

Wissenschaftliches Inputpapier für die AG 4 der PKNS:

Flexibilität und Lokale Preissignale – eine wissenschaftliche Übersicht

Erstellt von:

24.04.2023

Neon Neue Energieökonomik
Consentec

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

In einem immer stärker auf erneuerbare Erzeugung ausgerichteten Stromsystem wird die Nachfrage nach Strom flexibel werden müssen: In Zeiten mit hoher Einspeisung und niedrigen Preisen werden Haushalte, Gewerbe und Industrien mehr Strom verbrauchen, in Zeiten mit niedriger Einspeisung und hohen Preisen werden sie, soweit möglich, ihren Verbrauch reduzieren und in andere Zeitfenster verschieben. Die Anpassungsfähigkeit der Nachfrage auf die schwankende Erzeugung ermöglicht die bestmögliche Nutzung des EE-Stroms und damit auch des Potentials, CO₂-Emissionen im Stromsektor und im Zuge der Sektorenkopplung zu reduzieren. Gleichzeitig wird ein zentraler Beitrag dafür geleistet, dass die Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt, wenn die Nachfrage in Knappheitssituationen entsprechend reduziert wird. Auch die Nachfrageseite profitiert dabei von den günstigen Strompreisen und EE-Gestehungskosten, wenn sie den Verbrauch in die Situationen mit hoher EE-Einspeisung und ihren typischerweise günstigen Strompreisen verschieben kann.

Dadurch stellen sich aber für Übertragungs- und Verteilnetze neue Aufgaben: Die lokale Dimension, nicht nur der Erzeugung, sondern auch des Verbrauchs, nimmt zu. Es gibt eine hohe Gleichzeitigkeit, aber gleichzeitig auch eine hohe Variabilität von Erzeugung und Verbrauch. Hieraus ergibt sich der Handlungsbedarf, die Realitäten des Systems besser und geeigneter über die Zeit abzubilden und einen dazu passenden Strommarktdesignrahmen zu finden. (Eine Übersicht zur Rolle von Flexibilität im zukünftigen Stromsystem vgl. die Systembeschreibung gemäß der Systementwicklungsstrategie (SES) aus der AG-Sitzung vom 31.03.2023)

Dieses Papier dient dazu, Begriffe und Zusammenhänge zu und zwischen den Themen Flexibilität und lokalen Signalen zu strukturieren und damit eine gemeinsame Grundlage und „Sprache“ als Vorarbeit für den Austausch in der PKNS zu entwickeln.

Dieser Bericht wurde von Guidehouse im Auftrag und zum alleinigen Gebrauch durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) erstellt (Vorhaben: Wissenschaftliches Begleitvorhaben für die Plattform Klimaneutrales Stromsystem, Förderkennzeichen: 03MAP424). Die Inhalte sind Arbeitsergebnisse, die auf den zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes verfügbaren Informationen basieren. Dieses Dokument ist nicht zur Vervielfältigung oder Weitergabe an Dritte bestimmt.

Die Rolle von Preisen im Strommarkt

Preise haben die zentrale Koordinierungsfunktion für einen bezahlbaren und leistungsfähigen Strommarkt, sie bilden Präferenzen und Kosten ab und bringen Angebot und Nachfrage zusammen. Eine wichtige Frage dabei ist, welche Rolle darin Markt- und Netzaspekte spielen und wie diese interagieren.

Ausgangslage realer Strommarkt heute. Jeder in der Realität existierende Strommarkt ist unvollständig, das heißt, er bildet nur einen Teil der Kosten und Knappheiten im Preis ab. Dafür gibt es verschiedene Gründe, etwa das Vermeiden von übermäßigen Transaktionskosten eines hoch granularen Preissignals, die Regulierung von Marktmacht oder politisch erwünschte Verteilungseffekte. Das aktuelle europäische Marktdesign basiert auf einem zonalen Modell, das Engpässe zwischen den Gebotszonen in den Preissignalen abbildet aber innerhalb der Gebotszonen marktseitig eine „Kupferplatte“ unterstellt und Engpässe nicht abbildet. Der aktuelle deutsche (zonale) Strommarkt bildet dementsprechend Netzrestriktionen innerhalb der deutsch-luxemburgischen Gebotszone nicht ab. Dies führt dazu, dass Anlagen heute nicht (oder nur zufällig) netzdienlich betrieben werden oder an netzdienlichen Standorten errichtet werden. Durch Dekarbonisierung sowie auch Digitalisierung und insbesondere Herausforderungen beim Netzausbau bestehen neue Notwendigkeiten, aber auch Möglichkeiten, die Physik des Systems gezielter als bisher im Strompreis auszudrücken.

