

EDNA-Factsheet:

Flexibilitätsoptionen – die Transformation des Strommarktes stemmen

Inhalt:

Herausforderungen des neuen Strommarktes.....	3
Was sind Flexibilitätsoptionen?	4
Übersicht.....	4
Arten von Flexibilitätsoptionen:	4
Lastmanagement.....	5
Speichersysteme (aus technischer Sicht)	5
Steuerung dezentraler Erzeugungs-Anlagen (aus technischer Sicht)	6
Technische Potentialabschätzung von Flexibilitätsoptionen.....	6
Lastmanagement	6
Technisches Potential von Speichersysteme.....	7
Technisches Potential zur Steuerung dezentraler Anlagen	7
Fazit.....	8
Qualitativ hochwertige Versorgung hat ihren Preis.....	8
Öffnung der Regelenergiemärkte.....	9
Übersicht.....	9
Marktpreise auf den Regelleistungsmärkten	9
Anreizsysteme für das Privatkundensegment.....	11
Übersicht.....	11
Anreizsystem bei Einspeisung	12
Anreizsystem bei Verbrauch	12
Wo gibt es Forschungs- und Entwicklungsbedarf?	12

Herausforderungen des neuen Strommarktes

Status Quo - steuerbare Kraftwerke stabilisieren das Netz

Die Stromversorgung erfordert rein physikalisch eine weitgehende Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch (vereinfacht wird im Text abweichend von der physikalischen Realität immer von „Erzeugung“ und „Verbrauch“ elektrischer Energie gesprochen).

Das Maß dafür ist die Netzfrequenz, in Mitteleuropa beträgt sie 50 Hz. In einem Erzeugungssystem, in dem elektrische Energie vorrangig aus steuerbaren Kraftwerken stammt, ist die Frequenzhaltung und damit das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch ein planbarer eingespielter Vorgang, der bestenfalls durch unvorhersehbare Ereignisse, wie dem Ausfall größerer Übertragungskapazitäten oder von Kraftwerken aus dem Tritt geraten kann. Aber selbst dann steht im europäischen Verbundnetz genügend Reservekapazität zur Verfügung, um kritische Netzsituationen in den Griff zu bekommen. Darüber hinaus verfügt ein Großteil des heutigen Kraftwerksparks über sogenannte Schwungmassen, welche harte Erzeugungsänderungen – also plötzliches Zu- oder Abschalten von Erzeugungskapazitäten – weitgehend abfedern können.

Künftig - fluktuierende Erzeugung macht Frequenzstabilität schwieriger

Anders verhält es sich im Zielsystem der künftigen Stromversorgung in Deutschland respektive auf lange Sicht in Europa. Bis zum Jahr 2050 wird der Kraftwerksmix seine wünschenswerte Transformation hin zu mindestens achtzig Prozent erneuerbarer Energien als Anteil an der gesamten Stromerzeugung (kWh) in Deutschland vollzogen haben. Die daraus resultierende Herausforderung besteht darin, dass ein Teil dieser Kapazitäten dargebotsabhängig ist. Dies bedeutet, dass die fluktuierende Stromproduktion vom Wetter abhängt. Sie richtet sich nicht nach der Nachfrage oder dem Börsenpreis. Damit wird es schon in wenigen Jahren, noch mehr als bereits heute, immer wieder Zeiten geben, in denen entweder die Stromerzeugung die gleichzeitige Nachfrage übersteigt, oder aber die Stromerzeugung nicht ausreicht, um den gleichzeitigen Strombedarf zu decken. Solche Mangelsituationen ergeben sich beispielsweise an wolkigen sowie windarmen kalten Wintertagen.

Damit aber ist das erforderliche Gleichgewicht von erzeugtem und zeitgleich verbrauchtem Strom ungleich komplexer herzustellen. Hinzu kommt das Problem, dass die bisher dämpfend wirkenden Schwungmassen der Wärmekraftwerke zum größten Teil verschwinden werden, da sie durch Photovoltaik (PV) oder Windkraftanlagen mit sprunghaften Leistungsänderungen ersetzt sein werden.

Lösungsansätze

Darum benötigt die Transformation des Strommarktes ein neues Design für eine sichere, kosteneffiziente und umweltverträgliche Stromversorgung. Um dabei die Risiken zu minimieren, sind aus den politischen Diskussionen um den künftigen Strommarkt Vorschläge hervorgegangen, die geeignet sind, eine sichere deutsche Stromversorgung auch im europäischen Kontext zu garantieren. Niedergelegt sind die Eckpfeiler im sogenannten Strommarktgesetz. Neben reinen Kapazitätsmechanismen, wie sie die Vorhaltung von gesicherter Kraftwerksleistung oder schaltbarer Lasten darstellen, werden darin auch Möglichkeiten beschrieben, wie durch ein intelligentes Zusammenspiel von Erzeugung, Nachfrage und dem Einsatz von Speichern ein neues, gleichwohl ebenfalls sicheres Versorgungssystem erreicht werden kann. Dieses intelligente Zusammenspiel kann man als Flexibilisierung bezeichnen.

