

Regulatorischer Rahmen für Flexibilitätsleistungen in Verteilernetzen

Gerald KALT, Sven KAISER, Alexander KABINGER

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft,
Rudolfsplatz 13A, 1010 Wien, Tel: +43-1-24724-558, gerald.kalt@e-control.at,
www.e-control.at

Kurzfassung:

Die Umsetzung der Energiesystemwende und das Erreichen der Klimaziele hängen von der Aufnahmefähigkeit der Verteilernetze ab. Es besteht die Gefahr, dass der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung und die Elektrifizierung der Sektoren Verkehr, Industrie und Raumwärme in zunehmendem Maße durch mangelnde Netzkapazitäten gebremst werden. Um dies zu verhindern, ist es erforderlich, dass neben beschleunigtem Netzausbau und dem Einsatz intelligenter Betriebsmittel auch die Flexibilität von Netzbenutzern erschlossen wird, um Verteilernetze kosteneffizient zu betreiben und begrenzte Anschlusskapazitäten optimal zu nutzen. Der EU-Rechtsrahmen sieht vor, dass die Nutzung von Flexibilitätsleistungen Teil des Standardrepertoires wird, auf das Verteilernetzbetreiber bei der Wahrnehmung ihrer Pflichten zurückgreifen. Der vorliegende Beitrag untersucht, wie ein regulatorischer Rahmen zu Flexibilitätsleistungen in Verteilernetzen im österreichischen Marktdesign ausgestaltet werden kann, der den unionsrechtlichen Vorgaben gerecht wird und die zielgerichtete Beschaffung durch Verteilernetzbetreiber forciert. Aufbauend auf internationale Umsetzungsbeispiele werden drei Konzepte vorgestellt und hinsichtlich ihrer Stärken und Schwächen diskutiert. Beim Konzept „Langfristbeschaffung mittels Ausschreibungen“ steht die gesicherte Verfügbarkeit lokal erforderlicher Flexibilitäten für spezifische Anforderungen der Verteilernetzbetreiber im Vordergrund. Mit dem Konzept „Hybrides Redispatch-Modell“ würde das im Übertragungsnetz bestehende kostenbasierte Engpassmanagement mittels Erzeugungsanlagen auf Verteilernetze ausgeweitet werden. Flexiblen Lasten könnte eine freiwillige (marktbasierte) Teilnahme ermöglicht werden. Das dritte Konzept sieht eine Integration der Flexibilitätsbeschaffung durch Verteiler- sowie Übertragungsnetzbetreiber in den Intraday-Handel vor. Parallel dazu sind – unabhängig vom Konzept für marktbasierte Flexibilitätsbeschaffung – tarifliche Maßnahmen und Netzanschlussregeln in Betracht zu ziehen. Die in diesem Beitrag dargestellte Charakterisierung und Erörterung von Vor- und Nachteilen soll als Diskussionsgrundlage für den anstehenden Diskurs zur Umsetzung der unionsrechtlichen Vorgaben dienen. Ziele eines Gesamtkonzeptes sollten jedenfalls sein, die Transparenz beim Netzausbau und bei Netzanschlusskapazitäten zu erhöhen, Flexibilitätsleistungen durch dezentrale Stromerzeugungsanlagen, Speicher und Verbrauchsanlagen in Verteilernetzen zu etablieren und die Abregelung von erneuerbarer Stromerzeugung mittels gezielter Lastverschiebungen so weit wie möglich zu vermeiden.

Keywords: Flexibilität, Laststeuerung, Demand Response, Verteilernetze, Flexibilitätsmärkte, Netzentwicklungsplan, Netzbetrieb, Smart Grids

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Flexibilität stellt eine fundamentale Eigenschaft zuverlässiger Stromversorgungssysteme dar, der aufgrund der zunehmenden Dynamik beim Ausbau volatiler erneuerbarer Stromerzeugung sowie lastseitiger Entwicklungen (insbesondere der Elektrifizierung von Raumwärme, industriellen Prozessen und Straßenverkehr) wachsende Aufmerksamkeit zuteilwird. Flexibilität ist definiert als die „Möglichkeit, an einem definierten Netzknoten des Stromsystems über die zeitnahe Veränderung - durch eine externe Vorgabe - die Einspeise- oder Bezugsleistung zu ändern“ [1]. Flexibilität kann sowohl erzeugungs- als auch lastseitig aufgebracht werden und verschiedenen Zwecken dienen: der Leistungs-Frequenz-Regelung im Rahmen des Systemausgleichs (Balancing), der Fahrplan- bzw. Bilanzgruppentreue, der wirtschaftlichen Optimierung im Zuge der Teilnahme an kurzfristigen Strommärkten oder auch der Vermeidung von Kapazitätsengpässen und Grenzwertverletzungen auf Übertragungs- bzw. Verteilernetzebene.

Auf Übertragungsnetzebene wird die Vermeidung von Netzengpässen dadurch bewerkstelligt, dass der Netzbetreiber Engpassmanagement-Maßnahmen (Redispatch und Countertrading) durchführt. Durch diese präventiven Maßnahmen werden die prognostizierten Lastflüsse so beeinflusst, dass es zu keinen Überlastungen von Netzbetriebsmitteln kommt. Auf Verteilernetzebene ist in Österreich bislang kein vergleichbares System etabliert¹, zumal Verteilernetzbetreiber (VNB) auch technisch nicht in der Lage sind, Lastflüsse flächendeckend zu prognostizieren. Im Gegensatz zum Übertragungsnetz, wo Engpassmanagement einen Teil des regulären Netzbetriebs darstellt, ist bei Verteilernetzen bereits im Zuge von Anschlussbeurteilungen sicherzustellen, dass neu hinzukommende Erzeugungsanlagen, Speicher und Lasten keine Grenzwertverletzungen verursachen werden. Falls die vorhandenen Netzkapazitäten nicht ausreichen, um der allgemeinen Anschlusspflicht gemäß § 46 EIWOG 2010² nachzukommen, ist das Netz entsprechend auszubauen bzw. zu verstärken.

Diese als „fit and forget“ bezeichnete Vorgehensweise, die Netzausbau bzw. -verstärkung als einzige probate Maßnahme anerkennt und darauf abzielt, Verteilernetze für die ungünstigsten zu erwartenden Situationen (inklusive angemessener Sicherheitsmargen) auszulegen [2,3], wird heute aus mehreren Gründen als nicht mehr zeitgemäß erachtet:

- a) Die Dauer von klassischem Netzausbau, von der Planung und dem Durchlaufen von Genehmigungsverfahren der Errichtung bis zur Inbetriebnahme, stellt in der derzeitigen Phase der Energiesystemwende, die von einer wachsenden Dynamik bei Netzanschlussbegehren geprägt ist, ein zunehmendes Problem dar. Verstärkt wird die Problematik durch aktuelle Personalengpässe in der Branche sowie

¹ „Unterbrechbare Tarife“ mit fixen Abschaltzeiten ermöglichen eine Verschiebung von Stromverbrauch in Niederlastzeiten und bewirken eine Lastglättung, was in einem zunehmend von volatilen Erneuerbaren geprägten Stromsystem wenig von Nutzen ist.

² Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010) StF: BGBl. I Nr. 110/2010

Lieferengpässe bei Netzbetriebsmitteln. Es werden daher alternative Lösungen gesucht, um Netzbenutzern einen raschen Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge etc. zu ermöglichen.

- b) Beim klassischen „fit-and-forget-Ansatz“ müssen alle Netzbetriebsmittel für die maximal auftretenden Leistungen ausgelegt werden. Die auslegungsrelevanten Leistungsspitzen treten typischerweise nur selten auf; mitunter nur wenige Stunden im Jahr. Werden seltene Leistungsspitzen zuverlässig vermieden, können Netzbetriebsmittel sparsamer ausgelegt bzw. zusätzliche Netzanschlüsse gewährt werden, ohne Grenzwertverletzungen zu riskieren.
- c) Durch die fortschreitende Digitalisierung der Verteilernetze stehen zunehmend auch Smart-Grid-Lösungen zur Echtzeitüberwachung und -steuerung zur Verfügung, die einen aktiven Verteilernetzbetrieb ermöglichen. Statt klassischer Netzverstärkung in Form eines Transformatortauschs oder einer Leitungsverstärkung kommen zunehmend auch Smart-Grid-Lösungen wie regelbare Ortsnetztransformatoren zum Einsatz.

Die Digitalisierung der Netze sowie die zunehmende Verbreitung von interoperablen Schnittstellen in Anlagen der Netzbenutzer (bspw. Energiemanagementsysteme oder Ladeeinrichtungen) macht auch gezielte Steuereingriffe in deren Netzbenutzeranlagen möglich. Entsprechende gesetzliche bzw. regulatorische Rahmenbedingungen vorausgesetzt, kann durch intelligente Steuerung Netzausbau reduziert werden.

Diese Aspekte laufen auf fundamentale Veränderungen bei der Planung und dem Betrieb von Verteilernetzen hinaus. Ein sicherer und kosteneffizienter Netzbetrieb soll zunehmend auch durch die Nutzung von Flexibilitäten der Netzbenutzer, d.h. deren Fähigkeit und Bereitschaft, Stromverbrauch oder -einspeisung zeitlich zu verschieben, sichergestellt werden. Maßnahmen, die es VNB ermöglichen, die Flexibilität von Netzbenutzern im Netzbetrieb nutzbar zu machen, können unter dem Begriff „Flexibilitätsbeschaffung“ („flexibility procurement“; vgl. [4]) zusammengefasst werden. Dabei können verschiedene – verpflichtende oder freiwillige – Instrumente zum Einsatz kommen: Regelbasierte Ansätze (d.h. Netzanschlussregeln in Netzwerkcodizes und technischen Regelwerken wie den von E-Control herausgegebenen Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR)³ [5] oder den Technischen Anschlussregeln des VDE FNN [6]), tarifliche Instrumente, bilaterale Vereinbarungen oder marktbasierende Beschaffungsinstrumente [4].

Flexibilitätsleistungen können durch Stromerzeugungsanlagen und regelbare Lasten sowie Speicher erbracht werden. Eine zunehmende verbrauchsseitige Erbringung von Flexibilitätsleistungen sowie Last-, Erzeugungs- und Speichermanagement innerhalb der Anlagen von Netzbenutzern („behind the meter“; [7]) werden weithin als Grundvoraussetzungen für zukunftsfähige, auf erneuerbaren Energieträgern basierende Stromsysteme erachtet [8].

³ Die TOR erlangen im Zuge von Netzanschlussverträgen zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer ihre Gültigkeit; Konformität mit den Anforderungen der TOR stellt also die Voraussetzung für einen Netzanschluss dar.

Im Rahmen des im Jahr 2019 verabschiedeten „Clean Energy Package“ [9] wurde im Rahmen der Strom-Binnenmarktverordnung VO (EU) 2019/943⁴ („Binnenmarktverordnung“) und der Strom-Binnenmarkttrichtlinie RL (EU) 2019/944⁵ („Binnenmarkttrichtlinie“) festgelegt, welchen Grundsätzen die Flexibilitätsbeschaffung durch VNB EU-weit zu folgen hat. Die diesbezüglichen Vorgaben, insbesondere Artikel 32 der Binnenmarkttrichtlinie wurden in Österreich noch nicht vollständig in nationales Recht umgesetzt. Eine Umsetzung soll in der für 2023 geplanten Überarbeitung des EIWOG 2010 erfolgen. Artikel 32 zielt darauf ab, dass einerseits Netzbenutzer ihre Flexibilität als Dienstleistungen vermarkten können, und andererseits VNB Flexibilitätsleistungen in Anspruch nehmen, um die Kosteneffizienz, die Systemsicherheit, die Netzanschlusskapazitäten und das Tempo bei neuen Netzanschlüssen zu steigern. Thema dieses Beitrags sind der regulatorische Rahmen für Flexibilitätsvermarktung und -beschaffung sowie die damit in Verbindung stehenden Aspekte des österreichischen Strommarktdesigns.

