



Regionalmärkte – Konzepte und Bewertung

1 Einleitung

In der Debatte um die Integration erneuerbarer Energien sowie den Umgang mit Netzengpässen werden aktuell häufig Regionalmärkte als ein ergänzendes Lösungsinstrument diskutiert. Während an den etablierten Strommärkten der Erfüllungsort in der Regel die deutsche Gebotszone oder eine der vier deutschen Regelzonen ist, sind Regionalmärkte dadurch gekennzeichnet, dass die dort gehandelten Produkte an geografisch deutlich enger abgegrenzten Orten bereitgestellt werden müssen.

Allerdings werden unter dem Oberbegriff Regionalmärkte sehr unterschiedliche Konzepte diskutiert. Auf oberster Ebene kann dabei grundsätzlich unterschieden werden zwischen Regionalmärkten,

- auf denen Erzeuger, Versorger und Verbraucher miteinander in Austausch treten und Energieprodukte mit klar definierter regionaler Herkunft gehandelt werden, und solchen,
- auf denen Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter in Austausch treten und netzdienliche Flexibilitätsdienstleistungen gehandelt werden, um Netzengpässe zu vermeiden.

Während erstere Ausprägungsform im Wesentlichen Fragen der kommerziellen Produktdefinition und rechtlichen und organisatorischen Abwicklung aufwirft, stellen sich bei den Märkten für netzdienliche Flexibilitätsdienstleistungen eine Vielzahl von Fragen im Grenzbereich zwischen Netztechnik und Energiewirtschaft.

Aus diesem Grund hat der Fachbereich V3 Energiewirtschaft in der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG) sich intensiv mit vorliegenden Regionalmarkt Konzepten im Bereich der netzdienlichen Flexibilitätsdienstleistungen beschäftigt. Die wesentlichen Erkenntnisse sind nachfolgend zusammengefasst.

Der Fokus liegt dabei auf Regionalmärkten zum Zweck der Belastungssteuerung in Verteilnetzen. Diese Fokussierung erscheint aus mehreren Gründen sinnvoll: So beschäftigen sich mit den SINTEG-Projekten aktuell mehrere große Forschungsvorhaben mit vorwiegend auf Verteilnetze orientierten Regionalmärkten. Die Frage der Belastungssteuerung in Verteilnetzen erscheint darüber hinaus perspektivisch besonders relevant. Mit einem steigenden Anteil aktiv am Strommarkt teilnehmender Verbraucher (Prosumer) und zunehmender Durchdringung mit Sektorkopplungstechnologien entsteht hier einerseits nicht unerheblicher Bedarf für eine Belastungssteuerung. Andererseits sind bestehende Formen der Belastungssteuerung wie Redispatch und Einspeisemanagement vor allem auf Erzeugungsanlagen ausgerichtet und wenig geeignet, das Flexibilitätspotenzial lastseitiger Anwendungen zu erschließen. Neue Organisationsformen des netzdienlichen Flexibilitätsereinsatzes könnten hier deshalb besonders wichtig sein.

Auch wenn der Fokus der nachfolgenden Betrachtungen auf Verteilnetzen liegt, ergeben sich dennoch Bezüge zum Engpassmanagement in Übertragungsnetzen. Zum einen könnten Übertragungsnetz-

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.
Energietechnische Gesellschaft (ETG)
Stresemannallee 15
60596 Frankfurt am Main
Tel. +49 69 6308-346
etg@vde.com

betreiber auch auf solchen Regionalmärkten als Flexibilitätsnachfrager tätig werden. Zum anderen sind Erkenntnisse, die aus der Debatte über das Engpassmanagement im Übertragungsnetz stammen, z.B. zu marktbasierendem Redispatch, vielfach zumindest im Grundsatz auf Verteilnetze übertragbar.

Der vorliegende Impuls soll somit zur Beantwortung folgender Fragestellungen beitragen:

- Welche technischen Herausforderungen existieren in den Verteilnetzen heute und in der näheren Zukunft?
- Welche unterschiedlichen Regionalmarktkonzepte lassen sich in der aktuellen Diskussion erkennen und wie lassen sich diese Konzepte voneinander abgrenzen?
- Welche Konsequenzen haben die vorgeschlagenen Konzepte auf den Energiemarkt und die volkswirtschaftlichen Kosten des Energiesystems?

2 Problembeschreibung

Die Herausforderungen in den deutschen Verteilnetzen sind grundsätzlich sehr heterogen und vielschichtig. Im Folgenden sollen keine Einzelsituationen betrachtet werden. Vielmehr soll der Fokus auf Problembereichen liegen, die auf übertragbare und langfristig wirkende externe Veränderungen zurückzuführen sind. Letztere liegen insbesondere dann vor, wenn sich für die Auslegung bzw. Planung der Verteilnetze relevante Größen bzw. Strukturen grundlegend verändern. Grundsätzlich kann dabei zwischen Veränderungen auf Erzeugungs- und Lastseite jeweils ggf. kombiniert mit Speichern unterschieden werden.

2.1 Erzeugungsgetriebene Veränderungen

Die historische Auslegung der Verteilnetze geschah lastgetrieben. Die Spitzenlast der im Verteilnetz angeschlossenen Verbraucher konnte durch die Infrastruktur in aller Regel ohne Engpässe gedeckt werden. Die zunehmend im Verteilnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen reduzieren dabei zunächst die zu verteilende Strommenge und entlasten somit die Verteilnetze.

Problematisch ist diese Situation in den Netzgebieten, in denen die installierte Erzeugungskapazität die auslegungsrelevante Last deutlich übersteigt. Diese Situation tritt in lastschwachen Gegenden früher als in laststarken Gegenden auf. Auslöser kann sowohl der Zubau von PV-Anlagen (meist in der Niederspannung), als auch der Zubau von Windkraftanlagen (in der Mittel- und Hochspannung) sein. Große Differenzen zwischen installierter Leistung und Maximallast finden sich bei Windkraftanlagen vor allem in Nord- und bei PV-Anlagen in Süddeutschland. Netzausbau ist erforderlich, wenn die Erzeugung abzüglich der Last größer als die Kapazität des Netzes ist. Bei einer von Windkraftanlagen dominierten Erzeugungsstruktur treten solche Engpässe vor allem in höheren Spannungsebenen auf, da dort die überwiegende Anzahl dieser Anlagen angeschlossen ist. In von PV-Anlagen dominierten Gegenden können Engpässe auch in niedrigeren Spannungsebenen auftreten. Häufig ergeben sich hier Spannungsbandverletzungen, die nicht nur durch Wirkleistungs-, sondern auch durch Blindleistungsmanagement bewirtschaftet werden können. Eine Engpassbewirtschaftung durch Blindleistung liegt allerdings außerhalb des Betrachtungsbereiches dieses Papiers.

Grundsätzlich ist zu erwarten, dass erzeugungsgetriebene Engpässe zunehmen, aber bei weitem nicht in allen Verteilnetzen auftreten werden.