In den nachfolgenden Kapiteln wird geklärt, welche Optionen, aber auch welche Hemmnisse, für die Flexibilisierung bestehen und welche Randbedingungen erfüllt sein müssen, damit die Transformation des Strommarktes zu einer Erfolgsstory und einer Chance für den Wirtschaftsstandort Deutschland wird.

Was sind Flexibilitätsoptionen?

Übersicht

Damit deutschlandweit System- bzw. Netzstabilität gewährleistet sind, muss zu jedem Zeitpunkt die Stromerzeugung gleich dem Stromverbrauch sein. Ändert sich eine Seite dieser Gleichung, muss die andere Seite nachziehen. Sobald die Möglichkeit besteht, gezielt die Stromerzeugung oder den Stromverbrauch nach spezifischen Freiheitsgraden anzupassen, sprechen wir von Flexibilisierung. Mit Bezug auf das deutsche Stromnetz, wie auch lokal betrachtet, bezeichnet „Flexibilität“ diese Adaptionsmöglichkeit von Stromerzeugung und Stromverbrauch.

$$\text{Flexibilität} = |\text{Stromverbrauch} - \text{Stromerzeugung}|$$

Arten von Flexibilitätsoptionen:

Als Flexibilitätsoptionen sind Lastmanagement auf allen Netzebenen, Speichersysteme sowie die Steuerung von Erzeugungsanlagen einsetzbar.

Im Rahmen dieses Fact-Sheets werden seitens der Erzeugung die Flexibilitätsoptionen dezentraler Erzeugungsanlagen betrachtet.

Lastmanagement

Lastmanagement besteht ganz allgemein aus Abweichungen vom üblichen Stromverbrauchsmuster durch die Endkunden. Sie sollen dadurch zeitnah auf die Erzeugungssituation reagieren, angereizt durch den Strompreis oder durch Anreizzahlungen, deren Ziel es ist, Stromverbrauch in Zeiten hoher Stromgroßhandelspreise zu vermeiden oder zu senken, um damit die Systemstabilität zu sichern. In Bezug auf die Systemstabilität erfolgt der Eingriff in die Fahrweise von Verbrauchs- oder Erzeugungsanlagen häufig ohne monetären Ausgleich" [1].

Es ist zwischen dem technischen und dem wirtschaftlichen Lastmanagementpotential zu unterscheiden, siehe Abbildung 1 [1]. **Das technische Lastmanagementpotential** beschreibt das durch die jeweilige Technologie insgesamt mögliche Verlagerungspotential. Im Gegensatz dazu beschreibt **das wirtschaftliche Potential** den Bereich, in dem eine Lastverlagerung aus monetärer Sicht sinnvoll durchgeführt werden kann.

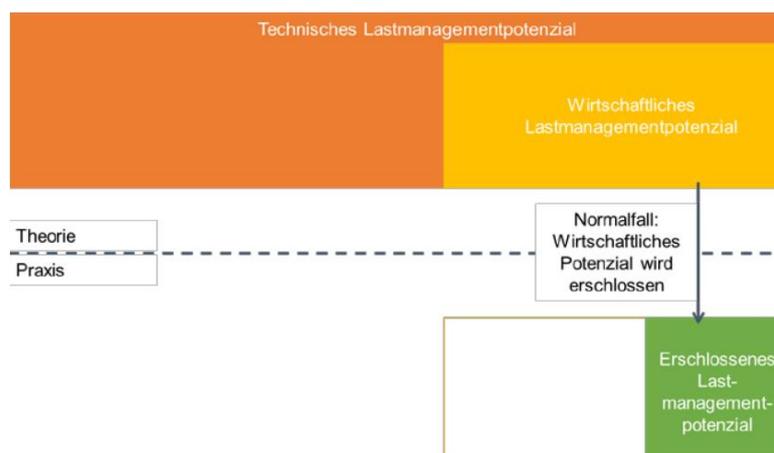


Abbildung 1: Technisches und wirtschaftliches Lastmanagementpotential

Speichersysteme (aus technischer Sicht)

Direkte und indirekte Strom-Speicher bieten die Möglichkeit, sowohl Einspeiseüberschüsse als auch Lastspitzen temporär auszugleichen. Entscheidend für die Speicherfähigkeit eines Energiespeichers sind die Ein- und Ausspeicherleistung, die Lade- und Entladewirkungsgrade sowie die Speicherkapazität.

