

Nachfrageflexibilisierung: Steuerung des Stromverbrauchs

Basiswissen-Dokument, Stand März 2020

1. Zusammenfassung

Nachfrageflexibilisierung umfasst Aktivitäten der Endverbraucher und der Energieversorger, um die Nachfragelast ausgeglichener zu verteilen und Lastspitzen zu glätten oder um die Lastkurve beispielsweise an jene der stochastischen Energieerzeugung anzugleichen. Denn der Ausbau von Photovoltaik und Windkraft stellt die Schweizer Stromversorgung vor neue Herausforderungen – die Stromproduktion wird vermehrt vom Wetter abhängen. Mit der sogenannten Nachfrageflexibilisierung ist es möglich, die Schwankungen zwischen Angebot und Nachfrage ein Stück weit zu steuern. Dies kann einerseits über tarifliche Anreize beim Konsumenten, andererseits über steuerungstechnische Methoden geschehen.

Die neuen Möglichkeiten des Eigenverbrauchs des selbst oder in Gemeinschaften produzierten Stroms wird die stochastische Rückspeisung etwas mindern und mittels Speicher oder der Flexibilisierung der Nachfrage noch stärker glätten.

Die steuerungstechnische Flexibilisierung setzt Verbraucher am Netz voraus, die über mehrere Stunden zu- oder abgeschaltet werden können. Dies sind in der Regel thermische Speicher, die Beiträge zur Nachfrageflexibilisierung im Bereich von 12 Stunden bieten können. Bei der Planung zum Beispiel von Wärmepumpen kann eine gewisse Überdimensionierung des Speichers Sinn machen, auch wenn damit kleine zusätzliche Energieverluste in Kauf genommen werden.

Im Unterschied zu vielen europäischen Ländern wird in der Schweiz schon traditionell ein erheblicher Einfluss auf das zeitliche Verbrauchsverhalten genommen, und zwar mittels Doppeltarifen und Rundsteuerung, die weit verbreitet sind. Die Einführung eines Smart Grid birgt ein hohes Potenzial für zusätzliche Flexibilisierung in der Zukunft. Allerdings sind hierzu beträchtliche Investitionen nötig.

2. Grundlagen

2.1 Definition

Im Rahmen der Nachfrageflexibilisierung sind Energieversorger und Endverbraucher gleichermaßen gefordert, die Last ausgeglichener zu verteilen und Lastspitzen zu glätten. Es kann aber auch umgekehrt bedeuten, Lastspitzen zu generieren, um sich damit der Produktion anzupassen. Im Hinblick darauf, dass die stochastischen Energiequellen wie Photovoltaik und Windkraft künftig ausgebaut werden dürften, kommt der Nachfrageflexibilisierung sowie der Förderung des Eigenverbrauchs eine wichtige Rolle zu: Sie sollen die Lasten optimieren, um die Netzkosten tief zu halten beziehungsweise die Investitionen für den Aus- und Umbau der Netze und des Erzeugungsparks zu reduzieren.

2.2 Rolle der Nachfrageflexibilisierung

Der wachsende Anteil an fluktuierender und schwer prognostizierbarer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (stochastische Energiequellen) stellt neue Herausforderungen an das Stromversorgungssystem. Bisher wurden solche Schwankungen im Netz durch Kraftwerke mit Reservekapazität ausgeglichen, die kurzfristig ihre Produktion der Nachfrage anpassen. Die Schwankungen müssen aber nicht notwendigerweise nur auf der Erzeugungsseite ausgeglichen werden: Teilweise kann auch die Stromnachfrage flexibilisiert werden, das heisst, die Nachfrage wird der Produktion angepasst. Idealerweise nutzt man den selbstproduzierten Strom per Flexibilisierung der Nachfrage gleich vor Ort. In diesem Fall spricht man von Nachfrageflexibilisierung oder *Demand side management*, abgekürzt DSM.

