

Stellungnahme
der EnBW Energie Baden-Württemberg AG

zum

Impulspapier „Strom 2030“

des Bundesministeriums für Wirtschaft und
Energie

vom September 2016

Karlsruhe, Oktober 2016

Stellungnahme der EnBW Energie Baden-Württemberg AG zum Impulspapier „Strom 2030“

1 Vorbemerkung

Das Impulspapier beschreibt die Folgen der energiepolitischen Entscheidungen der letzten Jahre. Die hier vorliegenden Trends und die daraus resultierenden Probleme sind also keineswegs natürlich eingetreten, sondern politisch induziert. Das gleiche gilt auch für die Zukunft der Energiepolitik. Die Energiewende ist dennoch politisch unumkehrbar und gesellschaftlich gewollt. Die EnBW AG will diesen Weg gemäß ihres Mottos „Energiewende.Sicher.Machen.“ mitgestalten. Dazu bevorzugen wir eine Herangehensweise, die das Gesamtsystem betrachtet und „Insellösungen“ vermeidet.

Trotz des eher einschränkenden Titels „Strom 2030“ skizziert das Impulspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie den weiten Übergang vom Strommarkt 2.0 zum Energiemarkt 2.0 mit Ausblicken bis 2050. Die EnBW AG begrüßt diesen Ansatz, da er **lange vernachlässigte Sektoren unserer Volkswirtschaft in die Energiewende einbezieht**. Der Schwerpunkt der Maßnahmen muss in den nächsten Jahren im Gebäudebereich und im Verkehrssektor liegen. Nur dann sind die gesetzten CO₂-Einsparziele zu erreichen.

Viele der beschriebenen Voraussetzungen sind aber durchaus zu hinterfragen. Was sind die Alternativen, wenn die hier getätigten Vorausschau und Voraussetzungen nicht eintreten? Dass mangelnde Akzeptanz sowohl den Netzausbau als auch den Windausbau verhindern könnten, ist durchaus möglich, wird hier aber nicht betrachtet. Gerade in Akzeptanzfragen müssen Legislative und Exekutive zu ihren eigenen Entscheidungen stehen und nicht mit einem Opportunitätskurs re(a)gieren. Insofern sollten auch Trends und Leitfragen adressiert werden, welche die politische und kommunikative Begleitung der Energiewende betrifft.

Gerade weil die Energiewende ein großes Modernisierungs- und Investitionsprogramm ist, sollte a priori auch kein Bereich ausgenommen werden, wie es aber schon in der Einleitung zum Impulspapier „durchklingt“. Neue Ideen und technische Innovationen sind nun einmal nicht vorherzusehen und können auch der Industrie z. B. bei Prozessemissionen oder der Landwirtschaft zugutekommen.

Nachstehend werden einige Trends und Fragen detaillierter beleuchtet.

2 Im Einzelnen

Trend 1: Die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne prägt das System

Der Trend klingt realistisch. Es wird in den nächsten Jahren eine Zunahme der installierten Leistung von Sonnen- und Windkraftanlagen geben. Bis zu welchem Grad dieser Ausbau möglich ist, ist aber ungewiß.

Es stellt sich die Frage, was geschieht, wenn der Ausbau von Wind Onshore aufgrund von Akzeptanzproblemen die Aufgabe nicht erfüllen kann, Hauptlieferant für Strom in 2050 zu sein? Ist dies dann Wind Offshore? Passt das mit den bisher vorgelegten Zielen für 2030 überein? Wie viel Strom müssten wir denn tatsächlich in 2050 erzeugen, wenn wir sämtliche Sektoren auf Strom umstellen? Reichen dann die 2016 vereinbarten Ziele für Erneuerbare Energien aus? Wesentliche Fragen werden somit ausgeblendet. Hier sind entsprechende Analysen erforderlich, die die erforderlichen Größenordnungen aufzeigen und einen klaren, langfristigen Ausbau der wesentlichen Erneuerbaren-Technologien verdeutlichen.

