Currently, there are already efforts to counteract this development to cover the future demand: in Germany, the Technical Connection Rules (TAR) are currently being revised, which will most likely prescribe inertia contributions from converter-based generation plants. Additionally, BNetzA has also approved the installation of fully integrated network components (VINK), like STATCOMS or rotating phase shifters.

Even though the revised TAR and the confirmed VINK contribute to meeting the demand, they will likely not be able to fully close the existing and upcoming gap at all times. In addition, the specific contents (in form of the prescribed contribution) and the date when the revised TAR enters into force are subject to significant uncertainty. For this reason, other approaches are currently discussed that allow the current inertia demand to be met on a sustainable basis. The public discussion focuses on the potential from converter-based plants that already exists today

or can be foreseen in the near future, such as battery storage systems or even RES. However, this also requires the equipment of the plants with grid-forming converters.

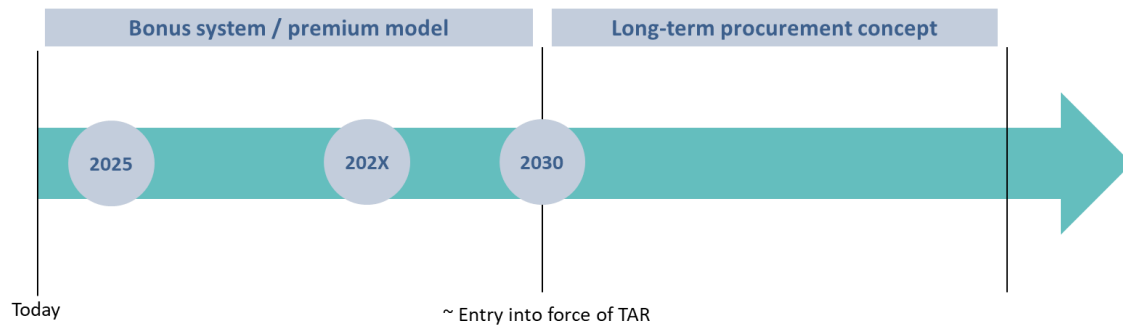
In general, the inertia potentials arising from those plants as well as inertia demands are highly dependent on the developments in the energy system. The data evaluated in this study (based on NEP2035 and NEP2037) indicate that substantial, if not all, available potential from suitable converter-based plants would need to be procured to fully meet the demand (without the installation of additional VINK). A challenge here is that some technologies seem rather unsuitable for providing inertia. The main obstacles are the lack of technology maturity and the lack of correlation with demand of inertia (e.g., in the case of photovoltaic plants). Inertia provision by plants connected at the low-voltage level is hindered by further fundamental operational obstacles. In the short term, significant contributions to system inertia can only be expected from central battery storage systems and wind turbines, although for the latter further research and development is required.

To meet existing and foreseeable demand of inertia, three basic forms of procurement, as well as possible combinations of these forms, are possible: Self-provision of the TSOs by VINK, market-based procurement, and regulations which prescribe for the provision of inertia. The budget currently approved by the BNetzA for VINK is only sufficient to cover about 5% of the demand identified in the NEP2035. In this study, market-based procurement is increasingly investigated and a suitable procurement concept is developed.

In this context, it is necessary to assess the basic models of market-based procurement in general and their suitability for the procurement of inertia, in particular. While bilateral negotiations and auctions can be ruled out due to the high effort for the TSOs and the high degree of organization, a market-based procurement of inertia in the form of a tender and a bonus system would be feasible at the current point in time. Even in the case tenders would enable the short-term procurement of part of the demand for inertia, in particular from large-scale battery storage systems, it is questionable whether the requirements for sufficient market liquidity are met in the current situation and thus whether a market failure can be ruled out. Furthermore, tenders are associated with risks for the suppliers: On the one hand, the prevailing cost uncertainty on the supplier side can lead to the submission of bids that are lower than the actual costs (winner's curse problem). On the other hand, tenders offer little reliability of planning for suppliers regarding research and development (R&D) and other transaction costs to be allocated. As a consequence, inefficient procurement via a tender model would not be unlikely.

A bonus system also qualifies as a market-based procurement as plant operators would be free to provide or not provide inertia given the offered bonus. It would provide reliability for planning for suppliers and thus also encourage investment in the development of grid-forming converters, still being necessary. In contrast to tenders, where the inertia potential that can be procured via the market must be estimated in a sufficiently robust manner to reduce the risk of market failures, this is not a prerequisite for the bonus system. However, a bonus system does not allow for direct control of the procured quantity. An efficient resource allocation is also possible to a limited extent. If the parameters are set incorrectly, there will thus be a risk of overfunding.

Having considered the advantages and disadvantages, the consultants have a preference for a bonus system. The following figure shows a proposal for the timing of the procurement of inertia.



**Start bonus system**

- Timely start of market-based procurement (e.g., from 2025)
- Focus on wind turbines and storage systems, each with individually adapted bonus systems
- Close monitoring of procured quantities and subsidy levels per technology

**Reassessment of the general conditions**

- Analysis of inertia demand
- Analysis of inertia supply
- Analysis of other factors, e.g. development of TAR and market maturity

**Long-term procurement concept**

- 3-pillar model: VINK, TAR & market-based procurement
- Change in market-based procurement, e.g. replacement by tendering (possibly also technology-dependent)?
- Regulations only?

*Proposal for the procurement of inertia*

Following the proposal, a timely start of a market-based procurement with a bonus system would be possible, focusing on wind turbines and central battery storage systems. Individually adapted bonus systems for the two technologies would be recommended in order to take account for the different degrees of technology maturity. The introduced bonus system should be subject to close monitoring in order to review the procured quantities of inertia and, if necessary, regularly adjust the level of the bonus for individual technologies.

Subsequently, the framework should be subject to constant evaluation. This should include an examination of how the demand and supply of inertia have evolved. In addition, other factors such as the development of the TAR and the market maturity of other technologies should also be analyzed. This will also allow conclusions to be drawn on how effective the bonus system has been and whether the future long-term procurement concept should be adjusted.

The long-term procurement concept is essentially based on the three pillars of VINK, contributions due to the TAR and market-based procurement. It is possible to appropriately replace the bonus system with another model of market-based procurement, e.g. a tender, when the market maturity of the required plants has been reached and sufficient supply would be available. In the case market-based procurement does not achieve the desired results, consideration should be given to relying more on mandatory provision in the form of regulatory regulations. In a future system with a demand of continuously exceeding supply, regulations that foresee the mandatory provision of inertia - possibly remunerated - could be the better way.

Compared to a market-based procurement, regulations have the advantage of providing more certainty about the quantities procured. While in the case of market-based procurement each supplier can decide for itself whether or not to participate in the market, in the case of regulatory regulations each supplier is subject to mandatory provision. The central disadvantage of regulations is that suppliers would be forced to provide inertia and would thus have to provide inertia regardless of their costs. This leads to inefficient investments on the one hand and inefficient resource allocation on the other hand. In extreme cases, individual technologies might no longer be profitable. The advantages of market-based procurement include the fact that it could be implemented at relatively short notice and can lead to efficient resource allocation and

efficient investment incentives. A disadvantage of market-based procurement is that the market outcome can never be predicted and thus there is uncertainty regarding the quantities and costs of inertia. In addition, a market-based form of procurement of inertia is always associated with transaction costs and a market failure cannot be ruled out in principle.

The final decision ultimately depends on the assessment of BNetzA. In the end, it will be necessary to weigh up the need to cover the gap quickly against cost efficiency.

Based on the analyzed demand and potential carried out here, it seems reasonable, at least in the short term, to revoke the exemption from market-based procurement decreed by the BNetzA in 2020 and to introduce market-based procurement in the form of a bonus system in order to stimulate technology development and to achieve market maturity timely, especially for wind turbines and battery storage systems. In the medium term, the conditions should be re-evaluated and the procurement concept adapted in the long term, if necessary.

## Inhalt

<b>Zusammenfassung</b>	<b>i</b>
<b>Executive summary</b>	<b>v</b>
<b>1 Hintergrund und Ziel</b>	<b>1</b>
<b>2 Momentanreservebedarf und Optionen zur effizienten Deckung</b>	<b>3</b>
2.1 Grundannahmen und Einordnung	3
2.2 Bedarf und Bedarfsdeckung	7
<b>3 Marktgestütztes Beschaffungskonzept für Momentanreserve</b>	<b>16</b>
3.1 Definition marktgestützte Beschaffung	16
3.2 Prüfschema und Kriterien für eine marktgestützte Beschaffung	16
3.3 Voraussetzungen für eine marktgestützte Beschaffung	17
3.4 Formen der Beschaffung von Momentanreserve	20
3.5 Nutzen einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve	21
3.6 Grundformen der marktgestützten Beschaffung	21
3.7 Welches marktgestützte Beschaffungsmodell ist wann sinnvoll?	23
3.8 Welches marktgestützte Beschaffungsmodell ist kurzfristig für Momentanreserve geeignet?	24
<b>4 Ausgestaltung eines Bonussystems</b>	<b>31</b>
4.1 Ausgestaltung des Bonus und Förderhöhe	31
4.2 Differenzierung	32
<b>5 Analyse von alternativen Beschaffungsformen</b>	<b>34</b>
<b>6 Einordnung und Empfehlung</b>	<b>36</b>
<b>7 Literatur</b>	<b>39</b>



## 1 Hintergrund und Ziel

Die Umsetzung des Ziels der Klimaneutralität bis 2045, im Stromsystem womöglich sogar deutlich früher, bringt vielfältige technische Herausforderungen mit sich. Neben offensichtlich kritischen Aspekten wie der Umsetzung des erforderlichen Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Stromnetze stellen sich viele technische Fragen, die bisher nicht im Zentrum der öffentlichen Aufmerksamkeit stehen, die aber dennoch zeitnah gelöst werden müssen, um ein klimaneutrales Energiesystem sicher betreiben zu können.

Zu diesen Fragen zählt die Erbringung nicht-frequenzbezogener Systemdienstleistungen (NFSDL), die heute vielfach von den Synchrongeneratoren thermischer und hydraulischer Großkraftwerke bereitgestellt werden, und hier insbesondere die Momentanreserve/Systemträchtigkeit.

Momentanreserve sorgt nach dem Auftreten von Leistungsbilanzungleichgewichten noch vor dem regelungstechnisch gesteuerten Einsetzen der Primärregelreserve für einen instantanen Bilanzausgleich und begrenzt die Änderung der Netzfrequenz durch Ausspeicherung (Leistungsbilanzunterdeckung) bzw. Einspeicherung (Leistungsbilanzüberdeckung) elektrischer Energie. Die Speicherung erfolgt heute automatisch und ohne Reglereingriffe als kinetische Energie in den rotierenden Massen der netzsynchron laufenden Maschinen.

Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien, die heute im Regelfall über netzfolgende Umrichter an das Netz angeschlossen sind, und abnehmender Leistung der mit dem Netz synchronisierten Maschinensätze nimmt das Niveau der zur Verfügung stehenden Momentanreserve ab. Damit droht eine Zunahme der Frequenzänderungsgeschwindigkeit bei Großstörungen, die die Versorgungssicherheit gefährden kann.

Aktuell ist das Momentanreserveniveau im kontinentaleuropäischen Verbundsystem noch ausreichend, um die notwendige Frequenzstabilität für die Referenzstörung (3000 MW Ausfall), die für die Auslegung der Primärregelleistung (FCR) relevant ist, zu gewährleisten. Aufgrund des hohen Anteils erneuerbarer Energien ist der deutsche Beitrag zur Momentanreserve allerdings heute schon vergleichsweise niedrig und liegt z. B. deutlich unter dem Beitrag Frankreichs, dessen Kernkraftwerksflotte erheblich zur Momentanreserve in Kontinentaleuropa beiträgt.

Neben der Beherrschung des Referenzausfalls wird Momentanreserve zudem auch benötigt, um die nach einer störungsbedingten Systemauftrennung auftretenden Leistungsungleichgewichte ohne Blackout zu beherrschen und die Frequenzänderungsgeschwindigkeit so zu begrenzen, dass Letztmaßnahmen des Systemschutzplans, wie Unter- und Überfrequenzabschaltungen sowie -abregelungen (LFSM-U und LFSM-O), rechtzeitig greifen können. Solche Systemauftrennungen sind selten und in ihrem Auftrittsort kaum prognostizierbare Ereignisse. Die letzte relevante Systemauftrennung mit kontinentaleuropaweit spürbarem Einfluss ist im Januar 2021 aufgetreten. Deutlich größer waren die Folgen bei der Auftrennung im Dezember 2006. Nach Berechnungen der deutschen ÜNB wären die Folgen einer Auftrennung entlang der damaligen Trennungslinie aufgrund des deutlich gewachsenen großräumigen Stromaustausches in Europa mit dem heute noch vorhandenen Momentanreserveniveau bereits nicht mehr sicher beherrschbar.

Eine deutliche Verschlechterung der Situation in Deutschland ist zum einen durch die Stilllegung von Kohle- und Kernkraftwerken und die damit verbundene Abnahme der verfügbaren Synchrongeneratoren zu erwarten. Zum anderen tragen auch der massive Zubau von EE-Anlagen und die damit verbundenen höheren Stromtransite dazu bei. Vor diesem Hintergrund halten die deutschen ÜNB einen schnellen und gezielten Aufbau von Momentanreserve in Deutschland für



notwendig und erwägen hierfür eine marktgestützte Beschaffung. Die grundsätzliche Verpflichtung zur Durchführung einer marktgestützten Beschaffung wurde von der BNetzA im Jahr 2020 bis 2025 ausgesetzt, allerdings auf Basis einer ausschließlichen Betrachtung des auslegungsrelevanten Störfalls für die Primärregelleistung und eines intakten Verbundsystems.

Demgegenüber erachtet Amprion als regelzonenverantwortlicher Übertragungsnetzbetreiber die zumindest vorübergehende Einführung einer marktgestützten Beschaffung als sinnvoll. Consentec und das IFK der Universität Stuttgart haben in diesem Zusammenhang die Hintergründe und Bedarfe für Momentanreserve aufbereitet, ein Beschaffungskonzept erarbeitet und vor dem Hintergrund der dabei gewonnenen Erkenntnisse die regulatorische Bewertung der Effizienz einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve geprüft. Nachfolgend sind die wesentlichen Erkenntnisse der Studie zusammengefasst.

Die Studie ist dabei wie folgt aufgebaut: Im zweiten Kapitel werden der Bedarf an Momentanreserve und mögliche Optionen für eine effiziente Deckung dargestellt. Anschließend wird ein marktgestütztes Beschaffungskonzept für Momentanreserve untersucht und die mögliche Ausgestaltung eines Bonussystems aufgezeigt. Abschließend werden alternative Beschaffungsformen für Momentanreserve analysiert, eingeordnet und eine Empfehlung ausgesprochen.

## 2 Momentanreservebedarf und Optionen zur effizienten Deckung

### 2.1 Grundannahmen und Einordnung

Momentanreserve (MR) beschreibt die intrinsische, unverzögerte Leistungsreserve<sup>1</sup> der synchron mit dem Netz verbundenen rotierenden Massen konventioneller Kraftwerke. Diese Reserve speichert bei einem Leistungsdefizit (d. h. die Antriebsleistung der Synchronmaschine ist geringer als der elektrische Leistungsbezug des Netzes) Leistung aus der Rotationsenergie der rotierenden Masse ins Netz ein, während sie bei einem Leistungsüberschuss Leistung aus dem Netz als Rotationsenergie einspeichert. Eine höhere Momentanreserve wirkt durch die Verringerung der Frequenzänderungsgeschwindigkeit (Rate of Change of Frequency, RoCoF) nach Netzstörungen stabilisierend und erhöht somit die Systemsicherheit. Die im Rahmen der Energiewende fortschreitende Durchdringung von EE-Anlagen führt zu stark veränderten Einspeisesituationen von elektrischer Leistung im kontinentaleuropäischen Verbundsystem. Hierbei ist für die Netzdynamik und die Netzstabilität von großer Relevanz, dass die installierten Wind- und PV-Anlagen über Umrichter – und nicht wie konventionelle Kraftwerke mittels Synchronmaschinen – an das elektrische Netz angeschlossen sind. Die bestehende Umsetzung der Netzanchlussrichtlinien (TAR) fordert von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen keinen Beitrag zur Momentanreserve. Dies führt dazu, dass sowohl die Menge als auch die Verteilung von vorhandener Momentanreserve je nach Einspeisesituation stark variiert, für die Zukunft tendenziell jedoch mit einem signifikanten Rückgang zu rechnen ist.

Aus den bestehenden Anforderungen an die Systemstabilität ergibt sich ein systemischer Bedarf an Momentanreserve zur Sicherstellung eines sicheren Betriebs. Hierbei besteht ein Zusammenhang zwischen dem Bedarf an Momentanreserveleistung, Momentanreserveenergie sowie der Systemträgheit. Dieser Zusammenhang ergibt sich aus den Vorgaben zur Systemstabilität sowie deren Auslegungskriterien. Für die bei der Dimensionierung von Momentanreserve relevanten Großstörungseignisse (v. a. Systemauftrennungen) ist hierbei insbesondere die Umsetzung des Systemschutzplans relevant, in dem diverse Maßnahmen aufgeführt sind, die nur mit einer begrenzten Geschwindigkeit aktiviert werden können bzw. die nur bis zu einer mittleren Frequenzänderungsgeschwindigkeit von 1 Hz/s zuverlässig funktionieren.

Grundsätzlich sind mittels Frequenzumrichter an das Verbundnetz angeschlossene Anlagen technisch in der Lage, Momentanreserve bereitzustellen. Dies erfordert eine Anpassung der zugrundeliegenden Regelung und damit die Umrüstung der Anlagen zu sogenannten netzbildenden Umrichtern („grid-forming converter“, GFC). Diese sind in der jüngeren Vergangenheit zunehmend in den Fokus der wissenschaftlichen Forschung getreten und werden seither auch in diversen realen Anwendungen erprobt und weiterentwickelt. Eine netzbildende Regelung ist eine notwendige Voraussetzung dafür, dass ein Umrichter Momentanreserve bereitstellen kann. Je nach Ausführung ist es aber möglich, dass ein netzbildender Umrichter keine oder nur eine vernachlässigbar kleine Momentanreserve bereitstellt.

---

<sup>1</sup> Aufgrund ihres intrinsischen Charakters ist Momentanreserve fundamental zu unterscheiden von (bisher in Deutschland nicht realisierten) schnellen Regelleistungsarten wie „Fast Frequency Response“ oder Regelleistung, die proportional zur Frequenzänderungsgeschwindigkeit aktiviert wird. Solche Regelleistungsarten sind seit einiger Zeit in der Diskussion. Sie werden teilweise als „emulated inertia“ bezeichnet und daher manchmal auch als vermeintliche Alternativen zu Momentanreserve betrachtet. Zum einen muss für solche Regelleistungsarten die Frequenz zunächst gemessen werden, so dass die Wirkleistungsänderung nicht instantan erfolgt. Zum anderen entspricht die Höhe der aktivierten Momentanreserveleistung aufgrund der physikalischen Zusammenhänge zu jedem Zeitpunkt dem Ungleichgewicht der Wirkleistungsbilanz, was bei Regelleistung nicht der Fall ist. Schnelle Regelleistung kann Momentanreserveleistung daher nicht ersetzen, auch nicht anteilig.

Bei Synchronmaschinen existiert ein physikalischer Zusammenhang zwischen der Momentanreserveleistung, der Momentanreserveenergie sowie der Trägheit (= Anlaufzeitkonstante). Dieser Zusammenhang ergibt sich direkt aus den physikalischen Größen (Bauform, Trägheitsmoment, Nennleistung) der rotierenden Bauteile des Turbosatzes (Synchronmaschine und Turbine). Die von den Synchronmaschinen bereitgestellte Momentanreserveleistung ist somit nur von den (festen) Bauteilgrößen, sowie von den Störungen im Netz (Leistungsungleichgewicht, Frequenzgradient) abhängig.

Demgegenüber sind netzbildende Wechselrichterregelungskonzepte ausschließlich regelungsbasiert. Hierbei kann die Trägheit - und damit eine Bereitstellung von Momentanreserveleistung- im Rahmen der Betriebsgrenzen des Wechselrichters (v. a. Strombegrenzung) frei parametrisiert werden. Durch die Bereitstellung von Momentanreserve entstehen allerdings Rückwirkungen auf die vorgelagerte Erzeugungsanlage (Batteriespeicher, Windenergieanlagen, PV-Anlage, ...), die auch deren Anlagenzustand verändern können. Es ist daher in der Regel nicht ausreichend nur entsprechende Änderungen im Umrichter vorzunehmen, sondern außerdem das Anlagenregelungskonzept anzupassen bzw. neu auszulegen.

