

Konsultation Strommarktdesign der Zukunft

Stellungnahme, THÜGA Aktiengesellschaft | 6. September 2024

Vorbemerkung

Die Gestaltung der Rahmenbedingungen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem ist eine der zentralen Herausforderungen für das Gelingen der Energiewende. Von daher begrüßen wir, dass das BMWK sich dieser Aufgabe stellt und die Optionen in den unterschiedlichen Handlungsfeldern im Prozess mithilfe der PKNS über einen längeren Zeitraum gründlich diskutiert und beleuchtet hat und nun eine öffentliche Konsultation anschließt. Angesichts der Breite der Themen und der Reichweite der zu treffenden Entscheidungen halten wir allerdings eine Konsultationsfrist von gerade einmal 5 Wochen, mitten in der Ferienzeit im Sommer, für unangemessen kurz. Nachfolgend geben wir aufgrund der Kürze der Zeit eine Ersteinschätzung zu den aus unserer Sicht wichtigsten Themen und Vorschlägen.

Einleitung

Das Optionenpapier adressiert zentrale Handlungsfelder für das künftige dekarbonisierte Stromsystem, das von fluktuierenden erneuerbaren Energien geprägt ist. Der Ausgleich der hierdurch entstehenden Mengen- und Preisschwankungen und damit der Sicherheit und Bezahlbarkeit der Stromversorgung zu gewährleisten, wird zu einer großen Herausforderung, die Energieversorger, Netzbetreiber, Kunden und Politik nur gemeinsam bewältigen können. Dabei spielen neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Netze insbesondere der Ausbau von steuerbaren Kraftwerkskapazitäten, die konsequente Nutzung von Flexibilitäten auf der Nachfrageseite sowie der vermehrte Einsatz von Speichern eine zentrale Rolle. Alle diese Komponenten müssen durch den zu definierenden Ordnungsrahmen weiterentwickelt werden und passgenau ineinandergreifen, damit Strom für Haushalte, Gewerbe und Industrie weiterhin zuverlässig und bezahlbar zur Verfügung steht.

Thüga begrüßt die europäische Einbettung und grundsätzliche wettbewerbliche Ausrichtung der Vorschläge für das Strommarktdesign, z.B. die weitere Nutzung der Merit Order für die Steuerung des Kraftwerkseinsatzes oder die Nutzung von unverzerrten Preissignalen, damit diese ihre Steuerungswirkung sowohl in Richtung der Stromverbraucher als auch der Stromerzeuger entfalten können. Auch wenn Subventionen in der Transformationsphase des Stromsystems weiterhin teilweise notwendig sein können, sollte das Marktdesign so ausgerichtet werden, dass Investitionen in Erzeugungsanlagen, Netze oder Speicher perspektivisch auch ohne Förderung wirtschaftlich darstellbar sind.

Besonderes Augenmerk sollte aus Thüga-Sicht auf die Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen -(KWK) gerichtet werden. Diese hocheffizienten Anlagen leisten bereits heute einen zentralen Beitrag sowohl zur Strom- als auch zur Wärmeversorgung in Deutschland und bieten ideale Voraussetzung zur Dekarbonisierung. Um den Weiterbetrieb bestehender Anlagen zu gewährleisten und Investitionen in neue KWK-Anlagen anzureizen, sollte – neben der kurzfristig realisierbaren Verlängerung der KWKG-Förderung – das Design des zu schaffenden Kapazitätsmarktes so ausgestaltet werden, dass es auch von KWK-Anlagen genutzt werden kann.

Kap. 3.1 Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

Das BMWK stellt in diesem Kapitel vier alternative Modelle zur Diskussion:

- a) gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag
- b) Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag (ohne Marktwertkorridor)
- c) Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag
- d) Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag

1. Teilen Sie die Einschätzung der Chancen und Herausforderungen der genannten Optionen?

Ja/Nein

2. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und Ausgestaltungsvarianten auf effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

- Wie relevant sind aus Ihrer Sicht Erlösunsicherheiten bei Gebotsabgabe durch Prognoseunsicherheit von Stunden mit Null- oder Negativpreisen je Option?
- Wie schätzen Sie die Relevanz der Intraday-Verzerrungen durch produktionsabhängige Instrumente ein?
- Welche Auswirkungen hätte eine Umsetzung der oben genannten Optionen auf die Terminvermarktung von Strom

durch EE-Anlagen? Unterscheiden sich die Auswirkungen zwischen den Optionen? Erwarten Sie Auswirkungen auf die Terminvermarktung von Strom durch die Beibehaltung und Breite eines etwaigen Marktwertkorridors?