Die Nachfrageflexibilisierung dämpft somit den Bedarf an Reservekapazität und Spitzenenergie. Sie kann auf verschiedenen Stufen erfolgen: Von der Lastverschiebung von Wärme- oder Kältespeichern (Elektroboiler, Tiefkühltruhen) über den zeitversetzten Betrieb bis hin zum Abschalten von Lasten, oder bei umgekehrter Netzsituation von dezentralen Energieanlagen. Die Nachfrageflexibilisierung ist damit eng verknüpft mit Eigenverbrauchsgemeinschaften, Smart Grid und Smart Metering.

2.3 Flexibilisierungsarten

Es werden zwei Arten der Flexibilisierung unterschieden:

- Tarifliche Anreize (dynamische Stromtarife): Bei rein tariflichen Anreizen (der Konsument löst die Flexibilisierung aktiv aus und steuert diese, was zu einer deutlich geringeren tatsächlichen Nutzung führt, aber auch einen entsprechenden Spargewinn auslöst) ist von relativ geringen Potenzialen auszugehen. Diese betragen für bis zu 15 Minuten Verschiebung 15 % des Energiebedarfs der entsprechenden Gerätekategorie, fallen dann aber auf 10 % (bis 1 Stunde Verschiebung), 5 % (bis 2 Stunden) und schliesslich auf null (länger als 2 Stunden) ab.
- Steuerungstechnische Flexibilisierung: Bei der steuerungstechnischen Flexibilisierung werden die Geräte zur Lastverschiebung automatisch angesteuert. Dies setzt voraus, dass die Geräte mit entsprechenden Steuerungselementen ausgestattet sind. Darauf aufbauende Geschäftsmodelle der EVU, beispielsweise Tarif- beziehungsweise Preisstrukturen, die zur Lastverlagerung mehr als bisher Anreiz geben, können das Potenzial weiter ausschöpfen. Dabei ist von 100 % Flexibilisierungspotenzial bis 2 Stunden Verschiebungsdauer auszugehen. Danach fällt es rascher ab (50 % Potenzial bis 4 Stunden Verschiebung, 5 % Potenzial über 4 Stunden) oder im Falle von Warmwasserspeichern langsamer (95 % Potenzial bis 4 Stunden Verschiebung, 60 % Potenzial über 4 Stunden).

3. Fakten heute

Das Potenzial von Demand Side Management für Elektrizitätserzeuger wurde schon in den 1970er-Jahren thematisiert,¹ damals vor allem mit dem Ziel, Bandlastkraftwerke optimal auszulasten. Die in der Schweiz verbreitete Rundsteuerung wurde mit diesem Ziel errichtet. Seit den 2000er-Jahren wird der Einsatz von Demand Side Management diskutiert, um die Nachfrage an ein Angebot mit wesentlich höherer Dynamik anzupassen. Speziell wenn stochastische Energiequellen wie Photovoltaik und Wind ausgebaut werden, soll die Nachfrageflexibilisierung die Lasten optimieren, um damit die Netzkosten tief zu halten beziehungsweise

¹ Quelle: Boivin 1995

die Investitionen für Aus- und Umbau der Netze zu reduzieren. Nur so kann der gewünschte Ausbau der stochastischen Energiequellen überhaupt ermöglicht werden.

Je nach Land gestaltet sich Demand Side Management unterschiedlich. Grund sind die unterschiedlichen Ansätze zur Liberalisierung des Strommarkts. In einer Studie wurde untersucht, inwieweit die europäischen Ansätze sowohl der Liberalisierung als auch den Zielen des Kyoto-Protokolls genügen können. Länder sollten explizit entscheiden und festlegen, wer für das Heben der Demand-Side-Management-Potenziale welcher Kundengruppen verantwortlich ist.