Durch die Entwicklung von netzbildenden Wechselrichtern ist zu erwarten, dass in zukünftigen Netzanschlussbedingungen (VDE TAR und europäischen Network Codes) auch von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen ein entsprechender Momentanreservebeitrag gefordert werden wird. Für die Deckung von Momentanreservebedarfen ist eine marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve aus Anlagen denkbar, die nach TAR noch nicht zur Bereitstellung von Momentanreserve verpflichtet sind bzw. von Momentanreservebeiträgen, die über die Anforderungen der TAR hinausgehen.

### Einordnung

In einem ersten Schritt müssen die wesentlichen Einflüsse auf den Momentanreservebedarf und die in verschiedenen Studien [1–4] analysierten Szenarien beschrieben werden. Im Wesentlichen sind die Zusammenhänge zwischen Frequenzänderungsgeschwindigkeit  $df/dt$  (RoCoF) und Leistungsungleichgewicht durch die Trägheit der Synchrongeneratoren bzw. netzbildenden Umrichter gegeben. Eine Erhöhung der verfügbaren Trägheit verringert hierbei den instantanen RoCoF nach Leistungsungleichgewichten, wie sie nach Störfällen im Verbundnetz auftreten. Die in dieser Studie betrachtete Frequenzänderungsgeschwindigkeit entspricht dem mittleren RoCoF gemäß der Darstellung in einem Punktmodell. Dies stellt eine grundsätzliche Vereinfachung dar, da hierbei lokale Effekte vernachlässigt werden. Daher sind die verwendeten RoCoF-Grenzwerte auch nicht als Grenzwerte für lokale Phänomene oder Anforderungen an Erzeugungsanlagen zu verstehen.

Für die Betrachtung etwaiger Wirkleistungsstörungen wird üblicherweise zwischen „Normalbetrieb“ und „Notfallbetrieb“ unterschieden. Im Normalbetrieb sind hierbei Szenarien relevant, in denen Wirkleistungsungleichgewichte auftreten, die unterhalb des 3 GW Referenzstörfalls liegen, nach denen eine Dimensionierung der Regelreserven (FCR / aFRR / mFRR) vorgenommen wird. Klar abzugrenzen hiervon sind Betrachtungen im „Notfallbetrieb“ mit Störszenarien, bei denen kein intaktes Verbundnetz mehr vorliegt (hierbei sind vor allem Systemauftrennungen zu nennen) und die entstehenden Wirkleistungsungleichgewichte deutlich größer sind als die im Referenzstörfall angenommenen 3 GW. Für ein solches Szenario sind die vorgehaltenen Regelreserven nicht ausgelegt, weswegen der bestehende Systemschutzplan diverse weitere Maßnahmen im Verbundnetz vorsieht (LFSM, Unterfrequenzlastabwurf, etc.) [5].

Analysen für zukünftige Szenarien zeigen einheitlich, dass selbst bei einer starken Abnahme an Momentanreserve durch den Wegfall von Synchrongeneratoren und den Ausbau von umrichterbasierter Einspeisung der 3 GW Referenzstörfall keine wesentliche Herausforderung für die Stabilität des Verbundnetzes darstellt. Es ist somit für diesen Fall kein zusätzlicher Momentanreservebedarf ableitbar [2, 4].

Auf der anderen Seite führen die Veränderungen der Erzeugerstruktur im Zuge der Energiewende zu großen Leistungstransiten (v. a. getrieben durch den Ausbau der Windenergieanlagen in Küstennähe sowie Offshore) innerhalb des Verbundsystems. Bei einer Systemauftrennung in diesen Stunden mit hohem Leistungstransit sind sehr hohe Wirkleistungsungleichgewichte in den entstehenden Teilnetzen zu erwarten, die, zusammen mit der stark reduzierten verfügbaren Trägheit bzw. Momentanreserve, extreme Frequenzänderungsgeschwindigkeiten bedingen, die die Wirksamkeit des Systemschutzplans in Frage stellen und zu einem Blackout führen können [4, 6, 7].

Der wesentliche Einflussfaktor für die quantitative Ableitung des Momentanreservebedarfs ist die Frage nach „auslegungsrelevanten Systemauftrennungsszenarien“. Für eine beispielhafte Analyse des Momentanreservebedarfs in Deutschland liefern verschiedene Systemauftrennungen stark variierende Ergebnisse. Hierbei ist es wichtig, dass die betrachteten relevanten Systemauftrennungsszenarien qualitative Einflüsse auf den Momentanreservebedarf adäquat abbilden (v. a. Leistungsflusscharakteristika im Laufe eines Jahres). In der vorliegenden Studie sollen wenige, für Deutschland als hinreichend repräsentativ angenommene Szenarien analysiert werden, die eine Aussage darüber ermöglichen, ob und in welchem Umfang sich ein Momentanreservebedarf in zukünftigen Netzszenarien ableiten lässt.

Nach der Betrachtung relevanter Szenarien (unter Berücksichtigung der Marktanalysen und sich ergebender Leistungsflüsse über die Systemauftrennungsgrenzen sowie verbleibender Momentanreserve) stellt sich im nächsten Schritt die Frage nach der Definition von „auslegungsrelevanten Stunden“. Hierbei steht die grundsätzliche Frage im Raum, welches Level an Bedarfsdeckung notwendig ist, um eine ausreichende Systemsicherheit zu gewährleisten. Die übergeordneten Fragestellungen lauten hierbei: Muss der Momentanreservebedarf zu allen Stunden eines Jahres vollständig gedeckt werden? Ist situativ ein „momentanreservebasierter Redispatch“ denkbar, um die Deckung des Momentanreservebedarfs innerhalb der verschiedenen (Teil-)Netzgebiete sicherzustellen?

Bei der Betrachtung der „Netzgebiete“ innerhalb des Verbundsystems stellt sich die Frage, wo die Bedarfsdeckung erfolgen muss. Aus deutscher Sicht kann hierbei die Frage aufgeworfen werden, ob Anlagen im Ausland zur Deckung des MR-Bedarfs in Deutschland herangezogen werden können oder ob die Deckung innerhalb des Landes (oder der einzelnen Regelzonen) erfolgen muss. Für die Betrachtung mit Anlagen im Ausland sind hierbei Analysen zu Wechselwirkungen (insbesondere) in kritischen Stunden (mit hohem Momentanreservebedarf) notwendig, die ein „ausreichendes Level an Bedarfsdeckung“ (siehe Diskussion in vorherigem Absatz) sicherstellen.

### **Annahmen für die nachfolgenden Analysen**

Auf Basis der beschriebenen grundsätzlichen Einflussfaktoren müssen für die weiteren Analysen in der vorliegenden Studie diverse Annahmen getroffen werden. Für die nachfolgenden Analysen werden gemäß den vom Auftraggeber getroffenen Vorgaben (insbesondere unter Berücksichtigung der Datenlage) hierbei die folgenden Annahmen gemacht:

- Die Studie basiert auf den detaillierten Daten (Marktanalysen) zum Szenariorahmen **NEP 2035 „Szenario B“** [7].
- Die Auswirkungen bzgl. der Entwicklungen im Energiesystem (Szenariorahmen „NEP 2037“ [8]) werden qualitativ skizziert.
- Der maximal zulässige Frequenzgradient (mittlerer RoCoF) zur Sicherstellung des Systemchutzplans wird mit  $\pm 1 \text{ Hz/s}$  angenommen.
- Der MR-Bedarf muss **in jeder Stunde** durch geeignete Maßnahmen gedeckt werden<sup>2</sup>.
- Die Bedarfsdeckung muss durch Anlagen in Deutschland erfolgen.
- Verwendung der **Systemauftrennungen aus 4ÜNB-Analysen** [9] in Abbildung 2.1. Diese sind aus deutscher Sicht zwar grundsätzlich repräsentativ, allerdings könnten andere Systemauftrennungen, die hier nicht betrachtet wurden, zu einem anderen Bedarf führen. Hierbei wird bzgl. des grünen Teilnetzgebiets zwischen „Überfrequenzszenario“ (neg. MR-Bedarf) und „Unterfrequenzszenario“ (pos. MR-Bedarf) unterschieden.
- MR-Bedarfe sind grundsätzlich abhängig von „auslegungsrelevanten Szenarien“.
- Für die Potentialanalysen werden nur Neubauanlagen berücksichtigt, die (nach NEP 2035 „Szenario B“) in den Jahren 2025-2035 an das Netz angeschlossen werden. Hierbei werden alle Anlagen in der Höchst- (HÖS) und Hochspannungsebene (HS) ab 2025, Anlagen in der Mittelspannung (MS) ab 2030 berücksichtigt. Anlagen in der Niederspannung (NS) werden aufgrund hoher systemischer Herausforderungen generell nicht berücksichtigt.
- Das Inkrafttreten der überarbeiteten **TAR** (mit MR-Beiträgen) wird für das **Jahr 2030** angenommen. Hierbei wird angenommen, dass alle Großbatteriespeicher sowie Wind- und PV-Anlagen in HÖS / HS / MS, die ab diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen werden, mit einer Anlaufzeitkonstante von  $T_A = 6 \text{ s}$  ausgestattet sind. Die Annahmen zur Verteilung der Anlagen über die Spannungsebenen werden aus bestehenden EEG-Daten übernommen und interpoliert [10].
- Betrachtung bereits bestätigter **VINK** (bestätigte inst. Leistung) mit einer Anlaufzeitkonstante von  $T_A = 12 \text{ s}$  (entspricht Trägheitsbeitrag von ca. 117 GWs), Beginn der Inbetriebnahme 2025 (Annahme: linearer Zubau bis 2035).

#### **Annahmen zu MR-Potentialen** verschiedener Erzeugungstechnologien

- Strombegrenzung der Umrichter: max. MR-Potential = installierte Leistung.
- Potentiale von Wind-/PV sind abhängig von Verfügbarkeit (Wind / Sonne).
- Wind- und PV-Anlagen stehen nur für negative Momentanreserve zur Verfügung und benötigen daher keinen zusätzlichen Speicher.
- Batteriespeicher sind nicht durch Fahrplan eingeschränkt (Überdimensionierung in Höhe der Nennleistung der Anlage).
- Maximales Potential (obere Abschätzung): Anlaufzeitkonstante  $T_A = 25 \text{ s}$ .

---

<sup>2</sup> Um Redispatch-Effekte abzubilden, wurden für 2035 die jeweils 24 betragsmäßig höchsten MR-Bedarfe nicht betrachtet.

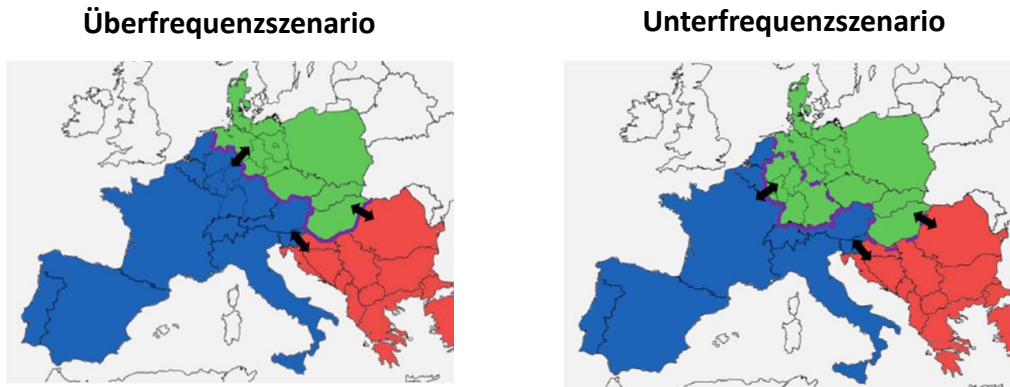


Abbildung 2.1: Definition der betrachteten Systemauftrennungen in Anlehnung an [9]

## 2.2 Bedarf und Bedarfsdeckung

Für die in Abbildung 2.1 dargestellten Systemauftrennungen kann mithilfe der getroffenen Annahmen und den verfügbaren Daten der stündlich aufgelöste Momentanreservebedarf abgeleitet werden. Aus dem Punktmodell ergibt sich der RoCoF für jede Stunde  $k$  mit der Anlaufzeitkonstante  $T_{A,k}$  der resultierenden konventionellen Anlagen sowie dem Lastflussergebnis  $\Delta P_{\text{Split},k}$  über die Systemauftrennungsgrenzen zu

$$\left(\frac{df}{dt}\right)_k = \frac{f_0}{T_{A,k} \cdot P_{\text{Nenn}}} \cdot \Delta P_{\text{Split},k}.$$

Die nachfolgende Auswertung beschränkt sich hierbei jeweils auf das nordöstliche (=grüne) Netzgebiet (Fokus Deutschland). Abbildung 2.2 zeigt die resultierenden Frequenzänderungsgeschwindigkeiten für das grüne Teilnetzgebiet über das Jahr. Als zulässige Grenzwerte sind hier die angenommenen  $\pm 1$  Hz/s eingezeichnet. Im Überfrequenzszenario wird dieser Grenzwert in ca. 2.150 Stunden des Jahres überschritten (mit Frequenzgradienten bis zu 4 Hz/s). In diesen Szenarien kann nicht von einer Beherrschung durch den Systemschutzplan ausgegangen werden, wodurch die Systemsicherheit gefährdet ist. Im Unterfrequenzszenario zeigen sich geringere Bedarfe bzgl. Überfrequenzereignissen (ca. 870 Stunden über Grenzwert, max. 2,05 Hz/s), jedoch in einigen Stunden des Jahres (ca. 1.200 Stunden) eine Überschreitung des Grenzwerts bzgl. Unterfrequenz mit bis zu -2 Hz/s.

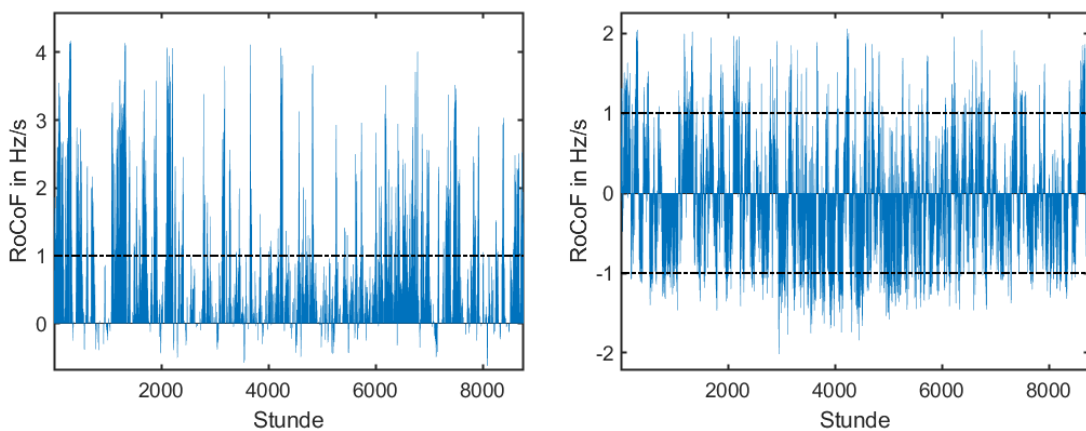


Abbildung 2.2: Resultierender RoCoF über Jahr für nordöstliches Netzgebiet in Überfrequenzszenario (links) und Unterfrequenzszenario (rechts)

Auf Basis dieser Analysen kann für die Stunden, in denen eine Grenzwertverletzung auftritt, ein Bedarf an zusätzlicher (= zusätzlich zur MR aus bestehenden Synchrongeneratoren) Momentanreserve abgeleitet werden. Abbildung 2.3 zeigt die Bedarfe an zusätzlicher Momentanreserveleistung in den beiden Szenarien. Hierbei liegt der Fokus im Fall des „Überfrequenzszenarios“ auf den Stunden, in denen eine Grenzwertverletzung im Bereich der Überfrequenz auftritt, im Fall des „Unterfrequenzszenarios“ auf den Stunden, in denen eine Grenzwertverletzung im Bereich der Unterfrequenz auftritt. Die Stunden mit Grenzwertverletzung nach oben aus der rechten Grafik in Abbildung 2.3 werden nicht weiter berücksichtigt, eine „worst-case“ Analyse ist durch die Betrachtung des Überfrequenzszenarios sichergestellt.

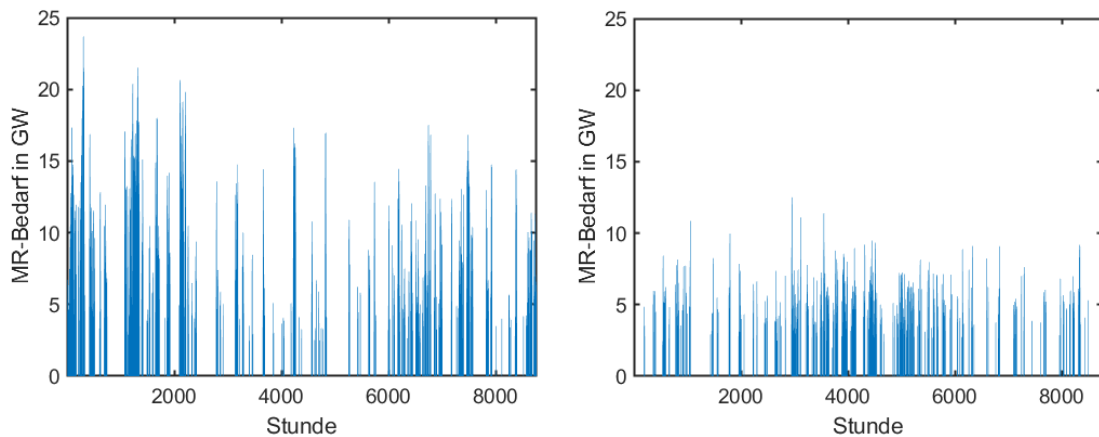


Abbildung 2.3: Zusätzlicher MR-Bedarf über Jahr für nordöstliches Netzgebiet in Überfrequenzszenario ("negative MR", links) und Unterfrequenzszenario ("positive MR", rechts)

Im Folgenden wird näher auf die Charakteristika der Szenarien eingegangen sowie geeignete Erzeugungstechnologien für die Deckung der Bedarfe analysiert. Ziel ist es, geeignete Erzeugungstechnologien zu identifizieren, die eine hohe „zeitliche“ und „räumliche“ Verfügbarkeit von Momentanreserve sicherstellen, um in den kritischen Stunden zusätzliche Momentanreserve bereitstellen zu können.

Abbildung 2.4 zeigt für das nordöstliche Netzgebiet im „Überfrequenzszenario“ die eingespeisten Wind- und PV-Leistungen über dem resultierenden RoCoF nach Systemauftrennung. Es zeigt sich für die Windeinspeisung eine klare Korrelation mit dem resultierenden RoCoF, während sich für die PV-Einspeisung eine negative Korrelation zeigt. Dies zeigt einerseits, dass die Windeinspeisung als wesentlicher Treiber für einen Bedarf an Momentanreserve gesehen werden kann (bedingt hohen Nord-Süd-Transit) und andererseits, dass die kritischen Stunden vermehrt Nachtstunden ohne PV-Einspeisung darstellen. Die Analyse zeigt für die Bereitstellung von Momentanreserve, dass Windenergieanlagen eine hohe zeitliche und räumliche Verfügbarkeit für die Bereitstellung von negativer Momentanreserve aufweisen, während für PV-Anlagen nur eine sehr geringe Verfügbarkeit in kritischen Stunden zu erwarten ist.