1.2 Fragestellung und Zielsetzung

In diesem Beitrag werden die Vorgaben des Clean Energy Package in Bezug auf Flexibilitätsbeschaffung durch VNB analysiert und Vorschläge für eine nationale Umsetzung erarbeitet. Dabei wird auf die folgenden Fragestellungen eingegangen:

- Welche Gestaltungsspielräume bestehen innerhalb des EU-Rechtsrahmens? Welche Zielsetzungen, Zielkonflikte, Kontroversen und Kompromisse sind zu berücksichtigen?
- Inwieweit sind die Prinzipien der in anderen EU-Ländern umgesetzten Konzepte auf Österreich anwendbar? Mit welchen Vor- und Nachteilen sind diese verbunden?
- Welche regulatorischen Maßnahmen sollten unabhängig von der konkreten Umsetzung von Flexibilitätsbeschaffung ergriffen werden?

Ziel dieses Beitrages ist es, eine solide Grundlage für den Diskurs zur Umsetzung von Artikel 32 zu schaffen.

2 Methode

Der erste Schritt der methodischen Vorgehensweise besteht in einer Analyse der relevanten EU-Rechtsakte. Es werden die Ziele und Vorgaben analysiert und Spielräume für die nationale Umsetzung identifiziert. Anhand der „Framework Guideline on Demand Response“ (kurz „Framework Guideline“), die im Dezember 2022 von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden der EU (ACER) an die Europäische Kommission übermittelt wurde, werden Stoßrichtungen zukünftiger EU-rechtlicher Vorgaben beschrieben.

⁴ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt

⁵ Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU

Unter Berücksichtigung der Ausgangssituation und bestehender Marktregeln in Österreich werden aus den Anforderungen und Prinzipien des EU-Rechtsrahmens Ziele für die nationale Umsetzung abgeleitet, Zielkonflikte und Trade-offs analysiert. Die Analyse baut auf der Fachliteratur und wissenschaftlichen Publikationen auf und bedient sich der in der Literatur identifizierten Ausgestaltungs- und Beurteilungskriterien für Flexibilitätsbeschaffung.

Im nächsten Schritt werden die Konzepte ausgewählter internationaler Umsetzungsbeispiele, deren Vor- und Nachteile analysiert und Einschätzungen bzgl. zentraler Beurteilungskriterien getroffen. Konkret werden die Umsetzungen in Deutschland, Großbritannien und den Niederlanden behandelt und als zentrale Beurteilungskriterien die folgenden vier Aspekte herangezogen: die Kompatibilität mit dem derzeitigen österreichischen Marktdesign, die Gefahr von Ineffizienzen durch strategisches Verhalten, der Aufwand für laufende regulatorische Aufgaben (gemäß Art. 32) sowie die Kompatibilität mit dem EU-Zielmodell.

Den Abschluss der Analyse bilden Überlegungen zur Kombinierbarkeit der Konzepte und einer schrittweisen Einführung marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung.

Die in diesem Beitrag dargestellten Überlegungen zum zukünftigen Marktdesign spiegeln teilweise aktuelle Ansichten der Autoren wider; sie sind als Diskussionsbeitrag und nicht als Empfehlungen der E-Control zu verstehen.

3 Ergebnisse

3.1 Analyse des EU-Rechtsrahmens

In diesem Abschnitt wird der EU-Rechtsrahmen analysiert, der für die Umsetzung von Flexibilitätsbeschaffung und -nutzung durch VNB maßgeblich ist. Konkret wird auf relevante Begriffsbestimmungen, Erwägungsgründe und Artikel der Binnenmarktverordnung und der Binnenmarktrichtlinie eingegangen. Anschließend werden relevante Inhalte der Framework Guideline (siehe [10]) erörtert.

3.1.1 Begriffe

Während der Begriff „**struktureller Engpass**“ auf das Übertragungsnetz eingeschränkt ist, trifft dies für „Engpässe“ (gemäß Begriffsbestimmungen der EU-Rechtsakte) nicht zu. Engpässe können demnach auch auf Verteilernetzebene auftreten. Dass der nicht definierte Begriff „Engpassmanagement“ im Sinne des EU-Rechtsrahmens auch Maßnahmen seitens VNB umfasst, lässt sich aus Art. 32 der Binnenmarktrichtlinie ableiten (siehe Abschnitt 3.1.5).

Art. 2 (4) VO (EU) 2019/943: „Engpass“ bezeichnet eine Situation, in der nicht allen Ersuchen von Marktteilnehmern auf Handel zwischen Netzbereichen nachgekommen werden kann, weil sie erhebliche Auswirkungen auf die physikalischen Stromflüsse in Netzelementen hätten, die diese Stromflüsse nicht bewältigen können;

Art. 2 (6) VO (EU) 2019/943: „struktureller Engpass“ bezeichnet einen Engpass im Übertragungsnetz, der eindeutig festgestellt werden kann, vorhersehbar ist, geografisch über längere Zeit stabil bleibt und unter normalen Bedingungen des Stromsystems häufig wiederauftritt;

Der Begriff „**Redispatch**“, der (zumindest in Österreich) bislang nur für Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) gebräuchlich ist, beinhaltet auch von VNB gesetzte Maßnahmen. Dies ist insbesondere in Hinblick auf Art. 13 der Binnenmarktverordnung von Relevanz.

Art. 2 (26) VO (EU) 2019/943: „Redispatch“ bezeichnet eine Maßnahme, einschließlich einer Einschränkung, die von einem oder mehreren Übertragungs- oder Verteilernetzbetreibern durch die Veränderung des Erzeugungs- oder des Lastmusters oder von beidem aktiviert wird, um die physikalischen Lastflüsse im Stromsystem zu ändern und physikalische Engpässe zu mindern oder anderweitig für Systemsicherheit zu sorgen;

Redispatch-Maßnahmen gemäß dieser Definition umfassen jegliche von Netzbetreibern durchgeführte Eingriffe in Erzeugungs- oder Lastmuster, die aus Gründen der Systemsicherheit durchgeführt werden. Netzengpässe sind nicht die einzigen möglichen Ursachen.

„**Laststeuerung**“ im Sinne der EU-Rechtsakte umfasst sowohl „implizite“ als auch „explizite“ Flexibilität. Bei expliziten Flexibilitätsleistungen verändern Netzbenutzer ihre regulären Verbrauchsmuster auf externe Aufforderung seitens einer „flexibility requesting party“ oder eines Aggregators. Als implizite Flexibilität bzw. implizite Laststeuerung werden Maßnahmen bezeichnet, die Netzbenutzern aufgrund von Anreizen wie zeitvariablen Tarifen durchführen (siehe [11,12]). Bei expliziten Flexibilitätsleistungen ist das Ausmaß der durchzuführenden Leistungsänderung festgelegt bzw. vereinbart, bei impliziter Flexibilität nicht.

Art. 2 (20) RL (EU) 2019/943: „Laststeuerung“ eine Abweichung der Endkunden-Elektrizitätslast von ihren üblichen oder aktuellen Stromverbrauchsmustern als Reaktion auf Marktsignale, etwa zeitabhängige Strompreise oder Anreizzahlungen, oder als Reaktion auf das angenommene Angebot eines Endkunden, eine Nachfrageverringern oder -erhöhung zu einem bestimmten Preis auf einem organisierten Elektrizitätsmarkt (..) zu verkaufen, allein oder durch (Aggregation);

3.1.2 Erwägungsgründe der Binnenmarktverordnung VO (EU) 2019/943

Die Binnenmarktverordnung zielt darauf ab, dass Flexibilitätsleistungen zur Netzintegration erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen genutzt werden:

ErwG 7: (..) Zur Einbindung des wachsenden Anteils erneuerbarer Energie in das künftige Stromsystem sollten alle verfügbaren Flexibilitätsquellen, insbesondere Laststeuerungslösungen und Energiespeicherung, sowie die Digitalisierung durch die Integration innovativer Technologien in das Stromsystem genutzt werden.

Im Rahmen von Engpassmanagement sollen Flexibilitätsleistungen grundsätzlich marktbasierend beschafft werden. Ausnahmen sind möglich; weitreichende Ausnahmen stehen jedoch in Widerspruch zu dem lt. Binnenmarktverordnung angestrebten Zielmodell.

ErwG 25: Unbeschadet der Artikel (..) gilt, dass Freistellungen von den Marktgrundsätzen, beispielsweise Bilanzkreisverantwortung, marktbasierter Dispatch

oder Redispatch, dazu führen, dass weniger Flexibilität signalisiert und die Entwicklung von Lösungen wie Energiespeicherung, Laststeuerung oder Aggregation behindert wird. Obwohl Freistellungen weiterhin notwendig sind, um einen unnötigen Verwaltungsaufwand für bestimmte Marktteilnehmer, insbesondere Haushaltskunden und KMU, zu vermeiden, stehen weit gefasste Freistellungen für ganze Technologiebereiche nicht im Einklang mit dem Ziel, effiziente marktbasierende Dekarbonisierungsprozesse einzuführen und sollten daher durch gezieltere Maßnahmen ersetzt werden.

ErwG. 34: Die Bewältigung von Engpässen sollte den Übertragungsnetzbetreibern und Marktteilnehmern die richtigen wirtschaftlichen Signale geben und auf Marktmechanismen beruhen.

In Erwägungsgrund 24 werden insbesondere die Vorteile kurzfristiger Märkte hervorgehoben:

ErwG. 24: Kurzfristmärkte verbessern Liquidität und Wettbewerb, weil sie mehr Ressourcen, insbesondere jenen Ressourcen, die flexibler sind, die uneingeschränkte Marktteilnahme ermöglichen.

Die Präferenz für marktbasierende Beschaffung wird in Artikel 13 Binnenmarktverordnung in Bezug auf Redispatch und in Artikel 32 der Binnenmarkttrichtlinie in Bezug auf Flexibilitätsbeschaffung durch VNB bekräftigt (siehe unten).

3.1.3 Artikel 13 „Redispatch“ der Binnenmarktverordnung VO (EU) 2019/943

Die Bestimmungen dieses Artikels gelten für Maßnahmen von ÜNB und VNB (siehe Begriffsbestimmung „Redispatch“ oben sowie Absatz 4 und 5 des Artikels 13)).