3.1 Das Potenzial der Flexibilisierung von Haushalten

Bedeutsam für die Frage, ob eine bestimmte Nachfrage flexibel ist, ist die zeitliche Verschiebungsdauer, denn je weiter die Nachfrage verschiebbar ist, umso flexibler kann sie zur Glättung der Nachfragekurve eingesetzt werden. Eine Untersuchung des VSE, die von der Firma Ernst Basler + Partner 2011 durchgeführt wurde, ermittelt das Flexibilisierungspotenzial von privaten Haushaltskunden.² Es werden dabei fünf Intervalle unterschieden: bis 15 Minuten, ab 15 Minuten bis 1 Stunde, ab 1 Stunde bis 2 Stunden, ab 2 Stunden bis 4 Stunden, über 4 Stunden.

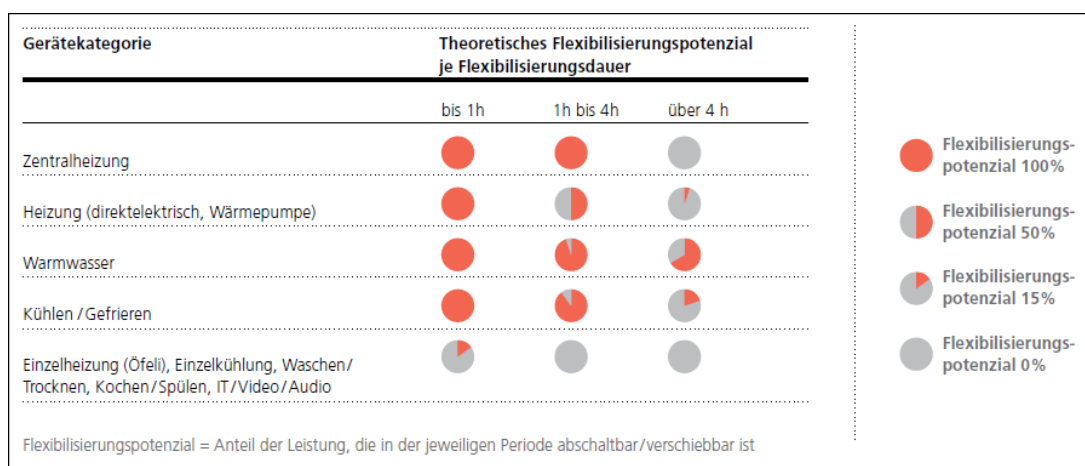


Abbildung 1: Flexibilisierungspotenzial einzelner Anwendungen. Quelle: VSE 2011.

Die grossen Potenziale zur Nachfrageverschiebung sind also bei den Wärmeanwendungen zu finden. In diesem Bereich wird der Verbrauch allerdings bereits jetzt – und zukünftig noch mehr – durch Vorschriften zu Gebäudehülle und Effizienzsteigerungen der Geräte stark geschmälert, was das zukünftige Potenzial einschränkt. Weiterhin ist das Flexibilisierungspotenzial mit einer Verschiebung von vier Stunden oder mehr relativ gering und bezieht sich im Wesentlichen auf Wärmespeicher («Warmwasser» inklusive Bedarf für Waschen und Spülen) und Kältespeicher («Kühlen/Gefrieren»). Wesentlich ist, dass möglichst viele Wärmebezüger den zentralen Warmwasserspeicher als Ausgleichsmöglichkeit nutzen.

Der grösste Teil der Stromnachfrage von Haushalten kann nur für kurze Zeit aufgeschoben werden. Allgemein weisen Privathaushalte geringe Möglichkeiten auf, den Stromkonsum innerhalb eines Tages auf andere Zeiten zu verschieben. Mit grösseren Wärme-, Kälte- oder Stromspeichern fällt die Verschiebung leichter. Dies bedingt aber Investitionskosten, welche die Methoden deutlich teurer machen als andere Flexibilisie-

² Quelle: VSE 2011

rungsmassnahmen, beispielsweise jene der Industrie. Darum sind grössere Energiespeicher in aller Regel nur dann sinnvoll, wenn sie beispielsweise für die Raumwärme eingesetzt werden (grosse Solarwärmespeicher) und nicht ausschliesslich zur Flexibilisierung der Stromnachfrage.