2.2 Lastgetriebene Veränderungen

Auch auf der Lastseite sind größere Veränderungen in den Verteilnetzen zu erwarten. Neben einer entlastenden Wirkung durch neue Technologien und zunehmende Energieeffizienz (z.B. LED), werden insbesondere die größere Durchdringung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen die Belastung erhöhen. Diese neuen Verbraucher sind dadurch gekennzeichnet, dass sie eine vergleichsweise große Leistungsaufnahme und hohe Gleichzeitigkeit aufweisen. Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen werden überwiegend in der Niederspannung angeschlossen. Durch den

Anschluss von Wärmepumpen bzw. das Laden von Elektrofahrzeugen wird ein fallweiser Ausbaubedarf im Verteilnetz prognostiziert¹. Entsprechende Situationen werden bisher nicht beobachtet, könnten jedoch in naher Zukunft ein relevantes Problem werden. Gleichzeitig ist jedoch auch zu beachten, dass gerade diese neuen Verbraucher häufig über Zugriff auf Energiespeicher (Batterien, Wärmespeicher) verfügen. Diese Möglichkeit der Speicherung und die damit einhergehende zeitliche Disponibilität des Stromverbrauchs können sowohl an bestehenden Strommärkten vermarktet als auch netzdienlich eingesetzt werden.

2.3 Notwendigkeit von Engpassmanagement

Aktuell auftretende und zukünftig erwartete Engpasssituationen in Verteilnetzen haben unterschiedliche Ursachen; ggf. werden daher auch unterschiedliche Instrumente benötigt, um diesen Problemen zu begegnen. Tabelle 1 zeigt die maßgeblichen Treiber der Veränderung. Dabei wird zwischen volatilen Einspeisern, die nur sehr eingeschränkt steuerbar sind, und flexiblen Netznutzern, die teilweise Engpässe verursachen aber mit ihrer Flexibilität auch zur Engpassbeseitigung beitragen können, unterschieden.

Anschluss-Netzebene	Volatile Einspeiser	Flexible Netznutzer
Hochspannung	Windkraftanlagen	Power-to-Gas-Anlagen, KWK-Anlagen
Mittelspannung	Windkraft-/PV-Anlagen	Speicher
Niederspannung	PV-Anlagen	Elektrofahrzeuge, Speicher, Power-to-Heat-Anlagen

Tabelle 1: Maßgebliche Treiber zunehmender Engpässe im Verteilnetz

Neben flexiblen Netznutzern stehen sowohl konventioneller Netzausbau als auch Netzautomatiken und – bei erzeugungsgetriebenen Netzengpässen – die Abregelung von Erzeugungsanlagen als Lösungsoptionen zur Verfügung.

Während derzeit flexible Netznutzer noch quasi keine Rolle beim Engpassmanagement spielen, wird sich das zukünftig vermutlich verändern, da es gerade bei von diesen Kunden verursachten Netzengpässen nicht immer sinnvoll sein wird, das Netz auszubauen. Der Druck zur Einführung neuer Engpassmanagementkonzepte unter Einbindung flexibler Netznutzer könnte sich zusätzlich erhöhen, wenn über Stromgroßhandelspreise und zunehmender Abrechnung auf Basis realer Lastprofile die Gleichzeitigkeit beim Verbrauch erhöht wird.

2.4 Bestehende Regelungen zum Zugriff auf Flexibilitätsoptionen

Der Rechtsrahmen ermöglicht Netzbetreibern bisher den Zugriff auf Flexibilitätsoptionen zur Leistungssteuerung im Wesentlichen über drei Instrumente und zu regulierten Bedingungen:

- Redispatch nach §13a EnWG, wobei konventionelle Erzeugungsanlagen ab einer Nennleistung von 10 MW zur Teilnahme verpflichtet sind,
- Einspeisemanagement nach §14 EEG und
- dem Zugriff auf steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung nach §14a EnWG.

Speziell der Redispatch hat in Verteilnetzen (u. a. aufgrund der Größe der in Frage kommenden Anlagen, z. T. aber auch wegen Nichtvorhandensein geeigneter Prozesse bei Verteilnetzbetreibern) bisher nur eine geringe Bedeutung.

Mit der im Jahr 2019 erfolgten Novellierung des NABEG 2.0² hat der Gesetzgeber jedoch im Bereich der Leistungssteuerung umfassende Neuregelungen getroffen. Zum Umsetzungszeitpunkt Oktober 2021 werden Redispatch und Einspeisemanagement in einem Instrument (Redispatch 2.0) zusammengeführt. Gleichzeitig wurde der Adressatenkreis des Redispatch auf alle Erzeugungsanlagen ab 100 kW ausgeweitet. Mit der Umsetzung des Redispatch 2.0

¹ E-Bridge, IAEW, Offis (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)

² ugs. für das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbau (Artikelgesetz)

erhöht sich damit die Komplexität des Engpassmanagements für Verteilnetzbetreiber, gleichzeitig steigt aber auch das zur Belastungssteuerung zur Verfügung stehende Potenzial signifikant an und wird im Bereich der Erzeugungsanlagen recht vollständig erschlossen.

Als unmittelbare Konsequenz sinkt mit dem erschlossenen Potenzial auch der Nutzen der Einführung von Regionalmarktkonzepten, um eine Belastungssteuerung überhaupt gewährleisten zu können. Allerdings gilt auch nach Start des Redispatch 2.0, dass lastseitige Flexibilitäten, sofern sie nicht von den Regelungen des §14a EnWG umfasst werden, für die Belastungssteuerung in Verteilnetzen faktisch nicht zur Verfügung stehen. Insbesondere fehlen auch Prozesse zur Festlegung einer angemessenen Vergütung für derartige Flexibilitätseinsätze. Diese regulatorisch festzulegen ist auch bedeutend schwieriger als bei Erzeugungsanlagen, da die Kosten des Flexibilitätseinsatzes i. W. aus Opportunitätskosten wie dem entgangenen Nutzen durch Verzicht auf Stromverbrauch bestehen. An dieser Stelle setzen die nachfolgend diskutierten Regionalmarktkonzepte an. Trotz aller Unterschiede im Detail ist ihnen gemeinsam, dass sie im weitesten Sinne auf Preissignale als Erschließungs- und Koordinationsinstrument setzen.

3 Regionalmarktkonzepte im Bereich der netzdienlichen Flexibilitätsdienstleistungen

Regionalmarktmodelle im Bereich der netzdienlichen Flexibilitätsdienstleistungen können sehr unterschiedlich ausgestaltet werden. Teilweise haben diese tatsächlich einen regionalen Handel von Strom zum Ziel, teilweise sollen sie aber auch nur ein netzdienliches Verhalten der Verbraucher anreizen bzw. herbeiführen. Im Folgenden werden die verschiedenen Modelle in die drei grundsätzlichen Konzepte

- „Regionale Strompreise“,
- „Regionale Strommärkte mit freiwilliger Teilnahme“ und
- „Langfristige Flexibilitätszusagen mit ex-ante definierten Abrufpreisen“

unterteilt, die sich maßgeblich darin unterscheiden, welche Anreize diese beim Netznutzer setzen. Jedes einzelne dieser Konzepte kann dann wiederum auf sehr unterschiedliche Weise ausgestaltet werden, wobei bei allen Ausgestaltungsformen die im Abschnitt 4 diskutierten Vor- und Nachteile grundsätzlich bestehen bleiben.