Relevante Bestimmungen von Artikel 13 in aller Kürze:

- Redispatch von Erzeugungsanlagen, Speichern und Lasten (im Folgenden als „Anlagen“ bezeichnet) erfolgt nach objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien (Abs. 1). Die Auswahl der in Frage kommenden Anlagen erfolgt grundsätzlich marktbasierend (Abs. 2). Ausnahmen von diesen beiden Grundsätzen sind möglich.
- Die für Redispatch-Maßnahmen ausgewählten Anlagen sind grundsätzlich finanziell zu vergüten (Abs. 2). Dabei sind Opportunitätskosten aus dem Verkauf von Strom auf dem Day-Ahead-Markt zu berücksichtigen (Abs. 7).
- Keinen Anspruch auf finanzielle Vergütung haben jedoch Netzbenutzer, die mit dem Netzbetreiber einen Netzanschlussvertrag ohne gesicherte Leistung abgeschlossen haben (Abs. 7).
- Nicht marktbasierter Redispatch ist in definierten Ausnahmefällen (wie unzureichendem Wettbewerb oder bei Gefahr von strategischem Bietverhalten) möglich (Abs. 3).
- Netzbetreiber müssen „angemessene netz- und marktbezogene betriebliche“ Maßnahmen setzen, um „abwärts gerichteten“ Redispatch (d.h. „Abregeln“) von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen zu minimieren (Abs. 5b).

- Nicht marktbasierendes Abregeln von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen ist nur zulässig, wenn keine Alternativen bestehen oder diese mit unverhältnismäßig hohen Kosten oder Gefährdung von Netzsicherheit verbunden wären (Abs. 6).

3.1.4 Erwägungsgründe der Binnenmarktrichtlinie RL (EU) 2019/944

Diese Erwägungsgründe 39 und 42 der Binnenmarktrichtlinie unterstreichen, dass Flexibilität als Systemdienstleistung zu sehen ist, die allen Netzbenutzern offenstehen soll.

ErwG 39: Alle Kundengruppen (Industrie, Gewerbe und Haushalte) sollten (...) ihre flexible Kapazität und ihre selbst erzeugte Elektrizität vermarkten können.

ErwG 42: Verbraucher sollten in der Lage sein, selbst erzeugte Elektrizität zu verbrauchen, zu speichern und zu vermarkten sowie an allen Elektrizitätsmärkten teilzunehmen und so dem System Flexibilität zu bieten, etwa durch Speicherung von Energie, beispielsweise Speicherung unter Einsatz von Elektrofahrzeugen), durch Laststeuerungs- oder durch Energieeffizienzprogramme.

Laststeuerung bzw. die Inanspruchnahme von Flexibilitätsleistungen durch VNB soll insbesondere der Integration von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, von Wärmepumpen sowie erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen dienen.

ErwG 41: Die Laststeuerung ist ein Dreh- und Angelpunkt für das intelligente Laden von Elektrofahrzeugen und mithin für deren effiziente Einbindung in das Stromnetz, was wiederum für den Vorgang der Dekarbonisierung des Verkehrs von entscheidender Bedeutung ist.

ErwG 61: Die Verteilernetzbetreiber müssen neue Formen der Stromerzeugung, insbesondere Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugen, sowie neue Lasten wie jene, die aus Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen resultieren, kosteneffizient integrieren. Zu diesem Zweck sollten die Verteilernetzbetreiber die Möglichkeit und Anreize erhalten, auf der Grundlage von Marktverfahren die Dienste dezentraler Energieressourcen wie Laststeuerung und Energiespeicherung in Anspruch zu nehmen, um ihre Netze effizient zu betreiben und keinen kostspieligen Netzausbau vorzunehmen.

3.1.5 Artikel 32 „Anreize für die Nutzung von Flexibilität in Verteilernetzen“ der Binnenmarktrichtlinie RL (EU) 2019/944

Artikel 32 sieht einen regulatorischen Rahmen vor, der VNB dazu anhält und ihnen Anreize bietet, Flexibilität von Netzbenutzern einzusetzen, um die Kosteneffizienz und Zuverlässigkeit ihrer Netze zu steigern. Während Art. 13 der Binnenmarktverordnung allgemeine Grundsätze für Redispatch, also jegliche Eingriffe von Netzbetreibern in Last- oder Erzeugungsmuster von Netzbenutzern festlegt, spezifiziert Artikel 32 u.a. die Regeln, nach denen VNB solche Flexibilitätsleistungen beschaffen sollen.

- Die Beschaffung von Flexibilitätsleistungen soll grundsätzlich mittels transparenter, diskriminierungsfreier und marktgestützter Verfahren erfolgen (Abs. 1).

- Von der Regulierungsbehörde können Ausnahmen aufgrund von wirtschaftlicher Ineffizienz gewährt werden, oder die Gefahr von Marktverzerrungen oder einer Verstärkung von Netzengpässen besteht (Abs. 1).
- Die Spezifikationen der Flexibilitätsleistungen (Produktspezifikationen) werden durch die Regulierungsbehörde auf transparente Weise und unter Einbindung der relevanten Stakeholder festgelegt. Die Regulierungsbehörde kann diese Aufgabe an die VNB übertragen (Abs. 1).⁶
- Die Spezifikationen sollen eine Beteiligung aller Marktteilnehmer ermöglichen, wobei insbesondere Laststeuerung, Speicher, Aggregatoren und erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen zu berücksichtigen sind (Abs. 2).
- Kommunikation und Abstimmung zwischen VNB und ÜNB soll eine optimale Nutzung der Flexibilitätsressourcen sicherstellen und die Marktentwicklung fördern (Abs. 2).
- Transparenz bei den benötigten Flexibilitätsleistungen soll durch Netzentwicklungspläne („V-NEP“) geschaffen werden, die von den VNB alle zwei Jahre zu veröffentlichen und einer öffentlichen Konsultation zu unterziehen sind (Abs. 3).
- Flexibilitätsleistungen sollen im Rahmen der Erstellung der V-NEP als Alternative zu Netzausbau berücksichtigt werden (Abs. 3).
- Die ordnungsgemäße Veröffentlichung und Konsultation der V-NEP ist von der Regulierungsbehörde sicherzustellen. Ggf. können von der Regulierungsbehörde Änderungen eingefordert werden (Abs. 4).

3.1.6 Framework Guideline on Demand Response

Die Framework Guideline on Demand Response [10] wurde von ACER im Auftrag der Europäischen Kommission in Zusammenarbeit mit den europäischen Regulierungsbehörden erstellt und am 20. Dezember 2022 an die Kommission übermittelt. Die Framework Guideline beinhaltet Prinzipien für Regelungen in Bezug auf Laststeuerung und Flexibilitätsleistungen, die per se zwar keine rechtliche Wirkung haben, aber einen ersten Schritt in Richtung verbindlicher EU-weiter Regeln (in Form eines neuen oder überarbeiteter Network Codes; siehe [13]) darstellen.

Anders als der Titel vermuten lässt, sind die Inhalte der Framework Guideline nicht auf Laststeuerung (demand response) beschränkt, sondern umfassen allgemeine Regeln für die Präqualifizierung von Anlagen aller Art (d.h. Erzeugung, Speicher, Lasten) für Systemdienstleistungen, Regelungen zum Datenaustausch und zur Koordination zwischen Netzbetreibern sowie Prinzipien für Marktregeln, Prozesse und Produkte in den Bereichen Engpassmanagement und Spannungsregelung. Wenngleich die Framework Guideline keine rechtlich bindenden Regelungen beinhaltet, gibt sie Aufschluss über zu erwartende Regelungen des zukünftigen EU-Rechtsrahmens.

⁶ Da „Flexibilitätsleistungen“ im Gegensatz zu Redispatch nicht als „Veränderung des Erzeugungs- oder Lastmusters“ definiert oder anderweitig auf Wirkleistung eingeschränkt sind, ist davon auszugehen, dass auch „Blindleistungsprodukte“ möglich sind. Die Ausführungen der Framework Guideline sind diesbezüglich aufschlussreich (siehe unten), wenn auch nicht rechtlich bindend.

Als generelle Ziele der Framework Guideline werden Marktintegration, Diskriminierungsfreiheit, wirksamer Wettbewerb und effizientes Funktionieren des Marktes genannt (Abs. 1). Zukünftige Regelungen im Sinne der Framework Guideline sollen Marktzugang bzw. die Teilnahme von Laststeuerung an allen Großhandelsmärkten (inkl. Flexibilitätsmärkten) ermöglichen (Abs. 4 und 18).

In der Framework Guideline werden Dienstleistungen, die durch VNB mittels marktgestützter Verfahren beschafft werden, als „local system operator services“ bezeichnet. Diese Dienstleistungen können gemäß Framework Guideline dem Engpassmanagement oder der Spannungsregelung dienen (Abs. 12I), wobei für Wirkleistungsbeschaffung zur Spannungsregelung dieselben Regeln gelten sollen wie für Engpassmanagement (Abs. 81 bzw. 99). Die Nennung von Engpassmanagement und Spannungsregelung in der Framework Guideline trägt insofern zur Klärung bei, als sich die Bestimmungen von Art. 32 der Binnenmarktrichtlinie auf „Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement“ beziehen. Der Begriff „Flexibilitätsleistung“ ist in den bestehenden EU-Rechtsakten nicht definiert und kann unterschiedlich interpretiert werden; im Sinne der Framework Guideline ist davon auszugehen, dass sowohl Wirk- als auch Blindleistung eine Flexibilitätsleistung darstellen können (siehe Fußnote 6).

Die Framework Guideline sieht vor, dass auf EU-Ebene neue Prinzipien festgelegt werden, nach welchen die Beschaffung und Aktivierung von Flexibilitätsleistungen sowie die Preisbildung im Rahmen von Engpassmanagement erfolgen soll. Grundsätzlich sollen die Beschaffung und Aktivierung im Sinne maximaler Kosteneffizienz marktgestützt erfolgen (Abs. 88), es sollen neben marktgestütztem Engpassmanagement jedoch auch andere Instrumente möglich sein; explizit erwähnt werden Netzanschlussverträge ohne gesicherte Leistung („non-firm connection agreements“; Abs. 87). Speicher im Besitz von Netzbetreibern, die mitunter eine Alternative zu Engpassmanagement mittels Flexibilitätsbeschaffung darstellen können, werden ebenfalls nicht generell ausgeschlossen.⁷ Wie Artikel 32 der Binnenmarktrichtlinie sieht jedoch auch die Framework Guideline marktgestützte Verfahren als Standardinstrument der Flexibilitätsbeschaffung vor (Abs. 38).

In der Framework Guideline wird keine Präferenz geäußert, ob die Beschaffung von Flexibilitätsleistungen in lokalen Flexibilitätsmärkten oder über Gebote in Großhandelsmärkten (Intraday, Day-Ahead oder Balancing) erfolgen soll (Abs. 61). Auch hinsichtlich der Engpassmanagement-Produkte werden verschiedene Möglichkeiten genannt, wie etwa die langfristige Kontrahierung von Kapazitäten, Redispatch oder „Dispatch limitation-Produkte“⁸. Für langfristige Kontrakte sieht die Framework Guideline vor, dass der zukünftige EU-Rechtsrahmen festlegt, unter welchen Bedingungen die kontrahierten Flexibilitäten auch für andere Zwecke genutzt werden können (Abs. 86).

Beim Marktdesign sollen die folgenden Aspekte berücksichtigt werden (62):

⁷ Gem. Art. 36 der Binnenmarktrichtlinie dürfen Netzbetreiber nur unter gewissen Voraussetzungen Speicher besitzen oder betreiben, nämlich wenn eine Genehmigung der Regulierungsbehörde vorliegt und weitere Bedingungen erfüllt sind. Generell zulässig ist der Besitz und Betrieb von Speichern, wenn es sich um „vollständig integrierten Netzkomponenten“ handelt, die nicht dem Systemausgleich oder Engpassmanagement dienen.

⁸ Redispatch-Produkte werden nach Handelsschluss des Day-Ahead-Marktes abgerufen, Dispatch limitation-Produkte davor (Abs. 12 n bzw. f).