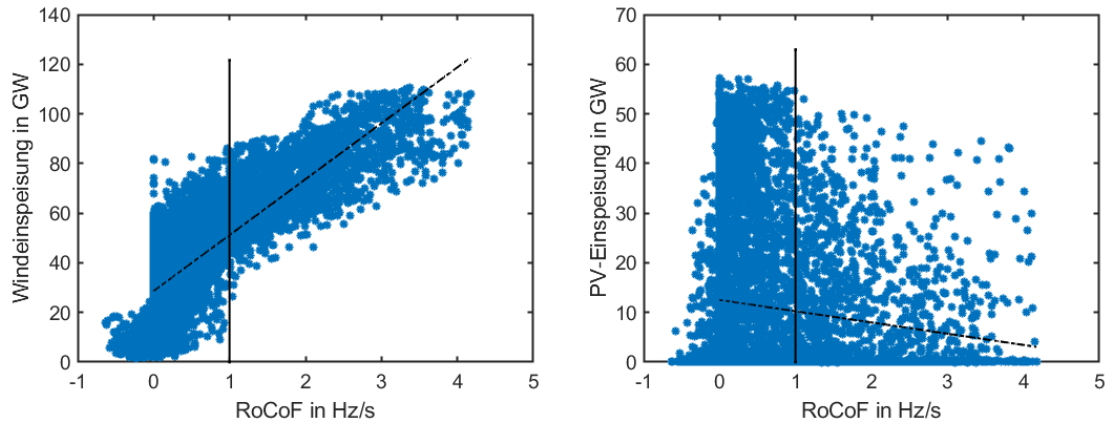


Abbildung 2.4: Korrelationen zwischen EE-Einspeisung und resultierendem RoCoF in nordöstlichem Netzgebiet im "Überfrequenzszenario"

Abbildung 2.5 zeigt dieselben Korrelationen für das nordöstliche Netzgebiet im „Unterfrequenzszenario“. Für den linken Bereich mit kritischen Szenarien mit  $\text{RoCoF} \leq -1 \text{ Hz/s}$  zeigt sich, dass diese Situationen generell durch eine geringe EE-Einspeisung (sowohl Wind als auch PV) gekennzeichnet sind. Die geringe EE-Einspeisung bedingt einen hohen Import von Leistung und somit im Falle einer Systemauftrennung einen entsprechend großen RoCoF. Die Analyse zeigt für die Bereitstellung von Momentanreserve, dass hier in kritischen Stunden sowohl Wind- als auch PV-Anlagen eine geringe zeitliche Verfügbarkeit aufweisen.

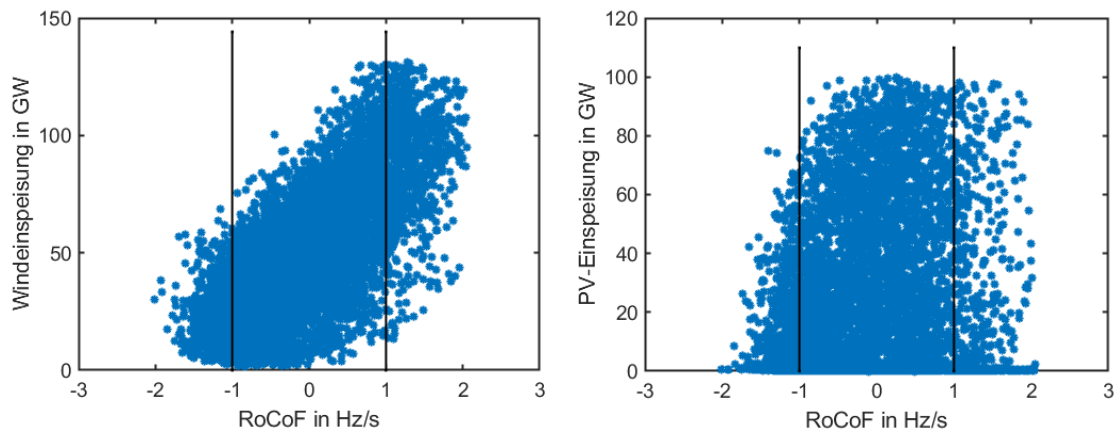


Abbildung 2.5: Korrelationen zwischen EE-Einspeisung und resultierendem RoCoF in nordöstlichem Netzgebiet im "Unterfrequenzszenario"

### Marktreife der Systemintegration verschiedener Erzeugungstechnologien<sup>3</sup>

Für die marktgestützte Beschaffung ist für den betrachteten Zeithorizont (Beginn in wenigen Jahren) auch eine Analyse der Marktreife der Erzeugungstechnologien zur Bereitstellung von Momentanreserve notwendig. Diese muss sowohl bei der Analyse der generellen Eignung berücksichtigt werden als auch bei der Ausgestaltung wirksamer Marktmechanismen.

Auf Basis der Analyse innerhalb des Konsortiums kann die Marktreife der Erzeugungstechnologien folgendermaßen zusammengefasst werden:

<sup>3</sup> Marktreife-Analyse aus Diskussion innerhalb des Konsortiums auf Basis eines Entwurfs von elenia (TU Braunschweig).



- Großbatterien besitzen sehr hohe Marktreife, werden in einzelnen Ländern bereits für MR-Beschaffung herangezogen → kurzfristige Nutzbarkeit gegeben, für MR-Bereitstellung ist eine Überdimensionierung des Umrichters anzustreben, um „multi-use“-Ansatz (MR + Regelleistung + Vermarktung) sicherzustellen.
- Windenergieanlagen (WEA) mit etwas geringerer Marktreife, vielversprechende Feldtests bereits erfolgt → Annahme: „MR-WEA“ sind in wenigen Jahren marktreif, es muss hierbei jedoch noch eine Technologieentwicklung berücksichtigt werden.
- PV-Anlagen mit geringer Verfügbarkeit in kritischen Stunden (s. Abbildung 2.4) und deutlich geringerer Marktreife → PV-Anlagen ohne Speicher erscheinen zunächst ungeeignet für die Bedarfsdeckung.
- Weitere umrichterbasierte Einspeiser/Lasten (z. B. Power-2-X / E-Mobilität /...) mit sehr niedriger Marktreife → keine Berücksichtigung in weiteren Analysen.
- Allgemein sind hohe systemische Herausforderungen bei Anlagen in der Niederspannung zu erwarten. Es ist nicht anzunehmen, dass diese im Betrachtungszeitraum der Studie (bis 2035) flächendeckend gelöst sind → keine Berücksichtigung von Anlagen in der Niederspannung.

Als geeignete Technologien zur Deckung bestehender Bedarfe an Momentanreserve sind nach der ersten Analyse somit Großbatteriespeicher sowie Windenergieanlagen zu nennen. Zusätzlich kann die Bereitstellung von Momentanreserve durch VINKs (STATCOMs mit Momentanreserve sowie rotierende Phasenschieber) erfolgen.

#### Potentiale zur Bedarfsdeckung im „Überfrequenzszenario“

Auf Basis der abgeleiteten MR-Potentiale und Analysen zur Verfügbarkeit und Marktreife verschiedener Technologien zur Bedarfsdeckung werden nun die Potentiale ermittelt und den Bedarfen sowie den zu erwartenden Beiträge durch Anlagen, die nach der überarbeiteten TAR einen entsprechenden Momentanreservebeitrag liefern müssen, gegenübergestellt.

In Abbildung 2.6 und Abbildung 2.7 sind jeweils im linken Schaubild die resultierenden Kurven für Bedarfe, Potentiale sowie „TAR-Beiträge“ für die jeweils kritischste Stunde des Jahres dargestellt. Die Kurven zeigen dabei grundsätzlich Bedarfe und Potentiale derselben Stunden (zeitliche Verfügbarkeit). Die Kurve **„zusätzlicher MR-Bedarf“** entspricht dem zusätzlich zur MR aus Synchrongeneratoren und ohne weitere Gegenmaßnahmen (d. h. ohne VINK, TAR oder marktgestützte Beschaffung) zu erwartenden MR-Bedarf. Die Kurven **„Beitrag VINK“** sowie **„Beitrag TAR“** beschreiben die Beiträge, die entsprechend der Annahmen zu den überarbeiteten Technischen Anschlussrichtlinien, sowie den angenommenen VINK zu erwarten sind. Der verbleibende Bedarf wird in der Grafik rechts als **„Residualbedarf“** ausgewiesen. Die Kurve **„erschließbare Potentiale“** entspricht einer oberen Abschätzung der Potentiale, die für eine marktgestützte Beschaffung unter den oben aufgeführten Annahmen genutzt werden können.

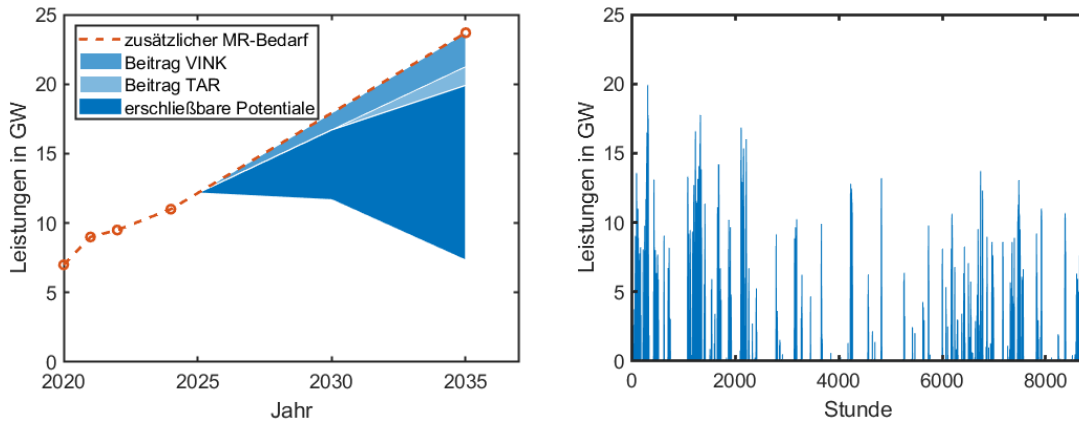


Abbildung 2.6: MR-Bedarf<sup>4</sup> und Potentiale nach Szenariorahmen „NEP2035“ für kritischste Stunde in "Überfrequenzszenario" (links) sowie Residualbedarf an negativer Momentanreserve in 2035 (rechts)

Das Schaubild auf der rechten Seite zeigt den nach Abzug der Beiträge durch TAR und VINK verbleibenden Residualbedarf über das Jahr, der anderweitig, bspw. durch eine marktgestützte Beschaffung, gedeckt werden muss. Für das „Überfrequenzszenario“ zeigt sich, dass in vielen Stunden des Jahres 2035 (ca. 1.700) ein verbleibender Residualbedarf besteht. Es zeigt sich zudem, dass der Bedarf teilweise in zeitlich angrenzenden Stunden des Jahres auftritt, weswegen bei einer Beschaffung der Einfluss etwaiger zeitgekoppelter Restriktionen berücksichtigt werden muss.

Außerdem zeigt sich, dass der durch den Szenariorahmen im „NEP2035“ vorgegebene Zubau an Anlagen, die zur Deckung des Momentanreservebedarfs herangezogen werden können (Großbatteriespeicher, WEA und PV-Anlagen), selbst für die Annahmen einer oberen Abschätzung nicht ausreicht, um die hohen Bedarfe an zusätzlicher Momentanreserve zu decken. Für die Stunde mit dem höchsten Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve in Abbildung 2.6 ergibt sich eine verbleibende Lücke von ca. 7 GW an Momentanreserve.

#### Potentiale zur Bedarfsdeckung im „Unterfrequenzszenario“

Für das „Unterfrequenzszenario“ in Abbildung 2.7 zeichnet sich ein anderes Bild ab. Die verbleibenden Residualbedarfe zeigen, dass die bestätigten VINK sowie die novellierte TAR die MR-Bedarfe bereits in vielen Stunden des Jahres vollständig decken können. Die verbleibenden Bedarfe sind im Vergleich zum „Überfrequenzszenario“ seltener (noch ca. 560 Stunden) und geringer.

<sup>4</sup> Datenpunkte 2020-2024 aus früheren ÜNB-Bedarfsanalysen

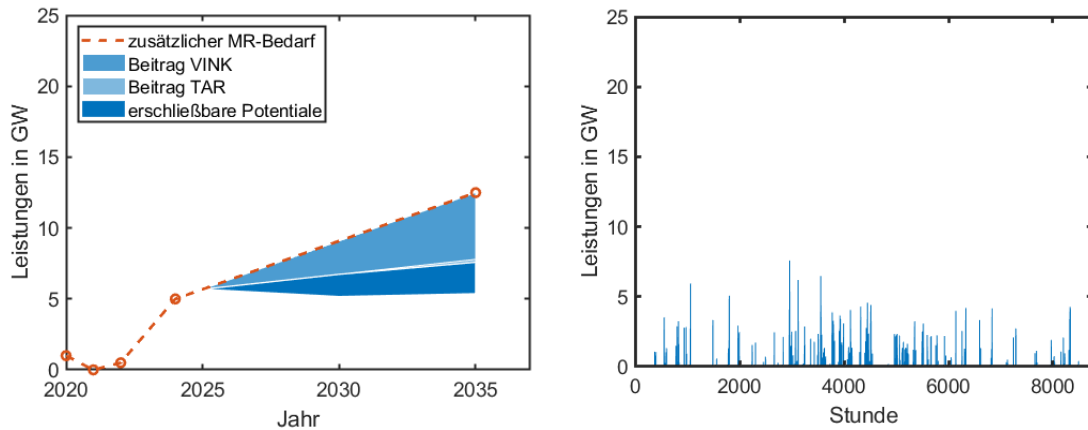


Abbildung 2.7: MR-Bedarf<sup>5</sup> und Potentiale nach Szenariorahmen „NEP2035“ für kritischste Stunde in "Unterfrequenzszenario" (links) sowie Residualbedarf an Momentanreserve in 2035 (rechts)

Aufgrund der Annahme, dass Wind- und PV-Anlagen keine positive Momentanreserve vorhalten (und die, wie in Abbildung 2.4 dargestellt, in den hier kritischen Stunden vermehrt nicht am Netz sind), sind die verfügbaren Potentiale zur Deckung des verbleibenden Bedarfs jedoch gering. Diese beschränken sich maßgeblich auf Beiträge aus Großbatteriespeichern, für die im Szenariorahmen zum „NEP2035“ nur eine geringe Durchdringung angenommen wird (3,8 GW installierte Leistung).

Vergleichbar zum Überfrequenzszenario zeigt sich auch im Unterfrequenzszenario, dass selbst bei Ausreizung aller grundsätzlich beschaffbaren Potentiale der MR-Bedarf nicht gedeckt werden kann und eine Lücke in Höhe von ca. 5 GW verbleibt.

### Auswirkungen der Veränderungen im Energiesystem

Wie bereits beschrieben sind die angenommenen Zubauraten für die Jahre 2025-2035 ein entscheidender Faktor für die Ableitung der Potentiale für die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve. Der kürzlich veröffentlichte Szenarienrahmen zum „NEP2037“ zeigt an einigen Stellen gravierende Veränderungen in der Erzeugungsstruktur im Vergleich zu vorangegangenen Ausbauzielen. Ziel der Studie ist es daher, ein etwaiges Konzept zur marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve robust gegenüber einer größeren Bandbreite an Szenarien zu gestalten. Wichtig hierbei ist die Analyse grundlegender Zusammenhänge in kritischen Stunden (mit erhöhtem Momentanreservebedarf). Diese Zusammenhänge lassen sich in den beiden Szenarien folgendermaßen beschreiben:

- **"Überfrequenz"**: hohe Windeinspeisung → hoher Nord-Süd-Transit → hoher MR-Bedarf
- **"Unterfrequenz"**: geringe EE-Einspeisung → hoher Import nach DE → hoher MR-Bedarf

Es ist nicht zu erwarten, dass sich diese grundlegenden Zusammenhänge in den Analysen zum „NEP2037“ verändern.

Die für die Ableitung von Potentialen maßgeblichen Kennzahlen zur installierten Leistung im „Szenario B“ führen zwangsläufig auch zu einer entsprechend starken Veränderung der MR-Potentiale in den betrachteten Szenarien:

- Großbatteriespeicher 3,8 GW → 22,5 GW

<sup>5</sup> Datenpunkte 2020-2024 aus früheren ÜNB-Bedarfsanalysen

- PV-Anlagen 117,8 GW → 280 GW
- Windenergieanlagen 116,8 GW → 159,3 GW

Da die Marktanalysen zum „NEP2037“ zum Zeitpunkt der Bearbeitung der Studie noch nicht vorliegen, müssen für die Sensitivitätsanalyse entsprechende Annahmen getroffen werden. Eine wesentliche **Annahme** besteht darin, dass die **Bedarfe an Momentanreserve** (i. B. relevant für kritische Stunden) zunächst **unverändert** bleiben.

Abbildung 2.8 zeigt die resultierenden Potentiale für die Stunde mit höchstem MR-Bedarf im „Überfrequenzszenario“ (links) sowie im „Unterfrequenzszenario“ (rechts). Hierbei zeigt sich, dass durch den höheren Zubau auch die MR-Beiträge aus Anlagen, die nach TAR dazu verpflichtet sind, entsprechend größer ausfallen. Außerdem sind die ausgewiesenen Potentiale deutlich größer als in den Daten zum „NEP2035“. Es ist jedoch weiterhin anzunehmen, dass ein signifikanter Anteil der Potentiale durch eine marktgestützte Beschaffung gehoben werden muss, um die Bedarfsdeckung zu ermöglichen.

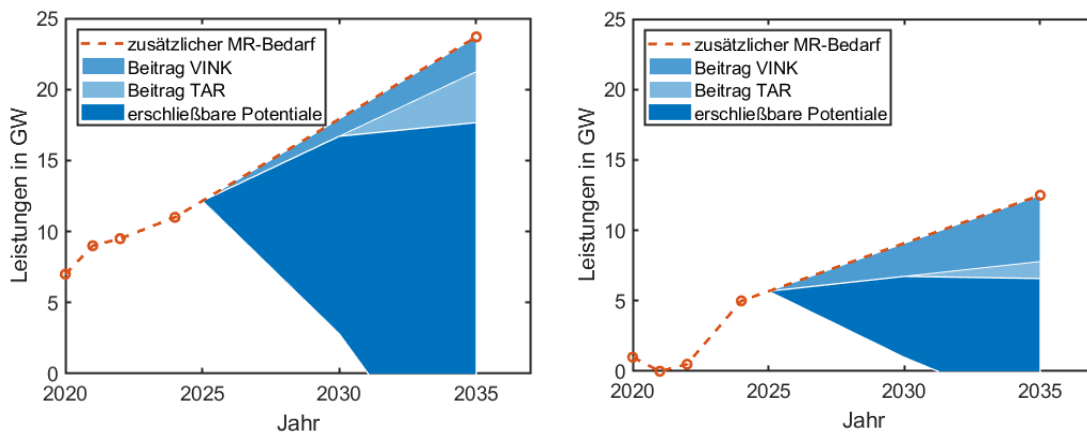


Abbildung 2.8: MR-Bedarf<sup>6</sup> nach Szenariorahmen „NEP2035“ und Potentiale nach Szenariorahmen „NEP2037“ für kritischste Stunde in "Überfrequenzszenario" (links) sowie "Unterfrequenzszenario" (rechts)

Nach der Betrachtung der Gesamtpotentiale sowie grundsätzlich (durch Marktreife und Verfügbarkeit) geeigneter Erzeugungstechnologien sollen nun die Potentiale nach ihrer Höhe aufgelistet werden. Tabelle 2.1 zeigt eine kurze Übersicht zu den Kennzahlen in der Stunde mit höchstem MR-Bedarf („MR+“ steht hier jeweils für das Unterfrequenzszenario, „MR-“ für das Überfrequenzszenario). Da die kritischste Stunde im Überfrequenzszenario eine Nachtstunde ist, sind hier keine Potentiale aus PV-Anlagen aufgeführt.

<sup>6</sup> Datenpunkte 2020-2024 aus früheren ÜNB-Bedarfsanalysen

Tabelle 2.1: MR-Residualbedarfe sowie Potentiale verschiedener Erzeugungstechnologien für die marktgestützte Beschaffung in der kritischsten Stunde des Jahres für die beiden „NEP“-Szenariorahmen

Szenariorahmen	NEP35	NEP37
<b>Residualbedarf (abzgl. VINK und TAR)</b>	MR-: 20 GW MR+: 7,5 GW	MR-: 17,6 GW MR+: 6,6 GW
<b>Technologie zur MR- Bedarfsdeckung</b>	<b>Max. Potential</b>	<b>Max. Potential</b>
<b>WEA</b>	MR-: 15,5 GW	MR-: 27 GW
<b>Großbatteriespeicher</b>	MR-: 0,8 GW MR+: 1,7 GW	MR-: 4,9 GW MR+: 10 GW

Grundsätzlich sind Batteriespeicher aufgrund ihrer hohen Verfügbarkeit („24/7“) sehr gut für die Bereitstellung von Momentanreserve geeignet. Die in der Tabelle dargestellten Potentiale zeigen, dass die verfügbaren Potentiale (die maßgeblich von den installierten Leistungen abhängig sind) aus Großbatteriespeichern allein für die Deckung der Residualbedarfe nicht ausreichen. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass die getroffenen Annahmen (keine Einschränkung der MR-Vorhaltung durch Markteinsatz des Batteriespeichers) nur durch eine entsprechende Überdimensionierung des Wechselrichters erfolgen kann.