Eine finale Bewertung der verschiedenen Optionen ist erst dann möglich, wenn diese konkret ausgestaltet sind. Grundsätzlich lässt sich folgendes anmerken:

- Die Erlösunsicherheit bei Gebotsabgabe ist bei limitierten Geboten (Optionen 1 und 2) erheblich; in den produktionsunabhängigen Varianten (Optionen 3 und 4) ist die Erlössicherheit in Null- Negativpreisszenarien besser gewährleistet.
- Intraday-Verzerrungen ergeben sich nur bei sehr großen Preisunterschieden zwischen DayAhead-Auktions-Preisen und Intraday-Preisen. Solche Situationen dürften allerdings nicht sehr häufig vorkommen; wenn sie jedoch auftreten, können die Preissignale im Intraday-Markt kurzzeitig deutlich verzerrt sein.
- Nur der Ansatz mit Erlösspielraum (Option 1) bietet Anreiz für Terminvermarktung innerhalb des Korridors (Cap-Floor). Die Terminvermarktung ist jedoch komplex, da der Wert der Absicherung (Ziel der Vermarktung) bei Verlassen des

Korridors nicht garantiert ist und damit ein Risiko entstehen kann.

3. *Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten auf die Kapitalkosten? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:*

- *Welche Kapitalkostenunterschiede erwarten Sie im Vergleich von einem Investitionsrahmen mit und ohne einen Marktwertkorridor?*
- *Welche Kapitalkosteneffekte erwarten Sie durch Ausgestaltungsvarianten, die einen effizienten Anlageneinsatz und eine systemdienliche Anlagenauslegung verbessern sollen (zum Beispiel durch längere Referenzperioden, Bemessung von Zahlungen an geschätztem Produktionspotenzial oder Referenzanlagen, ...)?*

4. *Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten mit Blick auf ihre technische und administrative Umsetzbarkeit und mögliche Systemumstellung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:*

- *Wie groß schätzen Sie die Herausforderungen und Chancen einer Systemumstellung?*
- *Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit eines Modells mit produktionsunabhängigen Zahlungen auf Basis lokaler Windmessungen und die Umsetzbarkeit eines Modells mit einem produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrag auf Basis von Wettermodellen ein?*

Die stärkere Berücksichtigung von Biomasseanlagen bei der Transformation des Stromsystems ist richtig und wichtig. In vielen Kommunen trägt die energetische Verwertung biogener Feststoffe unmittelbar zur Energieerzeugung bei. Biomasseanlagen können sektorübergreifend zur Spitzenlastdeckung zum Einsatz kommen und so einen bedeutenden Beitrag für eine krisensichere und klimafreundliche Strom- und Wärmeversorgung leisten.

Während eine systemdienliche Flexibilisierung primär feststoffverwertender Anlagen hierbei grundsätzlich zu begrüßen ist, muss ein verstärkter Rückgriff auf Biogasanlagen zur Stromerzeugung immer auch den Zielkonflikt zur andernfalls denkbaren Gaseinspeisung in das Gasverteilnetz berücksichtigen. Allein in Deutschland sind gegenwärtig rund 10.000 Biogasanlagen in Betrieb, von denen über 70 Prozent für einen Anschluss an das Gasverteilnetz geeignet sind und zeitnah mit der Einspeisung von Biomethan beginnen könnten. Weitere 20 Prozent wären über Sammelleitungen sinnvoll erschließbar.

Schon jetzt wird die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan und dessen Einspeisung in das Gasverteilnetz durch eine vorrangige Nutzung von Biogas für die Stromerzeugung erschwert. Die Stabilität der Stromversorgung sollte jedoch nicht durch eine Verstromung von Biogas, sondern durch den Bau und Betrieb flexibler Gas- und Wasserstoffkraftwerke, den Ausbau der erneuerbaren Energien sowie eine stärkere Nutzung feststoffverwertender Anlagen gewährleistet werden. In anderen Sektoren kann zu Biomethan aufbereitetes Biogas hingegen einen entscheidenden und wertvolleren Beitrag zur Transformation leisten. Gerade im Wärmemarkt ist Biomethan bis zu einer flächendeckenden

Verfügbarkeit von Wasserstoff als klimaneutrale Alternative zu Erdgas unverzichtbar. Um die Nutzung von Biomethan möglichst effizient auszuweiten, sollten Anschlussregelungen daher flexibilisiert und Kleinanlagen sinnvoll gebündelt werden. Das Ausmaß der schlussendlichen Biomethannutzung sollte dabei ausgehend von den vor Ort jeweils gegebenen Voraussetzungen der Transformationsplanung den jeweiligen Netzbetreibern überlassen bleiben.

5. *Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?*

Der Ausbau der erneuerbaren Energie bildet die Grundlage für das dekarbonisierte Stromsystem der Zukunft. Zur Erreichung der ambitionierten Ausbauziele ist es elementar, dass bestehende Hemmnisse beseitigt werden und ein sicherer Investitionsrahmen für den Anlagenzubau geschaffen wird. Auch wenn Subventionen in der Transformationsphase des Stromsystems weiterhin teilweise notwendig sein können, sollte das Marktdesign so ausgerichtet werden, dass Investitionen in Erzeugungsanlagen, Netze oder Speicher perspektivisch auch ohne Förderung wirtschaftlich darstellbar sind.

Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung des künftigen EE-Förderregimes muss der Ausbau von EE-Anlagen weiterhin zügig vorangetrieben werden. Dafür ist es notwendig, mit klaren Vorgaben für Investitionssicherheit zu sorgen.

Vor Einführung eines neuen Förderregimes sollte potenziellen Investoren durch eine längere Vorlaufzeit von mindestens 2 Jahren ab Inkrafttreten der gesetzlichen Regelung die Möglichkeit gegeben werden, sich hierauf einzustellen. Um keinen

Investitionsstau zu verursachen, sind praktikable Übergangsregelungen erforderlich. Ähnlich wie bei der Einführung der EE-Ausschreibungen sollten Nachbesserungen der gewählten Option schnell und unbürokratisch nach deren Einführung möglich sein. Auch könnte eine einjährige Testphase für eine bestimmte Anlagenart (z.B. PV-Freiflächen-Anlagen) vorgeschaltet werden. Erkenntnisse aus dieser Phase könnten dann bei der Umstellung des Förderregimes für die übrigen Anlagen berücksichtigt werden, genauso wie Erkenntnisse aus anderen EU-Ländern.

Kap. 3.2 Investitionsrahmen für Steuerbare Kapazitäten

Das BMWK stellt in diesem Kapitel vier alternative Handlungsoptionen zur Diskussion:

- Option 1: Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging (KMS)*
- Option 2: Dezentraler Kapazitätsmarkt (DKM)*
- Option 3: Zentraler Kapazitätsmarkt (ZKM)*
- Option 4: Kombiniertes Kapazitätsmarkt (KKM)*

1. *Wie schätzen Sie die Notwendigkeit der Anpassungs- und Anschlussfähigkeit des Kapazitätsmechanismus für künftige Entwicklungen ein?*

Aufgrund der zu erwartenden Veränderungen im Laufe des Transformationsprozesses der Energiewirtschaft halten wir die Anpassungs- und Anschlussfähigkeit des zu wählenden Kapazitätsmechanismus für sehr wichtig. Die Einbindung vieler Akteure und Innovationen im Rahmen des dezentralen Kapazitätsmarktes erhöht die Anpassungs- und Anschlussfähigkeit.

2. *Wie bewerten Sie im ZKM die Herausforderung, den Beitrag neuer Technologien und insbesondere flexibler Lasten angemessen zu berücksichtigen, sowie das Risiko einer Überdimensionierung?*

Grundsätzlich eignet sich das ZKM aufgrund seines „zentralistischen Charakters“ nur sehr begrenzt, neue Technologien sowie flexible Lasten entsprechend zu berücksichtigen. Die Gefahr einer Überdimensionierung besteht.

3. *Wie signifikant sind aus Ihrer Sicht die Effekte für Speicher und flexible Lasten durch die europarechtlich geforderten Rückzahlungen, die insbesondere im ZKM zum Tragen kommen?*

4. *Wie bewerten Sie die Synthese aus ZKM und DKM im kombinierten KKM hinsichtlich der Chancen und Herausforderungen?*

Nach unserer Einschätzung stellt ein wettbewerblich organisierter (dezentraler) Kapazitätsmarkt die beste Option dar: Er ist technologieoffen sowie anschlussfähig für künftige Entwicklungen und bietet die besten Chancen, auch kleinteiligere Flexibilitätspotenziale sowohl auf der Anbieter- als auch auf der Nachfragerseite einzubinden. Durch die dezentrale Ermittlung des Kapazitätsbedarfs über die Marktteilnehmer verringert sich das Risiko von Fehldispositionen, insbesondere einer „angstgetriebenen“ Überdimensionierung. Da im dezentralen Kapazitätsmarkt von den Kapazitäts-Nutzern Zertifikate gekauft werden müssen, werden die Kapazitätskosten über die entstehenden Erlöse gedeckt und verursachungsgerecht allokiert; das Instrument benötigt keine staatliche Unterstützung oder anderweitige Refinanzierung und bedarf daher auch keiner beihilferechtlichen Genehmigung nach EU-Recht. Durch die Teilnahmemöglichkeit für kleinere, dezentrale Anlagen und Flexibilitäten werden bei diesem Modell auch die Resilienz des

Stromversorgungssystems insgesamt und die Versorgungssicherheit im Fall von Angriffen auf die Infrastruktur gestärkt. Netz- und Erzeugungseingpässe können bei der Ansiedlung von Erzeugungseinheiten von vornherein berücksichtigt werden. Es wird allerdings einige Jahre dauern, bis nach Gestaltung und Implementierung eines dezentralen Kapazitätsmarktes belastbare Impulse für Investitionen in steuerbare Kraftwerkskapazitäten ausgehen. Von daher halten wir es vor dem Hintergrund des dringenden Bedarfs an zusätzlicher steuerbarer Kraftwerkskapazität in den nächsten Jahren für sinnvoll, einen Teil dieser Kapazitäten kurzfristig durch Ausschreibungen zu beschaffen (zentraler Kapazitätsmarkt). Von daher erscheint eine Kombination von dezentralem und zentralem Kapazitätsmarkt durchaus sinnvoll. Besonderes Augenmerk ist hierbei jedoch darauf zu legen, wie diese Instrumente einerseits miteinander verzahnt, andererseits gegeneinander abgegrenzt werden. Ziel sollte mittelfristig klar der wettbewerblich organisierte dezentrale Kapazitätsmarkt sein; von daher darf der über Ausschreibungen zu beschaffende Teil dieses Ziel nicht präjudizieren.