Die nachfolgenden Faktoren sind bei der Nutzung von Speichersystemen zu berücksichtigen:

- Platzierung im Netz (Standortwahl)
- Dimensionierung von Speicherleistung und Speicherkapazität
- Wirkleistungsabgabe und -bezug im Rahmen des Netzbetriebs
- Blindleistungsbereitstellung im Rahmen des Netzbetriebs

Steuerung dezentraler Erzeugungs-Anlagen (aus technischer Sicht)

Möglichkeiten zur Steuerung dezentraler Anlagen bestehen in der Anpassung der Wirkleistungsabgabe sowie der Anpassung der Blindleistungsbereitstellung.

- *Anpassung Wirkleistungsabgabe*
 - Anlagen größer als 100 kW müssen den Teillastbetrieb technisch erfüllen können
 - Für Photovoltaik ist das Ganze verpflichtend ab 30 kWp
 - Derzeit ist eine Anpassung auf 0, 30, 60, und 100 % üblich
- *Beeinflussung Blindleistungsbereitstellung mittels*
 - Fixen Leistungsfaktor $\cos(\phi)$
 - Wirkleistungsabhängigen Leistungsfaktor $\cos(\phi)(P)$
 - Direkter Vorgabe eines Blindleistungssollwerts in MVar
 - Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$

Technische Potentialabschätzung von Flexibilitätsoptionen

Nachfolgend wird das technische Potential der drei zuvor eingeführten Flexibilitätsoptionen analysiert und bewertet. Dabei werden sowohl das negative (Abregelung der Erzeugung) als auch das positive Potential (Erhöhung der Erzeugung) der jeweiligen Technologie dargestellt.

Lastmanagement

Zunächst erfolgt eine Darstellung des technischen Lastmanagementpotentials getrennt nach den Sektoren Industrie, Gewerbe und Haushaltskunden [2].

- Industrie: Durch Veränderung der industriellen Prozesse (Abschaltungen und Verschiebungen) ergibt sich ein Potential von -5 GW bis zu +6 GW mit Reichweiten von mehreren Stunden.
- Gewerbe: Größtenteils durch Verschiebung der Kühlprozesse und Nutzung von Prozesswärme ergibt sich hier ein Potential von -5 GW bis zu +3 GW.
- Haushalte:
 - Elektromobilität, Wärmepumpenheizungsanlagen (zukünftig vermehrt auch im Kühlbetrieb) und Warmwassergroßspeicher sind ganzjährig in Ihrem Verbrauchsverhalten steuer- und schaltbar. Bei den Neubauten nimmt der Anteil an Gebäuden mit Wärmepumpen und damit der steuerbaren Leistung weiter zu.
 - Nachtspeicherheizungen werden häufig an erster Stelle beim Lastmanagement im Haushalt genannt, nehmen aber aufgrund des geringen Komforts und hoher anlegbarer Energiepreise in ihrer Bedeutung immer weiter ab. Derzeit werden hier bis zu 30 GW Verlagerungspotential gesehen, das allerdings nur im Winter abrufbar ist.
 - Im geringen Umfang können automatisierte Kühl- und Gefriergeräte einen weiteren Beitrag zur Lastverlagerung leisten.

Für Nordrhein-Westfalen ist zusätzlich das technische Lastmanagementpotential unabhängig von der Sektorentrennung analysiert worden[1]. Das Lasterhöhungspotential in den verschiedenen Sektoren liegt bei 8,4 GW. Das Lastreduktionspotential beträgt weniger als 1,3 GW, größtenteils in der energieintensiven Industrie (Aluminiumelektrolyse, Papierherstellung und Elektrostahlerzeugung).

- *Nutzung des technischen Potentials:*
 - Partizipation am Regelleistungsmarkt, Sportmarkt und zur Netzspitzenreduktion
 - Aktive Nutzung des Regelleistungsmarkts derzeit ausschließlich durch die energieintensive Industrie (allerdings nur in einer Größenordnung von mehreren 100 MW)
 - Geringe Aktivität am Spotmarkt
 - Netzspitzenreduktion durch Industrie und Gewerbe zur Reduzierung der Netzentgelte
- *Gründe der Nicht-Erschließung*
 - Industrie: Aktuell existieren viele Forschungsprojekte zur Analyse der Möglichkeiten des Lastmanagementpotentials. Da kaum Know-how verfügbar ist, ist Lastmanagement nur in der energieintensiven Industrie bereits im alltäglichen Geschäftsbereich vertreten. Jedoch ist die Optimierung der Netzentgelte meistens wirtschaftlicher als die Teilnahme an den Märkten.
 - Gewerbe: Pilotprojekte gibt es ausschließlich im größeren Gewerbe. Kleine Gewerbe werden größtenteils über Standardlastprofile (SLP) abgerechnet, so dass keine Möglichkeiten bzw. Anreize zur Anpassung des Verbrauchsverhaltens bestehen.
 - Haushalte: Ohne eine notwendige Aggregation sind die Energiemengen zur Teilnahme an den Märkten zu gering.