Demand Side Management führt grundsätzlich sowohl zu einer Nachfragereduktion als auch zu einer zeitlichen Verschiebung der Nachfrage. Wobei die Reduktion meist relativ gering ist – der Aspekt der zeitlichen Verschiebung überwiegt deutlich. In einer Studie von 2008 werden die möglichen Verbrauchsreduktionen in der EU-15 auf 1 % bis 4 % geschätzt.³ Weil damit der Zubau von Kraftwerken mit überdurchschnittlichen marginalen Kosten reduziert wird, entspricht dies aber einer Einsparung von 2 % bis 8 % bei den Investitionskosten für zusätzliche Kraftwerke.

3.2 Methoden der Nachfrageflexibilisierung

3.2.1 Rundsteuersignal

Seit Jahrzehnten steuern die Elektrizitätswerke in der Schweiz mittels Rundsteuerung unterbrechbare Verbraucher: Boiler, Strassenlampen und Wärmepumpen werden ein- und ausgeschaltet sowie Stromzähler von Hoch- zu Niedertarif umgestellt. Die Rundsteuerempfänger in den Stromverteilerkästen der Haushalte verarbeiten die Signale, die aus dem jeweiligen Unterwerk gesendet werden. Damit kann die Netzbelastung entsprechend der Produktion optimiert werden.

3.2.2 Tarife

Der Stromtarif, das Marketing-Element der Energieversorger, wird so gewählt, dass die Gesamtkosten für die Beschaffung (Produktion) und die Verteilung von Elektrizität sowie für die Steuern und Abgaben mindestens gedeckt werden. Je nach Kundensegment gibt es verschiedene Preiselastizitäten.

Mit dem Stromtarif wird die Nachfrage aber auch differenziert beeinflusst (Hoch-/Niedertarif, Sommer-/Wintertarif, Grundtaxe, Leistungs-/Blindleistungstarif, Unterbrechbare Leistung).

Dieses Werkzeug ist im Einsatz und wird von der Branche seit Jahren angeboten. Die Akzeptanz und der Bekanntheitsgrad sind bei den Kunden hoch.

In einem Smart Grid könnten die Endverbraucher durch die Information über unmittelbar bevorstehende Nachfragespitzen und durch ökonomische Anreize motiviert werden, ihren Stromkonsum zu reduzieren oder auf später zu verschieben. Im umgekehrten Fall, wenn das Angebot die Nachfrage übersteigt, könnten sie billigen Strom in der Batterie des Elektroautos zwischenspeichern, um ihn allenfalls später wiederzuverkaufen. Der Nachfrager wäre also manchmal auch Anbieter oder umgekehrt.

3.2.3 Smart Grid und Smart Metering

Mit Smart Grid («intelligentes Netz») wird ein elektrisches Netz bezeichnet, das die Produktion, den Verbrauch und die Speicherung von Strom miteinander verbindet und selbsttätig koordiniert. Ein Smart Grid erlaubt demnach den Übergang von der nachfragegesteuerten Produktion zum angebotsgesteuerten Verbrauch, der in Zukunft der zufällig anfallenden Produktion aus Wind- und Sonnenenergie folgen soll. Die Entwicklung des elektrischen Netzes in Richtung eines Smart Grid und der vermehrte Einsatz von intelligen-

³ Quelle: Papagiannis 2008

ten Zählern (Smart Meter) stellt eine interessante Option dar, die das Potenzial hat, die Energieeffizienz zu steigern, die Nachfrage zu flexibilisieren, die betrieblichen Prozesse zu automatisieren und einen Beitrag zu mehr Innovation bei Energiedienstleistungen zu leisten. Wichtig ist dabei, dass die richtigen Preissignale fließen.