Die im Optionen-Papier angedeutete Abgrenzung zwischen zentraler und dezentraler Komponente in einem kombinierten Kapazitätsmarkt allein über das Merkmal „längerfristiger Finanzierungszeitraum“ (S. 73) halten wir für nicht zielführend. Die Teilnahme an Ausschreibungen im zentralen Kapazitätsmarkt sollte grundsätzlich für alle Anlagen möglich sein, die gesichert steuerbare Leistung erbringen. Ein zeitlich gestaffeltes Zusammenwirken von ZKM und DKM könnte die Vorteile beider Mechanismen vielleicht am besten zur Wirkung kommen lassen: ZKM für die Startphase des Kapazitätsmarktes, parallel Aufbau des DKM, ab eingeschwungenem Zustand“: nur noch DKM; zusätzlich ZKM als Back Up bei einem eventuellen „Versagen“ des DKM. Wichtig ist hierbei,

dass die beiden Modelle und deren Zusammenwirken von Anfang an klar definiert, verzahnt und implementiert werden und dabei eine hohe Komplexität vermieden wird.

Aus unsrer Sicht bietet ein KKM die Chance, die Schwächen der beiden separaten Modelle zu kompensieren. Gleichwohl wird mit einem erheblichen administrativen Aufwand zu rechnen sein. Zudem muss berücksichtigt werden, dass der Hochlauf der flexiblen Lasten zu einem nennenswerten Umfang nur nach und nach erfolgen wird.

Perspektivisch hält Thüga die Einführung von regional differenzierten Zertifikaten und damit regional differenzierten Märkten – wie im Optionenpapier erörtert (S. 68) – für sinnvoll, um Neuinvestitionen in Kapazitäten regional zu steuern und Netzengpässe berücksichtigen zu können.

5. *Wäre aus Ihrer Sicht auch eine Kombination aus ZKM und KMS denkbar?*
6. *Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?*

Vor dem Hintergrund stark steigender Anteile volatiler erneuerbarer Energie im Stromerzeugungsmix ist die Sicherstellung der zur Systemstabilität notwendigen steuerbaren Kraftwerkskapazitäten unabdingbar. Von daher begrüßt Thüga, dass die Bundesregierung hier jetzt vorschreitet und die Umsetzung des angekündigten Kapazitätsmarktes angeht.

Um die Systemstabilität im Strommarkt in Hinblick den stark ansteigenden Anteil der erneuerbaren Energien gewährleisten zu können, halten wir die Implementierung eines Kapazitätsmodells für unabdingbar. Allerdings wird die Umsetzung der beschriebenen Maßnahmen zu zusätzlichen Kosten führen, die letztlich auf

den Verbraucher umzulegen sind. Dies wird durch staatlich induzierte Umlagen (ZKM), durch eine Steigerung der Beschaffungskosten (DKM) oder durch eine Kombination von beidem erfolgen (KKM).

Aus Vertriebsicht sollte bei der Ausgestaltung des jeweiligen Modells insbesondere auf die Dimensionen „Versorgungssicherheit“ sowie „Kalkulierbarkeit und Planbarkeit der Preise“ geachtet werden. Für Vertriebe ist es dabei wichtig, mittel- bis langfristig insbesondere bei den SLP-Kunden konstante Kostenbestandteile in die Preisbildung einbeziehen zu können. Unsicherheiten bei Kostenbestandteilen führen zu Risikoaufschlägen und höheren Preisen für Endkunden. Insbesondere ist darauf zu achten, dass eine Änderung der Umlagenhöhe kein Sonderkündigungsrecht auf Seiten der Kunden auslöst, insbesondere im Bereich Haushalt und Kleingewerbe, sondern wie eine Änderung von Steuern und Abgaben behandelt wird. (Beispiel Umsatzsteuer-Anpassung).

Parallel zur Implementierung eines Kapazitätsmarktes sowie zur Umsetzung der Kraftwerksstrategie sollte auch das KWKG weiter genutzt werden. Hocheffiziente KWK-Anlagen leisten bereits heute einen zentralen Beitrag sowohl zur Strom- als auch zur Wärmeversorgung in Deutschland und bieten ideale Voraussetzungen zur Dekarbonisierung. Um den Weiterbetrieb bestehender Anlagen zu gewährleisten und Investitionen in neue KWK-Anlagen anzureizen, sollte – neben der kurzfristig realisierbaren Verlängerung der KWKG-Förderung – das Design des zu schaffenden Kapazitätsmarktes so ausgestaltet werden, dass es auch von (kleineren) KWK-Anlagen genutzt werden kann.