Technisches Potential von Speichersysteme

Die Speicherung von Wärme mittels Power-to-Heat bietet ein Potential von bis zu 12 GW. Druckluftspeicher ermöglichen die Speicherung von bis zu 1 GW. Zukünftig sollen bis zu 150 GW mittels Elektrofahrzeugen gespeichert werden können. Dadurch wird jedoch auch wieder die Last erhöht, so dass der Flexibilitätsbedarf weiter ansteigt und nicht selbst vollständig durch Elektrofahrzeuge zur Verfügung gestellt werden kann. Die viel diskutierte Power-to-Gas-Technologie wird an anderer Stelle besprochen.

Technisches Potential zur Steuerung dezentraler Anlagen

Biogasanlagen bieten die Möglichkeit bis zu 20 GW mit einer Reichweite von bis zu 20 Stunden zu „verschieben“. Zukünftig sollten sie vermehrt bedarfsorientiert produzieren, da ihr Einsatz steuerbar ist. Bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist ausschließlich eine Lastreduktion durch Drosselung der Anlagenleistung realisierbar.

Fazit

Lastmanagement ist eine geeignete Flexibilitätsoption für die verschiedenen Sektoren, wobei diese derzeit größtenteils in den Bereichen Gewerbe und Industrie Anwendung findet. Im Haushaltskundenbereich stellt aktuell die fehlende Ausstattung mit geeigneten IKT-Komponenten (IKT: Informations- und Kommunikationstechnik) ein Hindernis für einen großflächigen Einsatz dar. Darüber hinaus verhindern die derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen eine wirtschaftliche Erschließung des Lastmanagements im Haushaltskundenbereich, wie auch bei Industrie und Gewerbe. [5].

Speichertechnologien sind zum jetzigen Zeitpunkt zu teuer, um sinnvoll als ausschließlicher Energiespeicher genutzt zu werden. Denkbar sind jedoch Konzepte wie Second-Life-Batterien oder die Energiespeicher von Elektrofahrzeugen. Zum jetzigen Zeitpunkt ist die Speicherung von elektrischer Energie als Wärme oder in beliebigen anderen Energieformen (sogenannte Power-to-X-Verfahren) sinnvoller als die direkte Speicherung. Es wird davon ausgegangen, dass in den nächsten 10-20 Jahren die benötigte Flexibilität anderweitig zur Verfügung gestellt werden kann (z. B. durch flexible Kraftwerke oder das Lastmanagement). Erst bei sehr hohen Anteilen von Erneuerbaren Energien (größer als 90 %) werden Speichersysteme zwingend notwendig sein [4].

Das Potential der Steuerung von dezentralen Erzeugungsanlagen ist zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht voll ausgeschöpft. Insbesondere Kleinanlagen unter 100 kW sind derzeit nur bei der Photovoltaik fernsteuerbar. Durch die Teilnahme an der Direktvermarktung von EEG-/KWKG-Anlagen reagieren dezentrale Erzeuger aufgrund erweiterter Fernsteuerbarkeit auf den Marktpreis und leisten damit einen entsprechenden Beitrag zur Systemstabilität. Sofern sich zukünftig weitere technische Möglichkeiten zur Fernsteuerung auch von kleineren Anlagen ergeben, sind zusätzliche Flexibilitätsoptionen zu heben.

Qualitativ hochwertige Versorgung hat ihren Preis

Die oben genannten Flexibilitätsoptionen sind von enormer Bedeutung für die Systemstabilität. Erst deren Nutzung ermöglicht die Systemintegration der fluktuierenden Einspeisung, insbesondere der von Wind und Photovoltaik, auch bei hohen Anteilen an der Gesamtstromerzeugung. Die fluktuierende Einspeisung erhöht prinzipiell den Preis der Versorgung (durch Folgekosten für Regelenergie, für Redispatch oder höhere Systemausfallzeiten).

Eine Option besteht für Deutschland heute schon in der Sektorenkopplung von Strom und Gas (Power-to-Gas). Überschüsse aus fluktuierender Erzeugung werden gespeichert, z. B. die Umwandlung überschüssiger Windstromproduktion in Gas und anschließende Gasspeicherung (Power-to-Gas). Später erfolgt die flexible Erzeugung von Strom mittels flexibler Gas- und Dampfkraftwerke (GuD-Kraftwerke) oder Blockheizkraftwerken (BHKWs Gas-to-Power). Bei niedrigen Großhandelspreisen würde überschüssige Energie in Gas gewandelt, Power-to-Gas, und bei hohen Strompreisen würde mit diesem Gas wieder Strom produziert, Gas-to-Power. Für die Power-to-Gas-Technologie

besteht in Deutschland Speicherpotential von 210 bis 230 TWh, also deutlich mehr als bei einer reinen Stromspeicherung (Kapazität ca. 40 GWh). Ergänzend können durch die Gasnetze Netzengpässe im Stromnetz überbrückt werden. Die aktuelle Problematik liegt weniger im technischen als vielmehr im wirtschaftlichen Bereich.

