

ENERGIEREGULIERUNG

Bewertung des Flexibilitätsbedarfs

August 2026



Bundesnetzagentur

Bericht zur Bewertung des Flexibilitätsbedarfs

Stand: August 2026

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 626

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
A Zusammenfassung	5
B Einleitung	7
C Rechtlicher Rahmen	8
1. StrombinnenmarktVO	8
2. Methode für die Bewertung des Flexibilitätsbedarfs (FNA-Methodik)	8
3. Vorgaben zu Marktbarrieren	9
D Methodik	11
1. Grundlage	11
2. Betrachtungsjahre und Wetterszenarien	11
3. Systemische Flexibilitätsbedarfe	12
3.1 Integrationsbedarf für erneuerbare Energien	12
3.2 Rampenbedarfe	13
3.3 Kurzfristiger Flexibilitätsbedarf	13
3.4 Netzseitiger Flexibilitätsbedarf	14
E Ergebnisse der Berechnungen	15
1. Darstellung der identifizierten Systembedarfe	15
1.1 Integrationsbedarf für erneuerbare Energien	15
1.2 Rampenbedarfe	16
1.3 Kurzfristiger Flexibilitätsbedarf	17
1.4 Bewertung der Ergebnisse durch die Bundesnetzagentur	18
2. Hindernisse für Flexibilität am Markt inkl. Vorschlag Entlastungsmaßnahmen	19
2.1 Bewertung der ÜNB	19
2.2 Bewertung der Bundesnetzagentur	20
F Ausblick	23
Abbildungsverzeichnis	24
Tabellenverzeichnis	25
Impressum	26

A Zusammenfassung

In Europa und in Deutschland sind in den vergangenen Jahrzehnten bei der Dekarbonisierung des Energiesektors große Fortschritte erzielt worden. Mittlerweile decken erneuerbare Energien bilanziell mehr als die Hälfte der gesamten jährlichen Stromerzeugung ab. Verbunden mit diesem Fortschritt in der Energiewende sind jedoch neue strukturelle Herausforderungen sichtbar geworden, z.B. laufen Nachfrage und Erzeugung nicht immer und zu allen Zeiten optimal Hand in Hand. Diese Entwicklungen verdeutlichen, dass es notwendig ist, den Bedarf an Flexibilitäten in den Blick zu nehmen und stetig zu begutachten. Im vorliegenden ersten Bericht zur Bewertung des Flexibilitätsbedarfs in Deutschland werden für die Betrachtungsjahre 2030 und 2035 die notwendigen Bedarfe an Flexibilitäten auf der Grundlage einer EU-weit einheitlichen Methodik, analysiert.

Ausgehend von den Annahmen des europäischen Monitorings der Versorgungssicherheit ERAA2024, das von ENTSO-E durchgeführt wurde, und drei der dort verwendeten Wetterszenarien sowie der methodisch vorgegebenen stündlichen Betrachtung konnte in den Untersuchungen in den Betrachtungsjahren 2030 und 2035 im Ergebnis keine Notwendigkeit für die Einleitung unmittelbar zusätzlicher Maßnahmen zur Begegnung von ungedeckten Flexibilitätsbedarfen festgestellt werden. Untersucht werden die die Flexibilitätsbedarfe zur Integration von erneuerbaren Energien, das Abfahren von Rampen und im kurzfristigen Bereich.

In einem der drei untersuchten Wetterszenarien für das Betrachtungsjahr 2030 konnte ein Teil des im Nationalen Energie- und Klimaplan unterstellten Ziels für erneuerbarer Energien (80 % des Stromverbrauches) aufgrund noch nicht vollständig erschlossener Flexibilität nicht in den Markt integriert werden. Dies stellt aber keine Verfehlung des NECP-Ausbauziels dar, da die zugrunde gelegte Erzeugungsmenge dem NECP vollständig entspricht; es handelt sich um einen abregelungsbedingten Effekt im Rahmen der Flexibilitätsbewertung. Da weiterhin die zu integrierende erneuerbare Strommenge im zweiten Betrachtungsjahr 2035 wieder in allen Wetterszenarien erreicht wird, ergeben die durchgeführten Analysen keine Notwendigkeit zur Ergreifung weiterer Maßnahmen in diesem Bereich.

Im Betrachtungsjahr 2030 reichen die Rampenfähigkeiten des Stromsystems in allen betrachteten Wetterszenarien aus, um die stündlich auftretenden Residuallastrampen zu decken. Auch für das Betrachtungsjahr 2035 zeigt sich dieses Ergebnis bis auf in einer einzelnen Stunde in einem der untersuchten Wetterszenarien. Die Notwendigkeit zur Ergreifung weiterer Maßnahmen zur Erhöhung verfügbarer Flexibilitäten in diesem Bereich wird somit nicht gesehen. Die grundsätzliche Problematik potenziell ungedeckter Residuallastrampen kann sich allerdings mit wachsenden PV-Erzeugungsrampen in Kombination mit einer schnellen Fahrweise flexibler Anlagen wie Batteriespeicher zukünftig verschärfen. Die tiefergehende Analyse von Lastunterdeckungen bzw. Erzeugungslücken im Sinne der Versorgungssicherheit ist jedoch nicht Fokus des FNA, sondern erfolgt separat im ERAA sowie im Versorgungssicherheitsmonitoring der Bundesnetzagentur.

In den Untersuchungen für die Betrachtungsjahre 2030 und 2035 wird auf der Grundlage der getroffenen Annahmen des ERAA2024 in allen Wetterszenarien ein Bedarf an kurzfristigen Flexibilitäten identifiziert. Diese festgestellten Bedarfe dürften jedoch durch den erwarteten Zubau von Batteriespeichern abgedeckt

werden, der im ERAA2024 noch nicht abgebildet war. Auf Basis der Analysen besteht somit ebenfalls kein unmittelbarer, zusätzlicher Handlungsbedarf.

Bestehende Barrieren für den Markteintritt bzw. die effektive Nutzung von Flexibilitäten sollen z.B. mit der Festlegung AgNeS oder anderweitigen laufenden Prozessen adressiert werden. Daher erscheinen derzeit keine weiteren zusätzlichen regulatorischen Maßnahmen erforderlich. In der Umsetzungspraxis müssen die notwendigen Prozesse aber weiter vorangetrieben werden.

Für ein robustes Ergebnis des Flexibility Needs Assessment ist künftig erforderlich, dass auch eine Betrachtung des Flexibilitätsbedarfs des Netzes erfolgt, um Wechselwirkungen zwischen Markt und Netz angemessen beurteilen zu können. Dies erfolgte aufgrund des kurzen Bearbeitungszeitraums und im Einklang mit den methodischen Vorgaben in dieser ersten Bewertung noch nicht auf Übertragungsnetzebene, aber bei der Ermittlung der EE-Abregelung auf Verteilnetzebene.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass die Analysen aufgrund der Vorgaben der einschlägigen Methodik auf dem ERAA2024 basieren, welches noch nicht alle aktuellen Entwicklungen der Realität bezüglich des Speicherausbaus berücksichtigt.

B Einleitung

Aufgrund der immer stärker werdenden Durchdringung der Erzeugungslandschaft mit Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) und der damit verbundenen Dekarbonisierung nimmt auch die Bedeutung von Flexibilitäten für ein sicheres und zuverlässiges Elektrizitätsversorgungssystem stetig zu. Um Erkenntnisse über die zukünftigen Flexibilitätsbedarfe auf Basis einer gemeinsamen Methodik zu erlangen, wurden auf europäischer Ebene das "Flexibility Needs Assessment" (FNA) in der VO (EU) 2019/943 (StrombinnenmarktVO) verankert sowie die entsprechende Methodik zur Bewertung des Flexibilitätsbedarfs von ACER (Flexibility Needs Assessment Methodology; FNA-Methodik)¹ beschlossen.