3.1 Konzept 1: Regionale Strompreise (K1)

Der fundamentale Wert einer Commodity wird nicht nur durch Erzeugungs- bzw. Produktionskosten, Nachfrage und Substitutionsmöglichkeiten, sondern auch durch die Transportmöglichkeiten und -kosten bestimmt. Im Stromsystem bedeutet dies, dass beim Vorliegen von Netzengpässen der fundamentale Wert von Strom nicht nur zeit-, sondern auch ortsabhängig ist.

Die grundsätzliche Idee des Konzeptes „Regionale Strompreise“ besteht darin, die ortsabhängigen Wertunterschiede von Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt in den Strompreisen widerzuspiegeln. Dadurch sollen möglichst viele oder sogar alle Nutzer des Stromsystems ein Signal erhalten, das kurzfristig dazu führt, die knappe Ressource Netz für diejenigen Zwecke (Transportwünsche) zu verwenden, die den höchsten volkswirtschaftlichen Nutzen stiften. Gleichzeitig sollen Akteure einen Anreiz zu langfristig engpassverminderndem Handeln z.B. durch die Erhöhung der Erzeugungsleistung oder die Absenkung des Verbrauchs in Engpassregionen erhalten.

Möchte man eine solche Anreizsetzung möglichst effizient ausgestalten, so ist zu berücksichtigen, dass die Ortsabhängigkeit der Strompreise im Zeitverlauf starken Schwankungen unterliegen kann, da Netzengpässe nicht kontinuierlich anstehen und unterschiedlich starke Auswirkungen haben können. Gleichzeitig wirken innerhalb eines vermaschten Netzes Einspeisungen und Entnahmen an unterschiedlichen Netzknoten unterschiedlich stark auf einen vorliegenden Engpass. Strompreise, die sich am fundamentalen Wert von Strom orientieren, müssten sich deshalb von Netzknoten zu Netzknoten unterscheiden. Sollen mit regionalen Strompreisen auch oder sogar vorwiegend Engpässe in Verteilnetzen adressiert werden, kann dabei eine Auflösung bis auf die Ebene des Hausanschlusses (bei Engpässen im Niederspannungsnetz) oder der Ortsnetzstation (bei Engpässen im Mittelspannungsnetz) notwendig sein. Weitere Bedingungen für eine theoretisch effiziente Anreizsetzung im Konzept „Regionale Strompreise“ sind in [1] beschrieben.

Reale Ausgestaltungsformen dieses Konzeptes können diese Bedingungen u.a. aus Gründen der Praktikabilität nicht vollumfänglich erfüllen. Nachfolgend sind dennoch verschiedene Ansätze dargestellt, die zumindest die Grundidee regionaler Strompreise aufnehmen.

3.1.1 Zonaler Strommarkt mit kleinen Gebotszonen

Die Strommärkte in Europa sind heute in Form von Gebotszonen organisiert. Gebotszonen sind geographisch abgegrenzte Gebiete, innerhalb derer Marktakteure am Strommarkt Strom freizügig und ohne Berücksichtigung eventueller physisch vorhandener Transporteinschränkungen austauschen können. Sie bilden somit „virtuelle Kupferplatten“, die zur Erhöhung der Liquidität und Wettbewerbsintensität an den Strommärkten geschaffen wurden. Der Umgang mit möglicherweise resultierenden Netzengpässen obliegt den Netzbetreibern, wobei Marktakteure gegenüber eventuellen Eingriffen wirtschaftlich neutral gestellt werden. In Europa entsprechen die Gebotszonengrenzen überwiegend denjenigen der Nationalstaaten. Sie sind damit sehr unterschiedlich groß. Gerade innerhalb von großen Gebotszonen wie Deutschland, kann zumindest bis zur Realisierung geeigneter Netzausbaumaßnahmen das Auftreten von

strukturellen Netzengpässen auf Übertragungsebene nicht ausgeschlossen werden. In der energiepolitischen Debatte wird deshalb immer wieder eine Aufteilung der deutschen Gebotszone in mehrere kleinere, an den tatsächlich bestehenden Engpässen orientierte Gebotszonen gefordert. Daraus würden unterschiedliche regionale Strompreise und damit verbundene Anreizwirkungen hervorgehen.

Sollen mit einem Konzept regionaler Gebotszonen allerdings auch Engpässe in Verteilnetzen bewirtschaftet werden, müssten die Gebotszonen deutlich kleiner sein als bisher in Europa üblich. So wäre z.B. theoretisch denkbar, einzelne 110-kV-Netze als Gebotszonen zu definieren und darüber die (im Falle von Rückspeisungen gelegentlich begrenzende) Auslastung der Schnittstelle zum Übertragungsnetz zu steuern. Eine Steuerung auf unterlagerten Verteilnetzebenen würde eine noch kleinräumigere Gebotszonendefinition erfordern.

Eine besondere Herausforderung beim Konzept kleiner Gebotszonen stellt die Tatsache dar, dass der Gebotszonenzuschnitt einerseits nicht eindeutig und andererseits hochgradig vom Ausbauzustand des Netzes und den Transportwünschen der Netznutzer abhängig ist. Dementsprechend müssten Gebotszonenzuschnitte zur Übermittlung effizienter Steuersignale häufig angepasst werden, was die Praktikabilität des Konzeptes in Frage stellt. Zudem stellt die Unsicherheit der Zuordnung zu Gebotszonen für Marktakteure ein erhebliches Risiko dar³.

3.1.2 Nodal Pricing

Nodal Pricing stellt die Extremform kleiner Gebotszonen dar. Es entstand aus den praktischen Problemen, Engpässe mit Gebotszonen effizient zu bewirtschaften. Eingeführt wurde Nodal Pricing u. a. in den Strommärkten Nord- und Südamerikas. Grundprinzip dieser Systeme ist eine integrierte zeitlich und räumlich hochaufgelöste Dispatchoptimierung und knotengenaue, grenzkostenbasierte Preisfestlegung auf Basis der Gebote der Marktakteure einerseits und der vorhandenen Transportkapazitäten im Stromnetz andererseits. Real implementierte Systeme erreichen eine zeitliche Auflösung von 5 Minuten und eine räumliche Auflösung auf Ebene der Übertragungsnetzknotten mit mehreren 1.000 gemeinsam optimierten Knoten. Auch bei diesen Systemen zeigen sich neben der hohen Komplexität des Optimierungsproblems jedoch verschiedene Herausforderungen. Insbesondere ist die Möglichkeit für einzelne Akteure, eine marktmächtige Stellung zu erlangen und damit das Risiko der Ausübung von Marktmacht aufgrund des beschränkten Wettbewerbs zumindest in Regionen mit Netzengpässen deutlich größer als in großen Gebotszonen. Nodal Pricing erfordert somit im Verhältnis zu Strommärkten mit großen Gebotszonen eine deutlich aktivere Wettbewerbsaufsicht. Gleichzeitig bestehen für die Akteure hohe Preisunsicherheiten, da einzelne Investitionen (sowohl von Marktakteuren als auch im Netz) lokal sehr hohe Preiseffekte haben können.