Auch wir sehen die Möglichkeit, dass mit den angestoßenen Reformen beim Strommarktdesign die Flexibilität des Systems weiter ansteigt. Ein ausschließliches Verlassen auf das Gelingen des Netzausbaus ist aber durchaus mit Risiken behaftet. Nicht nur bei der Windenergie, auch beim Netzausbau steigt der Widerstand gegen Neubauprojekte. Folge eines nicht ausreichenden Netzausbaus wären ein noch höherer Redispatchbedarf oder sogar der Zerfall des einheitlichen deutschen Marktgebietes. Neben dem Netzausbau ist demnach auch die Möglichkeit einer verstärkten dezentralen Nutzung zu schaffen. Dies ist ebenfalls ein Trend, der schon absehbar ist, hier aber nicht genannt wird.

Der Schutz der Industrie vor übermäßiger Belastung ist sinnvoll. Es darf aber nicht übersehen werden, dass von einer (mäßigen) Belastung auch gewünschte Anreize wie effizienter Umgang mit Verbrauch ausgehen, zudem die anderen Stromkunden sonst über Gebühr belastet werden. Ein weiteres Ansteigen der EEG-Umlage aufgrund von Ermäßigungen für die Industrie ist Mittelstand, Handwerk und Privatkunden absehbar nicht mehr zu erklären. Wenn also schon jetzt über weitere Entlastungen der Industrie gesprochen wird, müssen auch Lösungsansätze für die Verteilung der Kosten der Energiewende diskutiert werden. Hier steht die Politik in der Verantwortung über die Finanzierung und Verteilung der Lasten zur Akzeptanz der Energiewende beizutragen.

Frage 1. Das Strommarktgesetz sieht vor, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Mindestenergieerzeugung in einem Bericht evaluiert. Zudem hat die BNetzA im Jahr 2015 ein Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen für die Regelleistung eröffnet. Welche Ansätze zur Flexibilisierung der Erzeugung sollten darüber hinaus verfolgt werden? Welche Möglichkeiten bestehen, um Eigenerzeugung und Strommarkt besser aufeinander abzustimmen?

Zu einer weiteren Flexibilisierung mit dem Hauptstromlieferant Erneuerbare Energien gehört auch die Möglichkeit, weitere Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien auf Dauer zu erbringen. Verschiedene Studien haben Vorarbeit geleistet (Kombikraftwerk 2 und Dena SDL-Studie). Um konventionelle Must-Run Kapazität bis 2050 zu ersetzen, müssen hier Lösungen gefunden und in einen regulatorischen Rahmen gegossen werden.

Eigenerzeugung ist an sich ein deutlicher Trend und sollte nicht bestraft werden. Hierbei findet keine Entsolidarisierung durch den Verbrauch von selbst erzeugtem Strom, sondern eine Entsozialisierung bei der Finanzierung der Netzinfrastrukturkosten statt. Sofern sich dieser Trend weiter verstetigt, ist die hierzu richtige Stellschraube eine Anpassung der Netzentgeltsystematik (vgl. Trend 11).

Frage 2. Das Weißbuch zum Strommarktdesign sieht vor, besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität zu öffnen. Zudem hat die BNetzA im März 2016 eine Diskussion zu einheitlichen und fairen Regeln für Aggregatoren bei der Erbringung von Regelleistung initiiert. Welche Ansätze zur Flexibilisierung der Nachfrage sollten dabei und darüber hinaus verfolgt werden? Insbesondere, wie könnten einzelne Preisbestandteile sinnvoll weiterentwickelt werden?

Wir begrüßen nach wie vor, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie sich der Frage annimmt, wie die Strompreisbestandteile weiterentwickelt werden müssen, um Angebot und Nachfrage besser in Einklang zu bringen. Im Hinblick auf mögliche Preisbestandteile, welche für den Zweck der Flexibilisierung weiterzuentwickeln sind, gilt es zu beachten, dass Netzentgelte nur einen Anteil von rund 22% am Strompreis der Haushaltskunden haben. Steuern/Abgaben/Umlagen dagegen haben mit ca. 54% den weitestgehend größeren Anteil. Dementsprechend ist nach unserem Dafürhalten der wesentlich gewichtigere Hebel zur Erreichung von mehr Flexibilität eine Weiterentwicklung der staatlich veranlassten Preisbestandteile. Mit einer Weiterentwicklung dieser staatlich veranlassten Preisbestandteile besteht die Möglichkeit, nachhaltig und in sinnvoller Weise Flexibilitäten anzureizen.