Als erste Stufe zum intelligenten Netz werden heute Smart Meter getestet und in einigen europäischen Ländern bereits flächendeckend eingeführt. Mit dieser Technologie sollen der Endkunde zum Stromsparen motiviert sowie die Beherrschbarkeit von dezentraler Einspeisung gefördert werden. Smart Meter können neben der Messung des Stromverbrauchs und dem Versand dieser Daten auch Steuersignale empfangen und Endgeräte steuern, sofern diese entsprechend ausgerüstet sind. Sie bilden daher die Basis, um die künftig stark ansteigenden dezentralen und stochastisch anfallenden Einspeisungen in die unterschiedlichen Netzebenen bewältigen zu können.

Dabei darf nicht ausser Acht gelassen werden, dass die Installation von Smart-Metering-Systemen für die Verteilnetzbetreiber eine zusätzliche Investitionen darstellt und zu höheren Netznutzungskosten führen kann. Zudem werden durch die steigende Systemkomplexität und durch die kürzeren Lebenszyklen der eingesetzten Geräte die Betriebskosten ansteigen. Für den Nutzer werden sich die Energietransparenz und die Energieeffizienz verbessern.

Die Einführung von Smart Metering in der Schweiz löst mit rund 4 Mio. Zählern eine grössere Investitionswelle aus und benötigt mehrere Jahre. Die Finanzierungsfrage steht (auch europaweit) im Zentrum der Diskussionen. Durch das Unbundling von Stromproduktion und -verteilung sind die bisherigen Wertschöpfungsketten der Unternehmen unterbrochen worden. Die Frage ist also, wer die Kosten des Smart Metering trägt – ob die Verteilnetzbetreiber die Investitionen übernehmen, während der Nutzen vorwiegend bei den Stromproduzenten und Endnutzern liegt, oder ob die Verteilnetzbetreiber die Kosten zumindest teilweise abwälzen können.

3.2.4 Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV)

Ab dem 1. Januar 2018 ist es für Endverbraucher mit einer Strom-Produktionsanlage einfacher möglich, den selbstproduzierten Strom selbst zu nutzen. Dies kann dieser auch in einer Gemeinschaft tun, indem in einem Mehrfamilienhaus mehrere Parteien den selbstproduzierten Strom nutzen oder man mit einem oder mehreren Nachbarn eine Gemeinschaft gründet.

Mittels intelligenter Steuerungstechnik ist es möglich, in einer solchen Gemeinschaft die Nachfrage zu flexibilisieren und so den Grad der Selbstversorgung zu steigern.

4. Zukünftige Entwicklungen (Zeithorizont bis 2035)

4.1 Haushalte

Von den verschiedenen Arten der Nachfrageflexibilisierung steht für Ernst Basler + Partner (EBP) bei Privathaushalten die automatisierte Steuerung im Vordergrund.⁴ Sie eignet sich für Geräte, die vom Konsumenten nicht direkt gesteuert werden, bei denen eine Verschiebungsdauer von mehr als 4 Stunden (Boiler, Heizung) beziehungsweise mehr als 12 Stunden (Gefriergeräte, eventuell Boiler) technisch möglich und für den Konsumenten akzeptabel ist. Bei den vom Konsumenten direkt gesteuerten Geräten (Geschirrspüler, Waschma-

⁴ Quelle: VSE 2011

schine) können dynamische Tarife zur Nachfrageflexibilisierung eingesetzt werden. EBP geht jedoch davon aus, dass die Elastizität niedrig sein wird, weil die Tarifierreize niemals so hoch sein können wie die von den Konsumenten angewendeten, subjektiven Zeitkosten. Überdies werden mutmasslich nur kürzere Verschiebungsdauern (bis 15 Minuten oder bis 1 Stunde) gute Akzeptanz finden. Dynamische Tarifierreize werden stets auch Nachfragerückgänge (Lastverzicht statt zeitlicher Verschiebung) zur Folge haben, sie sind deshalb als Instrument in einem Stromsystem mit einem hohen Anteil stochastischer Energie sehr wichtig. Als reines Flexibilisierungsinstrument weisen sie aber ein geringes Potenzial auf.