Für die in diesem Papier im Vordergrund stehende Bewirtschaftung von Engpässen in den Verteilnetzen ist darüber hinaus zu beachten, dass die dafür notwendige räumliche Auflösung und die Zahl der zu berücksichtigenden Knoten je nach Spannungsebene um Größenordnungen höher liegen könnten als in bisherigen Anwendungen. Insofern ist unklar, ob eine Übertragbarkeit auf Verteilnetze überhaupt gegeben ist.

Davon unabhängig ist zu bedenken, dass Knotenpreissysteme eine fundamentale Veränderung des gesamten Strommarktdesigns bedeuten würden und Geschäftsmodelle wie Direktvermarktung erneuerbarer Energien, Bewirtschaftung von verteilten Erzeugungs- oder Verbrauchsportfolien oder den Betrieb von Virtual Power Plants zumindest signifikant erschweren würden. Ihre Einführung hätte damit deutlich größere Rückwirkungen auf den Strommarkt als Ganzes als bei anderen in diesem Papier diskutierten Konzepten.

3.1.3 Lokal differenzierte Netzentgelte

Einen deutlich anderen Ansatz wählt das Konzept lokal differenzierter Netzentgelte. Hier werden Strommarktdesign und Preisbildung am Strommarkt gegenüber dem Status Quo nicht grundsätzlich verändert. Stattdessen erfolgt eine geographische Differenzierung auf Ebene der entnahmeabhängigen Netznutzungsentgelte. Hier sind wiederum un-

³ Da gerade in der Nähe von Gebotszonengrenzen der fundamental begründete Unterschied im Wert von Strom überhöht wird, ist dieses Risiko ggf. sogar größer als bei Varianten ohne Gebotszonen wie Nodal Pricing.

terschiedliche Ausgestaltungsformen denkbar wie eine Überlagerung der heutigen, sich von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterscheidenden Entgelte mit einer Regionalkomponente oder ein Verzicht auf eine netzbetreiberscharfe Entgeltfestlegung und ein Ersatz durch eine ausschließlich regionale Differenzierung.

Die Bestimmung der lokal differenzierten Netzentgelte sollte in einem solchen Konzept reguliert⁴ und modellbasiert erfolgen und ebenfalls auf eine effiziente Beanreizung der Marktakteure zielen. Im Verhältnis zu regional höher aufgelösten Strommärkten, wie sie in den beiden vorangegangenen Konzepten beschrieben worden sind, ergeben sich jedoch verschiedene relevante Unterschiede.

- Mit der administrativen Festlegung verbindet sich die Möglichkeit zur Stabilisierung der Preissignale und der Reduktion von Unsicherheiten für die Marktteilnehmer.
- Gleichzeitig entstehen durch die modellbasierte Festlegung zwangsläufig Parametrierungsrisiken und die erreichbare zeitliche Auflösung lokaler Preissignale dürfte niedriger liegen als bei einem stärker marktbasier-ten System. Insbesondere ist nicht auszuschließen, dass netzentgeltbasierte Systeme auch in Situationen ohne Netzengpass (Fehl-)Anreize setzen.
- Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Wirkung ggf. weniger universell ist als bei Strommarktpreisen, die, wenigstens als Opportunitäten, für alle Marktakteure relevant sind. Netzentgelte werden in Deutschland aktuell nur von Verbrauchern entrichtet. Eine Anreizsetzung auch für Erzeuger würde hier eine grundsätzliche Änderung verlangen. Zudem ist die Höhe der Netzentgelte für unterschiedliche Verbrauchergruppen und Anschlussspannungsebenen deutlich unterschiedlich, was ggf. in unterschiedlich starken und dadurch ineffizienten Anreizen resultieren kann.
- Netzentgelte haben primär eine Refinanzierungsfunktion. Das Gesamtaufkommen ist deshalb durch die Netzkosten festgelegt und beschränkt die Möglichkeit zur Anreizsetzung.

Ähnlich wie bei den anderen in diesem Abschnitt diskutierten Modellen dürfte die zur effizienten Anreizsetzung erforderliche geographische Auflösung zur Engpassbewirtschaftung in Verteilnetzen auch für das Modell „lokal differenzierter Netzentgelte“ eine erhebliche Herausforderung bedeuten.

3.2 Konzept 2: Regionale Strommärkte mit freiwilliger Teilnahme (K2)

Die Idee regionaler Strommärkte mit freiwilliger Teilnahme ist es, den ortsabhängigen Wert elektrischer Energie zu einem bestimmten Zeitpunkt handelbar zu machen.

Es sollen möglichst viele oder alle Nutzer des Stromsystems die Möglichkeit erhalten, diesen lokalen Wert zu realisieren und damit den Netzbetreibern die Möglichkeit geben, Netzengpässe effizient zu bewirtschaften oder Netzausbau zu verschieben, zu verringern oder zu vermeiden. Eine Teilnahmeverpflichtung gibt es nicht.

Die Zielsetzung ist damit grundsätzlich vergleichbar zum Konzept „Regionale Strompreise“, das Mittel ist allerdings unterschiedlich. Regionale Märkte mit freiwilliger Teilnahme, so wie hier definiert, werden als Koexistenz zu Day-Ahead- oder Langfristverträgen verstanden, die eine größere geografische Auflösung in Form von Gebotszonen haben. Damit wirkt das Gesamtsystem wie ein hybrides System, mit einheitlichen Preisen pro Stromgebotszone und zusätzlichen Ertragsoptionen für Flexibilitätsanbieter im regionalen Strommarkt. Dabei ist es zunächst unerheblich, wie kleinteilig der regionale Markt ist, d.h. ob er knotenscharf betrachtet wird oder viele Knoten zu einer Engpassregion aggregiert werden.