Preissignale zentral für Funktionsfähigkeit der Märkte. In einem marktwirtschaftlich organisierten Stromsystem treffen im Wesentlichen private Akteure wie Anlagenbetreiber, Stromlieferanten oder große Nachfrager wie industrielle Lasten Entscheidungen über Erzeugung, Verbrauch und Speicherung, sowohl kurzfristig hinsichtlich Anlagen-Einsatz wie auch langfristig hinsichtlich Investition und Innovation. Diese Entscheidungen werden über Preise (bzw. Erwartungen über Preise) koordiniert, in denen sich Präferenzen, Kosten und Knappheiten widerspiegeln.

Der vollständige Strommarkt - in der Theorie. Im aktuellen zonalen Strommarkt bildet sich der Preis für Strom vorwiegend anhand der variablen Kosten von Kraftwerken und Speichern (wie die Merit-Order dies illustriert). In der theoretischen, ökonomischen Abstraktion würde der Preis daneben auch die Präferenzen und Zahlungsbereitschaften aller Verbraucher abbilden – inklusive der Zahlungsbereitschaft für den Stromtransport. Der Preis würde also neben den Brennstoff- und CO₂-Kosten der Stromerzeugung auch Netz- und Speicherverluste, Kosten von Lastverschiebung und -verzicht sowie die Knappheit von Erzeugungs- und Netzkapazität integrieren. Dieser Preis wäre so fein aufgelöst („granular“), dass er sich über die Zeit (z.B. im Idealfall quasi jede Minute) unterschiedlich herausbilden würde. Im am stärksten auf lokale Preissignale setzenden Fall würde er sich auch an jedem Ort (z.B. jedem Netzanschlusspunkt) unterschiedlich herausbilden. Das bringt wiederum andere Nachteile mit sich z.B. mit Blick auf Investitionssicherheit, so dass auch unter Berücksichtigung des zu erwarteten Netzausbaus zu diskutieren ist, wo sich eine sachgerechte Lösung auf der Bandbreite und im Gesamtspektrum der möglichen Optionen finden lässt.

Preissignal zentraler Hebel für effizientes System. Wenn dieses Preissignal - ohne Marktversagen - entstehen kann sind alle relevante Informationen im Preis gebündelt, dann treffen Marktakteure volkswirtschaftlich effiziente Entscheidungen: der Einsatz von Kraftwerken, das Laden von Elektroautos, der Betrieb von Speicher, etc. erfolgt jeweils so, dass die Kosten des Gesamtsystems minimiert werden. Das kann, wie oben ausgeführt, auch stärker lokale Standortentscheidungen umfassen.

Die Rolle von Flexibilität im Strommarkt

Flexibilität wird ein zentraler Baustein des zukünftigen klimaneutralen Strommarkts mit hohen EE-Anteilen sein. Die Sektorenkopplung, die das System durch steigenden Verbrauch einerseits vor Herausforderungen stellt, ist gleichzeitig Teil der Lösung – vorausgesetzt, die neuen Verbraucher reagieren dann flexibel am Markt: z. B. Elektrolyseure, die in windstarken Zeiten den Strom verwenden und dem System den erzeugten Wasserstoff in wind-schwachen Zeiten wieder zur Verfügung stellen. Doch Elektrolyseure belasten in Starkwindfenstern das Netz zusätzlich, wenn sie an, netztechnisch gesehen, ungünstigen Standorten stehen, selbst wenn sie „zur richtigen Zeit“ laufen. Markt- und Netzfragen müssen beim Thema Flexibilität deshalb zunehmend zusammengedacht werden. Grundsätzlich stellt sich aber zunächst die Frage, was unter dem Begriff Flexibilität zu verstehen ist und wozu wir diese im zukünftigen Strommarkt brauchen.

Flexibilität als Sammelbegriff. Flexibilität ist die zeitliche Anpassung in der Erzeugung und/oder Nachfrage, um die Anforderungen des Stromsystems zu erfüllen. Flexibilitätsoptionen synchronisieren dazu Erzeugung und Verbraucher sicher, kosteneffizient und umweltverträglich.