Kap. 3.3 Lokale Signale

Das BMWK stellt in diesem Kapitel drei Handlungsoptionen vor, die auch kumulativ eingesetzt werden können:

Option 1: Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte

Option 2: Regionale Steuerung in Förderprogrammen

Option 3: Flexible Lasten im Engpassmanagement

1. Welche Rolle sehen Sie für lokale Signale in der Zukunft?

Im künftigen Strommarkt-Design sind lokale Signale notwendig, um bei Engpass-Situationen in Netz und Erzeugung gegensteuern zu können. Lokale Signale können sowohl für die Standortentscheidung einer Investition in Erzeugungsanlagen, Speicher oder Netze eine wichtige Rolle spielen als auch bei der Steuerung des Einsatzes von Anlagen. Lokale Signale können hier einen wichtigen Beitrag für den räumlichen Ausgleich von Stromangebot und Stromnachfrage sorgen. Bei der Wahl des Instrumentes oder der Kombination aus Instrumenten sollte zunächst klar festgelegt werden, welche Ziele damit verfolgt werden.

Ziel 1: Heutige Engpässe im Übertragungsnetz, im Verteilnetz oder an den Kopplungsstellen ins Ausland physikalisch entlasten oder wirtschaftliche Anreize setzen, die diesen Engpässen entgegenwirken.

Ziel 2: Zukünftige Engpässe vermeiden oder abmildern.

Ziel 3: Strategisches oder taktisches Verhalten der Marktteilnehmer (Erzeuger, Verbraucher) zu Lasten des Gesamtsystem

vermeiden/ausschließen.

Auch „Nicht-Ziele“ sollten klar definiert werden, z.B. deutschlandweit den Ausbau der Technologie XY fördern. Genauso müssen die Rahmenbedingungen klar sein: Ein Netzengpass muss vorliegen, das Projekt muss einzahlen auf Wirtschaftlichkeit sowie Nachhaltigkeit und die Bedingungen für den gesamten Lebenszyklus müssen klar sein (also auch für die Zeit nach der Beendigung des Netzengpasses).

2. Welche Vor- und Nachteile bestehen bei den vorgestellten Optionen für lokale Signale?

Option 1:
Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte

Vorteile:

keine eindeutigen und Modell-unabhängigen Vorteile erkennbar;

Nachteile:

sehr komplexes Modell

a) Kann von kleinen und mittleren Netzbetreibern nicht umgesetzt werden und stellt die IT vor große Herausforderungen. Solange diese Punkte nicht gelöst sind, kann der Lieferant kein Produkt anbieten.

b) Das Modell erfordert einen „intelligenten“ Nutzer. Kleinere Organisationen (kleine Betriebe, Wohnungsverwaltungen, ...) oder einzelne Haushalte können das Modell nicht (oder nur mit großer Unterstützung) bedienen.

Es ist fraglich, ab wann die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen genügend Volumen aufweisen, um mit signifikanter Menge das Redispatch zu

entlasten. Die Energiewirtschaft spürt jetzt noch die Auswirkungen der Preisbremse; die komplexen Anforderungen aus den neuen §§ 14a und 41a EnWG sind noch nicht gelöst. Die Geschwindigkeit, mit der neue Anforderungen definiert werden, muss dringend reduziert und eine Überregulierung vermieden werden.

Regional differenzierte Netzentgelte können zu neuen Lastspitzen im Verteilnetz führen. Beispiel: Sollte der Massenmarkt auf lokale Signale reagieren, so besteht die Möglichkeit, dass dadurch neue Stromspitzen und Engpässe entstehen können, welche dem Sinn und Zweck der lokalen Signale entgegenwirken.

Zeitliche und regional unterschiedlicher Netzentgelte erschweren einen bundesweiten Vertrieb erheblich. Insbesondere wird es schwierig, die von Haushaltskunden i.d.R. gewünschten mittel- bis langfristig konstanten Preise anbieten zu können. Bei Preisänderungen haben Privat- und Gewerbekunden zudem ein Sonderkündigungsrecht.

Option 2: Regionale Steuerung in Förderprogrammen

Vorteile:
relativ einfache und kostengünstige Maßnahme;

Nachteile:
Wirkt sich nur auf die Investitionsentscheidung, d.h. auf die Zukunft aus. Einsatz und Betrieb der Anlage werden davon nicht berührt. Alternativ könnte eine regionale Steuerung über die Einführung von Netzentgelten für die Einspeisung von Neuanlagen erfolgen.

Option 3: Flexible Lasten im Engpassmanagement

Vorteile:
./.