Öffnung der Regelenenergiemärkte

Übersicht

An den Regelenenergiemärkten ist der Preis für Flexibilitätsoptionen durch ein Überangebot aus dem deutschen Kraftwerkspark in den letzten Jahren stark gefallen. Zusätzlich wurden die Mindestangebotsgrößen der Regelenenergiebänder (MRL und SRL) auf 10 MW und dann 5 MW (MRL ab dem 03.07.2012; SRL ab dem 27.6.2011) mit automatischem Abrufverfahren reduziert, so dass neue Anbieter (z. B. als Aggregatoren) auf den Markt drängen konnten. Die dadurch entstandenen Preiseinbrüche für Flexibilität werden flankiert durch einen weiter abgesunkenen Spotmarktpreis im Großhandel auf Durchschnittswerte zwischen 20 bis 40 €/MWh in 2016. Ursache für diesen Preisdruck ist ein generelles Überangebot an Erzeugung (allein in Deutschland 179 GW, davon aber nur 102 GW steuerbar) verstärkt durch den merit-order-Effekt, den die Erneuerbaren Energien aufgrund von Grenzkosten bei null auslösen.

Insofern hat Erzeugungs-Flexibilität heute nicht den „fairen“ Preis. Die Preissignale sind der Bereitstellung von weiterer flexibler Leistung nicht dienlich. In der Folge sind sowohl bei der Minutenreserve wie auch bei der Sekundärreserve einzelne gut etablierte Anbieter wegen mangelnder Rentabilität wieder aus dem Regelenenergiemarkt ausgestiegen. Große Kraftwerksbetreiber wie E.ON, RWE, Vattenfall aber auch Trianel und viele andere Stadtwerke stehen unter extremem Erlösdruck und geben teilweise das Erzeugungsgeschäft auf oder verlagern es.

Andererseits hat sich die Systemstabilität der Stromnetze verschlechtert. Die Dauer der sogenannten Redispatchmaßnahmen hat sich in 2015 gegenüber 2014 auf knapp 16.000 Stunden annähernd verdoppelt. Die betroffenen Strommengen hätten sich in etwa verdreifacht, meldete die BNetzA in ihrem Monitoring-Bericht. Damit seien die Kosten für die Netz- und Systemsicherheit laut Bericht in 2015 auf 1,13 Milliarden Euro stark angestiegen (in 2014 noch 436 Millionen Euro).

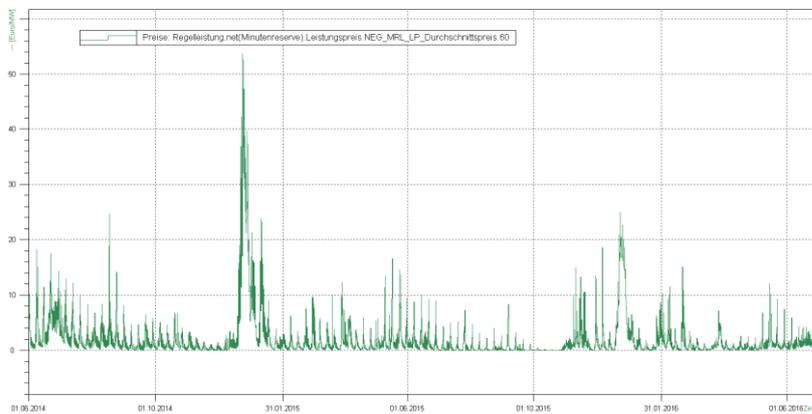
Marktpreise auf den Regelleistungsmärkten

Die nachfolgenden Darstellungen verdeutlichen beispielhaft den Trend, dass für die Bereitstellung der Flexibilität auf den Regelenenergiemärkten in den letzten Jahren für die meisten Erzeugungskapazitäten keine auskömmlichen Preise mehr zu erzielen waren. Insofern fehlen zurzeit die Anreize in diese Märkte zu investieren.