- Die Gefahr von „Gaming“ und strategischem Verhalten (Zurückhaltung von Kapazitäten, Marktmissbrauch) soll minimiert werden. Das Marktdesign soll nicht dazu führen, dass Bedarf an lokalen Flexibilitätsleistungen verschärft wird (vgl. [14]).
- Auf allen Märkten (Großhandels- und Flexibilitätsmärkten) ist ausreichende Liquidität sicherzustellen.
- Es soll möglich sein, dass Gebote, die in einem Markt nicht zum Zug gekommen sind, in einen anderen Markt weitergereicht werden; vorausgesetzt, das Gebot ist dafür geeignet und der Bieter hat seine Zustimmung erteilt.
- Netzbetreiber sollen durch ihre Flexibilitätsbeschaffung keine Wettbewerbsverzerrungen auf Großhandelsmärkten verursachen.

Bezüglich Präqualifizierung sieht die Framework Guideline ein umfangreiches Regelwerk vor (Abs. 42ff), das beispielsweise zwischen produktbezogener und netzbezogener Präqualifizierung unterscheidet und vereinfachte Regelungen für Kleinanlagen und Standardgeräte vorsieht. Generell zielen sie auf Vereinheitlichung und Vermeidung redundanter Abläufe bei Präqualifizierungsprozesse ab.

Schritte in Richtung einer EU-weiten Harmonisierung, oder zumindest die Prüfung, inwieweit eine Harmonisierung zielführend ist, sind bei den folgenden Aspekten vorgesehen: Marktzugang (Abs. 24), Aggregationsmodelle (Abs. 29), Präqualifizierungsprozesse (Abs. 52), Engpassmanagement (Abs. 98) und Spannungsregelung (Ab. 106). Als Ziel wird die richtige Balance zwischen Harmonisierung auf EU-Ebene und dem Recht auf individuellen Regelungen auf nationaler Ebene genannt, wobei Harmonisierung überall dort angestrebt wird, wo Auswirkungen auf internationale Marktintegration bzw. grenzüberschreitenden Stromhandel bestehen (Abs. 4). Harmonisierung auf nationaler Ebene soll unter anderem durch national einheitliche Geschäftsbedingungen („terms and conditions“) für lokale Flexibilitätsleistungen forciert werden (Abs. 22).

3.2 Nationale Umsetzung

3.2.1 Gestaltungsspielräume

Die im Rahmen der Vorgaben der bestehenden Rechtsakte (sowie der Framework Guideline) bestehenden Gestaltungsspielräume für die Flexibilitätsbeschaffung durch Verteilernetzbetreiber sind im Folgenden zusammengefasst:

- Marktgestützte Flexibilitätsbeschaffung kann entweder über eigens geschaffene lokale Märkte („dedicated local markets“) oder über bestehende Kurzfristmärkte (Day-Ahead, Intraday, Balancing) erfolgen.
- Die langfristige Kontrahierung von Flexibilitäten ist ebenso möglich wie kurzfristige Beschaffung von Flexibilitätsleistungen.
- Die Koordination zwischen Netzbetreibern soll forciert werden. Eine Integration von ÜNB- und VNB-Engpassmanagement im Sinne eines Zugriffs auf dieselben Flexibilitäten bzw. Gebote wird nicht gefordert, wäre jedoch der Liquidität und Attraktivität für Flexibilitätsanbieter zuträglich.

- Im Rahmen der nationalen Umsetzung ist zu klären, inwieweit marktbasierete Beschaffung anzuwenden ist, und unter welchen Umständen bzw. in welchen Bereichen (z.B. Netzebenen, Anlagentypen) andere Instrumente zum Einsatz kommen (können).
- Weiters stellt sich für die Ausgestaltung nationaler Marktregeln die Frage, inwieweit marktbasierete Flexibilitätsbeschaffung durch regelbasierete Instrumente oder Anreizsysteme für implizite Laststeuerung flankiert werden sollen. Vorteile solcher Instrumente können eine schnelle Umsetzbarkeit (bspw. im Rahmen der Technischen und Organisatorischen Regeln [5]) und hohe Effektivität, insbesondere in den unteren Spannungsebenen, sein (bspw. P(U)-Regelung bei PV-Anlagen). Problematisch wären jedoch die „Kannibalisierung“ von Flexibilitätsmärkten durch diese Instrumente sowie widersprüchliche Anreize (bspw. wenn die Netztarifierung durch hohe Leistungspreise die Rentabilität der Flexibilitätsvermarktung negativ beeinflusst).
- Des Weiteren stellt sich die Frage des Detaillierungsgrades der Marktregeln und inwieweit die Marktregeln die Flexibilitätsbeschaffung durch VNB vereinheitlichen sollen (bspw. durch einheitliche Produktspezifikationen im Sinne von Art. 32 (2) der Binnenmarktrichtlinie).
- Konkrete Vorgaben zur Rolle und Verantwortlichkeiten der Betreiber lokaler Märkte sind laut Framework Guideline im zukünftigen EU-Rechtsrahmen zu definieren. Für die nationale Umsetzung stellt sich insbesondere die Frage, welche Konstellationen es aufgrund von Unvereinbarkeiten zu vermeiden gilt.

3.2.2 Ausgangssituation in Österreich

Mangelnde Netzanschlusskapazitäten in den Verteilernetzen stellen in zunehmendem Maße einen limitierenden Faktor für einen raschen Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung dar. Da der Netzausbau aufgrund aktueller Lieferengpässe und beschränkter Personalkapazitäten der VNB oft nicht in dem erforderlichen Tempo erfolgen kann, werden teilweise Kompromiss- bzw. Zwischenlösungen angestrebt, wie etwa eine Reduktion der geplanten Anlagenleistung oder der Abschluss eines Netzanschlussvertrages ohne gesicherte Leistung.⁹ Beide Lösungen sind insofern suboptimal, als sie den Anstieg erneuerbarer Stromerzeugung verlangsamen. Die Umsetzung von Art. 32 der Binnenmarktrichtlinie sollte darauf abzielen, diese Praxis durch den gezielten Einsatz von Flexibilität so weit wie möglich einzuschränken.

Eine weitere Priorität für den zukünftigen regulatorischen Rahmen ergibt sich aus der wachsenden Dynamik bei Elektromobilität und strombasierten Heizsystemen sowie der absehbar zunehmenden Elektrifizierung industrieller Prozesse. Hier sind nicht nur Rahmenbedingungen erforderlich, die problematische Lastspitzen mit hoher Gleichzeitigkeit vermeiden (bspw. durch höhere Gewichtung der Leistungskomponente in Netztarifen), sondern ein Marktdesign, das Flexibilitätspotenziale für Systemdienstleistungen und Engpassmanagement nutzbar macht.

⁹ Bei solchen Verträgen wird dem Netzbetreiber das Recht eingeräumt, im Bedarfsfall – d.h. wenn die Gefahr einer Grenzwertverletzung besteht – eine Abregelung der Einspeisung anzuweisen.

Das Engpassmanagement auf Übertragungsnetzebene erfolgt in Österreich derzeit primär mit in Betrieb befindlichen Erzeugungsanlagen, welche für die daraus entstehenden wirtschaftlichen Nachteile und Kosten gemäß § 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG 2010 entschädigt werden. Zusätzliche Reserven für Engpassmanagement werden, soweit erforderlich, durch die Beschaffung von „Netzreserve“ gemäß § 23b EIWOG 2010 verfügbar gemacht. An den Ausschreibungen der Netzreserve können auch Verbrauchsanlagen teilnehmen, wobei aufgrund der technischen Voraussetzungen (Leistungsreduktion von mind. 1 MW über zumindest 6 Stunden) im Wesentlichen Industriebetriebe mit hoher Grundlast in Frage kommen. Anreize für eine Teilnahme sind im derzeitigen kostenbasierten Modell nur sehr eingeschränkt gegeben. Dies ist insofern problematisch, als positiver Redispatch durch Lastreduktion Kosten für das Vorhalten von zusätzlichen (tendenziell fossilen) Kraftwerkskapazitäten im Rahmen der Netzreserve vermeiden könnte. Ein zukünftiges Marktdesign sollte die Teilnahme am Engpassmanagement für flexible Verbrauchsanlagen ausreichend attraktiv gestalten.

Ein erwähnenswertes Charakteristikum des österreichischen Regelreservemarktes ist die Portfolio-basierte Gebotslegung. Sie impliziert, dass einzelne Gebote für Regelreserve nicht räumlich lokalisiert, sondern i.d.R. einem über die Regelzone verteilten Anlagenpool zugeordnet sind. Dies müsste geändert werden, sollte Flexibilität für Regelreserve und Redispatch (wie bspw. in Frankreich; siehe [15]) über einen gemeinsamen Markt beschafft werden.

3.2.3 Zielsetzungen eines nationalen Rechtsrahmens

Aus dem EU-Rechtsrahmen und Fachliteratur zu Flexibilitätsmärkten und internationalen Good-Practice- Beispielen [11,12,16,17,18,20,21] lassen sich folgende Zielsetzungen ableiten. Die Zielsetzungen sind nicht auf Beschaffung durch VNB beschränkt, sondern gelten allgemein für marktbasierter Beschaffung von Flexibilität:

- **Diskriminierungsfreie Teilnahme von dezentralen erneuerbaren Erzeugungsanlagen, Speichern und Lasten ermöglichen:** Das Marktdesign sollte sicherstellen, dass für alle Flexibilitätsressourcen adäquate Anreize für eine aktive Teilnahme bestehen. Auch Aggregation bzw. die Teilnahme kleiner Anbieter über Aggregatoren sollte ermöglicht bzw. forciert werden.
- **Möglichst breite Nutzbarmachung der Flexibilitäten:** Die Nutzbarkeit der angebotenen Flexibilität sollte für möglichst viele Bedarfsträger bzw. Nachfrager von Flexibilitätsleistungen ermöglicht werden. Aus Sicht der Anbieter von Flexibilitätsleistungen äußert sich dieses Ziel in möglichst weitreichendem „revenue stacking“, also der Möglichkeit, die verfügbare Flexibilität für verschiedene Anwendungen gleichzeitig anbieten zu können; oder – als zweitbeste Lösung – in kurzen Zeitintervallen zwischen unterschiedlichen Märkten wechseln zu können (siehe [24]). Die Möglichkeit einer Automatisierung von revenue stacking (d.h. die Weiterleitung von Geboten in andere Märkte, sofern dies vom Anbieter gewünscht ist) oder ein gleichzeitiger Zugriff verschiedener Bedarfsträger (z.B. ÜNB und VNB) auf dieselben Angebote/Ressourcen ist erstrebenswert. Zweckmäßige Prioritäten bzw. „Vorrangregeln“ sind zu klären und durch geeignete Mechanismen umzusetzen.

- **Schaffung liquider und effizienter Märkte; Verhindern von strategischem Bietverhalten:** Die zuvor genannten Aspekte zielen auf hohe Liquidität und Effizienz der Märkte ab. In diesem Zusammenhang wird auch oft darauf hingewiesen, dass es durch Flexibilitätsmärkte bzw. -beschaffung zu keiner übermäßigen Beeinflussung der Großhandelsmärkte kommen soll [20]. Strategisches Bietverhalten soll unterbunden werden. Inwieweit bzw. unter welchen Rahmenbedingungen strategisches Bietverhalten die (theoretischen) Vorteile marktbasierter Beschaffung systematisch untergräbt, wird kontrovers diskutiert (siehe nächster Abschnitt).
- **Kompatibilität mit dem bestehenden Rechtsrahmen:** Um eine effiziente und reibungslose Einführung lokaler Flexibilitätsmärkte zu bewerkstelligen, erscheint es zielführend, bewährte Elemente des bestehenden Marktdesigns beizubehalten und Eingriffe in das Marktdesign nur dort vorzunehmen, wo der erwartete Nutzen gegenüber dem Aufwand und den Risiken überwiegt. Das Ausmaß der für die Umsetzung eines Marktdesigns erforderlichen Änderungen im bestehenden Rechtsrahmen sollte jedenfalls auch als Entscheidungskriterium mitberücksichtigt werden.