Nachteile:
Argumente vergleichbar mit Option 1. Die Einbindung der Verbraucher mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen erfordert Fachwissen. Die Verbraucher sind in der Regel „Amateure“ im Energiemarkt. Die Erwartung der Verbraucher an diese Maßnahme („das spart 40% der Energiekosten“) und der tatsächliche Effekt (Es ist im spezifischen Jahr z.B. teurer geworden als im Jahr davor.) liegen oftmals weit auseinander und führen zur Ablehnung der Maßnahme. Die Einbindung von „Amateuren“ sollte möglichst einfach mit erwartbaren Effekten und Ergebnissen sein (z.B. Abregelung von X Stunden am Tag an Y Tagen im Monat, dafür Z Euro Kompensation). Grundsätzlich muss gesagt werden, dass die Strombranche durch diese Maßnahme komplexer wird. Steuerungsmaßnahmen, die heute mit einzelnen Erzeugern vereinbart und durchgeführt werden, müssten mit sehr vielen Erzeugern vereinbart und durchgeführt werden. Ohne Steuerungstechnik wird das nicht funktionieren. Diese Technik und die dahinter liegenden Systeme bilden ein komplexes Netzwerk. Solche Netzwerke sind anfällig für Fehler aber auch ein interessantes Ziel für Saboteure. Diese Netzwerke müssen betrieben werden und das wird signifikante Kosten haben. Diese Kosten werden am Ende die Verbraucher tragen müssen. Im Gesamtsystem Energie wird es zur Verlagerung der Kosten und Erlöse kommen und es ist aus heutiger Sicht nicht eindeutig erkennbar, dass die Teilnahme für den

Haushalt (mit steuerbarer Verbrauchseinrichtung) vorteilhaft sein wird (im Vergleich zur heutigen Situation).

3. *Welche Ansätze sehen Sie, um lokale Signale im Strommarkt zu etablieren und sowohl effizienten Einsatz/Verbrauch als auch räumlich systemdienliche Investitionen anzureizen?*

Wie bereits beschrieben, müssen die Ziele klar getrennt werden. Die Steuerung der Anlagen in der Betriebsphase muss von der Investitionsentscheidung entkoppelt werden. Für beides gilt, dass es klare, einfache, aber auch planbare und erwartbare Ergebnisse aus den Maßnahmen entstehen. Die Investitionsentscheidung (für eine Wärmepumpe, für ein Elektrofahrzeug, für einen Elektrolyseur) hängt vom erwartbaren Gewinn und den alternativen Investitionen ab. Ein Anschaffungszuschuss (z.B. wie die Umweltprämie bei Elektrofahrzeugen) und eine Steuererleichterung in der Betriebsphase (z.B. wie die Kfz Steuerbefreiung Elektrofahrzeuge) auf der einen Seite und eine Gegenfinanzierung durch entsprechende Verschlechterung der Bedingungen nicht erwünschter Technik (z.B. Abschaffung Dieselprivileg). Wenn notwendig Schaffung von Vorranggebieten. Für die Betriebsphase einfache Vorgaben, wann die Anlage unter welchen Bedingungen gesteuert werden darf (z.B. täglich in der Zeit von ... bis ..), ergänzt um eine einfache Kompensation des Betreibers für den Steuerungseingriff (z.B. X Euro/Monat).

4. *Welche Gefahren sehen Sie, wenn es nicht gelingt, passende lokale Signale im Strommarkt zu etablieren?*

Die Steuerungsmaßnahmen sollen den Netzausbau unterstützen. Grundsätzlich können die Engpässe stromphysikalisch durch zusätzliche Anlagen und Hardware im Netz gelöst werden. Werden die lokalen Signale nicht etabliert, muss der Netzausbau entsprechend verstärkt/beschleunigt werden. Damit sind allerdings eine massive Verzögerung bei der Umsetzung der Energiewende und deutlich höhere Kosten verbunden.

5. *Wie können lokale Preissignale möglichst einfach ausgestaltet werden, um neue Komplexität und etwaige Umsetzungsschwierigkeiten zu reduzieren?*

siehe Frage 3.

6. *Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?*

In Abbildung 17 werden Speicher zwar genannt, aber nicht adressiert. Aus Netzsicht ist allerdings ein markt-dienlicher Einsatz von Speichern nicht zwingend systemdienlich.