Die lokale Bepreisung findet nur für die Energiemenge statt, die der Netzbetreiber für sein Engpassmanagement beschafft bzw. abrufen. Besteht ein lokaler Wert der Energie, so wird dieser nur auf die Redispatchmenge angewandt, nicht aber auf die gesamte gelieferte oder abgenommene Energie in diesem Gebiet. Das kann dazu führen, dass Marktparteien ihr Bietverhalten auch im Day-Ahead-Markt entsprechend anpassen, um den lokalen Wert für die ge-

⁴ Eine Regulierung ist notwendig, um Wettbewerbsverzerrungen aufgrund unterschiedlicher Herangehensweisen der Netzbetreiber zu vermeiden. Dies gilt umso mehr, als dass in den Verteilnetzebenen das Unbundling nicht vollständig umgesetzt ist.

samte produzierte Energiemenge zu erhalten. Diese „konzeptionelle Inkonsistenz“ hat das Risiko, dass der Großhandelspreis verzerrt wird. Ebenfalls kritisch wird das Risiko erachtet, Engpässe durch strategisches Verhalten zu forcieren und damit zusätzliche Einnahmen aus den Regionalmärkten zu generieren (Inc-Dec-Gaming). Beide Risiken können durch geeignete Ausgestaltung und Marktüberwachung reduziert werden, bleiben aber grundsätzlich bei diesem Konzept bestehen.

3.2.1 Handel von Energieoptionen im SINTEG-Projekt enera

Im Rahmen des SINTEG-Projektes enera wurde der enera-Flexmarkt entwickelt. Der bei enera gewählte Ansatz folgt dem hier beschriebenen Konzept. Betrieben wird der enera-Flexmarkt von der EPEX SPOT. Gehandelt wird keine Energie, sondern lediglich die Option, die Leistung an einem bestimmten Ort definiert verändern zu können. Wird diese Option vom Käufer der Flexibilität genutzt, entsteht ein Bilanzungleichgewicht. Dieses ist vom Flexibilitätsanbieter auszugleichen. Es kommt folglich durch den enera-Flexmarkt zu keinen Fahrplangeschäften zwischen Bilanzkreisen, wie dies sonst im Spotmarkt der Fall ist.

Bei enera spielten Ansätze zur wirksamen Reduzierung der vorgenannten Risiken eine wichtige Rolle. Zur Vermeidung von Inc-Dec-Gaming wurde eine Marktüberwachung eingeführt und ein statistisches Modell entwickelt, das strategisches Bietverhalten automatisch erkennen soll. Sollten Händler gegen die Regeln des Marktplatzes verstoßen, ist als Sanktion der Ausschluss vom Marktplatz vorgesehen. In der seit Februar 2019 laufenden Testphase haben sich diese Maßnahmen als wirksam erwiesen. Allerdings lag die Anzahl der Geschäfte, die über den enera-Flexmarkt abgewickelt wurden, auch bis zum Oktober 2019 unter 30 pro Monat, so dass diese Erkenntnisse noch keine Verallgemeinerung zulassen.

3.2.2 Regionaler Energiemarkt im SINTEG-Projekt WindNode

Auch in dem SINTEG-Projekt WindNode wurde ein Regionalmarkt entwickelt, der dem hier beschriebenen Konzept folgt. Auf dem WindNode-Regionalmarkt können Energiegeschäfte mit einem definierten Erfüllungsort getätigt werden. Wesentliche Nachfrager sind Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber, die mit der Möglichkeit zur regionalen Veränderung der Last-/Einspeisesituation Engpässe effizienter als bisher beseitigen können. Im Gegensatz zum enera-Ansatz wird nicht die Flexibilität, sondern Energie gehandelt. Kommt ein Geschäft zustande, muss sich folglich der Käufer um den bilanziellen Ausgleich kümmern.

Der Fokus beim WindNode-Regionalmarkt lag insbesondere auf den Prozessen, die zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern etabliert werden müssen, um eine effiziente Aktivierung der regionalen Flexibilität zu ermöglichen. So muss beispielsweise vermieden werden, dass eine zeitgleiche weiträumige Aktivierung regionaler Flexibilität durch den Übertragungsnetzbetreiber zu Engpässen im Verteilnetz führt.

3.3 Konzept 3: Langfristige Flexibilitätsszusagen mit ex-ante definierten Abrufpreisen (K3)

Ausgestaltungsformen dieses Konzeptes charakterisieren sich dadurch, dass

- der Arbeitspreis für den Aufruf von Flexibilität direkt oder indirekt über ein Preismodell zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses für den gesamten Erbringungszeitraum verbindlich festgelegt wird und
- es eine Zusage gibt, die Flexibilität in allen relevanten Situationen auch verbindlich zu erbringen.

Wird die Dauer der Flexibilitätsszusage so weit ausgedehnt, dass alternative Investitionsentscheidungen wie z.B. Netzausbau umgesetzt werden können, so ist es bei diesem Ansatz möglich, das Problem marktlicher Fehlanreize bei der regionalen Preisbildung für Flexibilität deutlich zu reduzieren. Aber auch wenn die Dauer der Flexibilitätsszusage kürzer ist und kein direkter Wettbewerb zu alternativen Investitionsentscheidungen entsteht, so ist immer noch der Aufwand für eine Marktüberwachung wesentlich geringer als in einem deutlich kurzzyklischeren oder kontinuierlichen Handel.

Bei marktlicher Ausgestaltung konkreter Ansätze dieses Konzeptes bietet es sich an, auch das Problem der Refinanzierung der Fixkosten zur Bereitstellung bzw. Vorhaltung von Flexibilität zu adressieren. Dies kann zum Beispiel über einen Leistungspreis oder durch indirekte finanzielle Anreize wie reduzierte Netzentgelte erfolgen.

Grundsätzlich problematisch bei allen Ausgestaltungsformen dieses Konzeptes ist, dass kurzfristig vorhandene Flexibilitätspotentiale, die keine verbindliche Zusage zur Verfügbarkeit über den gesamten Produktzeitraum bieten können, unberücksichtigt bleiben. Entschärft werden kann dieses Problem durch das sogenannte Pooling – also der Aggregation verschiedener Flexibilitätsanbieter zu einer Gruppe. Bei diesem Ansatz sagt eine Gruppe von Flexibilitätsanbietern, der sogenannte Pool, gemeinsam die Verfügbarkeit einer Flexibilität zu, obwohl jeder einzelne Anbieter dazu nicht oder nur zu deutlich höheren Kosten in der Lage wäre. In der Praxis ist es allerdings oftmals schwierig, die Regeln für das Pooling so zu gestalten, dass Pools groß genug werden können, um relevante Effizienzvorteile zu bieten, und gleichzeitig regional so begrenzt sind, dass alle Anlagen des Pools ähnlich auf kritische Engpässe wirken. Dieses Spannungsfeld ist grundsätzlich vorhanden und lässt sich auch nicht vollständig auflösen.

Zu beachten ist ebenfalls, dass die Forderung nach einer verbindlichen Erbringung der Flexibilität nicht dazu führen sollte, dass ausschließlich zur Bereitstellung der Flexibilität für das Gesamtsystem ungünstige Arbeitspunkte angefahren werden. Durch geeignete Produktdefinition, wie z.B. der Lastensenkung auf oder unter ein bestimmtes Niveau anstelle der Lastensenkung um eine bestimmte Leistung, kann diesem Problem entgegengewirkt werden.