Grundsätzlich muss bei jeglicher Weiterentwicklung der Netzentgelt- und Umlagesystematik gewährleistet werden, dass keine Fehlanreize durch dynamische Kostenbestandteile geschaffen werden. Diese führen unweigerlich zu Verzerrungen am Markt, führen folglich zu Ineffizienzen und gewähren aus Netzbetreibersicht auch nicht die erforderliche Verlässlichkeit. In diesem Kontext lehnen wir die vielfach diskutierte Dynamisierung der EEG-Umlage klar ab. Da die Erzeuger diesen Anreiz im Markt nicht „sehen“, würde der Flexibilisierungsanreiz nicht über ein Marktsignal, sondern allein über ein administriertes und damit künstliches nachfrageseitiges Signal erfolgen. Grundsätzlich liefert bereits der Marktpreis, der das jeweilige Angebots-Nachfrageverhältnis spiegelt, immer das „richtige“ Flexibilitätssignal. Eine Verzerrung dieses Signals durch eine dynamische EEG-Umlage würde dementsprechend zu einem Überschießen der Nachfragereaktion in beide Richtungen führen, das kaum effizient sein kann. Es ist regulatorisch kaum möglich, das „richtige“ Ausmaß dieses Überschießens zu bestimmen und das Instrument korrekt zu parametrieren.

Im Übrigen würde eine solche Dynamisierung zu Verzerrungen der Großhandelspreise führen, da die freie Preisbildung am Großhandelsmarkt durch eine Optimierung gegen Umlagen überlagert werden würde. Die Vermeidung von Umlagen sollte keinen Einfluss auf die kurzfristigen Dispatch-Entscheidungen haben.

Wesentlich ist vielmehr, bestehende und auch neue Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke oder Power-To-Heat-Anlagen, nicht mit Abgaben zu belasten, die den wirtschaftlichen Betrieb verhindern und zur Stilllegung zwingen bzw. die Realisierung verhindern. Pumpspeicherkraftwerke sind zum Beispiel umweltfreundliche und systemrelevante Teile der Energiewirtschaft.

Die Netzentgeltsystematik dient der effizienten Netznutzung. Dementsprechend muss eine Netzentgeltreduktion stets auf einer tatsächlichen Netzdienlichkeit basieren. Nicht vergessen werden darf, was das Ziel der Netzregulierung ist: diese soll den wirksamen Wettbewerb in der Energieversorgung sicherstellen und gleichzeitig den langfristig zuverlässigen Netzbetrieb gewährleisten. Dies kann nur durch eine angemessene, diskriminierungsfreie, transparente und vor allen Dingen kostenorientierte Entgeltbildung erreicht werden.

Eventuell vorhandene Überlegungen zur Dynamisierung von Netzentgelten, um Strompreisdifferenzen zu verstärken, sind auch aufgrund der massiven operativen Umsetzungsschwierigkeiten wie auch aufgrund der unzureichenden Umsetzungsverlässlichkeit kein realistischer Ansatz.

Zudem sollte bei der Weiterentwicklung der Preisbestandteile stets im Auge behalten werden, dass eine reine Fokussierung auf die Marktdienlichkeit nicht ausreichend ist. Denn es gibt keine zwangsläufige Deckungsgleichheit zwischen niedrigen Großhandelspreisen, also Zeiten hoher Einspeisung von volatiler Energie, und niedriger lokaler Netzlast. Vielmehr kann in Zeiten von zunehmender dezentraler Erzeugung das Gegenteil der Fall sein. Dementsprechend kann marktdienliches Verhalten in Form zusätzlicher Flexibilisierung der Nachfrage zu einer Verschärfung der lokalen Netzsituation führen.

Trend 2: Der Einsatz fossiler Brennstoffe im Kraftwerkspark geht deutlich zurück

Der Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas ist kurz- bis mittelfristig eine kostengünstige Option der Emissionsminderung im Stromsektor. Dieser Weg sollte parallel zum weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien mit politischer Unterstützung fortgesetzt werden, um bis zu einem vollständig auf regenerativen Energien basierenden Stromsystem eine deutliche, aber auch bezahlbare Senkung der Treibhausgas-Emissionen (THG-Emissionen) realisieren zu können. Mit dem Umstieg von Kohle zu Gas halbieren sich im Durchschnitt die CO₂-Emissionen pro kWh. Der Umstieg von Kohle zu Gas ist ein wesentlicher Hebel, um die Klimaziele für 2020 und 2030 im Stromsektor erreichen zu können.