Kap. 3.4 Flexibilität

1. *Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?*
Nein
2. *Ist die Liste der Aktionsbereiche vollständig und wie bewerten Sie die einzelnen Aktionsbereiche?*

Aktionsbereich 1:
Preisreaktion ermöglichen – Weg freimachen für dynamische und innovative Tarifmodelle

Es ist ein weit verbreiteter Irrglaube, dass mit der Flexibilisierung die Stromkosten sinken. Tatsächlich ist folgendes richtig:

- Der Strompreis ist heute für Haushalte nicht flexibel.
- Auch zukünftig wird nur ein geringer Teil des Strompreises flexibel sein.
- Relevante verschiebbare Lasten sind bei den meisten Haushalten nicht vorhanden (Waschmaschine und Co. bringen keine signifikanten Lasten zusammen) und sind auch nicht voll flexibel.
- Selbst wenn relevante Lasten vorhanden wären (Wärmepumpe, Elektrofahrzeug), können diese nicht immer voll flexibel gesteuert werden.
- Durch die Anschaffung eines Elektrofahrzeugs steigt der Stromverbrauch und die Stromkosten des Haushaltes werden deutlich steigen.
- Nur ein Teil der Bevölkerung (rd. 16 Mio. EFH in Deutschland) hat aufgrund der Wohnsituation überhaupt technisch die Möglichkeit, über die Anschaffung und Nutzung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen selbst zu entscheiden.
- Flexibilisierung des Verbrauchs wird nicht zwangsläufig zu reduzierter Nachfrage führen, sondern im Gegenteil zu Zeiten von sehr niedrigen Strompreisen zu einer erhöhten Nachfrage (insgesamt) führen.

Ebenfalls sind die Auswirkung auf das Gesamtsystem unklar.

Lastverschiebung kostet: Steuerungshardware und Software beim Haushalt, neue Systeme auf Seiten der Energiewirtschaft, es wird zu Portfolio-Effekten kommen, die sich auf den

Einkauf auswirken. Reststromlieferungen müssen teuer und kurzfristig eingekauft werden. Über das ganze Jahr betrachtet ist nach wie vor zu wenig EE-Strom im System, d.h. jedwede Optimierung zu einzelnen Stunden kann nur eine Optimierung einzelner HH/Unternehmen zu Lasten anderer Teilnehmer sein. Wenn nicht alle Teilnehmer die „günstigen“ Stunden nutzen können, muss eine Auswahl der Teilnehmer getroffen werden („no free lunch“).

Aktionsbereich 2: Chancen einer neuen Netzentgeltstruktur für Strommarkt und Energiewende nutzen

Egal wie das Modell ausgeprägt wird, gilt folgendes:

Die Gesamtkosten für das Stromnetz in Deutschland werden steigen (im Vergleich zu heute), da neue Systeme und Hardware angeschafft werden müssen und die Mengeneffekte der steuerbaren Verbrauchseinheiten die Mengen im Redispatch nicht kompensieren. Wenn diese zusätzlichen Kosten auf alle Netznutzer gleich verteilt würden, müsste jeder für das Netz etwas mehr zahlen.

Wenn nun aber einige Netznutzer das Privileg der Lastverschiebung nutzen können und damit geringere Netzentgelte zahlen, müssen andere Netznutzer deren Kosten übernehmen. Es kommt zu einer Verschiebung zu Lasten der Netznutzer, die nicht an dem neuen System teilnehmen können. Da im Gesamtsystem immer alle Kosten auf alle Netznutzer verteilt werden, kann sich in dem System ein einzelner Netznutzer nur zu Lasten anderer Netznutzer optimieren.

Flexibilisierung führt zu einer Verschiebung der Nachfrage: Diejenigen,

die die Last verschieben können, werden aufgrund des günstigen Preises erhöhte Mengen nachfragen. Es besteht kein Impuls, die nachgefragten Strommengen zu reduzieren.

Risiko: Verknüpfung Energiebranche mit Autobranche. Wenn nicht genügend Elektrofahrzeuge in Deutschland verkauft werden, fehlt das entsprechende Steuerungspotenzial im Energiemarkt. Risiken würden sich potenzieren. Erreicht der Automarkt seine Ziele nicht (wovon aktuell ausgegangen werden muss), wird es der Energiemarkt auch nicht schaffen. Dieses Risiko der Abhängigkeit muss dringend vermieden werden.

**Aktionsbereich 3:
Industrielle Flexibilität ermöglichen,
individuelle Netzentgelte weiterentwickeln – industrielle Wettbewerbsfähigkeit bewahren**

Bei der Ausgestaltung dieser Option sollte sichergestellt werden, dass die Netzdienlichkeit bzw. die Netzverträglichkeit im Vordergrund steht und nicht die Subventionierung der Industrie. Netzentgelte sollten kein Instrument der Industriepolitik sein, sondern die systemische Kosteneffizienz als Ziel haben.

Die für Aktionsbereiche 1 und 2 genannten Punkte gelten analog für den Aktionsbereich 3.

Im internationalen Vergleich sind für die Unternehmen nicht die falsche/fehlende Flexibilisierung, sondern die hohen Abgaben und Umlagen ein relevanter Wettbewerbsfaktor. Ein Umbau des Anreizmechanismus für die Flexibilisierung wird den Nachteil der hohen Abgaben und Umlagen nicht kompensieren können. Insbesondere muss dafür gesorgt werden, dass Industriekunden, die bisher von einem reduzierten Netzentgelt profitiert haben (§ 19 NEV-

Umlage), im Falle des Wegfalls eine entsprechende Kompensation erhalten.