Trotz vorgenannter Nachteile hat sich gerade das Konzept „langfristiger Flexibilitätszusagen“ in der Praxis bewährt. Nachfolgende Beispiele veranschaulichen, welche implementierten Modelle dem Grundprinzip dieses Konzeptes folgen und wie groß die Bandbreite der möglichen Ausgestaltungsformen ist:

3.3.1 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG

Die im Hinblick auf Regionalmärkte relevanteste implementierte Ausgestaltungsform dieses Konzeptes in Deutschland ist das reduzierte Netzentgelt für steuerbare Verbraucher. Geregelt ist dies für Verbraucher im Niederspannungsnetz im §14a EnWG. Dieser Paragraph besagt, dass Verteilnetzbetreiber steuerbaren Verbrauchern im Niederspannungsnetz ein reduziertes Netzentgelt berechnen müssen, wenn sie deren Flexibilität netzdienlich einsetzen möchten. Durch den direkten Zugriff auf die steuerbaren Verbraucher ist es mit diesem Konzept grundsätzlich möglich, Netzausbau unter Nutzung der Flexibilität der Kunden auf ein volkswirtschaftlich effizientes Maß zu begrenzen. Ob das aber auch in der Praxis z.B. im Zuge des Ausbaus der Elektromobilität gelingt, muss sich erst noch zeigen. Im einfachsten Fall erfolgt die Vergütung indirekt allein über das reduzierte Netzentgelt wobei auch komplizierte Ausgestaltungsformen aktuell diskutiert werden.

3.3.2 Redispatch

Unter Redispatch wird die Anweisung eines Netzbetreibers zur Veränderung der geplanten Fahrpläne konventioneller Kraftwerke verstanden. Der Prozess des Eingriffs ist gesetzlich im §13 EnWG geregelt. Diese Regelung besagt, dass Kraftwerksbetreiber von Anlagen ab einer elektrischen Leistung von 10 MW verpflichtet sind, Fahrpläne sowie das Potential zu deren Anpassung kontinuierlich an die Netzbetreiber zu melden und deren Anweisungen umzusetzen. Zukünftig soll diese Grenze von 10 MW auf 100 kW sinken. Im Falle eines Abrufs wird ein Vergütungsmodell zur Bestimmung der Arbeitspreise angewendet, das versucht, die aus der Fahrplanveränderung resultierenden Kosten und entgangenen Erlöse möglichst vollständig abzuschätzen und auszugleichen. Ein Leistungspreis ist hier nicht erforderlich, da es eine gesetzliche Pflicht zur Teilnahme am Redispatchprozess gibt. Somit trägt dieses Instrument zwar effizient dazu bei, dass die Netze sicher betrieben werden können. Es erzeugt aber keine Anreize, in die Flexibilisierung von Anlagen zu investieren und schafft durch die kostenbasierte Vergütung auch keinen Anreiz für andere, nicht zur Teilnahme verpflichtete Flexibilitätsanbieter, deren Flexibilität dem Redispatchprozess zur Verfügung zu stellen.

4 Parameter zur Ausgestaltung der Regionalmarktkonzepte

Allen vorgenannten Konzepten ist gemein, dass sie nur dann richtige Anreize setzen, wenn mindestens die Netznutzer, die Flexibilität bereitstellen können, auch auf Basis ihrer tatsächlichen Lastprofile abgerechnet werden. Ebenfalls ist anzumerken, dass eine reale Implementierung regionaler Strommärkte auch Mischformen der drei beschriebenen Konzepte umfassen kann.

Wie groß die Bandbreite von Ausgestaltungsformen innerhalb der einzelnen Konzepte ist, zeigt nachfolgende Auflistung der wesentlichen Parameter, die bei Ausgestaltung eines Regionalmarktes festzulegen sind.

Parameter	Relevanz für Konzept	K1	K2	K3
Handelsprodukt				
Zeitliche Auflösung des Produktes (z.B. 15 min)		hoch	hoch	hoch
Art des gehandelten Produktes (z.B. Energiemenge, Option für Abruf einer definierten Energiemenge, Grenzen des max. Verbrauchs oder der max. Einspeisung)		n.a. (kein Freiheitsgrad)	hoch	mittel
Zeitbereich in dem der Handel stattfindet (z.B. Day-Ahead, Intraday)		hoch	hoch	n.a.
Preismechanismus (z.B. kontinuierlich mit „pay-as-bid“, Auktionsverfahren auf Basis von Grenzpreisen)		hoch	hoch	hoch
Anbieter von Flexibilitäten				
Festlegung der Voraussetzungen für eine Teilnahme (z.B. alle lastprofilgemessenen Kunden, spezielle Präqualifikationsregeln)		n.a. (Teilnahme verpflichtend)	hoch	hoch
Abrechnung/Nachweis				
Nachweiserbringung für Flexibilität (z.B. durch Festlegung eines Mechanismus zur Bestimmung des unbeflussten Verhaltens als Grundlage für die Ermittlung der erbachten Flexibilität)		n.a. (Keine Abgrenzung zum normalen Energiebezug erforderlich)	hoch	hoch
Anreize zur Erbringung von Flexibilität (z.B. durch Abrechnungsverfahren, die eine falsche Erbringung automatisch pönalisieren)		mittel (Ausgleichsenergiepreis)	hoch	hoch

Tabelle 2: Parameter zur Ausgestaltung von Regionalmärkten und deren Relevanz in den unterschiedlichen Regionalmarktkonzepten

5 Bewertung der Regionalmarktkonzepte

Die vorgestellten Konzepte unterscheiden sich erheblich im Hinblick auf die dadurch gesetzten Anreize sowie die Komplexität ihrer Einführung. Die Frage, welches dieser Konzepte am Ende in welcher Ausgestaltungsform gewählt werden sollte, ist daher eng mit der Frage verknüpft, wie häufig Engpässe auftreten, wie gleichartig Flexibilitätsoptionen sind und wie viel Netzausbau Regionalmärkte in den Verteilnetzen aus volkswirtschaftlicher Sicht überhaupt einsparen sollten.

Dennoch lassen sich grundsätzliche Vor- und Nachteile bzw. die Herausforderungen der einzelnen Konzepte recht klar benennen. So ist die Komplexität einer Implementierung von K1-Regionalmärkten wesentlich höher als die einer Implementierung der Konzepte 2 und 3. Aktuell ist davon auszugehen, dass die Implementierungszeit von einem K1-Regionalmarkt über 5 Jahre betragen würde und mit hohen Kosten für die Systemtransformation verbunden wäre.

Der Betrieb der Marktplätze ist bei den Konzepten 1 und 2 in der Praxis vermutlich ähnlich komplex. Während bei K1-Regionalmärkten mit sehr kleinen Preiszonen vor allem die Komplexität des Optimierungsproblems schwer zu beherrschen ist, erfordern K2-Regionalmärkte eine komplexe Marktüberwachung, um Mehrkosten durch strategisches Bietverhalten gering zu halten.