Gaskraftwerke sind aufgrund ihrer technischen Eigenschaften (schnelle Verfügbarkeit, kurze Bauzeiten, niedrige Investitionskosten, geringe CO₂-Emissionen und flexible Fahrweise) die perfekte Ergänzung zu den volatil einspeisenden Erneuerbaren Energien. Damit tragen Gaskraftwerke wesentlich zur Versorgungssicherheit bei. Zukünftige Investitionen in neue Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung sind daher in einer Übergangsphase „No-Regret“-Maßnahmen – auch und gerade bei einem weiterhin ambitionierten Ausbau der Erneuerbaren Energien im Sinne des Erreichens der im Pariser Klimaabkommen formulierten Ziele.

Wie im „Impulspapier Strom 2030“ ausgeführt, muss daher zwischen Kohle- und Erdgasverstromung differenziert werden: Wenn der anstehende Strukturwandel im Kraftwerkspark Emissionen zu möglichst geringen Kosten einsparen soll, müssten zuerst ältere, besonders emissionsintensive Kraftwerke aus dem Markt ausscheiden. Dies wären zunächst ältere Braunkohle, später auch Steinkohlekraftwerke. Die während des Hochlaufs Erneuerbarer Energien notwendige fossile Residuallast sollte dann zunehmend über flexibel hochzufahrende und emissionsarme Kraftwerke abgedeckt werden. Gaskraftwerke sind für ein solches Übergangssystem prädestiniert, zunächst auf Basis von Erdgas und später auf Basis synthetischer, aus Erneuerbaren Energien gewonnener Gase.

Frage 1: Besteht – neben der Weiterentwicklung des ETS – Handlungsbedarf, um die bis 2030 und 2050 erforderlichen Reduktionen von CO₂-Emissionen zu erzielen? Über welche Handlungsoptionen verfügen wir? Wie lassen sich Fehlinvestitionen in fossile Strukturen vermeiden?

Die EnBW hat sich stets für ambitionierte strukturelle Reformen des europäischen Emissionshandelssystems ETS eingesetzt. Einem reformierten und die notwendigen Preissignale setzenden europäischen ETS ist aus Sicht der EnBW der Vorzug gegenüber einzelstaatlichen Eingriffen in den CO₂-Handel zu geben. Aus unserer Sicht ist es jedoch fraglich, ob die derzeit vorbereiteten Reformen im ETS ausreichen werden, um den Strukturwandel in den vom ETS adressierten Sektoren gemäß der im Pariser Klimaschutzabkommen vereinbarten Zielsetzungen zu beschleunigen und emissionsärmere gegenüber emissionsintensiven Kraftwerken besser zu stellen. Hierfür wäre vor allem eine deutliche und zügige Reduzierung des erheblichen Überangebots an Zertifikaten erforderlich, z.B. durch eine unmittelbare Verschiebung einer größeren Menge direkt in die Marktstabilitätsreserve oder deutliche Anhebung der Herausnahmerate, bis der wesentliche Teil des Überschusses absorbiert wurde. Der Kommissionsvorschlag ist in dieser Hinsicht keineswegs ausreichend.

Insofern verweigert sich die EnBW nicht der Diskussion über mögliche zusätzliche Ansätze oder Instrumente (möglichst auf multilateraler Ebene und mit dem ETS verknüpft), um dauerhafte lock-in-Effekte zu vermeiden. In der Diskussion werden von Marktteilnehmern immer wieder Mindestpreise für Zertifikate oder zusätzliche CO₂-Steuern genannt.

Zur Hebung bisher ungenutzter Klimaschutzpotenziale im Non-ETS-Sektor (Wärme, Verkehr) bietet sich über die Sektorkopplung eine stärkere Elektrifizierung an. Hierfür werden absehbar größere Mengen erneuerbar erzeugten Stroms benötigt, sodass ein weiterhin ambitionierter Ausbau von Wind- und PV-Anlagen sichergestellt werden muss.