Das FNA dient insbesondere dazu, den Umfang und die Art der benötigten Flexibilitätsbedarfe aus nicht-fossilen Energiequellen zu ermitteln, um Strom aus EE-Anlagen besser integrieren und damit nutzen zu können. Die FNA-Methodik erhält dazu ergänzend insbesondere Vorgaben zu den im Rahmen der Analyse zu verwendenden Daten(-formate) sowie die analytischen Vorgaben zur Evaluierung der Flexibilitätsbedarfe.

Die FNA-Methodik differenziert zwischen systemischen und netzseitigen Flexibilitätsbedarfen. Zu den systemischen Bedarfen zählen der EE-Integrationsbedarf, Rampenbedarfe, sowie kurzfristige Bedarfe zur Bewältigung unerwarteter Schwankungen, insbesondere von Prognosefehlern zwischen vortägigen (day-ahead) und Echtzeitprognosen. Sie werden nachfolgend im Abschnitt D zur Methodik eingehender beschrieben. Im Rahmen der Untersuchung der netzseitigen Bedarfe soll untersucht werden, welchen Beitrag Flexibilitäten zur Engpassbewirtschaftung und Spannungshaltung leisten können. Auf die optionale Untersuchung nach Art. 12 FNA-Methodik zum netzseitigen Flexibilitätsbedarf auf Übertragungsnetzebene wird bei dieser ersten Bewertung verzichtet. Aufgrund des verkürzten Untersuchungszeitraums und da netzseitige Phänomene im Übertragungsnetz im Zusammenhang mit Flexibilitäten in weiteren Prozessen, wie etwa den Systemanalysen gemäß der Netzreserveverordnung (NetzResV) und auch im Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität gemäß §§ 63 i.V.m. 51 Abs. 3 ff. EnWG (VSM) Gegenstand der Betrachtung sind, wurde dies mit den Netzbetreibern entsprechend vereinbart.

Die Berechnungen zu den systemischen Bedarfen wurden von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) durchgeführt. Sie wurden dabei durch Daten und Analysen der Verteilnetzbetreiber (VNB) unterstützt. Die Erkenntnisse der VNB gingen in die Analysen der ÜNB ein. Die Analysen der ÜNB sind als Anhang zu diesem Bericht zu finden. Die darauf aufbauende Bewertung des Flexibilitätsbedarfs erfolgte durch die Bundesnetzagentur im Rahmen dieses Berichtes.

¹ [Flexibility needs assessment methodology 2025](#)

C Rechtlicher Rahmen

1. StrombinnenmarktVO

Den rechtlichen Rahmen für die Erstellung des Berichts bilden Art. 19e StrombinnenmarktVO sowie die "Methodology for TSOs' and DSOs' Flexibility Needs Analysis" (FNA-Methodik).

Art. 19e Abs. 1 StrombinnenmarktVO regelt, dass ein Jahr nach Bestätigung der FNA-Methodik durch ACER ein Bericht zur Bewertung des Flexibilitätsbedarfs abgeschlossen und an ACER sowie die Europäische Kommission übermittelt wird. Der Bericht soll den geschätzten Flexibilitätsbedarf im Zeitraum der mindestens nächsten fünf bis zehn Jahre auf nationaler Ebene umfassen und insbesondere die Integration erneuerbarer Energiequellen für die Stromerzeugung sowie die europäische Verflechtung des Strommarkts, einschließlich der potenziellen Verfügbarkeit von grenzübergreifender Flexibilität, berücksichtigen.

Der Bericht ist regelmäßig von der nationalen Regulierungsbehörde zu erstellen, soweit keine anderweitige Auswahl durch den jeweiligen Mitgliedsstaat erfolgt. Dies war vorliegend nicht der Fall, sodass die Bundesnetzagentur für die Erstellung des Berichts für Deutschland zuständig ist.

Das FNA soll mit der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene (ERAA) und den Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene (NRAA, im vorliegenden Fall der Versorgungssicherheitsbericht der Bundesnetzagentur), die gemäß Artikel 23 und 24 StrombinnenmarktVO durchgeführt werden, im Einklang stehen. Ferner hat sich das FNA auf die Daten und Analysen zu stützen, die von den ÜNB und VNB jedes Mitgliedstaats gemäß Art. 19 Absatz 4 StrombinnenmarktVO bereitgestellt und nach der gemeinsamen Methode gemäß Absatz 4 sowie in begründeten Fällen auf der Grundlage weiterer Daten und Analysen erstellt wurden.

2. Methode für die Bewertung des Flexibilitätsbedarfs (FNA-Methodik)

ENTSO-E und die EU DSO Entity wurden gemäß Art. 19e StrombinnenmarktVO damit beauftragt Datentypen, Datenformate sowie eine Methodik zur Analyse des Flexibilitätsbedarfs (Flexibility Needs Assessment Methodology - FNA-Methodik) festzulegen.

Nach Art. 4 FNA-Methodik haben sich Bundesnetzagentur sowie Netzbetreiber innerhalb von vier Monaten nach Verabschiedung der Methode dazu zu verständigen, welchen Umfang das FNA bzw. welchen Umfang die Datenlieferungen und durchzuführenden Analysen der Netzbetreiber haben sollen. Die auf dieser Basis genutzten Daten und durchgeführten Analysen sind von den Netzbetreibern zehn Monate nach Bestätigung der FNA-Methodik an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Bei der Untersuchung der einzelnen Flexibilitätsbedarfe sind zudem die speziellen Voraussetzungen der Art. 7 ff. FNA-Methodik zu beachten.

Hervorzuheben für diese Bewertung des Flexibilitätsbedarfs sind insbesondere die Vorgaben aus den Art. 8 bis 10 FNA-Methodik. Sie konkretisieren die einzelnen Ausprägungen des marktseitigen Flexibilitätsbedarfs und unterscheiden zwischen EE-Integrationsbedarf (Art. 8 FNA-Methodik), Rampenbedarf (Art. 9 FNA-Methodik) und kurzfristigem Flexibilitätsbedarf (Art. 10 FNA-Methodik).

In den Untersuchungen zum EE-Integrationsbedarf soll ermittelt werden, ob die erzeugten EE-Mengen auf entsprechende Nachfrage treffen und so ins System integriert werden können oder ob Mengen marktseitig bzw. im Falle der VNB markt- und netzseitig abgeregelt werden müssen, weil keine oder nicht ausreichend flexible Nachfrage gegeben ist. Als Maßstab ist ein Bedarf zu definieren, welcher aus dem im Nationalen Energie- und Klimaplan ("National Energy and Climate Plan"; NECP) definierten Ziel der zu integrierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abgeleitet wird. Auf dieser Grundlage lassen sich der abregelungsbedingte Integrationsverlust gegenüber diesem Referenzwert beurteilen sowie, ob und in welchem Umfang zusätzliche Flexibilitätsmaßnahmen erforderlich sind.

Bei den in Art. 9 FNA-Methodik geregelten Rampenbedarfen werden Schwankungen der Residuallast analysiert, um zu evaluieren, in welchem Umfang Flexibilität einen Beitrag zur Bewältigung dieser Rampen leisten kann. Die Residuallast bezeichnet den Strombedarf, der nach Abzug der dargebotsabhängigen EE-Leistung wie Wind und PV noch besteht und durch nicht-dargebotsabhängige Anlagen kompensiert werden muss.