Hinsichtlich der Komplexität der erforderlichen Prozesse auf der Seite der Marktteilnehmer gibt es klare Vorteile bei K3-Regionalmärkten. Besonders komplex sind die Prozesse bei K1-Regionalmärkten – insbesondere, da bei diesen mindestens alle lastprofilgemessenen Kunden betroffen sind. Es entsteht Aufwand bei Kunden, die überhaupt keine Flexibilität anbieten können, da auch bei diesen der Beschaffungsprozess für Energie an einem bestimmten Ort deutlich komplexer als heute wird.

Auch bei der Regulierung gibt es deutliche Komplexitätsunterschiede: Während bei K1-Regionalmärkten durch die Betroffenheit aller lastprofilgemessener Kunde eine national einheitliche Regulierung zwangsläufig erforderlich wäre, ist das bei Regionalmärkten der Konzepte 2 und 3 nicht der Fall. Ganz unreguliert werden die Regionalmärkte der Konzepte 2 und 3 aber auch nicht entstehen können, da die Netzbetreiber als wesentliche Nachfrager von Flexibilität bereits heute reguliert sind und daher bei allen marktlichen Ansätzen Diskriminierungsfreiheit grundsätzlich gewährleistet sein muss. Interessant ist bei K2-Regionalmärkten die Möglichkeit, Branchenlösung entwickeln zu können. Dieser Vorteil wurde u.a. in den SINTEG-Projekten enera und WindNode genutzt, um in räumlich begrenzten Gebieten ohne regulatorische Genehmigung der Regionalmarktkonzepte Flexibilität zu handeln.

In Bezug auf die Wirksamkeit eines Regionalmarktes zahlt sich die hohe Komplexität von K1-Regionalmärkten gerade beim Dispatch aus. Aufgrund der finanziellen Anreize für alle Kunden ist die Wahrscheinlichkeit sehr groß, dass viele der Netznutzer ihre Flexibilität zu Grenzkosten dem Markt zur Verfügung stellen werden. Anders sieht es allerdings bei der Lenkungswirkung für Investitionen zur Erhöhung des Flexibilitätspotentials aus. Während Regionalmärkte der Konzepte 1 und 2 nur den aktuellen Wert von Flexibilität zeigen und dem Flexibilitätsanbieter keine Aussage liefern, wann z.B. durch Netzausbau hohe Preise für Flexibilität wieder sinken, kann bei geeigneter Ausgestaltung eines K3-Regionalmarktes durch die langfristige Bindung ein Wettbewerb zwischen Netzinvestitionen und Investitionen in Flexibilität auf Kundenseite entstehen. Besonders problematisch bei K2-Regionalmärkten ist im Hinblick auf eine effiziente Vermeidung von Netzinvestitionen die Tatsache, dass es über die fehlende langfristige Vertragsbindung und die Möglichkeit für alle Netznutzer zur Nicht-Teilnahme für Netzbetreiber keinerlei Sicherheit gibt, dass das Netz ohne Zwangsabschaltung von Netznutzern, die sich nicht an dem Regionalmarkt beteiligen, überhaupt sicher betrieben werden kann.

Auch bei der Effizienz zeigen sich Unterschiede zwischen den Konzepten. So wird die Liquidität bei Regionalmärkten der Konzepte 1 und 2 vermutlich eher gering sein, da diese quasi keine Investitionen in Flexibilität anreizen (s.o.) und vermutlich zu einem bestimmten Zeitpunkt an einem bestimmten Ort einzelne Flexibilitätsanbieter eine marktbeherrschende Stellung innehaben. Bei K3-Regionalmärkten kann sich bei geschickter Ausgestaltung ein höherer Wettbewerb ausbilden, insbesondere wenn es gelingt, Investitionen auf der Kundenseite in den Wettbewerb untereinander und zu Netzinvestitionen zu stellen.

Wie bereits in Abschnitt 3 diskutiert, ist die Konsistenz der K2-Regionalmärkte zum etablierten Energiemarkt nur eingeschränkt gegeben. Anders ist dies bei K1-Regionalmärkten, die durch die fehlende Option zur Nicht-Teilnahme in sich vollständig konsistent sind. Aufgrund der längerfristigen Bindung unterscheidet sich das gehandelte Produkt bei

K3-Regionalmärkten wiederum so stark von Produkten des kurzfristigen Energiehandels, dass hier eine gewisse Konsistenz von Produkten möglich ist. Nachteilig wirkt sich die längerfristige Bindung allerdings auf die Transparenz des Verfahrens aus, da die üblicherweise geringe Anzahl an Beschaffungszeitpunkten bei solchen Märkten den Marktteilnehmern untereinander wenig Einblick in sich verändernde Flexibilitätspotentiale gewährt.

Nachfolgende Tabelle fasst die Vor- und Nachteile der einzelnen Konzepte in den zuvor diskutierten Feldern zusammen.

Bewertungskriterien	K1	K2	K3
Implementierung			
Dauer einer Einführung	sehr lange (> 5 Jahre)	mittel (> 2 Jahre)	niedrig
Aufwand bei Netz-/Marktplatzbetreiber	hoch	hoch	mittel
Aufwand bei Versorgern/Vertrieben	hoch	hoch	mittel
Aufwand bei aktiven Marktteilnehmern (Prosumern)	hoch	mittel	niedrig
Aufwand bei passiven Marktteilnehmern (lastprofilgemessenen Netznutzer)	mittel	niedrig	niedrig
Regulierungsbedarf			
Umfang notwendiger gesetzlichen und reg. Änderungen	sehr hoch	mittel	mittel
Möglichkeit für Branchenlösungen	nein	ja	eher nein
Wirksamkeit			
Erschließbares statisches Potential (nur operativer Dispatch)	hoch (verpflichtend)	mittel (freiwillig)	mittel (freiwillig)
Erschließbares dynamisches Potential (Investitionsanreize)	gering	gering	mittel
Steuerbarkeit/Verfügbarkeit	hoch	niedrig	hoch
Effizienz			
Liquidität, Wettbewerb	gering	gering	mittel
Konsistenz der Marktprodukte	voll konsistent	gering	mittel
Transparenz	hoch	hoch	gering

Tabelle 3: Grundsätzliche Vor- und Nachteile der drei in Abschnitt 3 vorgestellten Konzepte

6 Konsequenzen für Umlagen und Steuern

Grundsätzlich kommt es im Energiemarkt bei arbeitsabhängigen Steuern und Umlagen wie auch durch arbeitsabhängige, nicht kostenreflektive Netzentgelte zu Dispatchverzerrungen. Um die damit verbundenen Ineffizienzen zu minimieren, wurden Kraftwerke und Stromspeicher von arbeitsabhängigen Umlagen und Steuern befreit. So lange Kraftwerke und Stromspeicher die maßgeblichen Flexibilitätsanbieter im Energiesystem sind, ist dieser Ansatz auch durchaus effizient. Problematisch wird es allerdings, wenn zukünftig verstärkt auch Verbraucher Flexibilität zu wettbewerbsfähigen Kosten bereitstellen können. Und in Regionalmärkten wird vermutlich das der Fall sein.