Flex-Bedarf – kein „One size fits all“. Flexibilität ist und war im gewissen Sinne schon immer für das Stromsystem notwendig. Jedoch unterscheiden sich die heutige Art, Menge und Kosten der Flexibilitätsbereitstellung ganz erheblich ggü. dem zukünftigen System. Denn ein auf Erneuerbaren basiertes Stromsystem braucht natürlich ganz andere Flexibilitäts-Dimensionen, komplementäre Technologien und Flexibilitäts-Eigenschaften dieser Technologien. Dabei gibt es nicht die Flexibilität, sondern ganz unterschiedliche Arten von Flexibilitätsoptionen, die unterschiedlichen Zielen dienen. Deshalb kann es auch nicht die eine „Beschaffung von Flexibilität“ in allgemeiner Form z.B. auf einem zu diesem Zwecke neu eingeführten Flexibilitätsmarkt oder auch ein Flexibilitäts-Förderprogramm zur Erreichung eines definierten Flexibilitäts-Zielwerts geben. Die Bedürfnisse des Stromsystems sind sehr fein ausdifferenziert und daher letztlich nicht in dem einem „Flex-Bedarf“ oder „Flex-Produkt“ in Einklang zu bringen.

Flexibilität ist technologie-übergreifend. Die meisten Aspekte von Flexibilität können von unterschiedlichen Technologien bereitgestellt werden: Von konventionellen und erneuerbaren Erzeugern, Speichern, industriellen und kleinen Verbrauchern sowie auch dem Netz – inländisch oder auch grenzübergreifend über den Stromhandel. Oft ist es gerade das Zusammenspiel von Einzeltechnologien, das die sinnvollste Erbringung eines spezifischen Flexibilitätsbedarfs darstellt. Eine Beschränkung von Flexibilitätsanreizen auf einzelne Technologien ist i.d.R. nicht sinnvoll. Jedoch liegt bis heute, zum Teil aus historischen Gründen, ein Schwerpunkt der Flexibilitätserbringung bei den Stromerzeugern. Die Diskussion zu öffnen und zu erweitern auf Nachfrage und Speicher scheint deshalb sinnvoll, um deren Potenziale für das Stromsystem nutzbar zu machen, zugleich liegen hier weiterhin spezifische Hemmnisse vorliegen.

Flexibilität im Strommarkt. Jeder Strommarkt, sei es Spot- oder Regelleistung, bringt Angebot und Nachfrage zu einem bestimmten Zeitpunkt und in einem geographischen Gebiet in Einklang. Jeder Strommarkt ist also immer gleichzeitig ein Markt für Energie und für Flexibilität. Flexibilitätsanforderungen sind in den Lieferbedingungen und Produktanforderungen integriert, etwa in Form von viertelstündlichen Fahrplänen oder durch die Aktivierungsanforderungen der Regelleistung. Dies allein reicht aber nicht aus: Es geht zukünftig bei der Berücksichtigung von Flexibilitätsanforderungen im Strommarktdesign vielmehr auch darum, Stromprodukte, Marktsegmente und Systemdienstleistungen so zu definieren, dass sie die systemischen Anforderungen aus einem von erneuerbaren Energien geprägten Strommarkt, eines Systems mit hoher Durchdringung von Sektorkopplungstechnologien, abbilden und in diesem Sinne Flexibilität gehandelt werden kann.

Im Rahmen der Transformation des Energiesystems kann eine Anpassung von Marktsegmenten immer wieder sinnvoll sein, um Entwicklungen sich ändernder Flexibilitätsbedarfe z.B. mit stärkerer Durchdringung volatiler erneuerbarer Erzeugung, neuer Sektorkopplungstechnologien wie Elektromobilität oder neuer technologischen Möglichkeiten, abbilden zu können: So etwa durch die Einführung des 15 min-Handel in den 2010er Jahren oder möglicherweise die Beschaffung von weiteren Systemdienstleistungen in den 2020ern.

Flex-Hemmnisse als konkrete Herausforderung. Flexibilitäts-Hemmnisse bestehen insbesondere dort, wo der Strommarkt keine Preise für bestehende Flexibilitätsbedürfnisse bereitstellt, oder wo vertragliche oder gesetzliche Regelungen bzw. mangelnde Digitalisierung bestehende Preissignale blockieren. Ein Überblick der technischen, regulatorischen und (sozio-) ökonomischen Hemmnisse findet sich im zweiten Inputpapier.