Die Analysen zeigen außerdem, dass Windenergieanlagen aufgrund ihrer hohen zeitlichen und räumlichen Verfügbarkeit (kritische Stunden in Überfrequenzszenario gekennzeichnet durch sehr hohe Windeinspeisung) für die Bereitstellung von Momentanreserve sehr gut geeignet sind. Auf Basis der Beobachtungen kann abgeleitet werden, dass - mittelfristig - signifikante Beiträge aus Windenergieanlagen für die Bedarfsdeckung notwendig sind.

#### Schlussfolgerungen zu Bedarf und Bedarfsdeckung

- Die Datenlage ist zwar teilweise unvollständig (Ergebnisse „NEP2037“ liegen noch nicht vor), aber Analysen weisen darauf hin, dass bereits heute ein zusätzliche positive und negative MR-Bedarfe bestehen, die über die Jahre voraussichtlich weiter zunehmen werden.
- Grundsätzlich tragen die novellierte TAR und bestätigte VINK zur Deckung des Bedarfs bei, sind jedoch nicht in der Lage den Bedarf (jederzeit) vollständig zu decken. Zudem unterliegt die konkrete Ausgestaltung sowie der Zeitpunkt des Inkrafttretens der neuen TAR großen Unsicherheiten.
- Allgemein ist die Ableitung von MR-Potentialen stark abhängig von Entwicklungen im Energiesystem. Die bestehenden Daten (NEP2035 + NEP2037) legen jedoch nahe, dass für eine vollständige Bedarfsdeckung (ohne zusätzliche VINK) große Teile aller zur Verfügung stehenden Potentiale gehoben werden müssen.
- Einige Technologien sind absehbar nicht zur MR-Bereitstellung geeignet. Wesentliche Gründe dafür sind unzureichende Technologiereife und fehlende Korrelationen zum MR-Bedarf (PV) sowie grundlegende systemseitige Hindernisse (Anlagen in der Niederspannung).
- **Kurzfristig** sind signifikante MR-Beiträge nur bei Großbatteriespeichern zu erwarten.

## Momentanreservebedarf und Optionen zur effizienten Deckung

- **Zusätzlich** sollte die Technologiereife für MR aus Windenergieanlagen frühzeitig vorangebracht werden.
- Weitere **VINK** sind als „**Backup**“ zur Deckung des verbleibenden MR-Bedarfs zu sehen

## 3 Marktgestütztes Beschaffungskonzept für Momentanreserve

### 3.1 Definition marktgestützte Beschaffung

Bevor untersucht wird, nach welchen Kriterien Modelle für eine marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve bewertet werden können, soll zunächst definiert werden, was in diesem Kontext unter marktgestützter Beschaffung zu verstehen ist:

- Als marktgestützt werden hier grundsätzlich solche Beschaffungsformen bezeichnet, bei denen Nachfrager – das heißt hier Übertragungsnetzbetreiber – und Anbieter **freiwillig und konsensual** Transaktionen über die Bereitstellung von Momentanreserve durch die Anbieter und die Erbringung von Gegenleistungen durch die Netzbetreiber abschließen.
- Bei den Gegenleistungen handelt es sich um finanzielle **Vergütungen**.
- Aus dem marktgestützten Beschaffungsprozess ergeben sich die **Menge** an Momentanreserve **und/oder** die **Vergütungspreise**, ggf. unter Berücksichtigung vorgegebener Grenzen. Eine Beschaffung, bei der sowohl Mengen als auch Preise fest vorgegeben sind, ist nicht als marktgestützt anzusehen.
- Im Normalfall tritt bei diesen Beschaffungsformen genau ein Nachfrager, d. h. ein ÜNB, mehreren im Wettbewerb stehenden Anbietern gegenüber. Ein Beschaffungsmodell, das einen Wettbewerb auch auf der Nachfrageseite zulässt, ist mit der meist starren Nachfrage nach SDL seitens der Netzbetreiber allenfalls im Sonderfall vereinbar. (Die in einem Markt mit nur einem Nachfrager auftretende nachfrageseitige Marktmacht kann allerdings ein Grund dafür sein, dass der Markt durch regulatorische Vorgaben flankiert werden muss, wie unten diskutiert.) Eine Situation, in der auf der Anbieterseite nur ein einziger Akteur auftritt, lässt in der Regel keine effiziente marktgestützte Beschaffung zu, selbst dann, wenn Netzbetreiber auf die Alternative der Nutzung von VINK anstelle der Beschaffung von SDL zurückgreifen können.

### 3.2 Prüfschema und Kriterien für eine marktgestützte Beschaffung

Um zu beurteilen, ob Momentanreserve auf marktgestützte Weise beschafft werden kann und wie das Beschaffungsregime ggf. ausgestaltet und – u. U. auch schrittweise – eingeführt werden sollte, sind mögliche Modelle nach einer Vielzahl von Kriterien zu bewerten. In Abbildung 3.1 werden hierzu die Kriterien den drei Schritten eines Prüfschemas zugeordnet, das grundsätzlich nur soweit durchlaufen werden muss, bis sich herausstellt, dass Momentanreserve nicht auf effiziente Weise marktgestützt beschafft werden kann. Diese drei Prüfschritte verfolgen die Leitfragen,

- ob eine Reihe von Grundvoraussetzungen dafür erfüllt ist, dass eine marktgestützte Beschaffung überhaupt in Frage kommt, unabhängig davon, wie diese ausgestaltet sein könnte,
- ob sich ein geeignetes Modell für die marktgestützte Beschaffung finden lässt, das insgesamt Effizienzvorteile gegenüber einem vollständig regulierten Beschaffungsregime verspricht und grundsätzlich praktisch umsetzbar ist, und
- ob und auf welche Weise durch geeignetes Marktdesign etwaige Risiken und sonstige nachteilige Nebenwirkungen in Bezug auf die Funktionsweise und Ergebnisse des Beschaffungsregimes auf ein akzeptables Maß gedämpft und so beherrscht werden können.

Die diesen Prüfschritten zugeordneten Kriterien werden in dieser Studie nicht im Detail diskutiert, jedoch nachfolgend immer wieder aufgegriffen. Es ist zu beachten, dass die Prüfschritte

und Kriterien Wechselwirkungen untereinander aufweisen und nicht durchweg eindeutig voneinander abgrenzbar sind. Der Prüfprozess kann auch nicht zwingend in der hier suggerierten Form eines einmaligen Durchlaufs der drei Prüfschritte stattfinden. So können z. B. die in Schritt 1 behandelten Voraussetzungen u. U. nicht gänzlich unabhängig von den in Frage kommenden marktgestützten Modellen geprüft werden, und die in Schritt 3 behandelten Risiken könnten fallweise so bedeutend sein, dass ihre Beherrschung eher in den Bereich der gestaltungsunabhängigen Grundvoraussetzungen (Schritt 1) fällt.

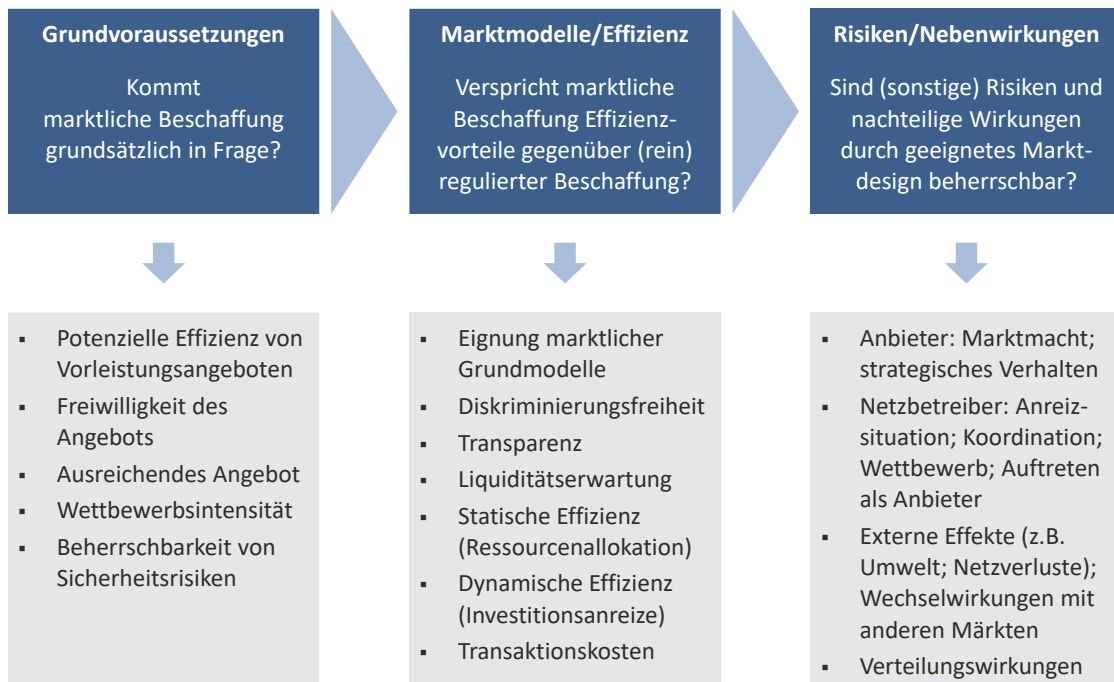


Abbildung 3.1: Prüfschema und Kriterien für die Bewertung marktgestützter Modelle für die Beschaffung

### 3.3 Voraussetzungen für eine marktgestützte Beschaffung

#### Potenzielle Effizienz von Angeboten

Die grundlegendste Voraussetzung für die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve besteht darin, dass es überhaupt Anbieter im wettbewerblichen Bereich – also keine ÜNB – gibt, die Momentanreserve erbringen können. Die Anbieter müssen entweder bereits über die Fähigkeit verfügen, Momentanreserve zu erbringen (z. B. Speicher), oder grundsätzlich dazu in der Lage sein, entsprechende Kapazitäten aufzubauen oder nötige Anlagenausstattungen zu installieren (z. B. Wind). Bei Momentanreserve, die die ÜNB auch durch netzseitige Betriebsmittel (VINK) erbringen könnten, ergibt sich der Maßstab für die erforderlichen – zumindest potenziellen – Kostenvorteile der Anbieter aus den Errichtungs- und Betriebskosten der VINK. Dabei sind nur die Anteile dieser Kosten relevant, die entfallen würden, wenn ÜNB Momentanreserve bei anderen Anbietern beschaffen. Bei der Beurteilung dieses Maßstabs ist zu berücksichtigen, dass sich VINK und die Angebote wettbewerblicher Anbieter hinsichtlich Einsatzweise, Verfügbarkeit, technischer Wirkungsweise und anderer Nutzenaspekte unterscheiden können.



### Freiwilligkeit des Angebots

Die im vorherigen Kapitel skizzierten Merkmale der marktgestützten Beschaffung implizieren, dass Anbieter hierbei freiwillig entscheiden können müssen, ob sie die Erbringung von Momentanreserve – über etwaige verpflichtende technische Mindestanforderungen hinaus (d. h. die TAR) – anbieten möchten oder nicht. Inwieweit ihnen darüber hinaus ermöglicht wird, die Konditionen ihres Angebots hinsichtlich des Preises, der Menge und evtl. weiterer Aspekte selbst zu gestalten, ist für die Einstufung als marktgestütztes Beschaffungsregime grundsätzlich nicht entscheidend. Selbst ein Modell, bei dem Anbieter nur über die Teilnahme oder Nichtteilnahme bei vorab festgelegten Preis- und Mengenkonditionen entscheiden können, ist als marktgestützt anzusehen.

Anbieter berücksichtigen bei ihren freiwilligen Entscheidungen über die Teilnahme an einer marktgestützten Beschaffung und ggf. über die Konditionen ihres Angebots u. a. die Kosten, die ihnen bei Erbringung von Momentanreserve entstehen würden. Wenn die Erbringung von Momentanreserve bei allen Anbietern mit Kosten verbunden ist, wovon im Normalfall auszugehen ist, kann der marktgestützte Beschaffungsprozess so zu einer effizienten Ressourcenallokation führen. Im Ausnahmefall kann sich dies auch dann ergeben, wenn bei einzelnen Anbietern im Zuschlagsfall keine Kosten mit der Leistungserbringung verbunden sind. Falls dies jedoch für alle Anbieter gilt, stellt sich bei ausreichendem Wettbewerb ein Gleichgewichtspreis von Null ein, der keine Auswahl von Angeboten ermöglicht. In diesem (außergewöhnlichen) Fall würde eine marktgestützte Beschaffung keine Effizienzvorteile versprechen.

Im Falle von Momentanreserve bei konventionellen Erzeugungsanlagen ist die Massenträgheit – jedenfalls innerhalb der „normalen“, nicht gezielt überdimensionierten Auslegung – eine inhärente Eigenschaft, die weder bei der Errichtung noch beim Betrieb „weggelassen“ werden kann. Anlagenbetreiber fällen daher (bislang) keine bewussten, freiwilligen Entscheidungen über die Erbringung von Momentanreserve. Dies wird sich in Zukunft aber durch den zunehmenden Wegfall konventioneller bei gleichzeitigem Zubau umrichtergekoppelter Erzeugungsanlagen ändern. Es wird dann erforderlich werden, Momentanreserve durch Technologien zu erbringen, die bewusste und voraussichtlich auch kostenrelevante Errichtungs- und ggf. Betriebsentscheidungen erfordern.

### Ausreichendes Angebot

Eine marktgestützte Beschaffung kann nur erfolgreich sein, wenn davon ausgegangen werden kann, dass das vorhandene Angebotspotential insgesamt ausreicht, um die Nachfrage zu decken, oder dass aufgrund der mit dem Beschaffungsregime vermittelten Anreize rechtzeitig ausreichend zusätzliches Angebotspotential erschlossen werden kann (z. B. durch die technische Ausstattung von Anlagen).

In Falle von Momentanreserve, die die ÜNB durch VINK auch selbst erbringen können, wird diese Anforderung allerdings relativiert. Zumindest mittel- bis langfristig können Netzbetreiber in diesen Fällen entscheiden, einen Teil der Nachfrage durch Errichtung zusätzlicher VINK selbst zu decken. Auf diese Weise kann die (verbleibende) Nachfrage so reduziert werden, dass der Zustand eines die Nachfrage übersteigenden Angebots für eine marktgestützte Beschaffung herbeigeführt werden kann. Kurzfristig, d. h. innerhalb des für den Zubau von VINK benötigten Zeitraums, ist die Nachfrage nach Momentanreserve hingegen auch in diesen Fällen starr.

Die Frage, ob für Momentanreserve ausreichendes Angebotspotential vorhanden ist, kann allerdings prinzipiell nur dann beantwortet werden, wenn der Bedarf und somit die Nachfrage an Momentanreserve überhaupt eindeutig bestimmt ist. Wie die Analyse der beiden Untersuchungen zum Netzentwicklungsplan (NEP) (d. h. NEP2035 und NEP2037) im vorangegangenen Kapitel

zeigt, gibt es jedoch bereits in den Zielszenarien Unsicherheiten hinsichtlich des Bedarfs an Momentanreserve. Es kann dann als Voraussetzung für einen marktgestützten Beschaffungsprozess erforderlich sein, zunächst die Höhe der Nachfrage zu quantifizieren.

#### **Ausreichende Wettbewerbsintensität**

Auch wenn das vorhandene Angebotspotential grundsätzlich ausreichen würde, um die Nachfrage nach Momentanreserve zu decken, führt eine marktgestützte Beschaffung im Allgemeinen nur dann zu effizienten Ergebnissen, wenn mit ausreichender Wettbewerbsintensität gerechnet werden kann. Dies setzt voraus, dass jederzeit mindestens zwei, besser aber mehrere Anbieter im Wettbewerb auftreten, von denen keiner für die Nachfragedeckung unerlässlich („pivotal“) ist. Diese Voraussetzung muss für das einzelne Produkt unter Berücksichtigung aller erforderlichen Differenzierungen erfüllt sein.

Das jederzeitige Vorhandensein einer Mindestzahl von Anbietern, das hier als Grundvoraussetzung behandelt wird, schließt allerdings nicht aus, dass ein Beschaffungsmarkt dennoch durch Wettbewerbsprobleme wie die Ausübung von Marktmacht beeinträchtigt wird oder sogar gänzlich versagt. Die Auswirkungen von Marktmachtproblemen hängen allerdings auch vom konkreten Marktdesign ab, während in Situationen, in denen regelmäßig und vorhersehbar nur ein einziger Anbieter auftritt, eine marktgestützte Beschaffung prinzipiell kaum möglich ist.

#### **Beherrschbarkeit von Sicherheitsrisiken**

Marktgestützte Beschaffungsmechanismen bergen bei starrer, d. h. preisunelastischer Nachfrage grundsätzlich das Risiko, dass die Nachfrage zumindest fallweise nicht vollständig gedeckt werden kann. Dieses Risiko ist umso größer, je knapper das vorhandene Angebotspotential die Nachfrage übersteigt. Zudem kann ein Risiko bestehen, dass Anbieter, die einen Zuschlag für die Bereitstellung von Momentanreserve erhalten, diese im Lieferzeitpunkt nicht im zugesagten Umfang erbringen (Unter- oder Übererbringung). Dieses Risiko kann allerdings – abhängig u. a. von den Regelungen zur Einsatzsteuerung – auch bei regulierten Beschaffungsmechanismen bestehen.

Diese Risiken, v. a. das erstgenannte, können ein Grund dafür sein, von einer marktgestützten Beschaffung für Momentanreserve generell abzusehen. Dies gilt insbesondere dann, wenn hieraus schwerwiegende Risiken für die Sicherheit und Qualität des Netzbetriebs und der Stromversorgung hervorgehen können, die im Falle einer mangelhaften Nachfragedeckung nicht auf vertretbare Weise beherrscht werden können. Hierfür können jedoch verschiedene Optionen zur Verfügung stehen, wie z. B.

- zeitlich nachgelagerte Beschaffungsmöglichkeiten zur vollständigen Nachfragedeckung,
- technische und/oder vertragliche Rückfalloptionen,
- die Zulässigkeit einer situationsabhängigen Aufweichung von Grenzwerten oder auch
- regulatorisch zugesicherte Rechte für Notfallmaßnahmen.

Wenn unter Berücksichtigung dieser und weiterer Optionen die Risiken einer mangelnden Nachfragedeckung oder mangelhaften Erbringung von Momentanreserve grundsätzlich beherrschbar erscheinen, spricht dieser Aspekt nicht gegen die Einführung eines marktgestützten Beschaffungsregimes. Bei dessen Ausgestaltung können sich dann weitere Anforderungen aus dem Ziel einer Vermeidung von Sicherheitsrisiken ergeben.

### 3.4 Formen der Beschaffung von Momentanreserve

Grundsätzlich sind drei Beschaffungsformen für die Momentanreserve sowie mögliche Kombinationen dieser Formen denkbar:

1. Selbsterbringung durch VINK
2. marktgestützte Beschaffung
3. regulatorische Beschaffung

Aktuell ist vorgesehen, dass **VINK**, bspw. in Form von STATCOMs und rotierenden Phasenschiebern, in Zukunft zumindest teilweise Momentanreserve bereitstellen. Allerdings reicht das von der BNetzA hierfür genehmigte Budget nur für etwa 5 % des im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Momentanreservebedarfs. Ohne eine deutliche Aufstockung des Budgets sind daher andere Formen der Beschaffung von Momentanreserve notwendig, wie z. B. die marktgestützte oder eine regulatorische Beschaffung von Momentanreserve, wenn der auf Basis der untersuchten Systemauftrennungsszenarien identifizierte Bedarf zeitnah gedeckt werden soll. Eine **marktgestützte Beschaffung** von Momentanreserve kann unterschiedlich ausgestaltet sein und muss im Kontext der Momentanreserve (d. h. der Potentiale und des Bedarfs an Momentanreserve) bewertet werden (s.u.).