Trend 3: Die Strommärkte werden europäischer

Der Europäische Binnenmarkt ist ein erstrebenswertes Ziel, das vor allen Dingen Wettbewerb und Verbrauchervorteile impliziert. Mit einer schrittweisen Anpassung der politischen Rahmenbedingungen der einzelnen EU-Märkte können Handelsbarrieren abgebaut, Transaktionskosten gesenkt und mehr Transparenz geschaffen werden. Im Bereich der Großhandelsmärkte sind bereits erhebliche Fortschritte in der Schaffung des Europäischen Energie-Binnenmarktes erreicht worden. Auch der Infrastrukturausbau schreitet zwar nicht schnell genug, aber doch stetig voran. Auch die gemeinsamen Ausbauziele und das zunehmende Heranführen der Erneuerbaren Energien an den Markt im Rahmen der Fördersysteme werden helfen, die grenzüberschreitenden Verwerfungen u.a. aufgrund des unterschiedlichen Erzeugungsmixes in den Mitgliedstaaten zu verringern.

Frage 1. In welchen Bereichen sollte die Integration der Strommärkte voranschreiten, um die Potenziale des Binnenmarktes für die Energiewende zu heben? Welche politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen sind dazu erforderlich?

Mit den sogenannten Network Codes (bzw. Guidelines) wird die Basis für eine Harmonisierung der europäischen Regeln und damit einer weiteren Integration der Märkte gelegt. Gleichzeitig ist darauf hinzuweisen, dass auch in zahlreichen nationalen Märkten noch erhebliches Entwicklungspotential besteht, das zügig angegangen werden sollte. Eine europäische Integration ist nur machbar, wenn auch national die Voraussetzungen geschaffen werden, die einen diskriminierungsfreien und letztlich einen auf Reziprozität basierenden Marktzugang ermöglichen. Wir sind der Auffassung, dass gerade der deutsche Stromgroßhandelsmarkt (von Terminmarkt bis zum Regelenergiemarkt) in weiten Teilen Vorbildcharakter hat und stetig weiterentwickelt wird. Es ist zunächst festzustellen, dass in vielen Mitgliedstaaten bis heute kein funktionierender Regelenergiemarkt entwickelt wurde; dies sollte eine Kernaufgabe sein.

Für die Energiewende stehen sicher die Kurzfristmärkte (Spot und Regelenergie) im Fokus. Trotz feststellbaren Fortschritts sehen wir hier durchaus weiteren Handlungsbedarf. Wir unterstützen dabei vollumfänglich die Position von ACER, dass neben der Integration der Regelenergiemärkte insbesondere die Schaffung, Erhaltung und stetige Fortentwicklung liquider Intraday-Märkte eine Schlüsselrolle einnimmt. Deshalb müssen die Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass ausreichend Anreize für Intraday-Handelsaktivitäten geboten werden, welche für die voranschreitende Entwicklung liquider und attraktiver Intraday-Märkte benötigt werden. Aus unserer Sicht ist dies ein zentraler Aspekt, so dass Marktteilnehmer ihre Positionen bestmöglich an diesem Markt ausbalancieren können. Dies ist insbesondere im Zusammenspiel mit Überlegungen zum Regelenergiemarkt wichtig; denn bestehende Anreize für eine Bilanzkreisbewirtschaftung am Intraday-Markt dürfen nicht zugunsten der wirtschaftlichen Optimierung von TSO-Aktivitäten konterkariert werden. Daher sehen wir z. B. Überlegungen hinsichtlich einer Einführung eines kurzfristigen Marktes für Regularbeit („balancing energy market“) kritisch; dieser würde aus unserer Sicht die Liquidität im deutschen Intradaymarkt negativ belasten (in Mitgliedstaaten ohne Intra-

daymarkt kann dieser für eine Übergangszeit bis zur Entwicklungen eines liquiden Intradaymarkts eine Option darstellen).

Die Weiterentwicklung der Richtlinien für Strommarktdesign und Erneuerbare Energien können hilfreich sein, eine europäische Energiewende umzusetzen. Allerdings ist es dafür notwendig, dass politische Ziele für Erneuerbare Energien deutlich formuliert und auch tatsächlich erreicht werden. Der vorrangige Anschluss und der Stromtransport von Erneuerbaren sollten daher in der nächsten Richtlinie unbedingt beibehalten vorgesehen werden. Das gleiche gilt für technologiespezifische Förderkulissen für verschiedene Erneuerbare-Energien-Technologien, um Mitnahmeeffekte und steigende Systemkosten durch falsche Allokation zu vermeiden.

Frage 3. In welchen Bereichen sollen auf europäischer Ebene die Rahmenbedingungen weiter vertieft und angeglichen werden, wo sind regionale Ansätze vielversprechender? Wie können solche regionalen Ansätze zur Zusammenarbeit aussehen?