Die Untersuchung der kurzfristigen Flexibilitätsbedarfe in Art. 10 FNA-Methodik legt den Fokus auf Schwankungen von Angebot und Nachfrage infolge von Prognosefehlern und soll Aufschluss darüber geben, wie diesen kurzfristigen Bedarfen mittels Flexibilitäten begegnet werden kann.

Weiterhin relevant für die vorliegende Untersuchung ist Art. 11 FNA-Methodik, welcher die Untersuchung der netzseitigen Bedarfe bei den VNB beschreibt. Die Ergebnisse dieser Untersuchung werden für das "Fine-Tuning" der untersuchten marktseitigen Bedarfe gem. Art. 15 FNA-Methodik verwendet.

Aus den Erkenntnissen der Untersuchung soll einerseits abgeleitet werden, ob zusätzliche Maßnahmen zur Erfüllung der einzelnen Flexibilitätsbedarfe durch Gesetzgebung oder Regulierung notwendig wären. Darüber hinaus bildet der Bericht zur Bewertung des Flexibilitätsbedarfs die Grundlage für die Festlegung eines indikativen Ziels für nicht-fossile Flexibilitäten nach Art. 19f StrombinnenmarktVO durch die Mitgliedsstaaten.

3. Vorgaben zu Marktbarrieren

Art. 19e Abs. 2 lit. c) StrombinnenmarktVO enthält die Vorgabe, dass im Rahmen der Bewertung des Flexibilitätsbedarfs auch eine Bewertung der Hindernisse ("barriers") für Flexibilität am Markt zu erfolgen hat und Vorschläge für entsprechende Entlastungsmaßnahmen und Anreize, einschließlich der Beseitigung regulatorischer Hindernisse und möglicher Verbesserungen auf den Märkten und der Dienste oder Produkte für den Netzbetrieb vorzulegen sind.

Art. 15 FNA-Methodik konkretisiert diese Vorgabe, indem die Betrachtungsbereiche der möglichen Hindernisse weiter eingegrenzt werden. Art. 15 FNA-Methodik bestimmt, dass die Netzbetreiber, soweit relevant, ihre Daten und Analysen auch auf folgende Hindernisse beziehen können:

- Fehlen rechtlicher Rahmenbedingungen für Markteintritte oder Anreizen zur Bereitstellung von Flexibilität;
- restriktive Vorgaben zur Erbringung von Regelleistung oder dem Engpassmanagement;
- komplexe, langwierige und diskriminierende administrative Vorgaben,

- sowie ein Mangel an regulatorischen Vorgaben an Netzbetreiber, nicht leitungsgebundene Optionen in Betracht zu ziehen.

D Methodik

1. Grundlage

Nach Art. 19e Abs. 1 VO (EU) 2019/943 soll eine Vereinbarkeit des FNA mit NRAA (National Resource Adequacy Assessment; in Deutschland das Versorgungssicherheitsmonitoring der Bundesnetzagentur) und ERAA (European Resource Adequacy Assessment) sichergestellt werden. Art. 6 Abs. 4 FNA-Methodik konkretisiert diese Vorgabe insoweit, dass für die Untersuchung der Flexibilitätsbedarfe im Übertragungsnetz als primäre Datengrundlage entweder auf die aktuellste veröffentlichte Abschätzung der Ressourcen auf nationaler (NRAA) oder europäischer Ebene (ERAA) abgestellt werden soll. Weiterhin müssen nach Art. 6 Abs. 7 lit. a) FNA-Methodik die verwendeten Daten und Analysen mit den Netzausbauplänen (NAP) nach § 14d EnWG vereinbar sein.

Da zum Zeitpunkt der Entscheidung über den Umfang der Untersuchungen das ERAA 2024² das aktuellste ERAA mit einem vollständigen Datensatz³ war, wurde auf dieses zurückgegriffen, um eine methodenkonforme Untersuchung zu ermöglichen. Da das ERAA 2024 auf einem früheren Datenstand basiert, weichen einzelne Annahmen von tatsächlichen Entwicklungen ab. Diese sind bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen. Die im ERAA 2024 angenommene Stromnachfrage für Deutschland für das Jahr 2030 beträgt 662 TWh und für das Jahr 2035 801 TWh. Die Ausbauziele für dargebotsabhängige EE-Anlagen wurden für das Jahr 2030 berücksichtigt und entsprechend 215 GW für Photovoltaik, 115 GW für Wind an Land und 28,4 GW für Wind auf See angenommen. Für das Jahr 2035 wird unterstellt, dass sich die Ausbauziele entsprechend fortschreiben; für die installierte Leistung der EE-Anlagen wird demnach von 308 GW für Photovoltaik, 157 GW für Wind an Land und 50 GW für Wind auf See ausgegangen. Für Laufwasserkraftwerke werden in beiden Betrachtungsjahren 3,9 GW angenommen. Um die Daten der Netzausbaupläne (NAP) der Verteilnetzbetreiber verwerten zu können, wurden die Betrachtungsjahre der NAP hin zu jenen des ERAA24 interpoliert, um eine Einheitlichkeit mit der übrigen Datengrundlage gewährleisten zu können.

Zu beachten ist, dass alle Untersuchungen gemäß FNA-Methodik auf stündlicher Basis beruhen. Daher können die Herausforderungen aus z.B. unterstündlichen Rampen nicht betrachtet werden. Diese wachsen jedoch mit zunehmender volatiler Erzeugung.

2. Betrachtungsjahre und Wetterszenarien

Als Betrachtungsjahre wurden die Jahre 2030 und 2035 ausgewählt, da sie im ERAA 2024 untersucht wurden und zentrale Meilensteine in der deutschen Klima- und Energiepolitik darstellen. Aus der Vielzahl der im ERAA24 untersuchten Wetterszenarien (WS) wurden „WS14“, „WS25“ und „WS28“ für die Berechnungen zum FNA ausgewählt⁴. Die FNA-Methodik ermöglicht explizit im ersten FNA ausschließlich diese drei

² <https://acer.europa.eu/news/acer-endorses-2024-european-resource-adequacy-assessment-eraa-confirming-its-relevance-eu-energy-security>

³ ERAA 2024 Modelling data

⁴ Diese Wetterszenarien bilden eine repräsentative Auswahl aus der Gesamtheit der möglichen Wetterverläufe und waren Grundlage des Economic Viability Assessment (EVA) des ERAA 2024.

Wetterszenarien zu betrachten. So wird einerseits der kurzen Bearbeitungsfrist Rechnung getragen und andererseits eine dennoch ausgewogene Bandbreite an Wetterszenarien untersucht.

3. Systemische Flexibilitätsbedarfe

3.1 Integrationsbedarf für erneuerbare Energien

Der Integrationsbedarf für erneuerbaren Energien ist in Art. 8 der FNA-Methodik als konkrete Strommenge für die maximale marktseitige Abregelung von erneuerbaren Energien definiert. Im Rahmen des Fine-Tunings werden jedoch auch netzseitige Abregelungen gem. Art. 11 und 12 der FNA-Methodik in die Betrachtung miteinbezogen, soweit sie für diese erste Berechnung durchzuführen waren.