Bei den Thermospeichern bietet der Boiler ein gewisses Potenzial. In Abhängigkeit der politischen Rahmenbedingungen verschwinden aber die Boiler, die rein elektrisch geheizt werden, schnell vom Markt. Bei Häusern mit Solarwärme sind grosse Wärmespeicher denkbar, aber aus Sicht der Stromnachfrageflexibilisierung von geringer Relevanz. Wichtig ist dagegen die langfristige Entwicklung des Bestands an Wärmepumpen-Boilern. Wobei sich auch hier ein Trade-off zeigt: Aus energetischen Gründen sollte ein Boiler nicht überdimensioniert sein, aus Gründen der Nachfrageflexibilisierung kann eine gewisse Überdimensionierung aber sinnvoll sein.

Durch die Zunahme der Wärmepumpe-Raumheizungen steigt das Flexibilisierungspotenzial. Der mutmasslich starke Anstieg der Raumkühlung führt einerseits zu einem Nachfrageanstieg nach dieser Gerätekategorie, aber auch zu einem zusätzlichen Flexibilisierungspotenzial. Langfristig zeigt sich hier eines der grössten Potenziale bei einem steigenden Anteil stochastischer Energieproduktion. Mit dem Instrument des «Energy contracting»⁵ steht überdies ein Geschäftsmodell bereit, das schon heute rentiert und regulatorisch keine Rechtsanpassungen braucht.

Die Stärke der klassischen Formen der Nachfrageflexibilisierung in Privathaushalten liegt darin, die benötigte Regelleistung zu reduzieren. Mit zunehmender Verschiebungsdauer nimmt das Potenzial ab, während Kosten und Akzeptanzprobleme steigen. Das Potenzial der Nachfrageflexibilisierung nimmt zudem im Winterhalbjahr generell zu, weil die Raumwärme als zusätzlicher Thermospeicher zur Verfügung steht. Bei Kälteperioden kann dieses Instrument jedoch nicht mehr genutzt werden, weil dann Heizunterbrüche kaum akzeptiert würden.

4.2 Industrie und Dienstleistung

Für das Lastmanagement in der Industrie bestehen verschiedene Möglichkeiten:

- Die Last kann reduziert werden, zum Beispiel durch das kurzzeitige Abschalten von Anlagen, wobei kein Nachholbedarf entsteht.
- Die Last kann verschoben werden, indem Anlagen abgeschaltet werden oder ihre Leistung reduziert wird, wobei diese Anlagen später wieder in den ursprünglichen Zustand versetzt werden.
- Lasten können gepuffert werden, indem vorgängig ein Speicher gefüllt wird. Das kann zu einem Nettomehrverbrauch führen, beispielsweise durch ungünstigere Temperaturen.
- Lasten können erhöht werden, indem das Lasttal durch Leistungserhöhung oder das Anschalten zusätzlicher Verbraucher kompensiert wird. Dies ist zum Beispiel der Fall bei Lüftungs-, Heizungs- und Kälteanlagen.

⁵ Wenn ein EVU die Heizungsanlage in Besitz hält und betreibt, kann sie deren Stromnachfrage auch zentral steuern.

Die Anlagen eignen sich unterschiedlich zur Nachfrageflexibilisierung. Nicht schaltbar sind Geräte, deren Nutzung/Betrieb der Verbraucher benötigt. Dazu zählt die Beleuchtung. Organisatorisch schaltbar sind Geräte, deren Start verschoben werden kann (zum Beispiel Werkzeugmaschinen). Manuell schaltbare Anlagen bedingen einen Verantwortlichen, der beispielsweise aufgrund eines Preissignals entscheidet. Automatisiert schaltbar sind Querschnittstechnologien, die thermisch träge sind und im Hintergrund laufen (zum Beispiel eine Klimaanlage).