Regionale Ansätze sind z. B. bei der grenzüberschreitenden Kooperation der ÜNB, wie sie aktuell im Rahmen von TSC und CORREZO erfolgen, sinnvoll und wichtig. Hier sollte zunächst der Schwerpunkt auf dem EU-weiten Aufbau von Kooperationszentren und der tatsächlichen operationellen Umsetzung der bisherigen Aufgabenkataloge liegen. Operationelle Entscheidungen sollten dabei in der Hand der jeweiligen ÜNB verbleiben.

Der Ausbau von Grenzkuppelkapazitäten ist für die Vollendung des Binnenmarkts eine weiter wesentliche Bedingung.

Trend 4: Versorgungssicherheit wird im Rahmen des europäischen Strombinnenmarkts gewährleistet

Wir sind der festen Überzeugung, dass Versorgungssicherheit und Wettbewerb grenzüberschreitend organisiert werden müssen, und das nicht nur im Strom-, sondern auch im Gasmarkt. Strom- und Gasmarkt stehen in einer engen Beziehung zueinander und sollten dementsprechend den gleichen Regeln unterworfen sein. Dies ist im Bereich der Netzregulierung auf nationaler Ebene bereits der Fall und sollte somit auch bei der Harmonisierung der europäischen Energiemärkte im Gleichschritt vollzogen werden.

Frage 1. In den letzten Jahren wurden neue Berechnungsverfahren entwickelt, die bei der Bewertung von Versorgungssicherheit insbesondere die Effekte des grenzüberschreitenden Stromaustauschs berücksichtigen (u. a. Consentec, r2b [2015]), regionaler Versorgungssicherheitsbericht 2015 im Auftrag des Pentalateralen Energieforums). An welchen Stellen sollten diese Berechnungsverfahren ergänzt bzw. weiterentwickelt werden? Insbesondere: Welche Indikatoren und Schwellenwerte für Versorgungssicherheit sind sinnvoll?

Die Methodiken zu Bestimmung der Systemadäquanz unterscheiden sich zwischen den Mitgliedstaaten. Es sollte die Gelegenheit genutzt werden, eine harmonisierte Methodik einzuführen, die aktuellen wissenschaftlichen Standards entspricht. Hier bieten sich bspw. probabilistische Maße wie der LOLE-Wert an, der auch in den genannten anderen europäischen Ländern verwendet wird. Ein solcher Standard existiert bereits in anderen Ländern wie Frankreich, Irland oder den Niederlanden. Er schafft einen allgemein anerkannten Maßstab für das, was die Gesellschaft hinsichtlich Versorgungssicherheit erwartet. Wichtig ist, dass der Versorgungssicherheitsindikator unter Bedingungen des Gemeinsamen Marktes, d.h. unter Berücksichtigung des grenzüberschreitenden Stromhandels definiert wird.

Die im Pentalateralen Forum entwickelte Methode ist dabei als sehr robust anzusehen. Aus unserer Sicht können und sollten die Schwellenwerte für Versorgungssicherheit in nationaler Verantwortung bleiben.

Frage 2. Wie könnten mögliche Hemmnisse für ein gemeinsames, europäisches Monitoring der Versorgungssicherheit abgebaut werden? Wo sollte ein solches Monitoring institutionell verankert werden (beispielsweise ENTSO-E, ACER oder regionale Kooperationen wie das Pentalaterale Energieforum)?

Sinnvoll wäre es, sich zunächst auf eine Methodik zu verständigen, die im Rahmen des Monitorings angewendet werden soll. Die Übertragung an ENTSO-E oder ACER erscheint sinnvoll. Denkbar wäre auch, das Monitoring turnusmäßig auszuschreiben und dann an externe Experten zu vergeben.

Frage 3. Könnten Reserven gemeinsam mit Nachbarstaaten entwickelt werden? Welche Chancen, zum Beispiel welche Kostensenkungspotenziale, und welche Risiken würden bei einer gemeinsamen Reserve bestehen?

Das Thema Versorgungssicherheit ist sicherlich eines der zentralen mit sehr hoher politischer Brisanz. Ein zu hohes Maß an einer gemeinsamen Reserve könnte einzelne Staaten dazu verleiten, zu wenig zu tun, was – je nach Ausgestaltung des Systems – auch zu negativen Effekten in anderen Ländern führen kann.