Für Deutschland existiert ein solches spezifisches Ziel für eine maximal zulässige Abregelungsmenge nicht. In Ermangelung eines solchen konkreten Abregelungsziels kann aus den Zielen für die zu integrierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein Abregelungsziel abgeleitet werden. Das Ziel für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist im Nationalen Energie- und Klimaplan⁵ (National Energy and Climate Plan; NECP) festgehalten. Es beträgt 600 TWh Strom insgesamt aus erneuerbaren Energien im Jahr 2030. Um zu ermitteln, ob und inwieweit der Integrationsbedarf für erneuerbare Energien erreicht werden kann, untersuchen die ÜNB die Abregelung volatiler erneuerbarer Energien, also Freiflächenphotovoltaik⁶, Wind an Land, Wind auf See und Laufwasser, deren Anteil an den erneuerbaren Energien in Summe 540 TWh ausmachen. Im Detail analysieren sie die Verteilung, Dauer und zeitliche Struktur, die Abhängigkeit von Tag und Stunde und die Korrelation der Abregelungen zu unterschiedlichen Technologien. Zusätzlich wird die Residuallast untersucht und die ermittelten Ergebnisse mit den Zielen für erneuerbare Energien aus dem NECP verglichen. Bei der Ermittlung der Abregelungen werden die Daten berücksichtigt, die die VNB zu Abregelungen in ihren Netzen ermittelt haben (vgl. Kapitel 3 und 6 des ÜNB-Beitrags zum FNA).

⁵ Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplan

⁶ Dachflächenphotovoltaik wird hierbei nicht einbezogen, weil im ERAA Dach-PV implizit als Prosumer in der Stromnachfrage enthalten ist.

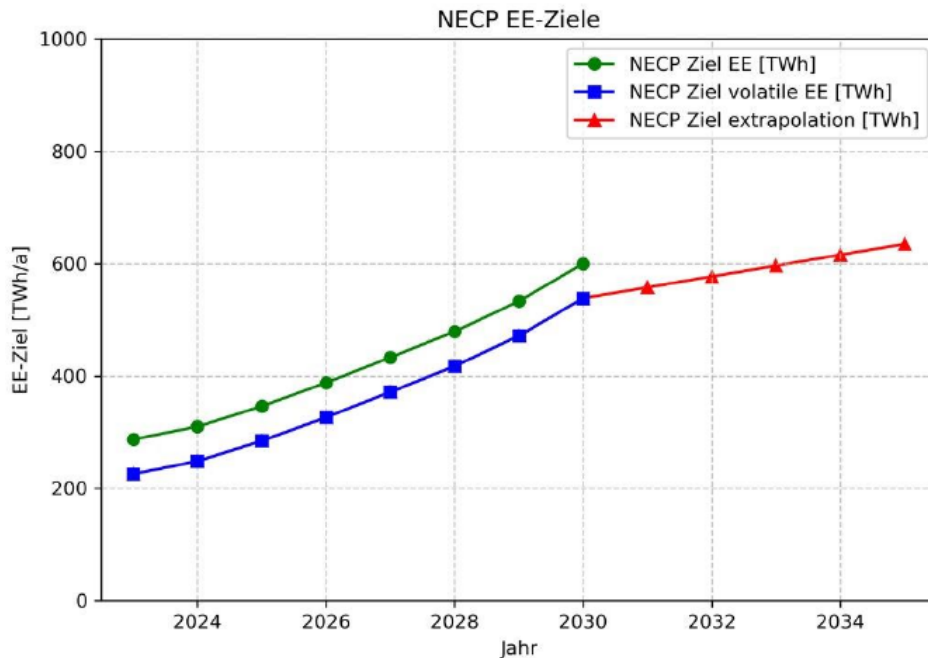


Abbildung 1: Ableitung des deutschen NECP-Ziels; (Quelle: Anhang ÜNB)

3.2 Rampenbedarfe

Bei den sogenannten Rampen handelt es sich um die Veränderung der Residuallast, also der restlichen Stromnachfrage nach Abzug der volatilen Erzeugung, von einer Stunde zur nächsten. Rampenbedarfe beschreiben die fehlende positive oder negative Strommenge, um die stündliche Residuallaständerung im Stromsystem abfahren zu können. Zur Ermittlung der Rampenbedarfe werden die maximalen Änderungen der Residuallast je Wetterszenario, sowie die zeitliche und mengenmäßige Verteilung der Residuallastrampen analysiert. Anschließend wird die Rampenfähigkeit des Systems zur Deckung der Rampenbedarfe untersucht (Rampenfähigkeit der thermischen Kraftwerke, sowie der Energiespeicher (Batterien, Hydro-Speicher) und die flexible Last).

Zunächst untersuchen die ÜNB dafür die zeitliche Änderung der Residuallast für die beiden Betrachtungsjahre 2030 und 2035. Dies geschieht für jeweils drei geschilderte Wetterszenarien. Dabei wird die statistische Verteilung im Tagesverlauf und die maximale Änderung der Residuallast in positive und negative Richtung ermittelt.

Die Rampenfähigkeit wird anschließend ebenfalls für die drei Wetterszenarien auf Grundlage der Dispatch-Ergebnisse des ERAA24 unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit der Anlagen aller im System vorhandenen Technologien bestimmt.

3.3 Kurzfristiger Flexibilitätsbedarf

Bei der Untersuchung des kurzfristigen Flexibilitätsbedarfs wird analysiert, inwieweit das Flexibilitätspotential ausreicht, um Prognoseabweichungen auszugleichen. Typischerweise geschieht dies im Kurzfristhandel oder über den Einsatz von Regelenergie. Die ÜNB untersuchen inwieweit der kurzfristige Flexibilitätsbedarf gedeckt werden kann. Dafür berechnen sie neben dem Bedarf die im Stromsystem noch verfügbaren Restmengen an Stromerzeugung über eine Vielzahl von Netznutzungsfällen (NNF) und vergleichen die beiden Größen.

Ein positiver Wert bedeutet beim kurzfristigen Flexibilitätsbedarf, dass die tatsächliche Residuallast niedriger als erwartet ist und die Nachfrage erhöht bzw. die Erzeugung reduziert werden muss. Umgekehrt bedeutet ein negativer Wert, dass die EE-Erzeugung geringer bzw. die Stromnachfrage höher als erwartet ist. Der offene Strombedarf muss hier durch weitere Erzeugung oder durch Lastreduktion gedeckt werden. Gemäß der FNA-Methodik wird für den kurzfristigen Flexibilitätsbedarf das 0,1%- und das 99,9%-Perzentil aller stündlichen Abweichungen ermittelt.

Im darauffolgenden Schritt ermitteln die ÜNB die Restmengen an Hoch- und Abfahrpotentials im Markt. Es wird dabei die optimistische Annahme getroffen, dass EE-Anlagen unabhängig von ihrer tatsächlichen Steuerbarkeit immer im ausreichenden Maße abgeregelt werden können, um Stromüberschüsse auszugleichen.

3.4 Netzseitiger Flexibilitätsbedarf

Aufgrund der engen Zeitplanvorgabe für diese erste Durchführung des FNA und den damit einhergehenden zeitlichen und personellen Engpässen konnte die optionale detaillierte Betrachtung des netzseitigen Flexibilitätsbedarfs auf Übertragungsnetzebene nicht erfolgen. Die netzseitige Betrachtung ist nicht Teil des ERAA und wäre von den ÜNB zusätzlich anzufertigen. Daher wurde von den Freiräumen in Art. 12 FNA-Methodik Gebrauch gemacht und für diesen Bericht auf eine Untersuchung verzichtet. Wäre diese Untersuchung durchgeführt worden, hätten ermittelte netzseitige Barrieren für die EE-Integration gem. Art. 12 Abs. 2 FNA-Methodik zur Konkretisierung des Integrationsbedarfs für EE-Anlagen genutzt werden können. In der vorgenommenen Konkretisierung wurden jedoch die markt- und netzseitigen Analysen der VNB berücksichtigt.

E Ergebnisse der Berechnungen

1. Darstellung der identifizierten Systembedarfe

Nachfolgend werden die Berechnungsergebnisse der Netzbetreiber vorgestellt und gewürdigt. Für weitere Einzelheiten wird auf den Beitrag der deutschen ÜNB zum FNA verwiesen.