In K1-Regionalmärkten liegt die Entscheidung über den Einsatz von Flexibilität beim Kunden. Hier wird die Marktverzerrung durch arbeitsabhängige Steuern und Umlagen voll wirksam. Selbst bei lokalen Preisen von 0 €/MWh aufgrund eines Erzeugungsüberschusses wird es in aller Regel für lokale Lastflexibilität nicht attraktiv sein, durch eine zeitliche Lastverschiebung oder zusätzlichen Verbrauch mit geringer Wertschöpfung diesen Engpass volkswirtschaftlich optimal aufzulösen. Stattdessen wird es vermutlich zu einer Abregelung von EE-Anlagen kommen, wenn die Lastflexibilität nicht hinter dem Zähler der Erzeugungsanlage liegt. Der volkswirtschaftlich optimale Dispatch wird folglich ohne eine zusätzliche Anpassung von Netzentgelt- und Umlagensystematik in Konzept 1 nicht erreicht.

In den Konzepten 2 und 3 obliegt die Entscheidung über die Vergütung und Aktivierung von Flexibilität dem Netzbetreiber. Grundsätzlich ist es daher möglich, dass der Netzbetreiber die verzerrende Wirkung von Umlagen und Steuern bei der Vertragsgestaltung eliminiert, in dem er z.B. dem Netznutzer zusagt, die von ihm verursachten zusätzlichen Umlagen und Steuern durch Abruf der Flexibilität nachträglich zu erstatten. Allerdings fehlt dafür bisher der regulatorische Rahmen. Und auch dann besteht das Risiko, dass bei Netznutzern Fehlanreize gesetzt werden, um möglichst große Energiemengen ohne Umlagen und Steuern zu beziehen.

Grundsätzlich sollte daher – wenn die Erwartung besteht, dass zukünftig Verbraucher wettbewerbsfähige Flexibilität anbieten können – darüber nachgedacht werden, wie dieses Problem beseitigt werden kann. Dies gilt auch unabhängig davon, ob Verbraucher Flexibilität für Regionalmärkte oder andere Flexibilitätsmärkte wie z.B. den Regelleistungsmarkt oder den Intraday-Markt bereitstellen.

7 Fazit

Die effiziente und effektive Bewirtschaftung von Engpässen in allen Netzebenen wird auch mittel- und langfristig erforderlich bleiben. Grund dafür ist die nachhaltige Veränderung der Erzeugungs- und Laststruktur in allen Spannungsebenen sowie die Verfügbarkeit günstiger Echtzeitmessung und Steuerbarkeit von Lasten, Speichern und Einspeisungen. Der Gesetzgeber hat dieser Entwicklung mit der Einführung des NABEG 2.0 Rechnung getragen, durch das den Netzbetreibern zusätzlich eine Vielzahl kleiner Anlagen zur Bewirtschaftung von Netzengpässen zur Verfügung stehen. Gleichzeitig fordert das NABEG 2.0 eine weitgehende Kooperation von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, um Engpässe auf allen Netzebenen beheben zu können.

Dieser Impuls behandelt unterschiedliche Ausgestaltungsformen von Regionalmärkten, um die verfügbaren Flexibilitäten für Netzbetreiber nutzbar zu machen. Die Diskussion richtet sich dabei zum einen auf die potentielle Erschließung des Flexibilitätpotentials, das heute durch das NABEG 2.0 noch nicht reglementiert ist. Zum anderen soll sie die Einordnung marktbasierter Lösungen als alternative Option zum heute gesetzlich vorgegebenen regulierten Redispatch ermöglichen.

Die Diskussion der Regionalmärkte spannt sich dabei auf anhand von drei Konzepten:

- **Konzept 1 „Regionale Strompreise“:** Der ortsabhängige Wertunterschied von Strom wird zu jedem Zeitpunkt im Strompreis widerspiegelt. Dieser Strompreis wird auf alle Netznutzer angewandt.
- **Konzept 2 „Regionale Strommärkte mit freiwilliger Teilnahme“:** Der ortsabhängige Wertunterschied kann durch unterschiedliche Strompreise widerspiegelt werden. Die Teilnahme an diesem Markt und die Anwendung der regional unterschiedlichen Strompreise ist freiwillig.
- **Konzept 3 „Langfristige Flexibilität zusammen mit ex-ante definierten Abrufpreisen“:** Auch hier ortsabhängige Strompreise durch freiwillige Teilnahme. Im Unterschied zu Konzept 2 verpflichten sich die Anbieter ex-ante gegenüber dem Netzbetreiber, eine Flexibilität bei Bedarf erbringen zu können. Die Erbringung erfolgt durch Abruf durch den Netzbetreiber.

Grundsätzlich ist die Umsetzung aller Konzepte in Deutschland möglich. Eine Realisierung von Strommärkten mit sehr kleinen Zonen oder sogar „Nodal Pricing“ (beides Ausgestaltungsvarianten von Konzept 1) erfordern sehr weitgehende Änderungen des Marktdesigns und würden entsprechend lange Implementierungszeiträume und hohe Umsetzungsrisiken bedeuten. Intensiv diskutiert werden zurzeit – neben den sich in der Umsetzung befindenden Modellen des Konzeptes 3 – vor allem Pilotprojekte zu zeitvariablen Netzentgelten in Verteilnetzen (als Ausgestaltungsoption von Konzept 1) und diverse Ausgestaltungen regionaler Märkte mit freiwilliger Beteiligung (Konzept 2).

Die diversen Ausgestaltungsoptionen aller drei oben genannten Konzepte werden im vorliegenden Impuls qualitativ anhand von Kriterien zur Implementierung, Regulierungsbedarf, Wirksamkeit und Effizienz bewertet. Ziel ist dabei ausdrücklich nicht, ein bestimmtes Konzept oder eine bestimmte Ausgestaltungsvariante als besonders geeignet auszuwählen, sondern vielmehr die unterschiedlichen Designoptionen im Vergleich zu bewerten. Dadurch soll die Strukturierung der unterschiedlichen Ausgestaltungsoptionen von Regionalmärkten erleichtert und ein Beitrag zur Weiterentwicklung von Instrumenten zur netzdienlichen Nutzung von Flexibilitäten geleistet werden. Dabei wird sich voraussichtlich in der Praxis eine Mischform aus den diversen Ausgestaltungsoptionen (d.h. ein Hybridmodell) als sinnvolle Weiterentwicklung des heutigen regulierten Ansatzes herausstellen.

8 Literatur

- [1] Neon Neue Energieökonomik und Consentec (2018): Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zusammenspiel-von-markt-und-netz-im-stromsystem>

Autoren

Fachbereich V3 Energiewirtschaft in der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)

Stand: Juli 2020