Um das technische Potenzial zu bestimmen, ist die Angabe der Ausschaltdauer notwendig. Das grösste Lastverschiebungspotenzial liegt, wie Berechnungen für Deutschland gezeigt haben, bei Abschaltungen von 5 Minuten, gefolgt von 15 Minuten und einer Stunde. Gering ist das Potenzial bei einer Abschaltung von 4 Stunden.⁶

Grundsätzlich hält die deutsche Forschungsstelle für Energiewirtschaft fest, dass

- die bereitgestellten Leistungen mittels Nachfrageflexibilisierung in europäischen Ländern gering sind,
- das Potenzial für Lastmanagement zunimmt,
- das Lastmanagement bei der Planung in europäischen Ländern oft nicht berücksichtigt wird,
- das Potenzial für verschiebbare Lasten wächst, da die Klimatisierung ansteigt.

4.3 Weitere Aspekte

Eine Nachfrageflexibilisierung wird oft über flexible Tarife umgesetzt. Das Preissignal soll den Konsumenten zu einer Verschiebung der Last bewegen. Wenn die Kosten dazu (namentlich Arbeits- und Zeitkosten) dem Konsumenten aber zu hoch erscheinen in Relation zum Preissignal, wird er keine Last verschieben – oder ganz auf den Verbrauch verzichten. Ein Beispiel: Der Konsument würde gerne die halbvolle Geschirrspülmaschine in Betrieb setzen, der Tarif ist aber gerade sehr hoch. Deshalb startet er die Maschine nicht. Später am Abend wird er sie, diesmal voll beladen, in Betrieb nehmen. Dies ist eine Kombination aus Lastverschiebung und Lastverzicht.

Der Lastabwurf ist ein weiterer Aspekt, der im Zusammenhang mit der Regelung von Stromnetzen erwähnt wird. Diese zentral gesteuerte Abschaltung von Lasten wird eingesetzt, um die Stabilität des Netzes in einem Notfall wieder herzustellen. Es handelt sich nicht um eine im Voraus geplante Flexibilisierungsmassnahme. Der Lastabwurf ist streng genommen nicht Teil der Nachfrageflexibilisierung, sondern der (negativen) Regelleistung. Es werden aber die gleichen Steuerungen, Datenverbindungen und Kommunikationsprotokolle verwendet wie für die Nachfrageflexibilisierung.

Die Möglichkeiten eines Lastabwurfs sind im Zusammenhang mit der Notwendigkeit von Kapazitätsmärkten zu prüfen. Mit Kapazitätsmärkten wird das Vorhandensein von Reservekapazität für selten vorkommende Ereignisse sichergestellt, deren Einführung jedoch ein gewisses Risiko birgt.⁷ Vorher sollten die Möglichkeiten der Nachfrageflexibilisierung geprüft und ausgeschöpft werden.

Analog zum Lastabwurf kann – namentlich in Zukunft bei einem hohen Anteil dezentraler, stochastischer Einspeisung – bei einem inversen Netzzustand eine dezentrale Produktionsanlage vom Netz genommen werden (beispielsweise Photovoltaikanlagen an einem sonnigen Samstagnachmittag). Wie beim Lastabwurf

⁶ Quelle: FfE 20100

⁷ Quelle: VSE 2017

handelt es sich streng genommen nicht um Nachfrageflexibilisierung, es wird aber die gleiche Steuerungsinfrastruktur verwendet.

4.4 Hindernisse (Regulator, Produktion, EVU)

Haupthindernisse zur Ausschöpfung der Potenziale sind⁸:

- die fehlende Kostensensitivität der Konsumenten, die zu einer geringen Preiselastizität führt – die niedriger ist als bei Geschäftskunden. Die erforderliche Höhe von Preissignalen, um Verhaltensänderungen induzieren zu können, ist möglicherweise nicht durchsetzbar beziehungsweise politisch nicht akzeptabel.
- die fehlende Normierung und die fehlenden Kommunikationsstandards für die zentrale Gerätesteuerung.
- die Aufteilung der Verantwortlichkeit zwischen Energieversorger und Netzbetreiber.