1.1 Integrationsbedarf für erneuerbare Energien

Es wird an dieser Stelle auf die Ergebnisse mit Berücksichtigung der VNB-Daten eingegangen, (vgl. Kapitel 6 des ÜNB-Beitrags zum FNA). Im Jahr 2030 kommt es im Durchschnitt über alle Wetterszenarien zu einer marktseitige Abregelung bzw. im Falle der VNB markt- und netzseitigen Abregelung von insgesamt ca. 2,7 % der erneuerbaren Erzeugung bzw. ca. 15 TWh. Im Wetterszenario 14 zeigen sich im Ergebnis von nicht in den Markt integrierten EE-Mengen in Höhe von ca. 14 TWh, die zur Erreichung des NECP-Ziels für dargebotsabhängige erneuerbare Energien (ca. 540 TWh) fehlen, siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..** In den beiden anderen betrachteten Wetterszenarien kommt es zu keiner Unterschreitung des NECP-Ziels für erneuerbare Energien. In der Zusammenschau aller drei untersuchten Wetterszenarien wird das NECP-Ziel damit lediglich minimal unterschritten.

	TWh	WS14	WS25	WS28
NECP-Ziel für dargebotsabhängige EE	540	540	540	540
Einspeisung dargebotsabhängige EE	527	542	552	552
EE-Abregelung	16	13	16	16
Nicht integrierte EE-Menge	14	0	0	0

Tabelle 1: Nicht integrierte EE-Menge im Zieljahr 2030 mit berücksichtigter VNB-Abregelung; (Quelle: Anhang ÜNB)

Im Jahr 2035 steigt die EE-Einspeisung deutlich an und übersteigt in zwei der drei Wetterszenarien 800 TWh. Gleichzeitig erhöht sich der Abregelungsanteil auf circa 4,1 % oder rund 35 TWh. Der Anstieg der Abregelung folgt unmittelbar aus dem deutlich höheren EE-Ausbau. Mit zunehmender Stromerzeugung aus EE-Anlagen nimmt im ERAA 2024 auch der Anteil nicht integrierbarer Erzeugung zu. Eine vollständig abregelungsfreie Integration ist dabei weder Ziel der Untersuchung noch Planungsgrundlage der Netzentwicklungsplanung. Für das Betrachtungsjahr 2035 wird unter den gewählten Annahmen das NECP-Ziel in allen Wetterszenarien erreicht, siehe Tabelle 2. Die EE-Zielmengen des NECP können demnach ins System integriert werden.

	TWh	WS14	WS25	WS28
NECP-Ziel für dargebotsabhängige EE	637	637	637	637
Einspeisung dargebotsabhängige EE	782	807	821	821
EE-Abregelung	36	31	37	37
Nicht integrierte EE-Menge	0	0	0	0

Tabelle 2: Nicht integrierte EE-Menge im Zieljahr 2035 mit berücksichtigter VNB-Abregelung; (Quelle: Anhang ÜNB)

1.2 Rampenbedarfe

Im Ergebnis liegt das Maximum für eine steigende Residuallast zwischen zwei aufeinanderfolgenden Stunden (Residuallastrampe) im Jahre 2030 bei ca. 58 GW/h und im Jahr 2035 bei ca. 80 GW/h. Die Maximalwerte für eine sinkende Residuallast zwischen zwei aufeinanderfolgenden Stunden liegen bei ca. 43 GW/h im Jahr 2030 und ca. 60 GW/h im Jahr 2035. Diese werden vor allem durch die PV-Anlagen getrieben, deren Einspeisung insbesondere in den Morgen- und Abendstunden bundesweit nahezu zeitgleich einsetzt bzw. endet.

Dem gegenübergestellt sind die im System noch verfügbaren Rampenfähigkeiten von thermischen Kraftwerken, Speichern und Nachfrageflexibilitäten (z.B. Industrie, Power-to-Gas, Power-to-Heat, Elektromobilität, Wärmepumpen). Aus der Differenz des Rampenbedarfes und der Rampenfähigkeit ergibt sich die verbleibende Margin.

Trotz der hohen Bedarfe reichen im Betrachtungsjahr 2030 die Rampenfähigkeiten in allen betrachteten Wetterszenarien aus, um die stündlich auftretenden Residuallastrampen zu decken, siehe **Fehler!**
Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..

	Positive Richtung		Negative Richtung	
	Häufigkeit ungedeckter Rampenbedarfe	Min. verbleibendes Margin (MW/h)	Häufigkeit ungedeckter Rampenbedarfe	Min. verbleibendes Margin (MW/h)
WS14	0	2427	0	-36
WS25	0	1266	0	-21
WS28	0	4061	0	-22

Tabelle 3: Häufigkeit ungedeckter Rampenbedarfe im Betrachtungsjahr 2030; (Quelle: Anhang ÜNB)

Dieses Ergebnis zeigt sich bis auf eine einzige Stunde auch im Betrachtungsjahr 2035, siehe Tabelle 4. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass das Versorgungssicherheitsmonitoring ERAA 2024 genau für diese Stunde eine Lastunterdeckung aufweist. Da also insgesamt zu wenig Erzeugung im System ist, ist der Befund einer ungedeckten Residuallastrampe eher eine Folge der fehlenden Erzeugung als ein Hinweis auf einen ungedeckten Flexibilitätsbedarf.

	Positive Richtung		Negative Richtung	
	Häufigkeit ungedeckter Rampenbedarfe	Min. verbleibendes Margin (MW/h)	Häufigkeit ungedeckter Rampenbedarfe	Min. verbleibendes Margin (MW/h)
WS14	0	2.079	0	-358
WS25	1	0	0	-2.122
WS28	0	5.851	0	-1.785
Mittelwert	0,33	2.643	0	-1.422

Tabelle 4: Häufigkeit ungedeckter Rampenbedarfe im Zieljahr 2035; (Quelle: Anhang ÜNB)

1.3 Kurzfristiger Flexibilitätsbedarf

Die ÜNB kommen zu dem Ergebnis, dass der kurzfristige Hochfahrbedarf zum Ausgleich von Prognoseabweichungen für 2030 bei max. ca. 20 GW liegt und der kurzfristige Abfahrbedarf bei max. ca. 17 GW. Die Bedarfe steigen im Jahr 2035 auf max. ca. 29 GW für den Hochfahrbedarf und max. ca. 23 GW für den Abfahrbedarf.

Unter der vereinfachenden Annahme, dass EE-Anlagen immer ausreichend steuerbar sind, kann der Abfahrbedarf in beiden Betrachtungsjahren durch die Abregelung von EE aufgefangen werden und beträgt damit null.

Für den Hochfahrbedarf zeigen sich kurzfristige Flexibilitätsbedarfe, die im Szenario nicht direkt durch den Strommarkt bedient werden können, siehe Abbildung 2: Durchschnittliche fehlende Kapazität, absolute Energiemenge und Anzahl Stunden in denen der Hochfahrbedarf nicht gedeckt werden kann; (Quelle: Anhang ÜNB) Abbildung 2. So fehlen im Jahr 2030 in fast 700 Stunden durchschnittlich ca. 4 GW an Hochfahrpotential. Im Jahr 2035 fehlen in ca. 200 Stunden durchschnittlich ca. 7 GW an Hochfahrpotential. Insbesondere sind nach den vorgelegten Analysen Stunden mit wenig oder keiner PV-Einspeisung betroffen. Die Steigerung der Menge an Hochfahrbedarf erklären die ÜNB daher auch mit der höheren installierten Leistung von EE-Anlagen besonders von PV. Die geringere Anzahl an Stunden in denen Hochfahrbedarf besteht, wird mit höherer Windeinspeisung insbesondere in den Nachtstunden begründet, die im Jahr 2030 noch häufiger Hochfahrbedarf zeigen. Diesen Bedarfen stehen laut ÜNB 3 GW Regellenergie gegenüber. Darüber hinaus wird auf bereits erteilte Netzanschlusszusagen für Batteriespeicher in Höhe von 50 GW verwiesen, die im ERAA24 noch nicht berücksichtigt waren. Bei fristgerechter Realisierung eines wesentlichen Teils dieser Projekte ist davon auszugehen, dass damit dem kurzfristigen Hochfahrbedarf zukünftig ausreichend begegnet werden kann.