3.2.4 Zielkonflikte, Kontroversen und Kompromisse

Speziell in Hinblick auf das Marktdesign für Flexibilitätsbeschaffung durch VNB besteht eine Reihe von Zielkonflikten bzw. Kontroversen, wie die angestrebten Ziele am effizientesten erreicht werden können:

- Die dem EU-Rechtsrahmen zugrundeliegende Auffassung, dass marktbasierter Redispatch bzw. die marktbasierende Beschaffung von Flexibilitätsleistungen grundsätzlich optimal und anzustreben sei, ist nicht unumstritten. Auch erkennen der bestehende EU-Rechtsrahmen und die Framework Guideline an, dass marktbasierende Beschaffung nicht in jedem Fall möglich und effizient ist. Wie weitreichend Ausnahmen von marktbasierter Beschaffung sein können bzw. sollen, ist nicht abschließend geklärt. Weitreichende pauschale Ausnahmen, beispielsweise für die Niederspannung oder eine gänzliche Abkehr von marktbasierendem Redispatch durch Einführung bzw. Beibehaltung eines kostenbasierten Ansatzes, erscheinen ebenso möglich, wie Marktregeln, die lediglich lokal begrenzte Ausnahmen auf Basis individueller Genehmigungsprozesse vorsehen.
Im Fall von VNB-Engpassmanagement, für das insbesondere in der Frühphase der Erschließung lastseitiger Flexibilitäten oft nur wenige Anbieter in Frage kommen dürften, erscheinen weitreichende Ausnahmen gut mit unzureichendem Wettbewerb und der Gefahr von strategischem Bietverhalten bzw. „Inc-Dec-Gaming“ (siehe [17],[19]) begründbar. Manche Expertisen kommen zu dem Schluss, dass das Risiko von Inc-Dec-Gaming die Vorteile marktbasierter Beschaffung überwiegt. Laut Ref. [23] besteht dieses Risiko selbst dann, wenn kein Marktteilnehmer eine marktbeherrschende Stellung einnimmt.
- Es stellt sich die Frage, ob das Prinzip der Diskriminierungsfreiheit im Sinne von „gleichen Regeln für alle“ zielführend ist, wenn Flexibilitätsleistungen durch möglichst alle Marktteilnehmer und Anlagentypen (Erzeugungsanlagen, Industrie und Kleinverbraucher mit/ohne Eigenerzeugung etc.) erbracht werden sollen, die

technisch dazu in der Lage sind. Es wäre beispielsweise zu prüfen, ob für Laststeuerung punktuell andere Regelungen erforderlich sind als für Erzeugungsanlagen, oder ob etwa für Ladeparks spezielle Regelungen getroffen werden sollten, um eine breite Teilnahme an Flexibilitätsmärkten zu ermöglichen. Zur raschen Erschließung der diversen Flexibilitätspotentiale könnten Maßnahmenbündel besser geeignet sein als ein undifferenziertes marktbasierendes Beschaffungsinstrument.

- Die Binnenmarktverordnung unterstreicht in dem oben wiedergegebenen Erwägungsgrund 24 die Vorteile von Kurzfristmärkten. Für den im EU-Rechtsrahmen vorgesehenen Einsatz von Flexibilitätsleistungen als Alternative zu Netzausbau erscheint es jedoch notwendig, die Verfügbarkeit der erforderlichen Flexibilitäten längerfristig sicherzustellen, naheliegenderweise durch Abschließen längerfristiger Verträge. Die Abwägung zwischen länger- und kurzfristiger Beschaffung kann entweder den VNB übertragen werden (indem beide Optionen zugelassen werden) oder auf regulatorischer Ebene getroffen werden (indem bereits beim Marktdesign eine Entscheidung für kurz- oder langfristige Beschaffung herbeigeführt wird).
- Angesichts der Unwägbarkeiten hinsichtlich eines optimalen Marktdesigns kann eine schrittweise Annäherung an ein längerfristiges Zielmodell Vorteile gegenüber radikalen Änderungen von Marktregeln bringen. In diesem Sinn wäre auch eine sukzessive Einführung marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung für verschiedene Marktsegmente in Erwägung zu ziehen, wenngleich dies als ungerechtfertigte Diskriminierung gewertet werden könnte.

3.2.5 Konzepte für marktgestützte Flexibilitätsbeschaffung

Im Folgenden werden drei Konzepte für die Umsetzung von Artikel 32 vorgestellt. Die Vorschläge sind an die Marktdesigns von Großbritannien, Deutschland bzw. den Niederlanden angelehnt und stellen drei konträre Ansätze dar, denen unterschiedliche Prinzipien zugrunde liegen und die mit jeweils spezifischen Vor- und Nachteilen verbunden sind.

Jedes der Konzepte kann als alleiniges Instrument der Flexibilitätsbeschaffung umgesetzt werden, teilweise sind die Konzepte jedoch auch kombinierbar. Darauf wird nach den folgenden Einzelbeschreibungen im Detail eingegangen.

Konzept 1: Langfristbeschaffung mittels Ausschreibungen

Diese Variante sieht vor, dass VNB Ausschreibungen durchführen und Anbieter von Flexibilitätsleistungen mittels für längere Zeiträume (bspw. ein Jahr) unter Vertrag nehmen. Das Grundkonzept sieht vor, dass VNB gezielt in engpassbehafteten Netzbereichen Flexibilitätsleistungen ausschreiben, die es ihnen ermöglichen, zusätzliche Erzeugungsanlagen bzw. Lasten anzuschließen oder Netzausbau einzusparen oder aufzuschieben. Die zur Ausschreibung gelangenden Produkte (d.h. Spezifikationen der Flexibilitätsleistungen wie die Zeiträume, Wochentage oder Monate, für die flexible Leistungen vorgehalten werden müssen, Reaktionszeiten, Rampengeschwindigkeiten, Zeitpunkte der Aktivierungen u.dgl.) sowie ggf. Preisobergrenzen für Leistungsvorhaltung

(pro Leistungseinheit) und Abrufe (pro Energieeinheit) werden von VNB bedarfsgerecht bzw. in Hinblick auf die spezifische Situation im betrachteten Netzgebiet festgelegt.¹⁰

Längerfristige Verträge erleichtern einen wirtschaftlichen Vergleich von Flexibilitätsbeschaffung und Netzausbau und stellen die Verfügbarkeit der vom VNB benötigten Flexibilitätsleistungen sicher. Eine gezielte Flexibilitätsbeschaffung in engpassbehafteten Netzbereichen erleichtert im Vergleich zur flächendeckenden Einführung eines Beschaffungsinstrumentes (wie bei den Konzepten 2 und 3) den Rollout der erforderlichen Überwachungs- und Steuerinfrastruktur.

Die kontrahierten Flexibilitäten stehen dem VNB exklusiv zur Verfügung stehen, zumal dieser auch Zahlungen für die Leistungsvorhaltung leistet. Das Engpassmanagement durch VNB erfolgt also unabhängig und mit anderen Ressourcen als das Engpassmanagement des ÜNB. Der Vorteil dieses Umstandes besteht darin, dass keine Änderungen im bestehenden Redispatch-Modell erforderlich sind. Andererseits läuft es auf eine geringere Nutzung der verfügbaren Flexibilitäten hinaus, wenn einzelne Ressourcen ausschließlich für einen Zweck genutzt werden können. Dies ist insbesondere in Hinblick auf die zunehmend knappen erzeugungsseitigen Ressourcen für positiven Redispatch kritisch zu sehen.

Andererseits schließen längerfristige Verträge über Leistungsvorhaltung für VNB-Engpassmanagement nicht aus, dass die kontrahierten Flexibilitäten auch anderweitig vermarktet werden, beispielsweise im Intraday-Markt. Solange der Vorrang für Aktivierungen durch den VNB sichergestellt ist und sofern es die Vorlaufzeiten von Aktivierungen zulassen, ist revenue stacking auch in diesem Konzept möglich¹¹. Nicht vorgesehen ist eine automatische Weiterleitung von Geboten in andere Märkte, zumal gar keinen kurzfristige Gebotsabgabe erfolgt. Die Möglichkeit von revenue stacking hängt bei diesem Konzept daher stärker davon ab, dass Handels- bzw. Aktivierungszeiträume so aufeinander abgestimmt werden (können), dass eine gleichzeitige Vermarktung von Flexibilität auf verschiedenen Märkten möglich ist.

Konzept 2: Hybrides Redispatch-Modell

Die Grundidee dieses Modells besteht darin, Engpassmanagement von VNB und ÜNB in ein einheitliches System ähnlich dem deutschen „Redispatch 2.0“ zu integrieren, in dem VNB und ÜNB berechtigt sind, Redispatch bei allen Erzeugungsanlagen ab einer bestimmten Maximalkapazität durchzuführen (bspw. bei allen Anlagen der Typen B, C und D lt. RfG-Anforderungsverordnung, d.h. ab 250 kW). VNB und ÜNB wären dazu verpflichtet, ihre Redispatch-Abrufe zu koordinieren und im Sinne bestmöglicher Wirkung bei geringstmöglichem Eingriff in Fahrpläne sowie nach wirtschaftlichen Kriterien zu optimieren.

Indem Erzeugungsanlagen wie im derzeitigen Marktdesign kostenbasiert für Engpassmanagement-Eingriffe entschädigt würden, zielt dieses Modell darauf ab, das Risiko von strategischem Bietverhalten zu eliminieren.

¹⁰ In Großbritannien werden von VNB vier verschiedene Flexibilitätsleistungen ausgeschrieben: Die Produkte „Sustain“ und „Secure“ werden zum Engpassmanagement bei Lastspitzen eingesetzt, „Dynamic“ und „Restore“ zur Unterstützung im Fehlerfall [24].

¹¹ Für das britische Marktdesign, in dem vier Arten von Flexibilitätsleistungen für VNB etabliert sind, wurden die Möglichkeit für revenue stacking in Ref. [24] untersucht.

Die verpflichtende Teilnahme sämtlicher Erzeugungsanlagen (und Speicher) ab einem bestimmten Schwellwert der Maximalkapazität würde Verträge gemäß § 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG 2010 obsolet machen.

Um weitere Netzbenutzeranlagen für (insbesondere positiven) Redispatch verfügbar zu machen, könnte parallel zum kostenbasierten System für Erzeugungsanlagen eine marktgestützte Beschaffung erfolgen, an der Verbrauchsanlagen sowie Erzeugungsanlagen und Speicher, deren Maximalkapazität unter dem Schwellwert für verpflichtende Teilnahme liegt, auf freiwilliger Basis teilnehmen können.¹² Die Möglichkeit einer – für geeignete Anlagen optionalen – gleichzeitigen Nutzung der Gebote als „Free Bids“ im Regelarbeitsmarkt oder auch eine optionale Weiterleitung nicht abgerufener Gebote an den Intraday-Handel wäre zu prüfen. Hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung und Organisation der marktbasierter Beschaffung sowie bzgl. der in Frage kommenden Marktbetreiber sind verschiedene Optionen denkbar; auch eine Kopplung an den Intraday-Handel nach Konzept 3 (siehe Ausführungen zur Kombinierbarkeit der Konzepte im nächsten Abschnitt).