Das Alternativmodell zur marktgestützten Beschaffung ist die vollständig **regulierte Beschaffung**, bei der die Anbieter durch gesetzliche oder regulatorische Vorgaben (einschließlich technischer Regeln) zur Erbringung von Momentanreserve in einem definierten Umfang verpflichtet werden und hierüber keine freiwilligen Entscheidungen treffen können. Ob hierbei als Gegenleistung Vergütungen gezahlt werden, deren Höhe dann ebenfalls gesetzlich oder regulatorisch vorgegeben wird, ist für die Charakterisierung als regulierte Beschaffungsform unerheblich. Die TAR ist beispielsweise eine Form der regulatorischen Beschaffung. Die verpflichtende Bereitstellung von Momentanreserve könnte durch alle oder ausgewählte Marktteilnehmer über die TAR umgesetzt werden, die derzeit überarbeitet werden. Aufgrund der damit verbundenen Stakeholder-Prozesse und der geltenden Übergangsfristen ist eine zeitnahe Umsetzung der Anforderungen jedoch nicht zu erwarten. Darüber hinaus geht Amprion davon aus, dass die überarbeiteten Anschlussregeln nicht ausreichend sein werden, um den bestehenden Bedarf an Momentanreserve vollständig abzudecken, da es eine Interessenabwägung zwischen verschiedenen Stakeholdern geben dürfte. Sollte die Deckung des Momentanreservebedarfs ausschließlich durch regulatorische Elemente erfolgen, müssten diese strengere technische Anforderungen stellen (z. B. per Verordnung) als die TAR (z. B. in Bezug auf die Anlaufzeitkonstante).

Zwischen den Extremformen eines gänzlich unregulierten Beschaffungsmarkts und einer vollständig regulierten Beschaffung sind vielfältige Ausgestaltungen möglich, die sowohl marktliche Elemente als auch gesetzlich-regulatorische Vorgaben enthalten. Häufig – so auch in bereits etablierten Segmenten des Energiemarkts – werden marktgestützte Beschaffungsmodelle durch regulierte Vorgaben und Mechanismen flankiert, um Risiken etwa hinsichtlich der Versorgungssicherheit oder eines möglichen Marktversagens sowie mögliche nachteilige Folgen einer hohen nachfrageseitigen Marktmacht einzudämmen. Beispiele für solche Vorgaben sind Teilnahme- und Präqualifikationsbedingungen, Produktdefinitionen und Preisobergrenzen. Auch solche Kombinationen von marktlichen und regulierten Elementen werden im vorliegenden Gutachten den marktgestützten Beschaffungsformen zugerechnet. Entscheidend ist, ob im Kern ein marktgestützter Prozess mit den oben genannten Merkmalen verbleibt, der zumindest grundsätzlich in der Lage ist, die von einer marktgestützten Beschaffung erhofften Effizienzvorteile zu realisieren.

### 3.5 Nutzen einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve

Während die novellierten TAR voraussichtlich etwa im Zeitraum um 2030 in Kraft treten werden und auch andere mögliche regulatorische Verpflichtungen zur Bereitstellung von Momentanreserve eine gewisse Vorlaufzeit für die Umsetzung erfordern würden, liegt ein großer Vorteil einer marktgestützten Beschaffung darin, dass sie relativ **kurzfristig** umgesetzt werden könnte. Voraussichtlich könnten mit einer marktgestützten Beschaffung bereits ab dem Jahr 2025 die ersten Mengen an Momentanreserve beschafft werden. Die marktgestützte Beschaffung könnte somit dazu beitragen, die Umsetzung in der Übergangsphase zu beschleunigen, während sie langfristig dazu dienen könnte, die auftretende Bedarfslücke zu schließen.

Darüber hinaus bietet die marktgestützte Beschaffung die Möglichkeit, Effizienzvorteile gegenüber einer regulatorischen Beschaffung zu realisieren. Grundsätzlich ist dabei zwischen **statischer Effizienz** (Ressourcenallokation) und **dynamischer Effizienz** (Investitionsanreize) zu unterscheiden. Wie im vorangegangenen Kapitel erläutert, ist es in der aktuellen Situation hinsichtlich der Momentanreserve vor allem notwendig, Investitions- und Entwicklungsanreize zu setzen, um Momentanreservepotentiale (insbesondere bei Wind) zu erschließen. Dementsprechend ist die dynamische Effizienz in der aktuellen Situation der Momentanreserve von besonderer Bedeutung.

Auch wenn eine marktgestützte Beschaffung einen Nutzen hat, ist sie mit Risiken auf Anbieter- und Nachfrageseite verbunden und nicht zwingend effizienzsteigernd (z. B. bei Marktversagen aufgrund von Marktmachtmissbrauch). Bei der Ausarbeitung eines marktgestützten Beschaffungskonzepts ist also einerseits der spezifische Kontext der Momentanreserve (d. h. Bedarf und Potential) zu berücksichtigen. Andererseits gibt es verschiedene Grundformen der marktgestützten Beschaffung, wie im folgenden Abschnitt dargestellt, wobei die Wahl einer Marktform wiederum Auswirkungen auf den Nutzen einer marktgestützten Beschaffung hat.

### 3.6 Grundformen der marktgestützten Beschaffung

Die marktgestützte Beschaffung unterscheidet sich von anderen Formen der Beschaffung vor allem durch die Freiwilligkeit der Erbringung seitens der Anbieter. Wenn diese und weitere Grundvoraussetzungen für eine marktgestützte Beschaffung erfüllt sind, ist im nächsten Schritt zu untersuchen, ob sich ein geeignetes Modell für eine effiziente marktgestützte Beschaffung finden lässt bzw. welches von mehreren möglichen Modellen am besten geeignet ist. Ausgangspunkt hierfür kann die nachstehende Kategorisierung möglicher Modelle sein, die im Detail wiederum vielfältige Ausgestaltungen zulassen<sup>7</sup>. Die Modelle unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich ihres Organisationsgrades und ihrer Flexibilität bezüglich fallspezifischer Vereinbarungen und Randbedingungen:

- **Bilaterale Verhandlungen** zwischen Netzbetreibern und Anbietern bieten den größtmöglichen Spielraum für die einzelfallbezogene Abstimmung von Produktdefinitionen, Vergütungsstrukturen, Preisen und evtl. sonstigen Konditionen. Die Angebote unterschiedlicher Anbieter müssen hierbei nicht zwingend so weitgehend vergleichbar gemacht werden, dass sie sich nur noch im Preis unterscheiden. Diese Offenheit für individuelle Vereinbarungen führt im Gegenzug zu eingeschränkter Transparenz und hohen Transaktionskosten. Diesen Nachteilen kann ggf. durch Veröffentlichungspflichten, Standardvertragsmuster und weitere Vorgaben entgegengewirkt werden, die allerdings auch den Verhandlungsspielraum der Vertragspartner begrenzen können. Außerdem bleiben bilaterale Verhandlungen für die

---

<sup>7</sup> Die hier gewählten Bezeichnungen für die Modelle werden nicht ganz einheitlich verwendet und voneinander abgegrenzt.

ÜNB sehr aufwendig, vor allem, wenn sie nicht auf einzelne Anbieter beschränkt sind, sondern mit einer großen Zahl von Anbietern geführt werden müssen.

- **Ausschreibungen** erfordern eine stärkere Vereinheitlichung von Produktdefinitionen, Vergütungsstrukturen und weiteren Konditionen. Sie ermöglichen eine transparente Darstellung des Bedarfs gegenüber den Anbietern und gehen aufgrund der stärkeren Vereinheitlichung mit geringeren Transaktionskosten einher. Sie lassen aber bilaterale Nachverhandlungen, individuelle Anpassungen der Vertragskonditionen und multikriterielle, nicht allein preisliche Bewertungen grundsätzlich zu, so dass auch hier die Angebote nicht zwingend bis auf den Preis vergleichbar gemacht werden müssen. Die Unterschiede gegenüber dem Modell „Bilaterale Verhandlungen“ sind daher eher gradueller als prinzipieller Art. Die zumindest initial erforderliche stärkere Vereinheitlichung von Produktdefinitionen und weiteren Konditionen ist zwar mit weniger Aufwand verbunden (im Vergleich zu individuellen Anpassungen), führt aber tendenziell auch zu Effizienzeinbußen, da diese vereinheitlichten Vorgaben u. U. nicht für alle Anbieter und deren Technologien gleichermaßen geeignet sind.
- **Auktionen** weisen unter den Grundmodellen den höchsten Organisationsgrad auf. Sie erfordern eine praktisch vollständige Vereinheitlichung der Produktdefinitionen und Angebotsstrukturen mit dem Ziel, eingehende Angebote allein aufgrund ihres Preises vergleichen und in Form einer Merit Order auswerten zu können. Auktionen sind hochgradig transparent und aufgrund der starken Vereinheitlichung mit vergleichsweise geringen Transaktionskosten verbunden. Dies kann zugleich aber auch zu stärkeren Effizienzeinbußen führen, da individuelle Vereinbarungen bezüglich Produktdefinitionen und sonstigen Konditionen (außer zur Preishöhe) nicht möglich sind.
- **Bonus- oder Prämiensysteme** sehen die Auszahlung eines Bonus oder einer Prämie bei Erfüllung technischer Voraussetzungen vor. Dabei wird somit der Preis seitens des ÜNB festgelegt, und die Anbieter entscheiden daraufhin, ob sie für diesen Preis bereit sind, die technischen Voraussetzungen zu erfüllen. Sie stehen dabei nicht direkt im Wettbewerb mit anderen Anbietern. Im Gegensatz zu den anderen genannten Ausschreibungsmodellen ist beim Bonus- oder Prämiensystem somit die Menge und nicht der Preis das Ergebnis der marktgestützten Beschaffung. Auch beim Bonussystem ist eine einheitliche Produktdefinition erforderlich.

Grundsätzlich sind neben den vier oben genannten Grundformen durchaus weitere Formen der marktgestützten Beschaffung denkbar. Im Wesentlichen stellen diese jedoch eine Kombination der hier genannten Grundformen dar. Abbildung 3.2 fasst die Grundformen der marktgestützten Beschaffungsmodelle noch einmal zusammen.



Abbildung 3.2: Überblick über Grundformen marktgestützter Beschaffungsmodelle

Für die Beschaffung von SDL sind heute insbesondere bilaterale Verhandlungen und Auktionen üblich. Auf bilateralen Verhandlungen basieren z. B. Verträge für die Bereitstellung von Blindleistung sowie für die Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken im Übertragungsnetz. Hier wird aber darüber diskutiert, ob die Transparenz und Effizienz der Beschaffungsprozesse nicht durch einen Übergang auf Ausschreibungen verbessert werden könnte. So ist mittlerweile vorgesehen, die Schwarzstartfähigkeit zukünftig ebenfalls über eine Ausschreibung zu beschaffen. Die Organisationsform der Auktion wurde für die Regelreservemärkte gewählt und ist hier seit mehreren Jahren etabliert.

### 3.7 Welches marktgestützte Beschaffungsmodell ist wann sinnvoll?

Wie sinnvoll ein bestimmtes marktgestütztes Beschaffungsmodell ist, hängt sehr stark vom jeweiligen Kontext ab. Generell lässt sich jedoch sagen, dass **bilaterale Verhandlungen** unter den Grundformen der marktgestützten Beschaffungsmodelle den größtmöglichen Spielraum für eine fallweise Abstimmung bieten. Sie sind daher sinnvoll, wenn die Nachfrage klar definiert, der Kreis der Anbieter aber stark eingeschränkt ist. Dies ist z. B. bei Schwarzstartfähigkeit aufgrund technischer Anforderungen der Fall.

**Ausschreibungen und Auktionen** hingegen sind Allokationsinstrumente. Sie können also bei ausreichendem Angebot zu einer effizienten Allokation führen. Steht jedoch aufgrund eines geringen Angebots nichts zur Auswahl, erhöhen sie die Transaktionskosten und Risiken, sowohl auf Nachfrager- als auch auf Anbieterseite. So könnten Anbieter bei geringem Angebot überhöhte Preise verlangen, weil sie für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar ("pivotal") sind. Außerdem ist es erforderlich, dass die Nachfrage eindeutig bestimmt werden kann, was jedoch nicht immer der Fall ist.

Ein **Bonus- oder Prämiensystem** eignet sich vor allem dann, wenn das Angebot (und möglicherweise auch die Nachfrage) nicht genau prognostizierbar ist und es (auch) darum geht, die Technologieentwicklung zu fördern. Ein Prämiensystem wurde z. B. in der Anfangszeit der EE-Vergütung eingesetzt. Bonus- bzw. Prämiensysteme eignen sich vor allem auch dann, wenn eine effiziente Beschaffung über andere Organisationsformen bezweifelt werden kann.

### 3.8 Welches marktgestützte Beschaffungsmodell ist kurzfristig für Momentanreserve geeignet?

Wenn Momentanreserve marktgestützt beschafft werden soll, ist eine Abwägung zwischen den Grundformen marktgestützter Beschaffungsmodelle unter Berücksichtigung des spezifischen Kontextes der Momentanreserve, d. h. des Momentanreservebedarfs sowie des Momentanreservepotentials, erforderlich. Um Momentanreserve kurzfristig marktgestützt zu beschaffen, wären **bilaterale Verhandlungen** prinzipiell denkbar, auch, um erste Erfahrungen im Bereich der Momentanreserve zu sammeln. Allerdings sind bilaterale Verhandlungen oft intransparent und auch mit Blick auf Anbieter- als auch Technologieoffenheit eher kritisch einzustufen. Die Aufnahme erster Gespräche und insbesondere der erfolgreiche Abschluss bilateraler Verhandlungen würde, um Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten, auch dazu führen, dass weitere bilaterale Verhandlungen mit sonstigen Wettbewerbern nicht ausgeschlossen werden dürften. Um mit allen Bewerbern bzw. Anbietern bilaterale Verhandlungen zu führen, wäre mit Blick auf den insgesamt notwendigen Bedarf an Momentanreserve darüber hinaus ein sehr großer Aufwand seitens der ÜNB erforderlich, was bilaterale Verhandlungen für die marktgestützte Beschaffung eher ausschließt. Unter diesen Abwägungen wurde auch bei der (zukünftigen) Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit auf ein Ausschreibungsmodell übergegangen.

Während **Auktionen** für die Beschaffung von Momentanreserve aufgrund ihres hohen Organisationsgrades und der engen Produktdefinition, die eine technologieoffene Auktion voraussichtlich nicht ermöglichen könnte, in der aktuellen Situation wenig sinnvoll erscheinen, wären **Ausschreibungen** grundsätzlich für die Beschaffung von Momentanreserve denkbar. Zudem sind sowohl die BNetzA als auch die ÜNB bereits mit der Durchführung von Ausschreibungen vertraut. Fraglich ist allerdings, ob der primäre Einsatzzweck der Ausschreibung in Form eines effizienten Allokationsinstrumentes für die derzeit vorherrschenden Situationen im Fokus stehen sollte. Denn die derzeitige (kurz- bis mittelfristige) Situation bei der Momentanreserve ist, dass das Angebot geringer ist als der Bedarf, d. h. es besteht ein Nachfrageüberhang. In diesen Fällen ist ein Marktversagen oder zu wenig beschaffte Momentanreserve nicht unwahrscheinlich, so dass unerwünschte Ergebnisse bei einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve über Ausschreibungen auftreten können, wie in Abbildung 3.3 dargestellt.

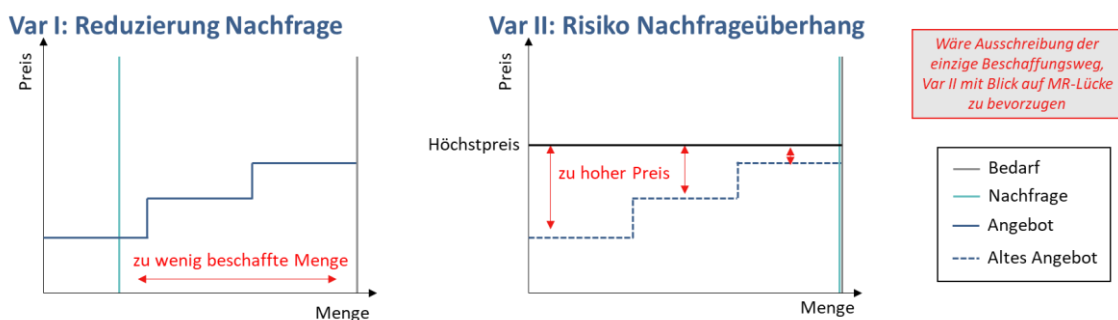


Abbildung 3.3: Problem einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve durch Ausschreibung bei Risiko  $\text{Angebot} \leq \text{Bedarf}$  (Nachfrageüberhang)

In Situationen, in denen zu befürchten ist, dass das verfügbare Angebot nicht in der Lage ist, den Bedarf vollständig zu decken, können die ÜNB mit unterschiedlichen Strategien reagieren.

Variante I in Abbildung 3.3 zeigt den Fall, dass nur ein Teil des Momentanreservebedarfs in einer Ausschreibung nachgefragt wird, d. h. die Nachfrage ist bewusst geringer gewählt als sowohl der eigentliche Bedarf als auch das antizipierte Angebot (endogene Rationalisierung). Die Idee in

dieser Strategie besteht darin, durch die Nachfragereduktion den Wettbewerb auf Anbieterseite aufrecht zu erhalten. Ein solches Vorgehen wäre denkbar, um bereits einen ersten Teil des Bedarfs kurzfristig über den Markt zu beschaffen und insbesondere auch um erste Erfahrungen, sowohl auf Anbieter- als auch auf Nachfragerseite, zu sammeln. In der beschriebenen Situation würde vermutlich ein Wettbewerb unter den effizientesten Anbietern von Momentanreserve (vermutlich vor allem zentrale Batteriespeichersysteme) stattfinden und die effizientesten Anbieter würden kontrahiert werden. Damit wäre eine effiziente Ressourcenallokation möglich, wenn auch nur im Rahmen der reduzierten Nachfrage. Ein weiterer Vorteil bestünde darin, private Kosteninformationen der Anbieter offenzulegen und somit ein Gefühl für die – zumindest von den Anbietern geschätzten – Kosten zur Bereitstellung von Momentanreserve zu bekommen. Nachteilig an dieser Strategie ist jedoch, dass nur ein Teil der Nachfrage auf dem Markt beschafft würde und somit aufgrund der Lücke an Momentanreserve ein Risiko für die Versorgungssicherheit fortbestehen würde. Um dieser Lücke entgegenzuwirken, müssten die ÜNB anderweitige Maßnahmen ergreifen, wie bspw. vermehrt VINK installieren. Dies könnte jedoch wiederum zu erheblichen Mehrkosten führen und damit die vermeintlichen Effizienzgewinne der Ausschreibung zunichtemachen. Zudem ist nachteilig zu bewerten, dass aufgrund des gewünschten Wettbewerbs und der bewussten Nachfragesituation konzeptgemäß ein Teil des bereits heute bestehenden Angebots nicht kontrahiert und für die Bereitstellung von Momentanreserve nachhaltig verloren gehen würde, da Entscheidungen zur Erbringung von Momentanreserve insbesondere investiver Natur sind und somit vor Inbetriebnahme der jeweiligen Anlagen getroffen werden müssen. In der Konsequenz kann sich somit ein ineffizienter langfristiger Gesamtzustand nach Ausschreibung ergeben.

Die Problematik der endogenen Rationalisierung, also der bewussten Reduktion des Ausschreibungsvolumens, zur Förderung des Wettbewerbs bei geringem Angebot konnte in der Vergangenheit bei anderen Ausschreibungen bzw. Auktionen (EE-Ausschreibungen, Regelarbeitsmarkt) im Energiesystem beobachtet werden und wurde auch jüngst im Rahmen wissenschaftlicher Arbeiten verstärkt untersucht. Als besonders hat sich dabei herausgestellt, dass einige Anbieter nicht bezuschlagt werden, wenn das Ausschreibungsvolumen reduziert wird. Denn sind mit der Gebotsabgabe Kosten oder Risiken verbunden kann dies dazu führen, dass jeder Anbieter, der erwartet, zu nicht wettbewerbsfähigen Konditionen anbieten zu können, kein Gebot abgibt und sich aus den Ausschreibungen zurückzieht. Infolgedessen gibt es möglicherweise für kein Unternehmen einen Anreiz, sich zu beteiligen. Während solche Folgen einer endogenen Rationierung in der Wissenschaft bisher hauptsächlich theoretisch analysiert wurden, zeigen die praktischen Erfahrungen am Beispiel von Auktionen zur Förderung von Energieeffizienzprojekten und -programmen in der Schweiz, dass die Einführung einer Rationierungsregel tatsächlich zu einem relativen Rückgang des Angebotsvolumens geführt hat [11]. Ein Angebotsrückgang bei wiederkehrenden Ausschreibungen könnte wiederum zur Folge haben, dass der Wettbewerb unter den verbleibenden aktiven Anbietern rückläufig ist und in der Konsequenz nur noch hochpreisige Gebote im Markt verbleiben, wodurch der Preis für Momentanreserve steigen würde und mit der Ausschreibung Effizienzeinbußen verbunden wären.