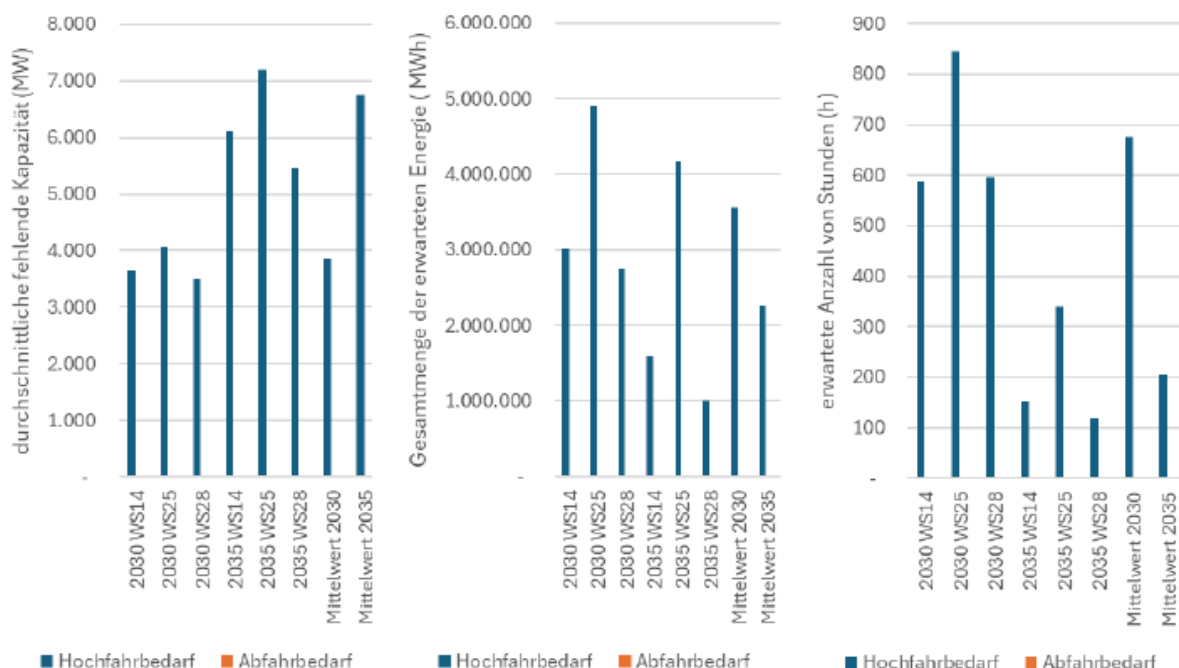


Abbildung 2: Durchschnittliche fehlende Kapazität, absolute Energiemenge und Anzahl Stunden in denen der Hochfahrbedarf nicht gedeckt werden kann; (Quelle: Anhang ÜNB)

1.4 Bewertung der Ergebnisse durch die Bundesnetzagentur

Die Netzbetreiber haben methodenkonforme Berechnungen vorgelegt. Die eingangs erläuterten von der Methode gestatteten Vereinfachungen (insb. die vorgegebene stündliche Auflösung und die fehlende netzseitige Betrachtung auf Übertragungsnetzebene) bei dieser erstmaligen Analyse, sind bei der Bewertung der Ergebnisse zu berücksichtigen. Wie in Abschnitt ID3.4 dargestellt, wurde die optionale, vertiefte Untersuchung des netzseitigen Flexibilitätsbedarfs auf Übertragungsnetzebene nach Art. 12 FNA-Methodik für diesen ersten Bericht nicht durchgeführt. Ergebnisse hierzu liegen daher nicht vor. Die verpflichtende Betrachtung auf Verteilnetzebene nach Art. 11 FNA-Methodik wurde dagegen durchgeführt; die entsprechenden VNB-Daten sind in die Ergebnisse zum Integrationsbedarf für Erneuerbare Energien (Abschnitt I E 1.1) eingeflossen. Die Bundesnetzagentur kommt in ihrer Bewertung der Berechnungsergebnisse zu den gleichen Schlussfolgerungen wie die ÜNB.

Integrationsbedarf für erneuerbare Energien

Die Bundesnetzagentur teilt die von den ÜNB getroffene Einordnung der Ergebnisse, dass das Maß an Abregelungen von erneuerbaren Energien in den betrachteten Wetterszenarien im Betrachtungsjahr 2030 nicht kritisch ist. Lediglich in einem Wetterszenario kann die EE-Menge nicht erreicht werden, die für die Erreichung des aus dem NECP abgeleiteten EE-Integrationsziels notwendig ist. Auch in der Gesamtschau aller drei Wetterszenarien ist die fehlende EE-Menge nicht signifikant. Mit der zunehmenden installierten Leistung von EE-Anlagen wird in den Folgejahren marktseitig das NECP-Ziel vollständig erreicht. Darauf deuten vor allem auch die Ergebnisse desselben Wetterszenarios für das Zieljahr 2035 hin. Zu beachten bleibt, dass mit zunehmenden EE-Mengen systemisch auch die Abregelungen zunehmen.

Rampenbedarfe

Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung der ÜNB zu den Rampenbedarfen, dass konkrete Schlussfolgerungen nur eingeschränkt gezogen werden können. Die Residuallastrampen entstehen vor allem durch die PV-Einspeisung. Hierbei kommt es auch mit dem zunehmenden Zubau an PV-Leistung im unterstündlichen Bereich zu Herausforderungen, die nicht Gegenstand des vorliegenden FNA mit methodengemäß nur stündlicher Betrachtung sind. Auch wenn die Analyse keine offenen Bedarfe zeigt, müssen die Netzbetreiber die zunehmenden Rampen analysieren und zukünftig geeignete Maßnahmen auch für den unterstündlichen Bereich treffen.

Kurzfristiger Flexibilitätsbedarf

Die Bundesnetzagentur sieht die durch die ÜNB identifizierten zunehmenden Herausforderungen, die mit der fortschreitenden Energiewende auch beim kurzfristigen Flexibilitätsbedarf bestehen. Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen der ÜNB zeigen, dass Verbesserungen bei der Nutzung kurzfristiger Flexibilitäten notwendig sind, um dem steigenden Bedarf durch schnell schwankende EE-Einspeisungen zu begegnen; siehe auch Kapitel IE2.2. Mit dem absehbaren starken Zubau von Batterien stünde voraussichtlich ausreichend flexible Kapazität für die betrachteten Jahre zur Verfügung. Die Analyse des unterstündlichen Bereichs bleibt auch hier die fortlaufende Aufgabe der Netzbetreiber. Diese Aspekte werden u. a. in dem vom BMWF geleiteten Prozess "Systembetrieb 2030" sowie der "Roadmap Systemstabilität" betrachtet.