Dieses Konzept weicht aufgrund der Tatsache, dass nur für Verbrauchsanlagen und kleinere Erzeugungsanlagen bzw. Speicher eine *marktbasierter* Beschaffung vorgesehen ist, stärker vom Zielmodell des EU-Rechtsrahmens ab als die Konzepte 1 und 3. Wie in Abschnitt 3.1 erörtert, sehen die Artikel 13 und 32 unter gewissen Umständen Ausnahmen von marktbasierter Beschaffung vor. Die Gefahr von strategischem Bietverhalten im Fall von vorhersehbaren Netzengpässen sowie unzureichender Wettbewerb können mitunter als Rechtfertigung für kostenbasierten Redispatch bei Erzeugungsanlagen ins Treffen geführt werden.

Konzept 3: Kurzfristige Flexibilitätsbeschaffung über eine Handelsplattform

Das Grundprinzip dieses Modells besteht darin, dass Netzbetreiber die von ihnen benötigten Flexibilitätsleistungen kurzfristig über eine Handelsplattform beschaffen. Dafür werden Intraday-Gebote mit Ortsinformationen versehen, sodass Netzbetreiber in der Lage sind, innerhalb einer Gebotszone Gebote zu identifizieren, die geeignet sind, einem drohenden Engpass entgegenzuwirken. Sowohl ÜNB als auch VNB beschaffen Flexibilitätsleistungen grundsätzlich auf diese Weise. Um die Risiken einer gänzlich auf kurzfristigen Geboten basierender Beschaffung abzumindern, können evtl. mittels längerfristiger Ausschreibungen Reserven geschaffen werden (die evtl. in Zeiträumen, in denen sie nicht für Engpassmanagement benötigt werden, in „Free Bids“ für Regelreserve umgewandelt werden könnten).

Dieses in den Niederlanden umgesetzte Modell weist zwei zentralen Eigenschaften des EU-Zielmodells auf, nämlich eine gänzlich marktbasierter Beschaffung und Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer (Erzeugungsanlagen, Lasten und Speichern). Zudem kann bei einer Integration der Flexibilitätsbeschaffung in den Intraday-Handel grundsätzlich von höherer Liquidität und mehr Wettbewerb ausgegangen werden als bei längerfristiger Beschaffung (vgl. ErwG. 24 der VO (EU) 2019/943).

¹² Eine solche „ergänzende marktbasierter Einbindung“ von Flexibilitäten in den kostenbasierten Redispatch-Prozess wurde für Deutschland unter dem Titel „Redispatch 3.0“ vorgeschlagen [20].

Als Nachteil des Modells ist die mutmaßlich aufwändige Umsetzung zu nennen, zumal eine Flexibilitätsplattform mit Anbindung an den Intraday-Handel erforderlich ist und das bestehende Marktdesign in Hinblick auf ÜNB-Engpassmanagement fundamental geändert werden müsste. Zudem kann es bei kurzfristiger marktbasierter Beschaffung zu strategischem Bietverhalten und „Inc-Dec-Gaming“ kommen (vgl. [22],[23]). Wenngleich die damit verbundenen Risiken derzeit schwer eingeschätzt werden können, ist jedenfalls davon auszugehen, dass dem Marktmonitoring in diesem Modell eine größere Bedeutung zukommen müsste als bei langfristiger Beschaffung von Flexibilitäten oder kostenbasiertem Redispatch.

Zusammenfassung der drei Konzepte

In der folgenden Tabelle sind die wichtigsten Merkmale sowie Vorteile und Schwächen der drei Konzepte zusammengefasst.

Tabelle 1: Zusammenfassung zentraler Merkmale der drei Konzepte sowie Vor- und Nachteile

	Konzept 1: Langfristbeschaffung mittels Ausschreibungen	Konzept 2: Hybrides Redispatch-Modell	Konzept 3: Handelsplattform
Merkmale	<ul style="list-style-type: none"> • Beschaffung von Flexibilitätsleistungen durch VNB erfolgt unabhängig von ÜNB-Engpassmanagement • VNB beschaffen Flexibilitätsleistungen langfristig mittels Ausschreibungen • Ausgestaltung der ausgeschriebenen Produkte obliegt dem ausschreibenden VNB (Spezifikationen sind durch Regulierungsbehörde zu genehmigen) 	<ul style="list-style-type: none"> • Beibehaltung eines grundsätzlich kostenbasierten ÜNB-Redispatch-Modells, jedoch Einführung einer verpflichtenden Teilnahme für größere Erzeugungsanlagen und Speicher (Schwellwert ist zu definieren) • Verpflichtende Teilnahme zielt darauf ab, dass auch für VNB Ressourcen für lokales Engpassmanagement zur Verfügung stehen • Einführung eines Flexibilitätsmarktes, an dem Verbrauchsanlagen sowie kleinere Erzeugungsanlagen und Speicher freiwillig teilnehmen können; evtl. Kopplung an einen anderen Markt 	<ul style="list-style-type: none"> • Umstellung des bestehenden kostenbasierten Redispatch-Systems auf ein marktbasierendes Modell • Marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung für Engpassmanagement erfolgt durch ÜNB und VNB über eine mit dem Intraday-Handel gekoppelte Flexibilitätsplattform • Gebote, die nicht für Engpassmanagement eingesetzt werden, werden an Intraday-Handel weitergereicht (und stehen somit für Intraday-Optimierung und Ausgleich von Prognoseabweichungen zur Verfügung)
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Gesicherte Verfügbarkeit der lokal erforderlichen Flexibilitäten • Die ausgeschriebenen Flexibilitätsleistungen können auf lokale Anforderungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Vermeidung der Gefahr von Gaming und strategischem Bietverhalten durch verpflichtende Teilnahme und kostenbasierte Entschädigung für Erzeugungsanlagen ab einem bestimmten Schwellwert • Kosten der Flexibilitäts- 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Übereinstimmung mit dem EU-Zielmodell • Integration von ÜNB- und VNB-Engpassmanagement: Koordination, Abstimmung und optimierte Nutzung der gemeinsamen Redispatch-

	Konzept 1: Langfristbeschaffung mittels Ausschreibungen	Konzept 2: Hybrides Redispatch-Modell	Konzept 3: Handelsplattform
	<p>zugeschnitten werden</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kosten der Flexibilitätsbeschaffung sind keinen kurzfristigen Schwankungen unterworfen und für VNB gut planbar (d.h. Abwägung zwischen Flexibilitätsnutzung und Netzausbau gut möglich) • Roll-out der Überwachungs- und Steuersysteme nur in für VNB relevanten Netzgebieten bzw. nur bei Netzbenutzern mit langfristigen Verträgen erforderlich 	<p>beschaffung besser vorhersehbar als bei rein marktbasierter Beschaffung (Kosten der Erzeugungsanlagen stellen Benchmark dar)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Integration von ÜNB- und VNB-Engpassmanagement: Koordination, Abstimmung und optimierte Nutzung der gemeinsamen Redispatch-Ressourcen • Bessere Ausnutzung der Flexibilitäten durch gemeinsame Nutzung durch VNB und ÜNB verfügbar • Schrittweise Umsetzung möglich (Engpassmanagement zunächst ausschließlich/vorwiegend mit Erzeugungsanlagen; sukzessive Einbindung der Teilnehmer am Flexibilitätsmarkt) 	<p>Ressourcen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Durch Kopplung an Intraday-Handel ist eine vielseitige Einsetzbarkeit der Flexibilitäten sichergestellt (revenue stacking by design) • Daraus folgt eine hohe Attraktivität der Flexibilitätsvermarktung über die vorgesehene Plattform
Nachteile/ Schwächen	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Integration von ÜNB- und VNB-Engpassmanagement, d.h. keine gemeinsame Nutzung der Flexibilitäten • Revenue stacking nicht Teil des Konzeptes; Möglichkeiten für revenue stacking sind hinsichtlich zeitlicher Abläufe zu prüfen 	<ul style="list-style-type: none"> • Schaffung einer pauschalen, weitreichenden Ausnahme von dem im EU-Rechtsrahmen vorgesehenen marktbasierem Redispatch-Modell (Art. 13 VO (EU) 2019/943) bzw. der marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsleistungen durch VNB (Art. 32 RL (EU) 2019/944) • Administrative Festlegung der anzuerkennenden Kosten erforderlich (Berechnungsmethodik und Kostenfeststellung) 	<ul style="list-style-type: none"> • Gefahr von Gaming und strategischem Bietverhalten, insbesondere in der Einführungsphase mit mutmaßlich geringer Anzahl an Anbietern • Längerfristige Verfügbarkeit von Flexibilitäten für Engpassmanagement nicht sichergestellt • Flächendeckende Überwachungs- und Steuersysteme erforderlich, um eine zuverlässige Nutzung verteilter Ressourcen für sicherheitskritische Zwecke durch ÜNB und VNB zu ermöglichen

Tabelle 2 zeigt eine qualitative Einschätzung der Konzepte nach zentralen Bewertungskriterien. Bei Konzept 1 wird der Aufwand für laufende regulatorische Aufgaben gemäß Art. 32, d.h. die Beurteilung bzw. Genehmigung von Ausschreibungsmodalitäten und den Spezifikationen von Flexibilitätsleistungen als hoch eingeschätzt, da diese durch VNB individuell festgelegt werden könnten. Bei Konzept 2 ist die geringe Kompatibilität mit den

Prinzipien für Redispatch gem. Art. 16 der Binnenmarktverordnung und Flexibilitätsbeschaffung gem. Art. 32 der Binnenmarktrichtlinie als nachteiliges Merkmal zu nennen. Konzept 3 wird hinsichtlich der Kompatibilität mit dem EU-Zielmodell als optimal eingeschätzt, würde jedoch umfangreiche Änderungen im Marktdesign erfordern und birgt die Gefahr von strategischem Verhalten.

Tabelle 2: Qualitative Einschätzungen zu ausgewählten Bewertungskriterien

	Konzept 1: Langfristbeschaffung mittels Ausschreibungen	Konzept 2: Hybrides Redispatch-Modell	Konzept 3: Handelsplattform
Änderungen im bestehenden österr. Marktdesign	gering	gering-mittel	hoch
Gefahr von Gaming bzw. strategischem Verhalten; Anforderungen an Marktmonitoring	mittel	gering	hoch
Aufwand für laufende regulatorische Aufgaben gemäß Art. 32	hoch	mittel	gering
Kompatibilität mit EU- Zielmodell („Marktgestützte Beschaffung“ und „Gleichbehandlung“)	mittel	gering	hoch

3.2.6 Überlegungen zur Kombinierbarkeit der Konzepte und schrittweisen Einführung marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung

Die drei Konzepte schließen einander wie erwähnt nicht gänzlich aus. Angesichts der in Abschnitt 3.2.4 angesprochenen Zielkonflikte, Kontroversen und Kompromisse werden im Folgenden Überlegungen angestellt, wie die Konzepte kombiniert werden könnten, sodass deren Vorteile so weit wie möglich ausgeschöpft und Risiken minimiert werden.