Variante II in Abbildung 3.3 stellt den Fall dar, in dem die ausgeschriebene Menge das Angebot übersteigt, also ein Nachfrageüberhang vorliegt (d. h. Angebot  $\leq$  Nachfrage). In einer solchen Situation wären alle verfügbaren Anbieter erforderlich, um den Bedarf (bzw. die ausgeschriebene Menge) zumindest anteilig zu decken. In dieser Situation wäre im Vergleich zur Variante I der Wettbewerb zwischen den Anbietern geringer und es droht ein Marktversagen, da jeder Anbieter zur Deckung der Nachfrage erforderlich wäre (d. h. "pivotal" ist) und somit bei Gebotsabgabe automatisch bezuschlagt würde. Sind sich Anbieter dessen bewusst, würden sie zum –



von der BNetzA oder den ÜNB festzulegenden – Höchstpreis anbieten. Die Wahl dieses Höchstpreises wäre somit entscheidend für die Entscheidungsfindung der Anbieter, Gebote abzugeben und somit letztlich relevant für die Deckung der Nachfrage. Wäre der Höchstpreis zu niedrig angesetzt, wären nicht genügend Anbieter bereit, ein Angebot abzugeben. Wäre der Höchstpreis zu hoch angesetzt, würde von Seiten der ÜNB die Momentanreserve ineffizient teuer beschafft werden, was in einer Überförderung resultieren kann. In einer solchen Situation hätte eine Ausschreibung keinen zusätzlichen Nutzen gegenüber anderen Ausschreibungsformen, insb. dem Bonussystem, da keine privaten Kosteninformationen offengelegt würden und keine effiziente Ressourcenallokation möglich wäre.

Im Kontext der Beschaffung von Momentanreserve besteht somit hinsichtlich der Ausschreibung die Herausforderung darin, das verfügbare Angebot im Markt hinreichend robust abschätzen zu können, um eine auf dieses Angebot abgestimmte Menge nachzufragen. Da die Angebotskurve (sowohl Menge als auch Kosten) in der gegenwärtigen Situation nicht bekannt ist, erscheint ein Marktversagen im Falle einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve über eine Ausschreibung nicht unwahrscheinlich. Darüber hinaus ist nicht auszuschließen, dass die Angebotskurve äußerst flach verläuft, sich also die Kosten und somit auch der Angebotspreis innerhalb einer Technologie nur unwesentlich voneinander unterscheiden. Somit ist zwar grundsätzlich ein Angebotswettbewerb zwischen unterschiedlichen Technologien denkbar, innerhalb einer Technologie wären die Vorteile einer effizienten Ressourcenallokation aber niedriger. Mit Blick auf die zumindest für 2025 absehbare Marktreife insbesondere (und weitestgehend ausschließlich) von zentralen Batteriespeichersystemen, würde sich eine zeitnahe Ausschreibung im Wesentlichen auf entsprechende Anlagenbetreiber beschränken. Demnach dürften die mit einer Ausschreibung verbundenen Effizienzvorteile überschaubar sein, bei gleichzeitigem Risiko von zu wenig beschaffter Momentanreserve.

Insbesondere auf Seiten der Betreiber und Hersteller von Windenergieanlagen würde eine Ausschreibung im Vergleich zu anderen Formen der marktgestützten Beschaffung (s. u.) zu einer geringeren Planungssicherheit führen, da vor Teilnahme an der Ausschreibung umfangreich F&E betrieben werden müsste, gleichzeitig der Zuschlag aber Ergebnis der Ausschreibung und somit mit Unsicherheiten verbunden ist. Entsprechend würde von der bezuschlagten Menge die Aufteilung der Entwicklungskosten auf mehrere Anlagen abhängen. Durch eine Ausschreibung und einen möglichen Zuschlag würden die Anbieter eine Verpflichtung eingehen, die für die Anbieter risikoreich ist und bei Nichterbringung der Leistung zu Pönalen führen würde.

Was in der Vergangenheit bei Ausschreibungen immer wieder zu beobachten war, ist das sogenannte Winner's Curse Problem. In diesem Fall neigen die Anbieter dazu, aufgrund der Unsicherheit über die tatsächlichen Kosten zu niedrige Gebote abzugeben. Für die "Gewinner" der Ausschreibung, d. h. die Anbieter, die den Zuschlag erhalten, besteht dann das Risiko, dass die Gebote am Ende so niedrig sind, dass sie unter den tatsächlichen Kosten liegen. Im Falle von Momentanreserve, wo eine allgemeine Kostenunsicherheit vorherrscht, kann dieses Problem durchaus relevant sein.

Bei Windenergieanlagen, deren Relevanz für die Deckung von negativer Momentanreserve zu unterstreichen ist, müsste im Falle einer marktgestützten Beschaffung über eine Ausschreibung auch die mögliche Interaktion mit den bestehenden EE-Ausschreibungen berücksichtigt werden. Für neue EE-Anlagen, die an der EE-Ausschreibung für eine Förderung teilnehmen, kann die Realisierung von einem Zuschlag abhängen. Die Möglichkeit dieser EE-Anlagen, überhaupt an einer Ausschreibung von Momentanreserve teilzunehmen, hängt also von ihrem Erfolg bei der EE-

Ausschreibung ab. Gleichzeitig wäre bei einer Ausschreibung von Momentanreserve zu berücksichtigen, dass nur Anlagen, die in der EE-Ausschreibung einen Zuschlag erhalten haben, auch zur Teilnahme an einer Ausschreibung für Momentanreserve berechtigt sind. Dadurch würde das EE-Potential, das für eine Ausschreibung von Momentanreserve verfügbar wäre, sinken.

**Bonus- oder Prämiensysteme** wären auch für die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve denkbar. Wie bei Ausschreibungen haben die relevanten Akteure bereits in der Vergangenheit Erfahrungen mit Bonus- oder Prämiensystemen sammeln können, bspw. im Zuge der Anfänge der EE-Vergütung. Im Gegensatz zur Ausschreibung wird bei einem Bonus- oder Prämiensystem nicht die Menge, sondern der Preis (d. h. Bonus oder Prämie) festgelegt, auf dessen Grundlage die Anbieter entscheiden, ob sie Momentanreserve zu diesem Preis anbieten oder nicht. Ein Bonussystem erlaubt somit keine unmittelbare Mengensteuerung, sondern der Erfolg des Modells hängt in hohem Maße von der Höhe der Bonuszahlung ab.

Allerdings können Bonus- oder Prämiensysteme auch im Rahmen einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve zu Problemen führen, wie in Abbildung 3.4 dargestellt.

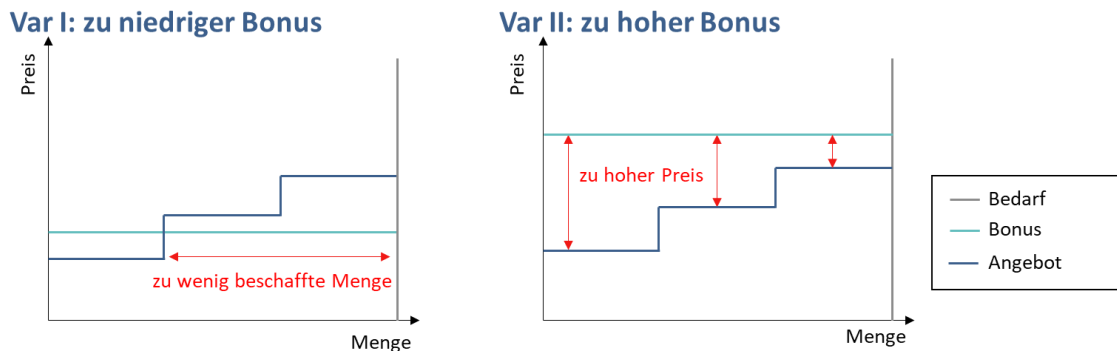


Abbildung 3.4: Problem einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve durch Bonussystem

Ist der Bonus zu niedrig, wie in Abbildung 3.4 in der linken Grafik dargestellt, könnten zwar die effizientesten Anbieter (mit den niedrigsten Kosten) kontrahiert werden, aber es würden keine Kosteninformationen preisgegeben und die beschaffte Menge an Momentanreserve würde aufgrund des zu niedrigen Bonus unter dem Bedarf liegen (Nachfrageüberhang). Damit entstünde, ähnlich wie bei einer Ausschreibung, eine Lücke an Momentanreserve mit Risiko für die Versorgungssicherheit, die die ÜNB anderweitig, wie bspw. mit VINK, füllen müssten, was wiederum zusätzliche Kosten verursachen würde. Ein zu niedriger Bonus würde jedoch nicht nur dazu führen, dass zu wenig Momentanreserve beschafft wird, sondern auch dazu, dass Investitionsanreize für die Technologieentwicklung fehlen.

Ist der Bonus bzw. die Prämie zu hoch angesetzt (Abbildung 3.4 rechte Grafik), wären voraussichtlich alle Anbieter bereit, Momentanreserve zu erbringen, ein zu hoher Bonus würde aber auch zu einer Überförderung führen (ähnlich wie bei einer Ausschreibung, wenn alle Anbieter pivotal sind). Die Wahl der Bonushöhe ist also die zentrale Herausforderung in diesem Beschaffungsmodell. Gleichzeitig liegt der große Vorteil dieses Modells darin, dass es einen deutlich geringeren Organisationsgrad (und geringere Transaktionskosten) als Ausschreibungen hat und auch das Risiko auf der Anbieterseite deutlich geringer ist, da die Anbieter entscheiden können, ob sie zu einer bestimmten Bonushöhe anbieten oder nicht und somit kein Zuschlagsrisiko wie bei einer Ausschreibung besteht. Dies gibt den Anbietern (und Herstellern) eine größere Planungssicherheit, um F&E zu initiieren und Marktreife zu erreichen. Die Entwicklungskosten wie-

derum können auf die geplanten Anlagen aufgeteilt werden, was hingegen im Falle einer Ausschreibung vom Ergebnis der Ausschreibung abhängt. Bei einem Bonussystem gehen die Anbieter außerdem keine Verpflichtung ein, die Anlagen letztlich mit Eigenschaften für Momentanreserve auszustatten. Bei fehlender Marktreife oder technischen Problemen besteht für die Anbieter kein Risiko für Pönalen.

Ein weiterer Vorteil eines Bonussystems ist, dass ein potenzielles Marktversagen, z. B. aufgrund von Marktmacht, teilweise verhindert werden kann. Die Anbieter können nur zwischen Bereitstellung und Nicht-Bereitstellung entscheiden und haben somit zumindest keinen Einfluss auf den Preis.

Zudem muss beim Bonussystem das tatsächliche im Markt vorherrschende Angebot nicht bekannt sein, um Marktversagen, wie bei der Ausschreibung, auszuschließen, was gerade zum jetzigen Zeitpunkt als weiterer wesentlicher Vorteil genannt werden kann.

Während eine Ausschreibung mit einer Preisobergrenze kombiniert werden kann, um einen Höchstpreis festzulegen, besteht bei einem Bonussystem prinzipiell die Möglichkeit, dieses mit einer Mengengrenze zu kombinieren. Dies würde dazu führen, dass nur eine begrenzte Anzahl von Anbietern den Bonus erhalten würden und den ÜNB ergäbe sich hierdurch eine effizientere Form der Mengen- und damit auch Kostensteuerung. Ähnlich wie die endogene Rationalisierung bei Ausschreibungen würde eine solche Ausprägung in Form eines "First come, first served"-Prinzips die Planungssicherheit auf Seiten der Anbieter vollständig konterkarieren. Anbieter würden untereinander in einen Schnelligkeitswettbewerb treten und müssten das Risiko bewerten, dass sie keinen oder nur einen geringen Teil ihrer Forschungs- und Entwicklungskosten decken können. Dies dürfte dazu führen, dass Angebot zurückgehalten wird. Der wesentliche Vorteil des Bonussystems in Form einer robusten Planungsgrundlage sowie eines geringen Risikos auf Anbieterseite würde somit untergraben.

#### **Fazit zur kurzfristigen marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve**

Als Fazit zu einer möglichen kurzfristigen marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve lässt sich Folgendes festhalten:

- Bilaterale Verhandlungen sind aufgrund des sehr hohen Aufwandes auf Seiten der ÜNB mit Blick auf den hohen Bedarf nicht praktikabel.
- Auktionen, die einen sehr hohen Organisationsgrad haben und eine enge Produktdefinition erfordern, sind in der aktuellen Situation wenig sinnvoll.
- Ausschreibungen sind insbesondere für Windenergieanlagen, mit noch nicht vorhandener Marktreife und damit verbundenen Risiken auf der Anbieterseite, als problematisch zu bewerten.
- Ausschreibungen für zentrale Batteriespeichersysteme sind prinzipiell denkbar, da sie weitgehend marktreif sind. In der jetzigen Phase sind jedoch eine effiziente Ressourcenallokation und die Offenlegung privater Kosteninformationen von untergeordneter Bedeutung. Hinzu kommt, dass die Informationslage unzureichend ist und die Marktbedingungen nicht unbedingt erfüllt sind, was bedeutet, dass ein Marktversagen nicht ausgeschlossen werden kann.
- Ausschreibungen sind für die Anbieter mit Risiken verbunden. Zum einen kann durch die vorherrschende Kostenunsicherheit das Risiko zu niedriger Gebote bestehen (Winner's Curse). Zum anderen bieten Ausschreibungen weniger Planungssicherheit für die Anbieter,

da vor einem möglichen Zuschlag in der Ausschreibung F&E betrieben werden muss und zusätzlich Kosten für die Gebotsabgabe anfallen.

- Bonussysteme erlauben keine unmittelbare Mengensteuerung, da die angebotene Menge von der Bonushöhe abhängt. Im Gegenzug ist keine detaillierte Berechnung des Momentanreservebedarfs erforderlich.
- Bonussysteme erlauben eine Preissteuerung
- Bonussysteme können zwar notwendige Investitionen begünstigen, ermöglichen aber nur bedingt eine effiziente Ressourcenallokation.

Unter Abwägung der Vor- und Nachteile, wie sie in Abbildung 3.5 noch einmal zusammengefasst sind, ergibt sich eine **Präferenz für ein Bonussystem** für eine mögliche kurzfristige marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve. Aufgrund des geringen Organisationsgrades sollte eine zeitnahe Umsetzung eines Bonussystems möglich sein. Das reduzierte Risiko auf der Anbieterseite bei einem Bonussystem dürfte die **Technologieentwicklung** bei Windenergieanlagen vorantreiben. Diese wären nicht dem Risiko ausgesetzt, durch die höheren Kosten, die sich aus den F&E-Aufwendungen ergeben, von zentralen Batteriespeichern aus dem Markt gedrängt zu werden. Auch wenn der Wettbewerb zwischen verschiedenen Technologien bei einer marktgestützten Beschaffung grundsätzlich wünschenswert ist, da so die Kosten minimiert werden können, ist ein Technologiewettbewerb eher unerwünscht, wenn es primär um die Erschließung von Potentialen geht, wie es derzeit bei der Momentanreserve der Fall ist. Gegebenenfalls würde ein Bonussystem so zwar übergangsweise zu einer Überförderung von zentralen Batteriespeichersystemen führen. Die Überwachung und der Abgleich der Bonushöhe mit den Kosten von VINK als Kostenbenchmark (s. u.) könnte dieses Risiko jedoch eindämmen.

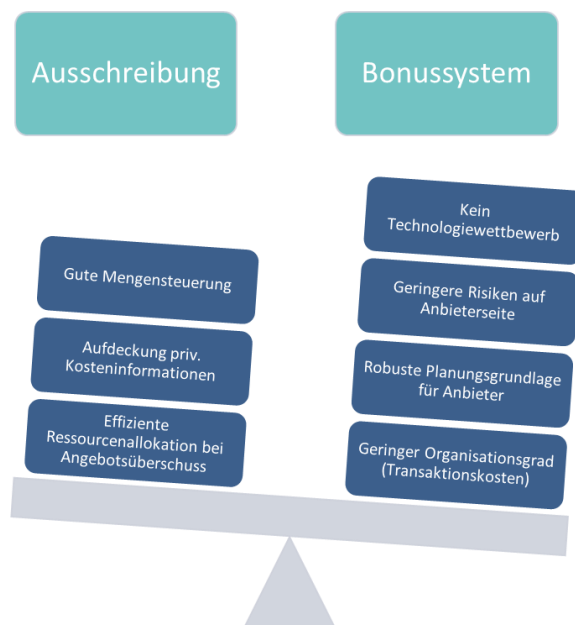
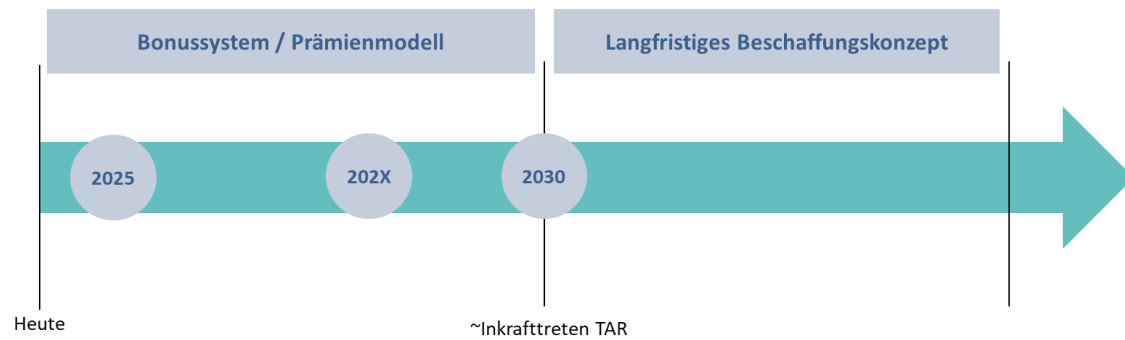


Abbildung 3.5: Abwägung zwischen Ausschreibung und Bonussystem

### Vorschlag für ein zeitliches Vorgehen für die Beschaffung von Momentanreserve

Auch wenn ein Bonussystem bzw. Prämienmodell für die kurzfristige marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve geeignet erscheint, bedeutet dies, dass die Situation in der Zukunft anders sein kann und neu bewertet werden muss. Abbildung 3.6 stellt daher einen Vorschlag für das zeitliche Vorgehen bei der Beschaffung von Momentanreserve dar.



**Start Bonussystem**

- Zeitnaher Start der marktgestützten Beschaffung (z.B. ab 2025)
- Fokus auf WEA und Speicher mit jeweils indiv. angepassten Bonussystemen
- Enges Monitoring der beschafften Mengen und der Förderhöhe je Technologie

**Neubewertung der Rahmenbedingungen**

- Analyse zu MR-Bedarf
- Analyse zu MR-Angebot
- Analyse sonstiger Faktoren, wie bspw. Entwicklung TAR und Marktreife

**Langfristiges Beschaffungskonzept**

- 3-Säulen-Modell: VINK, TAR & marktgestützte Beschaffung
- Änderung der marktgestützten Beschaffung, bspw. Ablösung durch Ausschreibung (ggf. auch technologieabhängig)?
- Ausschließlich reg. Beschaffung?

*Abbildung 3.6: Vorschlag für zeitliches Vorgehen der Beschaffung von Momentanreserve*

Wie in Abbildung 3.6 dargestellt, wäre ein zeitnaher Start einer marktgestützten Beschaffung mit einem Bonussystem möglich (z. B. ab 2025), wobei der Fokus auf Windenergieanlagen und zentralen Speichersystemen liegen würde. Dabei wären individuell angepasste Bonussysteme für die beiden Technologien zu empfehlen (s. u.). Die Einführung des Bonussystems sollte einem engen Monitoring unterliegen, um die beschafften Mengen an Momentanreserve zu überprüfen und ggf. die Höhe der Förderung für die einzelnen Technologien regelmäßig anzupassen.

In naher Zukunft sollten die Rahmenbedingungen für Momentanreserve neu bewertet werden. Dabei sollte untersucht werden, wie sich der Bedarf und das Angebot an Momentanreserve entwickelt haben. Darüber hinaus sollten weitere Faktoren wie die Entwicklung der TAR und die Marktreife der Technologien analysiert werden. Daraus lassen sich auch Rückschlüsse ziehen, wie effektiv das Bonussystem war und ob das zukünftige langfristige Beschaffungskonzept angepasst werden sollte.