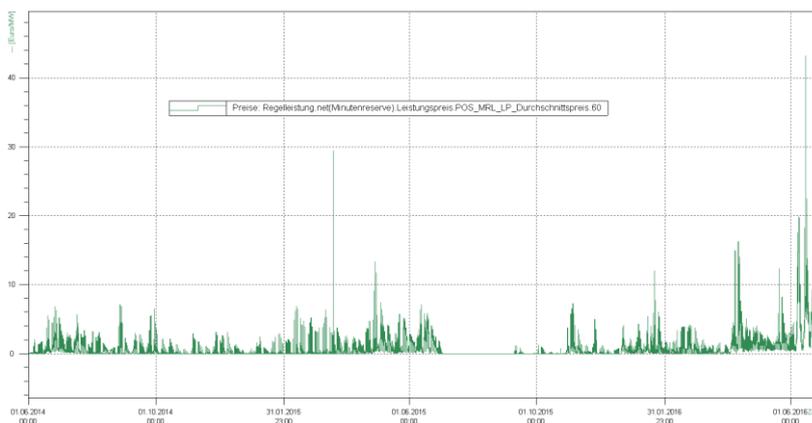
Als Folge ist der Aufbau und die Bereitstellung neuer Flexibilitäten im Energiesystem (Kraftwerke, Speicher) nach unserer Beobachtung fast zum Erliegen gekommen. Das wird auch in der angespannten wirtschaftlichen Situation vieler Stadtwerke oder Verbände deutlich, die auf diesen Märkten aktiv sind oder den Einstieg planen.

Eine deutliche Verbesserung ist mit den im Juli 2018 in Kraft tretenden neuen Spielregeln zu erwarten, wenn neue Regelenergiespielregeln zu kürzeren Vorlaufzeiten (ähnlich Intraday-Markt) und kleineren Losgrenzen führen. Damit würden Flexibilitätsoptionen vor allem im Kurzzeitbereich auch für erneuerbare Energien interessant werden. Eine entsprechende Konsultation ist auf der Website der BNetzA einzusehen.

Beispiel: Negativer MRL Leistungspreis (Durchschnittspreis aller bezuschlagten Gebote)



Beispiel: Positiver MRL Leistungspreis (Durchschnittspreis aller bezuschlagten Gebote)



Fazit

Als Fazit lässt sich zusammenfassen, dass die qualitativ hochwertige Versorgung mit Vorrang der Erneuerbaren Energien eine adäquate Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen erfordert. Deren Bereitstellung sollte von Preisanreizen angestoßen werden, die aber zurzeit nicht vorhanden sind.

Dennoch ist davon auszugehen, dass nach Ausstieg aus der Kernenergie (2022) und der Novellierung des Treibhausgasemissionshandels (Anstieg von CO₂-Preisen), bei gleichzeitigem Rückgang der EEG Subventionsvolumina ein wachsender Bedarf an Flexibilitätsoptionen besteht.

Anreizsysteme für das Privatkundensegment

Übersicht

Der Wandel von einer Nachfrage-gesteuerten Stromerzeugung zu einer mehrheitlich fluktuierenden Stromerzeugung wird in den nächsten Jahren deutlicher zu erkennen sein. Aktuell plant der klassische Erzeuger nach dem natürlichen Verbrauchsverhalten der Kunden und dementsprechend nach einem Standardlastprofil. Dieser Verlauf widerspricht dem Standardeinspeiseprofil einer EE-Anlage. Zur Verdeutlichung ist in Abbildung 2 das Erzeugungsprofil einer PV-Anlage und das Lastprofil eines Haushalts im Tagesverlauf gegenübergestellt.