Ausgehend vom aktuellen Rechtsrahmen mit kostenbasiertem ÜNB-Redispatch und angesichts der oftmals geäußerten Bedenken hinsichtlich strategischem Bietverhalten würde sich zunächst die Umstellung auf ein hybrides Redispatch-Modell (Konzept 2) anbieten. Dies würde darauf abzielen, zusätzliche Ressourcen für (positiven) ÜNB-Redispatch verfügbar zu machen, die Koordination zwischen ÜNB und VNB sukzessive zu intensivieren, und Engpassmanagement im Sinne des EU-Rechtsrahmens (Erhöhung der Netzanschlusskapazitäten, Nutzung von Flexibilität als Alternative zu Netzausbau, Vermeidung der Abregelung Erneuerbarer) auch in Verteilernetzen zu etablieren. Die freiwillige und marktgestützte Beteiligung von kleineren Erzeugungsanlagen, flexiblen Lasten und Speichern könnte über eine Handelsplattform im Sinne von Konzept 3 erfolgen. Die Kopplung an den Intraday-Handel erscheint als attraktive Vermarktungsmöglichkeit und könnte die Mobilisierung verteilter Flexibilitätspotenziale vorantreiben; unabhängig davon, ob im jeweiligen Netzgebiet Flexibilität für lokales Engpassmanagement benötigt wird oder

nicht. Längerfristig, und wenn sich die Bedenken hinsichtlich strategischem Bietverhalten ausräumen lassen, wären eine Abkehr von verpflichtendem, kostenbasierten Redispatch bei größeren Erzeugungsanlagen und die Einführung einer vollständig marktbasierter Beschaffung durch ÜNB und VNB in Erwägung zu ziehen.

Die längerfristige Beschaffung von lastseitige Flexibilitätsleistungen gemäß Konzept 3 könnte parallel zu diesen Maßnahmen erfolgen, die Notwendigkeit erscheint jedoch fraglich. Auf erzeugungsseitige Flexibilitäten hätten VNB im Zuge von Engpassmanagement gemäß Konzept 2 ohnehin Zugriff. VNB wären jedoch dazu angehalten, die Abregelung Erneuerbarer sparsam und nur dann einzusetzen, wenn keine anderen Optionen (bspw. Lastverschiebung in Zeiten hoher prognostizierter Einspeisung) verfügbar sind. Inwiefern die längerfristige Kontrahierung flexibler Lasten durch VNB parallel zum kurzfristigen Flexibilitätsmarkt notwendig und sinnvoll ist bzw. ab wann inakzeptable Kannibalisierungseffekte zu erwarten sind, wäre zu prüfen.

3.2.7 Notwendige und optionale Maßnahmen neben marktgestützter Flexibilitätsbeschaffung

Im Folgenden werden weitere Maßnahmen diskutiert, die mit marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung in Zusammenhang stehen, unabhängig von deren konkreter Umsetzung zu implementieren sind oder parallel dazu eingesetzt werden können.

Netzentwicklungspläne für Verteilernetze

Die Veröffentlichung von Netzentwicklungsplänen durch VNB (V-NEP) stellt einen integralen Bestandteil der Umsetzung von Art. 32 der Binnenmarktrichtlinie und aus zweierlei Gründen eine Notwendigkeit dar:

Erstens sollen V-NEP Transparenz bezüglich geplanter und in Umsetzung befindlicher Netzausbauprojekte schaffen. Diese Transparenz ist insbesondere in Hinblick auf den Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen erforderlich, zumal diese Anlagen zumeist in Verteilernetzen angeschlossen werden, die aktuell und zukünftig verfügbaren Netzkapazitäten häufig entscheidend für die Standortwahl bzw. Priorisierung von Projekten sind und sichergestellt werden muss, dass die Verteilernetze mit ausreichenden Aufnahmekapazitäten zur Erreichung energie- und klimapolitischer Ziele ausgestattet werden. Des Weiteren ist Transparenz beim Netzausbau auch hinsichtlich verbrauchsseitiger Entwicklungen geboten, da insbesondere die Elektrifizierung des Verkehrs, des Wärmesektors sowie industrieller Prozesse die Anforderungen an Verteilernetze stark erhöhen werden.

Zweitens, und hier besteht der Konnex zu Flexibilitätsbeschaffung, soll mit V-NEP sichergestellt werden, dass VNB Flexibilitätsleistungen in ihren Planungsüberlegungen gebührend berücksichtigen. Darüber hinaus sollen potenzielle Anbieter solcher Dienstleistungen frühzeitig über den Flexibilitätsbedarf der VNB informiert werden, indem Netzgebiete mit knappen Anschlusskapazitäten ausgewiesen werden und die geplante Flexibilitätsbeschaffung bekanntgegeben wird.

Die Offenlegung von geplanten und bereits umgesetzten Beschaffungsinstrumenten soll weiters sicherstellen, dass die Flexibilitätsbeschaffung seitens VNB in Übereinstimmung mit den regulatorischen Vorgaben erfolgt.

Vermeidung von Netzanschlussverträgen ohne gesicherte Leistung

Derzeit stellen Netzanschlussverträge ohne gesicherte Leistung („non firm connection agreements“), die dem Netzbetreiber das Recht einräumen, im Fall von Engpässen eine Leistungsreduktion (meist eine Abregelung der Einspeisung) anzuweisen, oftmals Kompromisslösungen dar, wenn ein regulärer Netzanschluss („firm connection“) aufgrund mangelnder Netzkapazitäten nicht möglich ist. Die derzeitige Praxis steht wegen mangelnder Transparenz in der Kritik von Anlagenbetreibern, Projektentwickler etc. Die Dokumentation und Offenlegung von Häufigkeit, Modalitäten und Auswirkungen dieser Verträge erscheint auch aus regulatorischer Sicht wünschenswert. Insbesondere die Tatsache, dass Netzanschlussverträge ohne gesicherte Leistung die Abregelung von Erneuerbaren gewissermaßen zu einer Standardmaßnahme des Verteilernetzbetriebs machen, ist kritisch zu sehen und steht im Widerspruch zu den Zielen des EU-Rechtsrahmens.

In manchen Situationen, insbesondere bei verzögertem Ausbau von „Einspeisenetzen“, dürften kaum bessere Lösungen möglich sein als Erneuerbare fallweise abzuregeln, solange das Netz nicht ausreichend ausgebaut ist. Wann immer möglich, sollte die Abregelung Erneuerbarer zukünftig aber durch den Einsatz lastseitiger Flexibilitätsleistungen vermieden werden. Für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen sind Netzanschlussverträgen ohne gesicherte Leistung unter diesem Gesichtspunkt kritisch zu sehen.

Unterbrechbare und regelbare Tarife mit flexiblen Abschaltzeiten

Einen naheliegenden Ansatzpunkt, um die Netzanschlusskapazitäten der Verteilernetze zu erhöhen, stellen die in Österreich weit verbreiteten „unterbrechbaren Tarife“ dar. Damit diese für zeitgemäßes Engpassmanagement eingesetzt werden können, wäre eine Umstellung auf flexible Abschaltzeiten erforderlich (siehe [19]). Einer raschen Umstellung steht die Notwendigkeit von rechtzeitigen Vorankündigungen entgegen, die etwa in Steuerprogrammen von Wärmepumpen automatisiert berücksichtigt werden müssten.

Unterbrechbare Tarife bzw. das Konzept der „regelbaren“ Tarife, bei denen die maximale Bezugs- oder Einspeiseleistung für bestimmte Zeiträume auf einen vereinbarten Wert (im Gegensatz zu unterbrechbaren Tarifen nicht auf Null) reduziert werden [19], könnten als Instrument gegen regelmäßig auftretende (bzw. regelmäßig drohende) Engpässe eingesetzt werden. Im Sinne einer verursachergerechten Kostenverteilung sollten solche Tarife bzw. die damit verbundenen tariflichen Begünstigungen optimalerweise nur dann und dort angeboten werden, wo sie auch tatsächlich einen Nutzen in Form einer erhöhten Betriebssicherheit oder vermiedenem bzw. verzögertem Netzausbau generieren. Fraglich ist, ob diese tariflichen Instrumente nicht zu starr sind, um effizient und zielgerichtet eingesetzt werden zu können. Wenn beispielsweise doch ein notwendig gewordener Netzausbau erfolgt, kann die Notwendigkeit für Lastverschiebungen mitunter dauerhaft entfallen; es ist zu klären, wie in solchen Fällen mit bestehenden Verträgen umzugehen wäre.

Da die Flexibilität des Netzbenutzers bei unterbrechbaren/regelbaren Tarifen exklusiv dem VNB zu Verfügung steht (schließlich trägt er die Kosten für die erforderliche Infrastruktur und nimmt reduzierte Einnahmen hin), stellt die mögliche Kannibalisierung von Flexibilitätsvermarktung ein zu bedenkendes Risiko dar. Zwar ist nicht auszuschließen, dass Netzbenutzer mit unterbrechbaren/regelbaren Tarifen ihre Flexibilität auch anderweitig vermarkten, solange die Anforderungen des VNB höchste Priorität zugesichert bleibt. Diese

Form von revenue stacking erscheint jedoch aus den folgenden Gründen nicht optimal: Erstens wären entweder zwei parallele Kommunikationswege/Steuerungssysteme (eines zum VNB, ein zweites zu einem Aggregator) oder Regelungen zur Mitbenutzung der Infrastruktur erforderlich, und zweitens müsste der Aggregator rechtzeitig über Abrufe des VNB informiert werden. Ein Setting, bei dem der Netzbenutzer seine Flexibilität zur Gänze einem Aggregator zur Vermarktung überlässt und der VNB die vom Aggregator auf einer Flexibilitätsplattform angebotenen Flexibilitätsleistungen beschafft, erscheint als effizientere und flexiblere Lösung (wenngleich auch hier offene Fragen zur praktischen Umsetzung bestehen).

Als Hauptvorteil von Flexibilitätsbeschaffung über tarifliche Regelungen ist zu sehen, dass sie bereits etabliert sind, wenn auch nicht in einer zeitgemäßen Form. Sie bieten sich nach Ansicht der Autoren mitunter als Übergangslösung für die Niederspannungsebene an, bis Flexibilitätsvermarktung über Aggregatoren eine gewisse Verbreitung erreicht hat. Voraussetzung dafür sollte ein Regelungsrahmen sein, der den zielgerichteten und bedarfsgerechten Einsatz dieses Instrumentes sicherstellt; bspw. durch eine Einschränkung auf Netzgebiete mit knappen Anschlusskapazitäten, die im Netzentwicklungsplan auszuweisen und zu argumentieren sind.

In Hinblick auf die Umsetzung von Art. 32 ist zu klären, ob unterbrechbare bzw. regelbare Tarife als „marktgestütztes“ Beschaffungsinstrument zu werten sind.¹³ Diese Frage erscheint nicht gänzlich geklärt und ist maßgeblich dafür, ob tarifliche Flexibilitätsbeschaffung einer Ausnahmegenehmigung bedarf (siehe Abschnitt 3.1.5).