Das langfristige Beschaffungskonzept stützt sich im Wesentlichen auf die drei Säulen VINK, Beiträge aus TAR und marktgestützte Beschaffung. Es ist durchaus möglich, dass es sich anbietet, das Bonussystem durch eine andere Marktform, z. B. eine technologieabhängige Ausschreibung, zu ersetzen, wenn die Marktreife der benötigten Potentiale erreicht ist und ausreichend Angebot vorliegen würde. Sollte eine marktgestützte Beschaffung nicht die gewünschten Ergebnisse erzielen, sollte geprüft werden, verstärkt auf verpflichtende Bereitstellung in Form regulatorischer Beschaffung zu setzen. Denn in einem zukünftigen System mit einem weiterhin bestehenden Nachfrageüberhang könnte die regulierte Beschaffung, die eine - ggf. vergütete - verpflichtende Bereitstellung von Momentanreserve vorsieht, der bessere Weg sein.

## 4 Ausgestaltung eines Bonussystems

Die mögliche Ausgestaltung eines Bonussystems für die Beschaffung von Momentanreserve bietet einen großen Spielraum. Ziel dieses Projektes ist es nicht, ein vollumfassend abgestimmtes Bonussystem zu entwickeln, sondern vielmehr Aspekte aufzuzeigen, die bei der Ausgestaltung berücksichtigt werden sollten.

### 4.1 Ausgestaltung des Bonus und Förderhöhe

Bei der Ausgestaltung des Bonus für Momentanreserve ist es sinnvoll, den Trägheitsbeitrag einer Anlage zu berücksichtigen und somit den Bonus in EUR/MWs festzulegen. Dabei sind noch näher auszugestaltende Vorgaben für die damit verbundene Momentanreserveleistung zu definieren, da bei umrichterbasierten Anlagen die Leistung des Umrichters begrenzt ist. Darüber hinaus muss der Bonus an bestimmte technische Anforderungen gekoppelt sein, d. h. nur Anlagen, die technisch in der Lage sind, Momentanreserve bereitzustellen, erhalten den Bonus. Hierzu sind zeitnah die technischen Anforderungen sowie entsprechenden Nachweise festzulegen.

Es erscheint sinnvoll, den Bonus nach Technologien zu differenzieren. Dies ermöglicht zum einen eine Einpreisung der unterschiedlichen Marktreifegrade. Da Speichersysteme mit den entsprechenden Fähigkeiten im Ausland bereits Marktreife erlangt haben, könnte der Bonus für diese Systeme geringer ausfallen als für Windanlagen, die ihre Entwicklungskosten noch refinanzieren müssen. Bei Windenergieanlagen könnte der Bonus im Laufe der Zeit degressiv gestaltet werden, um durch einen anfänglich höheren Bonus sicherzustellen, dass rechtzeitig marktreife Produkte entwickelt und zertifiziert werden. Gleichzeitig scheint eine Differenzierung nach Technologien auch deshalb sinnvoll zu sein, weil Speicher sowohl positive als auch negative Momentanreserve liefern können, während Windkraftanlagen nur negative Momentanreserve liefern können.

Wie bereits angedeutet, liegt die zentrale Herausforderung eines Bonussystems in der Bestimmung der Höhe der Förderung. Generell sollte sich der Bonus an den zu erwartenden Kosten der Bereitstellung von Momentanreserve orientieren und nur einen Zusatznutzen für die Anlagenbetreiber bzw. Unternehmen darstellen, aber keine Anreize für den Bau von Anlagen zur expliziten Bereitstellung von Momentanreserve setzen. So könnte die Förderhöhe für zentrale Batteriespeichersysteme sich an den Mehrkosten für die Überdimensionierung des Wechselrichters und an den abgeschätzten Opportunitätskosten für die eingeschränkte Speicherfüllstandsbewirtschaftung orientieren. Es sollte sichergestellt werden, dass Ineffizienzen durch Mitnahmeeffekte vermieden werden. So sollten bestehende und geplante Typ-1-Anlagen, die inhärent Momentanreserve bereitstellen, nicht dafür entschädigt werden.

Da Momentanreserve auch über VINK bereitgestellt werden kann, sollte die Kostenrelation zu VINK bei der Bestimmung der Förderhöhe explizit berücksichtigt werden und als Benchmark dienen. Für marktreife Technologien (wie bspw. Batteriespeichersysteme) sollten die Kosten für VINK als Obergrenze für den Bonus dienen, da es oberhalb dieser Kosten kostengünstiger wäre, Momentanreserve über VINK bereitzustellen (oder, falls erforderlich, neue VINK zu bauen). Sind jedoch noch erhebliche Technologieentwicklungen (und insb. Kostendegressionen) denkbar, wie dies z. B. bei Windenergieanlagen der Fall ist, wäre auch für diese Anlagen ein initialer Startbonus oberhalb der Kosten für VINK denkbar, um dieses Potential kurzfristig zu erschließen und damit langfristig Kosteneinsparungen gegenüber der Bereitstellung über VINK zu realisieren.

Für die Ermittlung eines Anfangsbonus erscheint es ratsam, Expertenschätzungen zu den Kosten verschiedener Technologien für die Bereitstellung von Momentanreserve und für die Ausstattung noch nicht marktreifer Technologien einzuholen. Für mögliche Erhebungen zu den Mehrkosten von Windenergieanlagen könnten zum Beispiel Hersteller von Windenergieanlagen und Vertreter der Wissenschaft befragt werden, um erste Einordnungen der Kosten zu erhalten. Für die Kostendaten zur Speicherung und die Einordnung der Kosten von VINK kann zusätzlich ein Vergleich mit ausländischen Erfahrungen (z. B. Ausschreibungsergebnisse für Phase 1 und 2 Stability Pathfinder in Großbritannien; unter Berücksichtigung, dass Momentanreserve dort nicht separat, sondern zusammen mit anderen SDL ausgeschrieben wurde) hilfreich sein.

Grundsätzlich ist es wünschenswert, wenn die Anlagen die Momentanreserve zu jedem Zeitpunkt vorhalten. Bei der Auszahlung des Bonus wäre zu überlegen, diese an eine Mindestverfügbarkeit über das Jahr hinweg zu binden, hierbei allerdings unvermeidliche Nichtverfügbarkeiten, wie bspw. notwendige Revisionen, zu beachten. Mittels der Durchführung von Teilzahlungen, könnte bspw. die Verfügbarkeit während des Jahres in die Bonuszahlung einbezogen werden.

## 4.2 Differenzierung

Neben der bereits erwähnten Differenzierung nach Technologie stellt sich auch die Frage, ob es sinnvoll ist, das Bonussystem nach anderen Kriterien wie Entscheidungsebene oder Zeit zu differenzieren:

- **Differenzierung der zeitlichen Beschaffung:** Es kann sinnvoll sein, die marktgestützten Beschaffungsmodelle nach zeitlichen Entscheidungsstufen zu differenzieren. Entscheidungsstufen unterscheiden sich dabei hinsichtlich Form und Vorlaufzeit. Insbesondere drei Entscheidungsstufen lassen sich in der Regel gut voneinander abgrenzen: Kapazitätsschaffung (Investition), betrieblicher Vorhaltung und Einsatz (für Momentanreserve nicht relevant). Bei der Momentanreserve sollte der Fokus kurz- bis mittelfristig auf der Stufe der Kapazitätsschaffung liegen (bis ausreichende Potentiale erschlossen sind). Daher sollten mögliche Investitionskosten (z. B. bei Windenergieanlagen Investitionen in die Anlagenausstattung oder bei Speichersystemen die Überdimensionierung von Wechselrichtern) in den Bonus eingerechnet werden. Da für die Vorhaltung und den Abruf von Momentanreserve keine nennenswerten Kosten anfallen, wie dies bei Speichern oder Windenergieanlagen der Fall ist, sollte dies für diese Technologien auch nicht vergütet werden. Dennoch sollte z. B. bei Speichern die Vorhaltung von Momentanreserve, d. h., dass der Speicher nie ganz voll oder leer ist, verbindlich sein.
- **Differenzierung nach Ort:** Für den Ort der Erbringung können mehr oder weniger enge Vorgaben gemacht werden. Im Stromnetz hat der "Ort" eine vertikale (Netzebene) und eine horizontale (räumliche) Dimension. Für die Erbringung von Momentanreserve ist die geographische Lage von wesentlicher Bedeutung. Denn während im Rahmen der Bedarfsanalysen für die Bereitstellung positiver Momentanreserve im Regelfall Deutschland (neben anderen Ländern) als Ganzes betrachtet wird, wird für die Bestimmung des negativen Momentanreservebedarfs häufig eine Systemauftrennung berücksichtigt, der Deutschland unterteilt. Eine effektive Bereitstellung von Momentanreserve ist in einem solchen Szenario also nur möglich, wenn die Anlage in dem richtigen Teilnetz stehen würde (bei negativer Momentanreserve vorzugsweise im Norden Deutschlands). Somit wäre es denkbar, bei der Beschaffung von Momentanreserve eine Differenzierung nach potenziellen Grenzen der Systemauftrennung vorzunehmen, deren eindeutige Festlegung allerdings nicht zweifelsfrei möglich sein könnte.

- **Differenzierung nach Zeit:** Generell muss definiert werden, für welchen Zeitraum die Beschaffung erfolgen soll. Typische Bezugszeiträume hängen stark von der jeweiligen Entscheidungsstufe ab (z. B. viele Jahre beim Kapazitätsbau oder stündlich bei der Vorhaltung). Für einen Bonus für Momentanreserve erscheint eine längerfristige Beschaffung (z. B. über 10 Jahre) sinnvoll. Einerseits würde dies den Aufwand (und die Kosten) im Vergleich zu einer häufigeren Beschaffung seitens der ÜNB reduzieren. Andererseits bestünde so eine gewisse Planungssicherheit seitens der Anbieter, da sie für einen längeren Zeitraum kontrahiert werden. Durch einen zu großen Vergütungszeitraum verliert das Modell allerdings an Flexibilität, so dass keine kurzfristigen Anpassungen vorgenommen werden können.

Generell gilt es, eine mögliche Differenzierung gut abzuwägen. Die "Schärfe" der Produktdefinition kann beispielsweise erhebliche Auswirkungen auf Liquidität, Transparenz oder Transaktionskosten haben.



## 5 Analyse von alternativen Beschaffungsformen

Auch wenn der Fokus dieser Studie auf einem marktgestützten Beschaffungskonzept für Momentanreserve liegt, ist es dennoch notwendig, nicht nur verschiedene Formen der marktgestützten Beschaffung, sondern alle möglichen Formen der Beschaffung von Momentanreserve abzuwägen. Da eine reine Beschaffung von Momentanreserve über VINK technisch nicht realisierbar ist, ist vor allem eine Abwägung zwischen einer marktgestützten und einer regulierten Beschaffung notwendig. Wie bereits erwähnt, scheint es kurzfristig sinnvoll, auf eine marktgestützte Beschaffung in Form eines Bonussystems zu setzen, um Investitionen zu stimulieren und mögliche Potentiale für die Momentanreserve zu erschließen. Langfristig, wenn ausreichend Potentiale zur Bedarfsdeckung erschlossen sind, kann aber auch eine regulierte Beschaffung sinnvoll sein. Eine regulierte Beschaffung müsste jedoch so wirksam sein, dass ausreichend Momentanreserve beschafft werden kann. Eine regulierte Beschaffung müsste voraussichtlich deutlich über die Vorgaben, welche aus heutiger Sicht für die überarbeitete TAR erwartet werden, hinausgehen, weil diese wahrscheinlich nicht ausreichen würden, um genügend Momentanreserve zu beschaffen.

In der Abwägung zwischen einer marktgestützten und einer regulierten Beschaffung gilt es die Vor- und Nachteile der einzelnen Beschaffungsformen gegenüberzustellen. Zu den **Vorteilen** der beiden Beschaffungsformen gehören dabei (u. a.):

- Eine **marktgestützte Beschaffung** hat den Vorteil, dass sie eine effiziente Ressourcenallokation (statische Effizienz) ermöglichen kann. Bei ausreichendem Wettbewerb könnten so die kostengünstigsten Anbieter kontrahiert werden und damit die Beschaffungskosten minimiert werden.
- Während die novellierten TAR voraussichtlich etwa im Zeitraum um 2030 in Kraft treten werden und auch andere mögliche regulatorische Verpflichtungen zur Bereitstellung von Momentanreserve eine gewisse Vorlaufzeit für die Umsetzung erfordern würden, liegt ein großer Vorteil einer **marktgestützten Beschaffung** darin, dass sie relativ kurzfristig umgesetzt werden könnte.
- Neben der statischen Effizienz hat die **marktgestützte Beschaffung** den Vorteil, dass sie effiziente Investitionsanreize setzen kann (dynamische Effizienz). Im Falle der Momentanreserve ist dies, wie oben gezeigt, vor allem für die kurz- bis mittelfristige Erschließung der Potentiale der Momentanreserve relevant. Aber auch langfristig muss sichergestellt werden, dass ausreichend Potentiale der Momentanreserve im Markt verbleiben bzw. im Falle der Stilllegung von Anlagen neue Anlagen, die Momentanreserve bereitstellen können, in den Markt kommen.
- Die **regulierte Beschaffung** hat den Vorteil, dass sie Sicherheit über die beschafften Mengen bietet. Während bei der marktgestützten Beschaffung jeder Anbieter selbst entscheiden kann, ob er am Markt teilnimmt oder nicht, unterliegt bei der regulierten Beschaffung jede Anlage den regulatorischen Vorgaben zur Bereitstellung von Momentanreserve. Dies bietet zum einen eine höhere Planungssicherheit für die ÜNB (und die BNetzA), dass ausreichend Momentanreserve zur Verfügung steht. Andererseits bietet es auch den Anlagenbetreibern ein gewisses Maß an Planungssicherheit, da sie wissen, dass sie Momentanreserve vorhalten müssen und ihre Entscheidung nicht von möglichen Marktentwicklungen abhängig ist.

Zu den **Nachteilen** der beiden Beschaffungsformen gehören (u. a.):

- Die **marktgestützte Beschaffung** hat den Nachteil, dass das Marktergebnis nie vorhergesagt werden kann. Dies führt zu Ungewissheit über die Mengen an Momentanreserve, die angeboten werden. Darüber hinaus besteht eine gewisse Unsicherheit hinsichtlich der Kosten für die Momentanreserve, da diese das Ergebnis des Marktes sind und somit davon abhängen, welcher Anbieter zu welchen Kosten wie viel Momentanreserve anbietet. Schließlich müssen für die marktgestützte Beschaffung eine Reihe von Markt Voraussetzungen erfüllt sein (siehe Abbildung 3.1). Sind diese nicht erfüllt, kann (unter anderem) ein Marktversagen, zum Beispiel durch strategisches Verhalten der Anbieter, nicht ausgeschlossen werden. Dementsprechend kann eine kontinuierliche Überwachung des Marktes notwendig sein, die allerdings auch mit Kosten verbunden ist.
- Ein weiterer Nachteil der **marktgestützten Beschaffung** ist, dass diese immer auch mit Transaktionskosten verbunden ist. Die Höhe der Transaktionskosten wird dabei jedoch wesentlich durch die Wahl der Marktform beeinflusst.
- Ein weiterer Nachteil der **marktgestützten Beschaffung** ist, dass die Anbieter dazu neigen könnten, mögliche Risiken (wie z. B. die Nichtverfügbarkeit) in ihre Angebote einzupreisen und somit auch über eine marktgestützte Beschaffung nicht das gesamte Effizienzpotential gehoben werden kann.
- Der zentrale Nachteil der **regulierten Beschaffung** besteht darin, dass die Anbieter zur Bereitstellung von Momentanreserve gezwungen würden und somit alle Anlagen unabhängig von ihren Kosten Momentanreserve anbieten müssten. Einerseits führt dies zu ineffizienten Investitionen, wenn alle Kraftwerke in der Lage sein müssen, Momentanreserve bereitzustellen. Andererseits führt dies zu einer ineffizienten Ressourcenallokation, da Leistungen beschafft werden, die nicht Teil der optimalen Lösung sind. Gleichzeitig kann eine solche Verpflichtung eine große Belastung für die Anlagenbetreiber darstellen, die im Extremfall dazu führen kann, dass einzelne Technologien nicht mehr rentabel sind und es zu Verschiebungen zwischen den Technologien kommt.

Wie die obige Gegenüberstellung zeigt, haben beide Beschaffungsformen ihre Vor- und Nachteile. Eine marktgestützte Beschaffung ist insbesondere geeignet, wenn Informationslage unklar ist und ein Markt effiziente Allokationssignale senden kann. Zudem kann eine marktgestützte Beschaffung auch zu einem langfristigen Optimum führen. Die regulatorische Beschaffung ist zu empfehlen, wenn Effizienzgewinne des Marktes als gering eingeschätzt werden oder Markt Voraussetzungen nicht erfüllt sind. Bei einer regulatorischen Beschaffung sind insb. ineffiziente Investitionen zu bewerten. Letztlich ist es wichtig, klare Ziele für die Beschaffung von Momentanreserve zu definieren und auf dieser Basis eine Entscheidung zu treffen. Wenn z.B. die oberste Prämisse bei der Beschaffung der Momentanreserve die Sicherheit über die beschafften Mengen ist, kann eine regulierte Beschaffung vorzuziehen sein. Wenn das oberste Ziel eine kosteneffiziente Beschaffung ist, sollte eher eine marktgestützte Lösung angestrebt werden.

## 6 Einordnung und Empfehlung

Der rechtliche Rahmen für die Beschaffung von NF-SDL und damit auch von Momentanreserve wird durch die Strombinnenmarkttrichtlinie sowie auf nationaler Ebene durch §12h EnWG vorgegeben, die eine marktgestützte Form der Beschaffung für diese Leistungen vorsehen. Die Beschaffung soll in einem "transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren" erfolgen. Ausnahmen sind jedoch möglich, wenn die nationale Regulierungsbehörde zu dem Schluss kommt, dass eine marktgestützte Beschaffung wirtschaftlich nicht effizient ist. Darüber hinaus sind auch VINK von dieser Regelung ausgenommen.

Auf der Grundlage von §12h (4) EnWG kam die BNetzA am 18.12.2020 initial zu der Einschätzung, eine Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung für Momentanreserve zu erlassen. Die BNetzA begründete dies damit, dass Synchrongeneratoren inhärent und kostenlos Momentanreserve zur Verfügung stellen und eine marktgestützte Beschaffung daher nur zu Transaktionskosten, nicht aber zu Effizienzsteigerungen führen würde. Der Analysehorizont war dabei aber insbesondere 2021 bis 2025. Außerdem ist dabei zu beachten, dass als Referenzkriterium für die Einschätzung ein 3 GW Systemungleichgewicht und ein intaktes Verbundsystem (also keine Systemauftrennung) zugrunde gelegt wurde. Verglichen mit neueren Analysen, die jeweils auf eine Systemauftrennung abzielen, wurde der tatsächliche Bedarf an Momentanreserve deutlich unterschätzt.

Im Falle einer Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung muss die BNetzA ihre Einschätzung alle drei Jahre überprüfen. Sie muss somit in naher Zukunft die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve neu bewerten. Die Situation hat sich seit 2020 insofern geändert, als dass die BNetzA nun einen grundsätzlich höheren Bedarf an Momentanreserve anerkennt und der Fall der Systemauftrennung als Auslegungskriterium herangezogen wird. In diesem Zusammenhang hat die BNetzA auch bereits einige VINK genehmigt (gemäß §12h Abs. 3 EnWG). Wie in Abschnitt 2.2 dargestellt, besteht jedoch auch darüber hinaus noch ein Bedarf an Momentanreserve.

Nach derzeitiger Einschätzung ist es nicht unwahrscheinlich, dass die BNetzA weiteren Bedarf an Momentanreserve anerkennen wird. Es bleibt jedoch abzuwarten, ob sie sich bei ihrer erneuten Prüfung der geeignetsten Beschaffungsform (§ 12h Abs. 6 EnWG lässt Spielraum für alternative Beschaffungsformen) im Jahr 2023 für oder gegen eine marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve aussprechen wird.

Die begrenzte Informationslage bezüglich der Momentanreserve (z. B. Bedarfszahlen) erschwert eine zweifelsfreie Einschätzung, aber vergleichbare Situationen sind in der Energiewirtschaft nicht ungewöhnlich. Die aktuelle Bedarfs- und Potentialanalyse lassen erahnen, dass ein großer Teil der verfügbaren Anlagen für Momentanreserve auch beschafft werden müsste, um den Bedarf an Momentanreserve zu decken. Das hier vorgeschlagene Bonussystem für die kurzfristige marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve sollte den Weg zum Kostenoptimum nicht verbauen, sondern im Gegenteil die Marktreife einiger Anlagentechnologien (insbesondere Windenergieanlagen) beschleunigen. Langfristig sollten sich auch Kostenvorteile gegenüber einer ausschließlichen Deckung des Bedarfs durch VINK ergeben.