2. Hindernisse für Flexibilität am Markt inkl. Vorschlag Entlastungsmaßnahmen

Auf Basis der untersuchten Systembedarfe haben die ÜNB, wie von Art. 15 FNA-Methodik gefordert, Marktbarrieren identifiziert, die aus ihrer Sicht bei der Erschließung von Flexibilitäten bestünden. Hierbei haben sie unterschieden zwischen Marktbarrieren für Haushaltskunden und solchen für Industriekunden sowie professionellen Vermarktern.

2.1 Bewertung der ÜNB

Vorliegend lassen sich die von den ÜNB identifizierten Marktbarrieren den Untergruppen⁷ "mangelnde Anreize zur Bereitstellung von Flexibilität" und "komplexe, langwierige und diskriminierende administrative Verfahren" aus Art. 15 FNA-Methodik zuordnen. In den übrigen methodisch zu untersuchenden Fallgruppen haben die ÜNB bei ihren durchgeführten Untersuchungen keine weiteren Marktbarrieren identifizieren können.

Als zentrale Marktbarriere für Haushaltskunden haben die ÜNB den bislang noch ungleichmäßigen Smart-Meter-Rollout in Deutschland identifiziert. Aufgrund der stark heterogenen Umsetzungsstände des Smart-Meter-Rollouts bei den VNB bestehen seitens der ÜNB Zweifel, ob die Smart-Meter-Quote für das Jahr 2030 für Haushaltskunden gem. § 45 MsbG flächendeckend erreicht werde. Der Smart-Meter-Rollout sei wesentliche Voraussetzung, damit Haushaltskunden als flexible Verbraucher agieren können.

Weiterhin haben die ÜNB Marktbarrieren bezogen auf das ökonomische Anreizsystem für Haushaltskunden identifiziert. Das momentane Anreizsystem sei noch nicht ausreichend, um die Nutzung dynamischer Stromtarife stärker zu etablieren. Die ÜNB führen dabei eine Umfrage des Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv)⁸ aus dem Jahr 2024 an und nennen als vordringliche Hindernisse fehlende Informationen zu dynamischen Stromtarifen an sich, eine bislang geringe Akzeptanz von Haushaltskunden für dynamische Tarife sowie die eingeschränkte Wirtschaftlichkeit bestimmter Assetklassen. Außerdem hänge die Markterschließung von Heimspeichern und Ladepunkten wesentlich von der Umsetzung der Festlegung der Bundesnetzagentur zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpEL)⁹ ab.

In technischer Hinsicht wird von den ÜNB die bislang noch nicht vollständig garantierte Steuerbarkeit von Anlagen als weitere Marktbarriere aufgeführt. Anlagen müssen insbesondere auch für Direktvermarkter steuerbar sein, damit sie auf die Preissignale im Markt reagieren können. Die Steuerbarkeit von Kleinanlagen solle Gegenstand einer vertieften Analyse des nächsten Berichts der ÜNB zur Steuerbarkeit von Anlagen nach § 12 Abs. 2c EnWG sein. Insbesondere der Aufbau eines CLS-Managements (Controllable Local Systems) sowie die Ertüchtigung der Systeme bei einzelnen VNB würden frühestens ab dem Ende des Jahrzehnts erfolgen.

Als Marktbarrieren für Industriekunden haben die ÜNB maßgeblich die derzeit noch bestehenden Netzentgeltstrukturen identifiziert, die perspektivisch jedoch durch die Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNeS) abgelöst werden soll. Im Einzelnen tragen die ÜNB vor, dass einerseits der Rückgriff auf die

⁷ Vgl. zu den weiteren Untergruppen Abschnitt B.1.3. bzw. Art. 15 FNA-Methodik.

⁸ [Dynamische Stromtarife_repräsentative Befragung 2024.pdf](#)

⁹ [Bundesnetzagentur - Festlegungsverfahren zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten \(MiSpEL\)](#)

Jahreshöchstlast für die Bestimmung des Leistungspreises sowie die Vorschrift des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV dazu führen würden, dass Anreize für Industriekunden bestünden, sich gerade nicht flexibel zu verhalten. Beides setze Fehlanreize, da nicht Flexibilität, sondern eine besonders konstante Fahrweise durch die bestehenden Regelungen belohnt würde.

Als limitierender Faktor für professionelle Vermarkter gehen die ÜNB vor allem auf aus ihrer Sicht begrenzte Ressourcen beim Netzanschluss von zusätzlichen Flexibilitäten (insb. Batterien) ein. Aufgrund knapper werdender Anschlusskapazitäten sei eine Priorisierung von Projekten erforderlich. Für ein transparentes Verfahren sorgt das von den ÜNB entwickelte und am 1. April 2026 eingeführte Reifegradverfahren.¹⁰ Es bestünden aber immer noch erhebliche Unterschiede hinsichtlich der Netzanschlussprozesse und -bedingungen auf der Verteilnetzebene, die adressiert werden müssten, da diese Realisierbarkeit, Kostenstruktur und zeitliche Planung von Projekten neben weiteren administrativen Hürden stark beeinflussen würden.

Auch merken die ÜNB an, dass regulatorische Änderungen hinsichtlich der Behandlung von Speichern im Netzentgeltsystem zu Investitionsunsicherheit führen. Die in AgNeS vorgesehenen "Speichernetzentgelte" könnten sich nach Ansicht der ÜNB nachteilig auf die Investitionsentscheidung von Speicherbetreibern auswirken. Weiterhin bedürfe es eines stärkeren regulatorischen Fokus auf die Flexibilitätpotenziale von Lasten.

2.2 Bewertung der Bundesnetzagentur

Die von den ÜNB ermittelten Marktbarrieren sind überwiegend plausibel und können von der Bundesnetzagentur nachvollzogen werden. Nicht betrachtet wurde jedoch das Übertragungsnetzes, woraus noch weitere Marktbarrieren und entsprechend auch weitere Maßnahmen resultieren könnten. Sie werden oder wurden jedoch bereits von der Bundesnetzagentur, soweit sie zuständig ist, als auch vom Gesetzgeber adressiert bzw. sind aktuell Gegenstand laufender Verfahren. Im Einzelnen:

Smart-Meter-Rollout

Die Bundesnetzagentur teilt die Ansicht, dass ein bedarfsgerechter Smart-Meter-Rollout eine wesentliche Voraussetzung für ein flexibles Stromsystem und die Teilhabe der Nachfrageseite bildet. Insgesamt ist im Ergebnis auch den weiteren Schilderungen der ÜNB hinsichtlich der Marktbarrieren für Haushaltskunden zu folgen. Es ist darauf hinzuweisen, dass die Bundesnetzagentur ihre Aufsichtsmaßnahmen zur Förderung des Smart-Meter-Rollouts intensiviert hat¹¹ und die Rollout-Quoten regelmäßig bei den Messstellenbetreibern kontrolliert.¹² Auf europäischer Ebene bestehen zudem aktuell Bestrebungen, den Smart-Meter-Rollout auf mehr Letztverbraucher auszuweiten. Außerdem trägt die Bundesnetzagentur in ihrer Funktion als Verbraucherschutzbehörde dazu bei, insbesondere für Haushaltskunden ein Informationsangebot zu

¹⁰ [Netztransparenz > Über uns > Aktuelles > Details](#)

¹¹ [Bundesnetzagentur - Presse - Bundesnetzagentur leitet Verfahren wegen Versäumnissen beim Smart Meter-Rollout ein](#)

¹² [Bundesnetzagentur - Homepage - Roll-out intelligenter Messsysteme](#)

dynamischen Stromtarifen¹³ und zu Smart Metern zu schaffen, um ihnen so den Wechsel zu einem dynamischen Stromtarif zu erleichtern.¹⁴

Festlegung MiSpeL

Die Wichtigkeit der Festlegung MiSpeL wird von der Bundesnetzagentur gesehen und daher derzeit mit Hochdruck verfolgt. Sie wird zukünftig die Marktintegration der vielen Heimspeicher ermöglichen und somit das Flexibilitätsangebot erhöhen. Mit MiSpeL wird Marktteilnehmern die Möglichkeit eröffnet, die Abgrenzungsoption aus § 19 Abs. 3b EEG sowie die Pauschaloption aus § 19 Abs. 3c EEG für die Zahlung der Förderung in Anspruch zu nehmen, die dazu beitragen, die Flexibilitätspotenziale von Heimspeichern zu erhöhen.¹⁵

Bislang steht den Marktteilnehmer nur die Ausschließlichkeitsoption nach § 19 Abs. 3a EEG zur Verfügung.