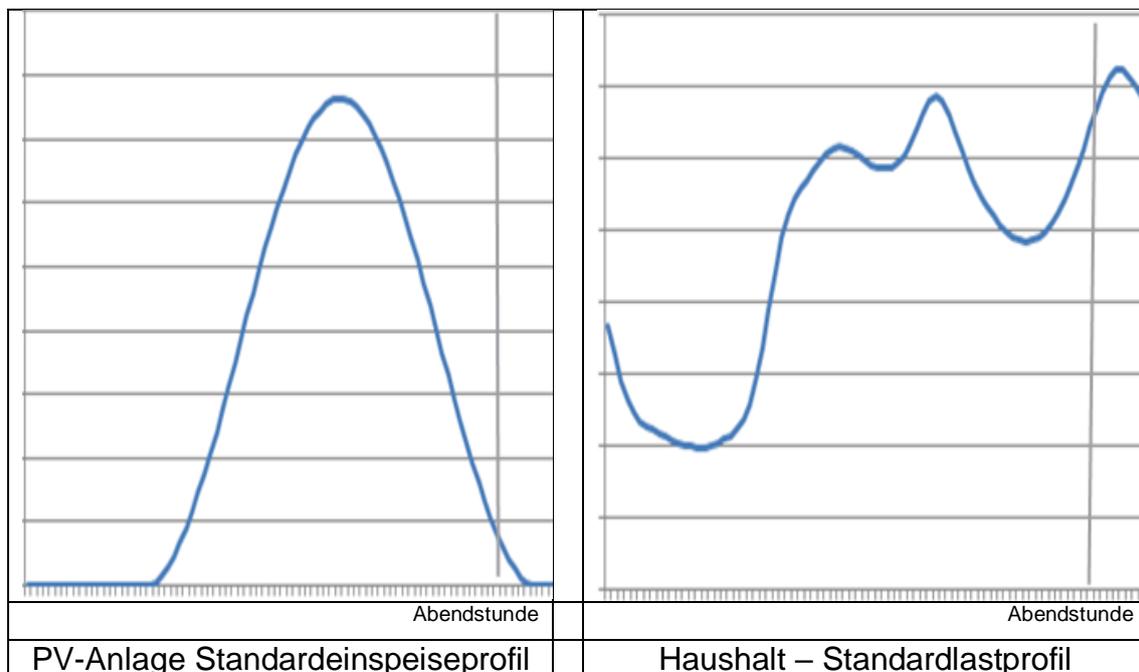


Abbildung 2: Vergleich zwischen PV-Einspeisung und Standardlastprofil

Es ist zu erkennen, dass die Energieerzeugung und der Energiebedarf auf lokaler Ebene zu den Abendstunden gegenläufig sind.

Zusätzlich zu diesem Problem können Wetterveränderungen die erwartete Energieerzeugung beeinflussen. So konnten in den letzten Jahren punktuelle Abweichungen von bis zu 90 % zwischen der Erzeugungsprognose und der Einspeisemenge beobachtet werden.

Die Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlicher Einspeisung auf der einen Seite und tatsächlichem Verbrauch auf der anderen Seite begründen den Bedarf an Flexibilität.

Die Zuverlässigkeit der unterbrechungsfreien Energieversorgung sollte von allen Marktteilnehmern nicht als Selbstverständlichkeit gesehen werden. Diese Zuverlässigkeit wird insbesondere durch systemdienliche Flexibilität gesichert, die grundsätzlich sowohl beim Verbraucher als auch beim Einspeiser gehoben werden kann. Diese Flexibilität, die auf den verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette zur Verfügung steht, muss über monetäre Anreize stimuliert werden. Diese Anreize beinhalten sowohl Pönalen als auch Belohnungen. Zu den bekanntesten Anreizsystemen im Privatkundensegment gehören die variablen Tarife, die sowohl für die Ein- als auch Ausspeisung angewandt werden können.

Anreizsystem bei Einspeisung

Stromeinspeisung muss in erster Hinsicht systemdienlich und erst dann finanziell zweckdienlich für den Anlagenbetreiber sein. Das Anreizsystem muss neben Strompreisen/Vermarktungserlösen eine systemdienliche Komponente enthalten, die bei Bedarf regionalisiert werden kann. Speist ein Erzeuger zur falschen Zeit am falschen Ort ein, muss er mit Nachteilen rechnen. Das bedeutet, dass ein finanzieller Nachteil die Vermarktungserlöse übersteigen muss. Mittels dieser Mechanismen soll der Anlagenbetreiber zum Eigenverbrauch oder zur Speicherung des Stroms motiviert werden.

Anreizsystem bei Verbrauch

Der Hebel um das Verbraucherverhalten im Privatkundensegment zu beeinflussen ist sehr gering, da der Preis-Anteil der reinen Energie am Strompreis des Endverbrauchers sehr gering ist. So beträgt der Anteil für Beschaffung und Vertrieb am durchschnittlichen Strompreis für einen Haushalt in 2017 gerade einmal 19 %. Für Haushalte liegen langjährige Erfahrungen über das Verbrauchsverhalten vor, die über Standardlastprofile beschrieben werden. Diese Verbrauchskurven werden weiterhin weitestgehend der Realität entsprechen, da es auch mittelfristig nur schwache finanzielle Anreize über variable Tarife im Privatkundensegment geben wird, um eine wesentliche Änderung des Verbrauchsverhaltens im Privatkundensegment zu provozieren. Diese Adaption der Lastkurve in Richtung der Energieverfügbarkeit mit monetären Anreizen (variable Tarife) verspricht deshalb nur bedingt Erfolg, da der Spielraum des Preisnachlasses aufgrund des niedrigen Strompreis-Anteils nur marginal ist. Aus heutiger Sicht ist ein monetärer Anreiz auf Basis des Verbraucherstrompreises nicht gegeben. Unter Berücksichtigung zusätzlicher Verbraucher (z. B. Elektromobilität) muss es neue Anreizsysteme geben, z. B. die Vergütung von netzdienlicher Verbrauchersteuerung.

Wo gibt es Forschungs- und Entwicklungsbedarf?

Die geänderten Anforderungen einer dargebotsabhängigen Energieerzeugung werden eine Weiterentwicklung des derzeitigen Marktrollenmodells zwingend notwendig machen. Dabei müssen die zukünftig in wesentlich größerem Umfang benötigten Flexibilitätsoptionen und die regionalen Anforderungen an

die Netzstabilität berücksichtigt werden. Erforderlich ist eine faire Verteilung von Risiken. Es wird davon ausgegangen, dass es zu neuen Marktrollen und einer Verschiebung der Aufgabenbereiche kommt. In einem ersten Schritt hat die Bundesnetzagentur die Einführung der Marktkrolle Aggregator in ihrem Aggregatormodell vorgeschlagen [6].