Breukers et al.⁹ berichten von den Ergebnissen des Forschungsprojekts «Changing behaviour», das die Erfolgsfaktoren für das Gelingen von Demand-Side-Management-Programmen untersucht hat. Namentlich scheint es eine Rolle zu spielen, inwieweit Änderungen des Energieverhaltens als Teil eines gesellschaftlichen Wandels oder als individueller Änderungsprozess aufgefasst werden.

5. Fazit

Seit Jahren praktiziert die Branche die Nachfrageflexibilisierung mittels Rundsteuerung. Eine wichtige künftige systemtechnische Herausforderung besteht darin, dass die Einspeisung stochastischer Energien eine Speicherung über längere Zeiträume – im Sommer ungefähr 12 Stunden und im Winter ungefähr 15 Stunden – nötig macht. Bei hoher Einspeisung erneuerbarer und stochastischer Energien ist eine viel grössere Nachfrage nach Flexibilisierung zu erwarten. Allerdings gibt es heute nur wenig Potenzial zur Nachfrageflexibilisierung über längere Zeiträume. Ausserdem kann künftig zu gewissen Tageszeiten der Bedarf nach Flexibilisierung zurückgehen und fluktuieren, weil sich Lastspitzen und Energieströme ändern. Die heute typische Mittagsspitze wird an manchen Tagen reduziert, beispielsweise aufgrund hoher stochastischer Erzeugung durch Photovoltaik. In Einzelfällen darf also eine Lastspitze vorhanden sein. Es besteht keine Notwendigkeit, diese zu glätten. Die Nachfrage kann durch tarifliche Anreize unter Einbezug des Konsumenten oder vollautomatisch durch steuerungstechnische Eingriffe flexibilisiert werden. Für die steuerungstechnische Flexibilisierung ist wichtig, dass Verbraucher am Netz sind, die längere Zeit (mehrere Stunden) abgeschaltet werden können. In der Regel sind das thermische Speicher, die bei entsprechender Dimensionierung durchaus Beiträge zur Nachfrageflexibilisierung im Bereich von 12 Stunden bieten können. Ein Ausbau beispielsweise von Wärmepumpen mit (grösseren) Speichern muss in die zukünftigen Überlegungen einfließen. Dieser Aspekt ist zu berücksichtigen, wenn aus Gründen der Energieeffizienz eine Verkleinerung oder gar der Verzicht auf Speicher gefordert werden.

Die Möglichkeiten zur Bildung einer ZEV und das damit verbundene Bedürfnis nach einem hohen Eigenversorgungsgrad der Prosumer führen zusammen mit tariflichen Anreizen dazu, dass das Potenzial an Demand Side Management sowie an weiteren Speichermöglichkeiten (Batterien und Wärmespeichern) steigen wird.

Marktbasierende Mechanismen ermöglichen mittels Preissignalen eine gewisse Flexibilität. Begleitend sind geeignete regulatorische Rahmenbedingungen notwendig.

⁸ Quelle: VSE 2011

⁹ Quelle: Breukers 2011

6. Quellenverzeichnis

- Boivin 1995 J. Boivin, Demand side management – the role of the power utility, Pattern Recognition 28(10), 1493–1497, 1995
- Breukers 2011 S. Breukers et al., Connecting research to practice to improve energy demand-side management (DSM), Energy 36(4), S. 2176–2185, April 2011
- EU 2009 Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, Amtsblatt der Europäischen Union, 2009
- FfE 2010 Demand Response in der Industrie – Status und Potenziale in Deutschland, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München, Dezember 2010
- Papagiannis 2008 G. Papagiannis et al., Economic and environmental impacts from the implementation of an intelligent demand side management system at the European level, Energy Policy 36(1), S. 163–180, Januar 2008
- VSE 2011 Ernst Basler + Partner, Flexibilisierung der Stromnachfrage in Haushalten, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE/AES), Aarau, 2011
- VSE 2017 Basiswissen-Dokument «Kapazitätsmechanismen»