Netzanschlussregeln und Sonderbestimmungen für spezifische Betriebsmittel

Diverse Netzanschlussregeln und Sonderbestimmungen für spezifische Betriebsmittel bieten sich als Maßnahmen zur Erhöhung der Netzanschlusskapazitäten an. Im Allgemeinen eignen sie sich gut, um lokale Netzbeanspruchungen zu reduzieren oder lokale Grenzwertverletzungen zu vermeiden. Einen vollwertigen Ersatz für explizite, durch den VNB abrufbare Flexibilitätsleistungen stellen Automatismen wie spannungsabhängige Wirkleistungsreduktion („P(U)-Regelung“) oder „Spitzenkappung“ bei PV-Anlagen jedoch nicht dar, da sie nur lokale Messwerte berücksichtigen und nicht dem gesamten Netzzustand Rechnung tragen können. Ein wesentlicher Nachteil der genannten Automatismen besteht darin, dass sie eine systematische, mitunter überschießende Abregelung von erneuerbarer Stromerzeugung bewirken. Insgesamt effizientere Maßnahmen, wie beispielsweise Lastverschiebung bei benachbarten Netzbenutzern werden systematisch vernachlässigt.

Im aktuellen Diskurs werden häufig Vorschläge vorgebracht, die auf Sonderbestimmung für spezifische Betriebsmittel, meist Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, hinauslaufen. Beispiele dafür sind Konzepte für VNB-gesteuertes Laden in stark ausgelasteten Verteilernetzen, allgemeine Sperrzeiten für Ladeeinrichtungen oder verpflichtende

¹³ In einer ausführlichen Diskussion des Begriffes „marktgestützt“ heißt es in Ref. [25]: „Ein Markt ist grundsätzlich dadurch gekennzeichnet, dass es zumindest auf Anbieter- und/oder Nachfragerseite mehrere Akteure gibt und der Preis und/oder die Menge durch diese frei bestimmt wird.“ (S. 22). Bei tariflicher Beschaffung ist zwar kein Markt im üblichen Wortsinn involviert, unterbrechbare/regelbare Tarife könnten jedoch vom Netzbenutzer freiwillig gewählt werden, und im Fall von regelbaren Tarifen könnte auch das Ausmaß der Leistungsreduktion flexibel gestaltet werden (d.h. die „Menge“ wird frei bestimmt).

Abschaltbarkeit durch den VNB. Eine Bewertung solcher Regelungen sollte im Rahmen von Gesamtkonzepten zum Verteilernetzbetrieb und zur Erhöhung der Aufnahmekapazitäten von Verteilernetzen erfolgen. Darüber hinaus sind rechtliche Aspekte, insbesondere hinsichtlich der allgemeinen Anschlusspflicht (§ 46 EIWOG 2010), den Pflichten der VNB (§ 45 EIWOG 2010) und der Prinzipien des EU-Rechtsrahmens, zu berücksichtigen.

4 Schlussfolgerungen

Die Vorgaben des für Flexibilitätsbeschaffung durch VNB maßgeblichen Artikels 32 der Binnenmarkttrichtlinie können als ein auf drei Säulen basierendes Konzept zusammengefasst werden (Abbildung 1). Transparenz hinsichtlich der geplanten Netzausbau- und Flexibilitätsbeschaffungsvorhaben werden zukünftig durch Netzentwicklungspläne für Verteilernetze zu erbringen sein. Flexibilitätsleistungen sollen als Alternative zu Netzausbau und zur Steigerung der Kosteneffizienz und Systemsicherheit berücksichtigt werden. Der Regulierungsbehörde kommt die Aufgabe zu, den regulatorischen Rahmen für die Flexibilitätsbeschaffung durch VNB festzulegen (Beschaffungsverfahren, Definition bzw. Genehmigung der Spezifikationen von Flexibilitätsleistungen), die ordnungsgemäße Veröffentlichung und Konsultierung von V-NEP zu überwachen und somit Transparenz für Projektplaner und die Marktteilnehmer (Aggregatoren, Flexibilitätsanbieter...) sicherzustellen.

Für die Umsetzung einer marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung durch VNB stehen unterschiedliche Konzepte zur Diskussion. Jedes der hier besprochenen Konzepte weist spezifische Vor- und Nachteile auf, sodass eine gesamtheitliche Bewertung von Zielsetzungen und Prioritäten abhängt. Angesichts der bestehenden Unwägbarkeiten könnte eine schrittweise Umsetzung marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung, bei der bestehende Regelungen (insbes. kostenbasierter Redispatch) zunächst beibehalten und sukzessiv um marktbasiertere Elemente (Einbindung von Laststeuerung in das Engpassmanagement-Regime) erweitert werden, eine zielführende Strategie mit geringen Risiken darstellen.

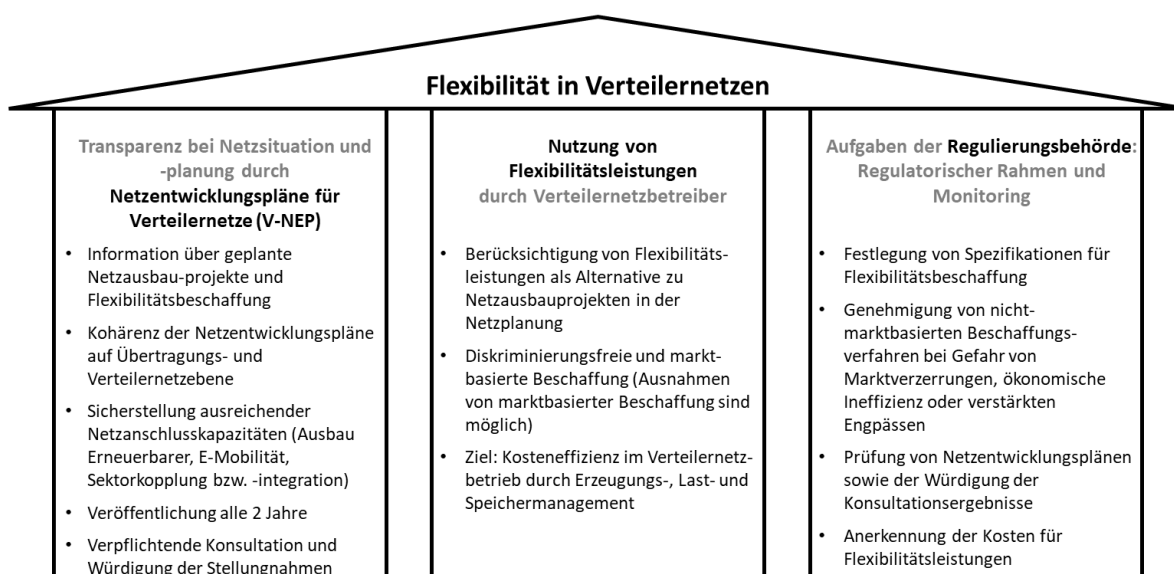


Abbildung 1: Die drei Säulen der Umsetzung von Artikel 32 RL (EU) 2019/944

Literatur

- [1] Esterl T, Zegers A, Spreitzhofer J, Totschnig G, Knöttern S, Strömer S, Übermayer S, Leimgruber F, Brunner H, Schwalbe R, Suna D, Resch G, Schöniger F, von Roon S, Hübner T, Ganz K, Veitengruber F, 2021 Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030. AIT; Energy Economics Group, TU Wien; Forschungsstelle für Energiewirtschaft FfE.
- [2] Bell K. und Gill S., 2018. Delivering a highly distributed electricity system: Technical, regulatory and policy challenges. *Energy Policy*, 113: 765–777.
- [3] CIGRE Working Group C6.19, 2014. Planning and Optimization Methods for Distribution Systems, Technical Brochure 591, CIGRE, Paris.
- [4] CEER Distribution Systems Working Group. CEER Paper on DSO Procedures of Procurement of Flexibility. Council of European Energy Regulators. Brüssel, 07/2020.
- [5] E-Control. Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR). <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/marktregeln/tor> (letzter Zugriff im Jänner 2023)
- [6] VDE FNN. Allgemeines und Übersicht zu Technischen Anschlussregeln. Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE. <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tar/uebersicht> (letzter Zugriff im Jänner 2023)
- [7] Yazdani, H., Doostizadeh, M. & Aminifar, F. Unlocking the value of flexibility of behind-the-meter prosumers: An overview of mechanisms to esteemed trends. *The Electricity Journal* vol. 35 107126 (2022).
- [8] Saviuc I, Zabala López C, Puskás-Tompos A, Rollert K, Bertoldi P. Explicit Demand Response for small end-users and independent aggregators. Status, context, enablers and barriers. Publications Office of the European Union, Luxemburg, 2022.
- [9] European Commission. Clean energy for all Europeans package, https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en (letzter Zugriff im Jänner 2023)
- [10] ACER. News 21.12.2022: ACER submitted the framework guideline on demand response to the European Commission – first step towards binding EU rules, <https://acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-submitted-framework-guideline-demand-response-european-commission-first-step-towards-binding-eu-rules> (letzter Zugriff im Jänner 2023)
- [11] Sáez Armenteros A, de Heer H, van der Laan M. USEF White Paper. Flexibility Deployment in Europe. 03/2021
- [12] Nordic Energy Research. Distributed Flexibility - Lessons learned in the Nordics. Nordic Energy Markets Forum, ad hoc Working Group Flexibility. 2022.
- [13] European Commission, Electricity network codes and guidelines, https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/wholesale-energy-market/electricity-network-codes-and-guidelines_en (letzter Zugriff im Jänner 2023)
- [14] Hirth L, Schlecht I., Maurer C., Tersteegen B. Kosten- oder Marktbasierend? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland, BMWi, Berlin, 2019.
- [15] Poplavskaya K, Joos M, Krakowski V, Knorr K, de Vries L. Redispatch and balancing: Same but different. Links, conflicts and solutions. 2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2020, doi: 10.1109/EEM49802.2020.9221963.
- [16] Murley L, Mazzaferro CA, European Market Monitor for Demand Side Flexibility 2021. Delta-EE Flexibility Research Service, smartEn. 2022.
- [17] CEER. Redispatching Arrangements in Europe against the Background of the Clean Energy Package Requirements. Council of European Energy Regulators. CEER Report C21-FP-52-03. Future Policy Work Stream, Electricity Working Group. 12/2021.
- [18] Schittekatte T, Meeus L. Flexibility markets: Q& A with project pioneers. *Utilities Policy* 63 (2020) 101017.

- [19] E-Control. Tarife 2.1. Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich. Positionspapier der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft. Wien, 2020.
- [20] Blumberg G, Schneller C, Schuster H, Ocker F, Ried S, Stenglein J. Redispatch 3.0: Regulatorischer Rahmen, Markt- und Produktdesign. Zielmodell für eine ergänzende marktbasierende Einbindung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten in den Redispatch-Prozess. E-Bridge Consulting GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2022
- [21] Review of Flexibility Platforms. A report prepared by Frontier Economics for ENTSO-E. Frontier Economics Ltd. 09/2021
- [22] Consentec. Quantitative Analysen zu Beschaffungskonzepten für Redispatch. Studie (Bericht zum Arbeitspaket 6 im Vorhaben "Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch", Projekt 055/17) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Aachen, 2019.
- [23] Hirth L, Schlecht I. Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets. Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power). Neon Neue Energieökonomik GmbH, Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change. 2019.
- [24] Open Networks Project. DNO Flexibility Services Revenue Stacking. Energy Networks Association, 2020.
- [25] Schlecht I, Wagner C, Lehnert W, Bucksteeg M, Schinke-Nendza A, Voß N. Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL). Bericht im Vorhaben „SDL-Zukunft“. Neon Neue Energieökonomik GmbH, ef.Ruhr GmbH, House of Energy Markets and Finance, Universität Duisburg-Essen, Becker Büttner Held PartGmbH. 08/2020.