Die Rolle von Lokalen Signalen im Strommarkt

Flexibilität betrifft die zeitliche Dimension im Stromsystem. Ein Speicher beispielsweise nimmt zu einem Zeitpunkt Strom auf, um ihn zu einem späteren dem System wieder zur Verfügung zu stellen. Er schafft dadurch einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage über die Zeit. Für das Gesamtsystem ist aber auch entscheidend, wo der Speicher steht. Erhöht ein Pumpspeicher im Süden in windstarken Zeiten die Nachfrage, so entsteht ein zusätzlicher Transportbedarf für die Bereitstellung der Flexibilität. Steht der Speicher (Großbatterie) im Norden, entlastet er das Netz durch die zusätzliche Nachfrage. Die erhöhte Gleichzeitigkeit und Variabilität von Erzeugung und Verbrauch bringt also immer auch eine geografische oder lokale Komponente mit sich. Um auch den örtlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu garantieren, müssen die Netze entsprechend in jedem Fall weiter ausgebaut werden. Es ist jedoch gerade in der Transformationsphase weiter mit deutlichen Engpässen zu rechnen, und auch das Zielnetz wird nie zu 100 % engpassfrei sein. Auf der anderen Seite würde sich vollständige Engpassfreiheit nur im äußersten Fall eines maximal lokal-granularen Strompreises erreichen lassen. Deshalb ist zu diskutieren, wo das effiziente Mittel zwischen Engpässen und lokalen Preissignalen liegt und welche Mechanismen am besten eine lokale Steuerung im Stromsystem ermöglichen. Dazu gehört auch die geographische Steuerungsmöglichkeit über Preissignale.

Lokale Signale. Die Knappheit von Übertragungs- und Verteilnetzkapazitäten kann auf ganz unterschiedliche Arten abgebildet werden: Entweder im Großhandelsmarkt selbst, etwa durch die Teilung der Gebotszone oder im maximal-granularen Fall durch Nodal Pricing. Oder alternativ bzw. ergänzend durch Zusatzinstrumente außerhalb des eigentlichen Großhandelsmarktes (Netzentgelte, Netzanschlusskosten, Förderinstrumente für Erzeugung und Verbrauchstechnologien). Zusatzinstrumente können z.B. dann sinnvoll sein, wenn Marktmacht und/oder Transaktionskosten hoch sind, erwartet wird, dass der Netzausbau absehbar die Engpässe behebt, andere Faktoren wie Investitionssicherheit hoch gewichtet werden oder um gezielt bestimmte Akteure regional zu steuern, weil das für das Gesamtsystem unter Umständen als effizienter bzw. durchsetzbarer angesehen wird. Zusatzinstrumente bilden lokale Preise meist nur näherungsweise ab, weil sie sich nicht auf Basis des aktuellen Systemzustands bilden, also die jeweils aktuelle Nachfrage, Erzeugung und Netzengpässe nicht „live“ und umfassend berücksichtigen. Beispielsweise unterscheiden sich regionalisierte Netzentgelte in der Regel um einen fixen Cent/kWh-Betrag, während sich die Preise zwischen geteilten Gebotszonen nur in denjenigen Stunden auseinanderbewegen, in denen die Übertragungskapazität tatsächlich knapp ist.

Überlagerung von Signalen. Während sich in einem lokal stark differenzierten Strommarkt alle Knappheiten und Kosten – aus Netz und Erzeugung – in einem Strompreis abgebildet finden, überlagern sich bei Zusatzinstrumenten mehrere Preissignale. Wird beispielsweise ein zonaler Strommarkt mit einem Zusatzinstrument zur Abbildung von Verteilnetz-Knappheiten kombiniert – etwa zeitlich variable Verteilnetzentgelte –, so kommen bei

Marktakteuren zwei getrennte Preissignale an. Es ist dann die Überlagerung von Markt- und Netzsignal, die das Handeln bestimmt. Dies ist keineswegs widersprüchlich, sondern bildet die physikalische Realität korrekt ab, in der gleichzeitig Erzeugungskosten und Netzrestriktionen bestehen können. So kann es durchaus sinnvoll sein, wenn in einem bereits überlasteten Verteilnetzstrang Elektroautos das Laden verschieben, selbst wenn der zonale Großhandelspreis zur Mittagszeit auf null fällt.

Ob und unter welchen Bedingungen Lokale Signale und/oder Zusatzinstrumente sinnvoll und notwendig sind, ist eine der zentralen Fragen zum Thema „Lokale Signale“ im Strommarktdesign der Zukunft.