3. *Jenseits der Netzentgeltthemen, deren Einführung und Ausgestaltung in die Zuständigkeit der unabhängigen Regulierungsbehörde fallen:
Welche konkreten Flexibilitätshemmnisse auf der Nachfrageseite sehen Sie und welche Lösungen?*

Hemmnis: Fehlende Steuerungs- und Kommunikationstechnik beim Haushalt/Unternehmen; fehlende Bereitschaft der Kunden, bei diesem Vorhaben mitzumachen.

Lösung: Erleichterung der Vorschriften und Automatisierung

Hemmnis: hohe Anforderungen Datenschutz für Übertragung der Daten

Lösung: Ausnahmeregelung für Messstellenbetreiber

Hemmnis: fehlende Handwerker für Einbau der Technik

Lösung: Lokal oder durch einzelne Initiativen nicht lösbar; auf Bundesebene lösbar. Beschleunigung der Zulassung ausländischer Arbeiter für den Arbeitsmarkt, gezieltes Anwerben der richtigen Qualifikationen im Ausland.

Hemmnis: fehlende Betreiber der Technik

Lösung: Subventionierung der Messstellenbetreiber bzw. der Gateway-Administratoren für einen definierten Zeitraum (z.B. 10 Jahre), so dass sich wieder mehr Unternehmen in diesem Bereich betätigen.

Hemmnis: keine signifikanten flexiblen Mengen (Wärmepumpe und Elektrofahrzeug setzen sich nicht oder nur sehr langsam durch)

Lösung: Die Pläne für den Strommarkt unabhängig von den Plänen für

Wärmemarkt und Fahrzeugmarkt machen und einen „Plan B“ aufzeigen, falls diese Märkte sich nicht wie geplant entwickeln.

Hemmnis: überregulierter Strommarkt, der mit der Umsetzung der Regelungen vor sehr großen Herausforderungen steht;

Lösung: Neue Regelungen mit Strombranche besprechen und mit genügend Vorlauf zur Umsetzung bringen; keine „Hauruck“-Aktionen, die nicht umsetzbar sind oder wieder zurückgenommen werden müssen.

Hemmnis: fehlende Akzeptanz/fehlendes Wissen beim Haushalt/Gewerbe (komplexe Lösungen werden nicht verstanden);

Lösung: Anreize und Vorgaben möglichst einfach konzipieren, damit sie für den Haushalt planbar sind; keine Lösungen, die ein Expertenwissen auf Seiten der Haushalte voraussetzen (auch das sinnvolle Bedienen einer App setzt Wissen voraus, vgl. Teilnahme an der Aktienbörse).

Hemmnis: fehlendes Bewusstsein in der Bevölkerung für die Notwendigkeit flexibler Nachfrage (Stromnetz ist stabil und hat keine spürbaren Ausfälle), sondern eher der Gedanke der „Unabhängigkeit“;

Lösung: Alle am Strommarkt beteiligten Parteien (alle Verbraucher und Erzeuger) an den Kosten des Stromnetzes beteiligen. Finanzierung der Fixkosten im Netz über den Grundpreis oder Anschlusspreis (je höher die Anschlussleistung, desto höher der Preis), Finanzierung der Betriebskosten über den Arbeitspreis oder Netznutzungspreis. Jeder, der das Stromnetz nutzt (ob Erzeuger oder Verbraucher), muss es mitfinanzieren (keine Entsolidarisierung).

4. *Welche konkreten Handlungsoptionen sehen Sie in den einzelnen Handlungsfeldern?*

siehe Fragen 2 und 3

5. *Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?*

Flexibilitäten spielen in dem durch volatile erneuerbare Energien geprägten Energiesystem eine zentrale Rolle: Je besser es gelingt, Flexibilitätspotenziale auf der Angebots- sowie auf der Nachfrageseite zu mobilisieren, um so geringer fällt der notwendige Ausbaubedarf bei Erzeugungsanlagen und Netzen aus (solange am Ende nicht die Kupferplatte wie bei § 14 a EnWG erwartet wird), wodurch das Gesamtsystem im Idealfall kostengünstiger wird und Strompreise entlastet werden. Durch Flexibilitäten können Strombedarf und Stromangebot ein Stück weit zeitlich entkoppelt werden. Von daher begrüßen wir die Initiative des BMWK, dieses Themenfeld gemeinsam mit allen Stakeholdern zu vertiefen. Wichtig ist hierbei eine realistische Abschätzung der Potenziale nach technischer und wirtschaftlicher Machbarkeit. Nach unserer Einschätzung wird das mögliche Potenzial in Studien und Szenarien signifikant überschätzt.

Ansprechpartner:

Markus Wörz

Leiter Stabstelle Energiepolitik

T: 089-38197-1201

markus.woerz@thuega.de

Bernhard Vogt

T: 0151-6452 3746

bernhard.vogt@thuega.de