Steuerungsfähigkeit von Anlagen

Ebenso teilt die Bundesnetzagentur die Ansicht, dass die Steuerungsfähigkeit der Anlagen stark ausgeweitet werden muss, um nicht nur einen sicheren Betrieb der Netze für die Zukunft zu gewährleisten, sondern auch das Maß an Flexibilität im Gesamtsystem zu erhöhen. Entsprechend wichtig ist es, dass der Bericht zur Steuerbarkeit von Anlagen gem. § 12 Abs. 2c EnWG weiterhin bestehen bleibt, um die flächendeckende Steuerbarkeit von Anlagen weiterhin sachgerecht monitoren zu können und daraus, soweit erforderlich, weitere Maßnahmen ableiten zu können.

Netzentgeltstrukturen

Darüber hinaus arbeitet die Bundesnetzagentur im Rahmen von AgNeS daran, die Netzentgeltstrukturen, die bislang noch nachteilig für die Etablierung eines flexiblen Verbrauchsverhaltens bei Industriekunden sind, zu überarbeiten. So beabsichtigt die Bundesnetzagentur insbesondere den Leistungspreis in der Netzentgeltsystematik durch einen sogenannten Kapazitätspreis zu ersetzen.¹⁶ Insgesamt wird im Rahmen von AgNeS darauf geachtet, dass die neuen Regelungen einen Anreiz für ein flexibles Verhalten setzen, nicht etwa zuletzt durch dynamische Netzentgelte. Außerdem ist zu konstatieren, dass Netzentgelte für Speicher erst nach Auslaufen der Übergangsregelung in § 118 Abs. 6 EnWG in Kraft treten werden. Bestehende und alsbaldige Investitionen genießen Bestandsschutz.¹⁷

Es ist also festzuhalten, dass Marktbarrieren bestehen. Diese wurden jedoch erkannt und es wurden Maßnahmen eingeleitet, um ihnen zu begegnen und Abhilfe zu schaffen. Abhängig von den künftigen

¹³ Bundesnetzagentur - Dynamische Stromtarife

¹⁴ Bundesnetzagentur - Messeinrichtungen / Zähler - Allgemeine Hinweise

¹⁵ Weiterführende Informationen zu MiSpeL sind auffindbar unter: [Bundesnetzagentur - Festlegungsverfahren zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten \(MiSpeL\)](#)

¹⁶ Hintergrundpapier: BNetzA präsentiert erstmals ein Gesamtkonzept für zukünftige Netzentgelte Strom ab 2029

¹⁷ Ibid.

Entwicklungen ist jedoch nicht auszuschließen, dass bestehende Maßnahmen angepasst oder neue Maßnahme beschlossen werden müssen. Dies sollte in den weiteren FNA genau beobachtet werden.

F Ausblick

Die Analyse und Bewertung der nationalen (und damit auch europaweiten) Flexibilitätsbedarfe ist grundsätzlich sinnvoll und hat das Potenzial, einen wichtigen Beitrag zum Gelingen der Energiewende zu liefern. Die Rolle der Flexibilitäten und insbesondere diejenige der nicht-fossilen Flexibilitäten ist entscheidend zum Erreichen der klimapolitischen Ziele in Deutschland und Europa. Gleichzeitig sollte das Verfahren zur Erarbeitung des FNA in seiner bisherigen Ausgestaltung als Lernprozess angesehen werden.

Es ist auch festzustellen, dass es in Deutschland bereits eine Vielzahl von Analysen und Monitoringberichten in diesem Bereich gibt (zu nennen sind hier insb. die NRAA und ERAA-Untersuchungen) und neben diesen bestehenden Untersuchungen nun mit dem FNA eine weitere dazugekommen ist.

Da es sich um die erstmalige Umsetzung der neuen FNA-Methodik handelt, und der zukünftig vorgesehene zweijährige Turnus für diesen ersten Bericht halbiert wurde, mussten für den vorliegenden Bericht Vereinfachungen getroffen werden und optionale Aspekte, insbesondere die Betrachtung der Netzbedarfe der ÜNB, konnten nicht untersucht werden.

Der FNA-Prozess könnte davon profitieren, wenn er enger mit bestehenden Prozessen integriert werden könnte. Die etablierten Prozesse wie die NRAA der einzelnen Mitgliedstaaten oder ERAA kommen aufgrund der eminenten Bedeutung von Flexibilitäten für das zukünftige Versorgungssystem ohnehin nicht ohne eine Betrachtung selbiger aus. Aus Gründen des Bürokratieabbaus, der europäischen Vereinheitlichung sowie letztlich der prozeduralen Effizienz erscheint es daher sinnvoll und naheliegend, das FNA in diese Prozesse zu integrieren. Hiermit würde auch vermieden, dass auf Datengrundlagen zurückgegriffen werden müsste, die nicht allen Entwicklungen Rechnung tragen konnten.

Darüber hinaus gilt es zukünftig ein genaueres Augenmerk auf die Wechselwirkungen mit der konkreten Netzsituation zu legen. Die Berücksichtigung der netzseitigen Flexibilitätsbedarfe auf Übertragungsnetzebene wird Gegenstand in der nächsten Untersuchung sein. Darüber hinaus wird die Datenbasis verbreitert und aktualisiert und vor allem sehr dynamische Entwicklungen wie bei Batteriespeichern und Rechenzentren vertieft berücksichtigt. Gleiches gilt für die NAP der VNB, die bis dahin ebenfalls aktualisiert und verbessert sein werden.

Die Bundesnetzagentur wird die gute und konstruktive Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern fortführen und gemeinsam die Bewertung der Flexibilität weiterentwickeln.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ableitung des deutschen NECP-Ziels; (Quelle: Anhang ÜNB)	13
Abbildung 2: Durchschnittliche fehlende Kapazität, absolute Energiemenge und Anzahl Stunden in denen der Hochfahrbedarf nicht gedeckt werden kann; (Quelle: Anhang ÜNB).....	17

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Nicht integrierte EE-Menge im Zieljahr 2030 mit berücksichtigter VNB-Abregelung; (Quelle: Anhang ÜNB)	15
Tabelle 2: Nicht integrierte EE-Menge im Zieljahr 2035 mit berücksichtigter VNB-Abregelung; (Quelle: Anhang ÜNB)	15
Tabelle 3: Häufigkeit ungedeckter Rampenbedarfe im Betrachtungsjahr 2030; (Quelle: Anhang ÜNB)	16
Tabelle 4: Häufigkeit ungedeckter Rampenbedarfe im Zieljahr 2035; (Quelle: Anhang ÜNB)	16

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Tulpenfeld 4
53113 Bonn
www.bundesnetzagentur.de
Tel. +49 228 14-0

Stand

August 2026

Text

Referat 626



bundesnetzagentur.de

-  x.com/BNetzA
-  social.bund.de/@bnetza
-  youtube.com/BNetzA