Ziel der Forschung muss es sein, das technisch und wirtschaftlich verfügbare Potential an Flexibilität zu erhöhen und dem Energiesystem marktwirtschaftlich zur Verfügung zu stellen. Damit soll der zukünftig netzseitig notwendige Speicherbedarf zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit reduziert werden.

Dazu ist auf der Ebene der Planung und Errichtung von Anlagen und Betriebsmitteln im privaten aber im Besonderen auch im industriellen Umfeld zu untersuchen, inwieweit durch ganzheitliche und sektorübergreifende Betrachtungen weitere Flexibilitätspotentiale bereitgestellt werden können. Hierzu sind auch politische Handlungsmöglichkeiten zu erarbeiten, um Anreize für die Bereitstellung von Flexibilität als komplementäres Ziel zu den Energieeffizienzzielen zu schaffen.

Neben der Schaffung ist die IKT-technische Anbindung der Flexibilitätspotentiale eine F&E-Aufgabe. Flexibilität wird vielfach durch Betriebsmittel bereitgestellt, die primär einen kundenbezogenen Zweck erfüllen und damit technisch zur Verfügung stehen, aber für das Energiesystem erst erschlossen werden müssen. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang beispielsweise die Ausstattung innerhalb einzelner Haushalte oder auch die großflächige Ausstattung von Liegenschaften bzw. Wohnquartieren. Primärer Treiber werden die in Zukunft im Netz zu verbauenden intelligenten Messsysteme in Kombination mit CLS-Steuerboxen sein. Aber auch Anlagen, die nicht mit iMS ausgestattet werden, sind durch geeignete IKT-Komponenten sowie Mess- und methodischer Konzepte auf allen Ebenen des Energiesystems für eine großflächige Anbindung der Flexibilitätspotentiale auszurüsten. Treiber hierfür sind Industrie 4.0 und Smart Home, Smart Building und Quartiersmanagement-Applikationen.

Eine weitere F&E-Aufgabe stellt die regulatorische und prozesstechnische Einbindung der Flexibilitätsoptionen in den Energiemarkt dar.

Schließlich gilt es zu untersuchen, wie die Randbedingungen und Zielstellungen für den Einsatz der Potentiale koordiniert und umgesetzt werden können. Hierzu gehören Untersuchungen zu den methodischen Herangehensweisen der Planung und des Einsatzes der Flexibilitätspotentiale unter Berücksichtigung lokaler, regionaler/kommunaler und systemweiter Randbedingungen der verschiedenen Akteure (Netzbetreiber, Anbieter von Mieterstrom, Kommunen, Aggregatoren, Energielieferanten) und deren teilweise konkurrierender Zielstellungen.

Fazit:

Um den Rahmen für Flexibilitäts-Optionen zu schaffen, müssen regulatorische Maßnahmen ergriffen werden. EDNA sieht die vorgesehene Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte als vordringlich an. Hier sind die zentralen Punkte kleinere Mindestleistungen, kürzere Vorlaufzeiten sowie Harmonisierung mit dem Intraday-Markt. Ergänzend kann langfristig auf einfache Präqualifikationsmöglichkeiten für die Teilnahme von Windkraftwerken und Photovoltaikanlagen am Regelenergiemarkt ebenfalls nicht verzichtet werden.

Um schließlich die Flexibilitätsoptionen für kleinere Leistungen zu heben, ist eine umgehende Vorlage der vorgesehenen Lastmanagementverordnung nach §14a EnWG für die Niederspannung wünschenswert.

Ausgearbeitet von der PG „Flexibilitätsoptionen“ im EDNA Bundesverband
Energiemarkt und Kommunikation e.V.:

Richard Plum, ProCom GmbH (Vorsitzender)
Norbert Schulz, regiocom AG
Günter Stock, Kisters AG
Oliver Warweg, FHG
Marco Hünecke, regiocom AG
Alexander Stroband, Schleupen AG
Dirk Schumacher, SIV AG
Rüdiger Winkler, EDNA Bundesverband

Lörrach, September 2017

References

- [1] EnergieAgentur.NRW, „Lastmanagement in Nordrhein-Westfalen: Potenziale, Hemmnisse, Handlungsoptionen,“ Düsseldorf, 2016.
- [2] Plattform Erneuerbare Energien, Ed., „Bericht der AG 3 Interaktion,“ 2012.
- [3] C. Pape, „Roadmap Speicher: Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland,“ Würzburg, 2014.
- [4] D. Fürstenwerth, „Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz,“ 2014.
- [5] Z. Styczynski and D. Sauer, „Demand-Side-Management im Strommarkt: Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“,“ 2015.
- [6] Vorschlag Aggregator-Modell, Bundesnetzagentur
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/VortraegeVeranstaltungen/Aggregator_Modell_606.pdf?__blob=publicationFile&v=1