Das vorgeschlagene Bonussystem erfüllt grundsätzlich die Anforderungen des §12h EnWG. Allerdings kann es ggf. rechtlich fraglich sein, ob Technologien (z. B. PV, Phasenschieber) von dem Bonussystem ausgeschlossen werden dürfen. Darüber hinaus sollte ein Bonussystem durch ein regelmäßiges Monitoring flankiert werden, das die Gegebenheiten rollierend überprüft und das Bonussystem bei Bedarf anpasst.

Die endgültige Entscheidung hängt schlussendlich von der Einschätzung der BNetzA ab. Letztlich ist eine Abwägung zwischen einer schnellen Deckung der Bedarfe an Momentanreserve und der Kosteneffizienz notwendig.

Zumindest kurzfristig erscheint es sinnvoll, die Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung aufzuheben und eine marktgestützte Beschaffung in Form eines Bonussystems einzuführen, um die Technologieentwicklung zu beanreizen und die Marktreife insbesondere für Windenergieanlagen und Batteriespeichern mit Beitrag zur Momentanreserve zeitnah zu erreichen. Diese Aufhebung der Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung muss nicht unbedingt dauerhaft sein. Mittelfristig sollten die Rahmenbedingungen neu bewertet und das Beschaffungskonzept ggf. langfristig angepasst werden.



## 7 Literatur

- [1] ENTSO-E Project Inertia Team, „Frequency Stability in long-term Scenarios and Relevant Requirements“, 2022. [Online]. Verfügbar unter: [https://eepublicdownloads.azurereedge.net/clean-documents/Publications/ENTSO-E%20general%20publications/211203\\_Long\\_term\\_frequency\\_stability\\_scenarios\\_for\\_publication.pdf](https://eepublicdownloads.azurereedge.net/clean-documents/Publications/ENTSO-E%20general%20publications/211203_Long_term_frequency_stability_scenarios_for_publication.pdf). Zugriff am: 2. Februar 2023.
- [2] Eglantine Künle, Philipp Theile, Christian Wagner, „Entwicklung der Momentanreserve und Abschätzung des Bedarfes an Fast Frequency Response im Europäischen Verbundsystem“, EWI / ef.Ruhr, 2019. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2019/12/Momentanreserve\\_und\\_FFR.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2019/12/Momentanreserve_und_FFR.pdf). Zugriff am: 2. Februar 2023.
- [3] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Momentanreserve 2030. Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030.“, 2016. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9142\\_Studie\\_Momentanreserve\\_2030.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9142_Studie_Momentanreserve_2030.pdf). Zugriff am: 2. Februar 2023.
- [4] 4ÜNB, „Netzentwicklungsplan 2035: Begleitdokument: Systemstabilität“, 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\\_2035\\_V2021\\_2\\_Entwurf\\_Systemstabilitaet.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Systemstabilitaet.pdf). Zugriff am: 2. Februar 2023.
- [5] 4ÜNB, „Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EU-Network-Codes/ER-VErordnung/Systemschutzplan%20der%20%C3%9CNB%20-%20Hauptdokument.pdf>. Zugriff am: 2. Februar 2023.
- [6] ENTSO-E, „Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability: ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: [https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/IGD\\_RoCoF\\_withstand\\_capability\\_final.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/IGD_RoCoF_withstand_capability_final.pdf). Zugriff am: 2. Februar 2023.
- [7] 4ÜNB, „Netzentwicklungsplan 2035“, 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\\_2035\\_V2021\\_2\\_Entwurf\\_Teil1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil1.pdf). Zugriff am: 2. Februar 2023.
- [8] 4ÜNB, „Netzentwicklungsplan 2037: Szenariorahmenentwurf“, 2022. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf\\_NEP2037\\_2023.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2023.pdf). Zugriff am: 2. Februar 2023.
- [9] Janek Massmann, Tobias Hennig, Martin Lösing, Marvin Kaiser, „Beherrschung von Netzauftrennungen in Kontinentaleuropa“ in *ETG-Fachbericht*, Bd. 166, *Transformation der Stromversorgung - Netzregelung und Systemstabilität: Beiträge der 14. ETG/GMA-Fachtagung "Netzregelung und Systemführung"*, 28.-29. September 2022 in Leipzig, VDE ETG, Hg., Berlin, Offenbach: VDE VERLAG GMBH, 2022, S. 30–35.
- [10] BNetzA, „EEG in Zahlen 2019“. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen\\_2019\\_BF.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2019_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=5). Zugriff am: 2. Februar 2023.
- [11] Karl-Martin Ehrhart, Ann-Katrin Hanke und Marion Ott, „A Small Volume Reduction that Melts Down the Market: Auctions with Endogenous Rationing“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: [https://games.econ.kit.edu/downloads/EhrhartHankeOtt\\_EndogenousRationing.pdf](https://games.econ.kit.edu/downloads/EhrhartHankeOtt_EndogenousRationing.pdf). Zugriff am: 8. Februar 2023.



# GUTACHTEN

## AUSARBEITUNG EINES MARKTGESTÜTZTEN BESCHAFFUNGSKONZEPTES FÜR MOMENTANRESERVE

**erstellt von:**

**elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme**

Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel, Carsten Wegkamp, M.Sc., Timo Sauer, M.Sc.

Schleinitzstraße 23

38106 Braunschweig

<https://www.tu-braunschweig.de/elenia>

### **Executive Summary:**

Für eine marktgestützte Beschaffung der Systemdienstleistung *Trägheit der lokalen Netzstabilität* (=Momentanreserve) nach §12h EnWG wurde von Amprion dieses Zweitgutachten beauftragt. Dabei werden in weiten Teilen die Ergebnisse des Erstgutachtens unterstützt. Abweichend kommt das elenia zu dem Ergebnis, dass bezüglich der Reife und der Charakteristik der verschiedenen Technologien für die marktgestützte Beschaffung differenziert werden sollte, um eine schnelle Einführung zu erreichen. Deshalb wird basierend auf den Erfahrungen aus Großbritannien eine baldige Ausschreibung der gesicherten Erbringung von Momentanreserve (24h / 365d / 10a) durch die ÜNB empfohlen. Dies erscheint kurzfristig ab dem Jahr 2024 durch Großbatterien im Höchst- und Hochspannungsnetz als weitere netzdienliche Nutzung (Systemdienstleistung) neben Energiehandel oder Primärregelleistung („service stacking“) von mehreren Anbietern möglich. Dazu müsste Amprion entsprechende Gespräche mit der BNetzA (BK6) führen, um die Ausschreibung diesbezüglich zu gestalten. Für weitere Technologien wie fluktuierende Einspeiser (Wind, PV) und Lasten (Elektrolyseure, DC-Ladeparks) muss erst noch eine Technologieentwicklung erfolgen. Dafür wird auf das Erstgutachten verwiesen.

**Braunschweig, 22.02.2023**

## **Einschätzung des elenia zur marktgestützten Beschaffung für Momentanreserve**

Dieses Dokument dient der Einordnung der Perspektiven zur zukünftigen, marktgestützt Beschaffung von Momentanreserve. Dabei soll insbesondere ein Vergleich zum Erstgutachten hergestellt und die unterschiedlichen Positionen herausgearbeitet werden.

Aus diesem Grund wird nach einer kurzen Übersicht über die Zustimmung zum Bericht der Erststudie zu Beginn erst auf die Gegenüberstellung von Bonussystem und Ausschreibung eingegangen. Anschließend wird mit den Ergebnissen aus dem „Stability Pathfinder“ Programm<sup>1</sup> in Großbritannien aufgezeigt, welche Erkenntnisse und welchen Mehrwert bereits eingeführte Ausschreibungen bieten. Daran anschließend wird aufgezeigt, warum eine Differenzierung in unterschiedliche Technologien mit jeweils passendem Beschaffungskonzept Effizienzvorteile bringen kann. Abschließend wird der Standpunkt des elenia in einem Fazit zusammengefasst.

### **1 Konsens zum Erstgutachten**

Den Ausarbeitungen der Erststudie von Consentec und ifk ist hinsichtlich vieler Aspekte zuzustimmen. Aus Sicht des elenia bieten die Beschreibungen zur Momentanreserve und die Berechnungen zum Bedarf und zum Bereitstellungspotential eine sinnvolle und vielversprechende Grundlage für die Diskussion. Die Ausführungen zur Marktreife der Technologien, die auf Initiative des elenia entstanden sind, tragen zu diesen Grundlagen bei. Dementsprechend wird auch dem grundsätzlichen Bedarf nach einer marktgestützten Beschaffungsform von Momentanreserve zugestimmt, welcher die Basis der kooperativ durchgeführten Studie bildet. Darüber hinaus wird auch den Ausführungen zu den Grundlagen der marktgestützten Beschaffungskonzepte mit Ausnahme der Auflistung von Vor- und Nachteilen der spezifischen Konzepte zugestimmt. Abschließend ist die Empfehlung sowohl auf Basis des Vorschlags des Erstgutachtens als auch für die nachfolgenden Vorschläge des Zweitgutachtens aus Sicht des elenia korrekt.

### **2 Bonussystem und Ausschreibung**

Zunächst ist zu erwähnen, dass beide Beschaffungsinstrumente jeweils ihre Vorteile in bestimmten Anwendungsfällen haben. Gleichzeitig kann aber auch

---

<sup>1</sup> <https://www.nationalgrideso.com/future-energy/projects/pathfinders/stability>



angeführt werden, dass durch die diversen Ausgestaltungsmöglichkeiten der beiden Optionen einige der spezifischen Vor- bzw. Nachteile abgeschwächt oder sogar aufgehoben werden können. Statt jegliche Vor- und Nachteile der beiden Instrumente aufzuführen, werden an dieser Stelle lediglich die wichtigsten in Bezug auf die Umsetzung hinsichtlich der Momentanreserve hervorgehoben.

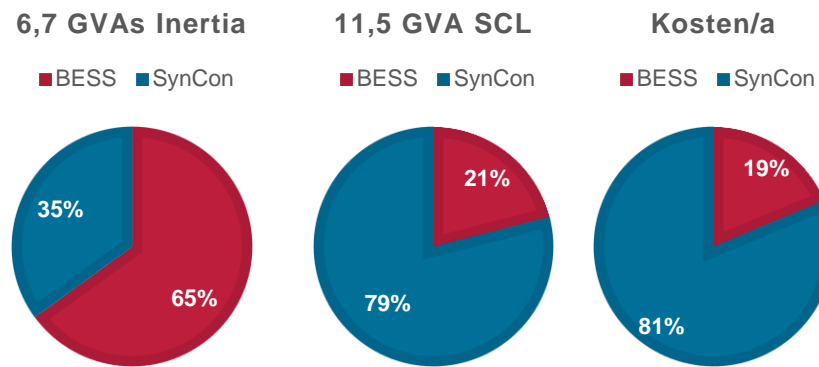
Das Bonussystem weist einen geringeren Organisationsgrad auf, was einen positiven Einfluss auf Transaktionskosten haben kann. Außerdem ist das Risiko tendenziell beim Besteller, also den Übertragungsnetzbetreibern, allokiert, sodass der Anbieter sich weniger wegen Bedenken vor Strafen zurückhalten muss.

Demgegenüber steht bei der Ausschreibung der signifikante Vorteil der guten Mengensteuerung, die im Falle der Einführung einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve, die möglichst das vollständige Potenzial heben soll, weniger von Bedeutung ist. Darüber hinaus kann die Ausschreibung als zentraler Unterschied zum Bonussystem zur Aufdeckung der wahren Kosten bei Anbietern beitragen und damit die Effizienz des Beschaffungssystems steigern. Weitere Vorteile sind die vorhandene, vielseitige Erfahrung mit Ausschreibungen sowie die schnelle Umsetzbarkeit.

### **3 Ergebnisse von Ausschreibungen in Großbritannien**

Seit dem Jahr 2020 werden in Großbritannien die Dienstleistungen Netzkurzschlussleistung (engl. short circuit level, SCL), Momentanreserve (engl. Inertia) und Blindleistung über Ausschreibungen im Rahmen des „Stability Pathfinder“ Programms der National Grid ESO, dem Übertragungsnetzbetreiber in Großbritannien, beschafft. Ziel ist dabei die Reduktion der gesamten Beschaffungskosten. In Phase I des Programms wurde die Erbringung von Momentanreserve ab April 2020 in Großbritannien ausgeschrieben, in Phase II die Erbringung von Momentanreserve und Kurzschlussleistung in Schottland ab September 2022 und in Phase III die Erbringung von Momentanreserve und Kurzschlussleistung in England und Wales ab spätestens April 2025.

Die Ergebnisse der Phase II, die in Abbildung 1 übersichtlich dargestellt sind, zeigen dabei ein interessantes Bild. Insgesamt wurden 224 Projektangebote in der Ausschreibung gesammelt, von denen jeweils fünf netzbildende Batteriespeicher (engl. Battery Energy Storage Systems, BESS) und Phasenschieber (engl. Synchronous Condenser, SynCon) bezuschlagt wurden. Die Batteriespeicher stellen dabei etwa zwei Drittel der benötigten Momentanreserve und ein Fünftel der Kurzschlussleistung. Die auf die Batteriespeicher fallenden Kosten betragen dabei lediglich 19 % der Gesamtkosten.



**Abbildung 1: Ergebnisse der Ausschreibungen im Rahmen des „Stability Pathfinder“ in Großbritannien hinsichtlich der Bereitstellung von Momentanreserve (Inertia), Kurzschlussleistung (SCL) und der zugehörigen Kosten für Batteriespeicher (BESS) und Phasenschieber (SynCon) nach <sup>2</sup>**

Es sollte bzw. muss prinzipiell unabhängig vom Beschaffungssystem eine Preisobergrenze (Ausschreibung) bzw. eine Bonushöhe festgelegt werden. Dabei wird es grundsätzlich als sinnvoll angesehen, sich an den Kosten für eine vergleichbare Bereitstellung von Momentanreserve durch vollständig integrierte Netzkomponenten (VINK) zu orientieren. Allerdings zeigen die Ausschreibungsergebnisse aus Großbritannien, dass Batteriespeicher Momentanreserve deutlich günstiger erbringen können als z. B. Phasenschieber, bei Vernachlässigung der Kurzschlussleistung sogar um bis zu den Faktor 7,91.

Unabhängig von der genauen Größe des Faktors, um den Momentanreserve durch Batteriespeicher günstiger sein kann als durch VINK, werden hiermit zwei Punkte offensichtlich: Erstens sind Batteriespeicher definitiv im Rahmen von Momentanreserve-Ausschreibungen möglich und auch wettbewerbsfähig zu VINK. Und Zweitens können entsprechend der obigen Ausführungen zu den Vorteilen der Beschaffungsmöglichkeiten aus dieser Ausschreibung Informationen z. B. bezüglich der wahren Kosten von Anlagenbetreibern gewonnen werden, die in einem Bonussystem nicht herausgekommen wären. Nun wäre es natürlich möglich, diese Informationen aus Großbritannien für die Ausgestaltung des Bonussystems in Zentraleuropa zu verwenden, allerdings können die Kostenstrukturen anders sein und ein laufendes Monitoring wäre möglich, um die laufende Preisreduktion z. B. bei Batterietechnologien und Leistungselektronik zu erfassen.

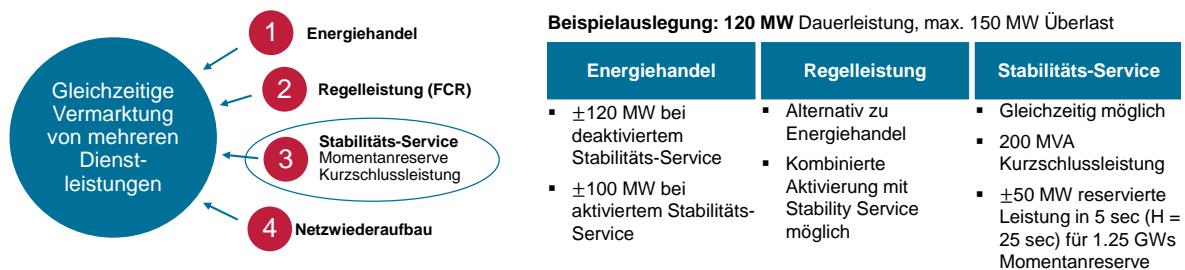
<sup>2</sup> Vgl. Vortrag „Internationale Erfahrungen und Ausblick zum Einsatz von netzbildenden Wechselrichtern“, Dr. Thorsten Bülo, SMA Solar Technology, Abschlusskonferenz Netzregelung 2.0, 07.07.2022

## 4 Effizienzsteigerung durch Technologiedifferenzierung

Grundsätzlich sollte zwischen den verschiedenen Technologien zur Erbringung von Momentanreserve unterschieden werden, weil dies Effizienzvorteile bringen kann.

So ist eine Mehrfachnutzung („service stacking“ z. B. mit Bereitstellung von Regelleistung oder Energiehandel) von Batteriespeichern, die in der Höchst- oder Hochspannungsebene angeschlossen sind und Leistungen im Rahmen von grob 100 MW besitzen, möglich sowie sinnvoll und wird bereits von Herstellern berücksichtigt<sup>3</sup>. Die Technologie „Großbatteriespeicher“ kann also wie bereits in Großbritannien geschehen an Ausschreibungen über die mehrjährige, dauerhafte Erbringung von Momentanreserve (24h / 365d / 10a) teilnehmen.

Auf der anderen Seite müssen fluktuierende, dargebotsabhängige Einspeiser oder Lasten sowohl auf Technologie- als auch insbesondere auf Systemebene (System Readiness Level) noch entwickelt werden. Bei diesen Technologien erscheint es sinnvoll, die Anlagen nach ihrem Können und Vermögen an der Erbringung von Momentanreserve zu beteiligen und die Entwicklung z. B. über ein Bonussystem zu beschleunigen, weil eine Teilnahme an Ausschreibungen nach dem aktuellen Stand nicht sinnvoll möglich ist.



**Abbildung 2: Beispiele der Mehrfachnutzung von Batteriespeichern beim „service stacking“, hier die exemplarische Auslegung einer Kombination von Momentanreserve-Erbringung mit Energiehandel oder Bereitstellung von Primärregelleistung nach <sup>3</sup>**

## 5 Fazit

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das elenia von der Empfehlung durch die Consentec GmbH und dem Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik der Universität Stuttgart („Erststudie“) abweicht, indem keine allgemeine Empfehlung für ein Bonussystem zur Beschaffung von Momentanreserve gegeben wird. Dabei existieren leicht unterschiedliche Ansätze, nach denen das elenia an einer sehr

<sup>3</sup> Vgl. Vortrag „Neue Systemdienstleistungen auf Basis von netzbildenden Batteriespeichern“, Dr. Daniel Duckwitz, SMA Solar Technology, Tagung Zukunftsfähige Stromnetze, 25.01.2023

schnellen Umsetzung im Sinne einer möglichst zeitnahen Beschaffung ab 2024 interessiert ist, während die Erststudie mittelfristige Potentiale bestmöglich heben möchte.

Der Vorschlag des elenia basiert dabei darauf, zwischen verschiedenen Technologien zu differenzieren: Für Ausschreibungen reife Technologien sollten dabei möglichst schnell über Ausschreibungen eingebunden werden. Hervorzuheben sind dabei Großbatterien im Höchst- und Hochspannungsnetz. Für fluktuierende Erzeuger und Lasten, bei denen noch Entwicklungsbedarf besteht, bietet sich ein Bonussystem zur Beschleunigung dieses Prozesses und der Hebung von Potentialen an.

Eine mögliche schnelle Initiative vorab z. B. für Großbatteriespeicher wird in einer Innovationsausschreibung der Bundesnetzagentur nach §39n EEG gesehen. Damit können nach Absatz 3 Lösungen gefördert werden, die besonders netz- oder systemdienlich sind. Dies ist jedoch rechtlich zunächst vollständig auch über die Verordnung zur Innovationsausschreibung (InnAusV) zu klären und eine mögliche Ausgestaltung sowie die Abwägung des Mehraufwands im Vergleich zur direkten Ausschreibung nach §12h EnWG vorzunehmen. Bei diesem Weg müsste die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur nur ihren, mindestens alle drei Jahre zu überprüfenden Ausnahmebeschluss nach §12h(4) EnWG bezüglich der marktgestützte Beschaffung nicht frequenzgebundener Systemdienstleistung der *Trägheit der lokalen Netzstabilität* aufheben und die Übertragungsnetzbetreiber mit der Ausgestaltung der Ausschreibung für die Momentanreserve beauftragen.