Trend 5: Strom wird deutlich effizienter genutzt

Frage 1. Wie kann sichergestellt werden, dass Stromeffizienz bei energiepolitischen Entscheidungen berücksichtigt wird?

Eine sinnvolle, für Bürger nachvollziehbare Definition des Begriffs Energieeffizienz sollte verwendet werden. Bei einer immer stärkeren Durchdringung des Strommixes sowie der Wärme-/Kälteerzeugung mit Erneuerbaren Energien und sinkenden Kosten derselben sollte nicht zuletzt aus Kostengründen eine stärkere Abwägung zwischen Erneuerbaren-Energien-Nutzung und weiteren Energieeffizienzsteigerungen möglich sein. Zumindest sollte eine zu starke Ausrichtung auf absolute Energieeinsparungen vermieden werden.

Trend 6: Sektorkopplung: Heizungen, Autos und Industrie nutzen immer mehr erneuerbaren Strom statt fossiler Brennstoffe

Grundsätzlich sollte der Markt über den effizientesten Ansatz entscheiden, d.h. es sollten keine Technologie- oder Effizienzvorgaben gemacht werden.

Wir halten es für falsch, Sektorkopplung im Sinne einer Erneuerbaren-Energien-Vollelektrifizierung aller Sektoren zu verstehen. Stattdessen plädieren wir dafür, die Kopplung der Sektoren breiter anzulegen, um all ihr Potenzial auszuschöpfen. Es braucht einen Wettbewerb zwischen Technologien und ein Miteinander von Klimaschutzoptionen. Wo Erneuerbare Energien durch fehlende technische Reife, hohe Kosten oder öffentliche Widerstände an Grenzen stoßen, werden alternative Klimaschutzinstrumente benötigt. So lässt sich zum Beispiel durch die Modernisierung des Heizungsbestandes in Deutschland viel Klimaschutz für verhältnismäßig wenig Geld realisieren. Dabei werden Heizungen zunehmend Kombi-Lösungen aus Gas und Erneuerbare Energien darstellen, und damit eine umweltfreundliche und kostengünstige Option für Raumwärme bieten.

Solche sowohl pragmatischen, aber auch effizienten Lösungen sind notwendig, nicht zuletzt weil sie die Akzeptanz bei den Verbrauchern erhöhen. Letztere hängt stark von der Bezahlbarkeit der Energiewende ab. Daher sollten an alle Klimaschutzmaßnahmen drei Kriterien angelegt werden:

- a. Was ist technisch machbar?
- b. Welche Treibhausgasreduzierung lässt sich erzielen?
- c. Welche Kosten entstehen und für wen?

Eine vollständige Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität würde diesen Kriterien nicht gerecht. In vielen Fällen sind Erneuerbare Energien ein gutes Klimaschutzinstrument. Allerdings müssen sie sich dem Wettbewerb mit anderen Klimaschutzinstrumenten stellen. Denn Wettbewerb sorgt nicht nur für sinkende Kosten, sondern auch für Innovationsdruck, der wiederum Technologieschübe anreizt, auch bei den Erneuerbaren Energien. Dementsprechend sollte der Weg zum Ziel, dem Klimaschutz, nicht unnötig eng definiert werden. Eine vollständige Elektrifizierung aller Sektoren würde aber genau dies bedeuten und außer Acht lassen, dass zurzeit erhebliche technische und wirtschaftliche Hürden für eine Vollelektrifizierung bestehen. Eine sehr viel grundsätzlichere Debatte ist daher nötig, um die Vor- und Nachteile einer Elektrifizierungsstrategie abzuwägen.

Darüber hinaus ist festzuhalten, dass die Bundesregierung mit der Energiewende nicht primär den Ausbau der Erneuerbaren Energien vorantreiben wollte, sondern als Hauptziel die Senkung der THG-Emissionen definiert hat. Die Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien ist daher ein Instrument, um die THG-Emissionen zu reduzieren, aber es braucht zusätzliche Wege, so zum Beispiel die Erhöhung der Energieeffizienz oder Brennstoffwechsel, wie den von Kohle zu Erdgas. Es ist unmöglich, die technologischen Entwicklungen im Energiebereich für die kommenden Jahrzehnte zu prognostizieren. Daher sollte die Bundesregierung für alle technologischen Entwicklungen offen bleiben und sich diese zunutze machen, um die Klimaziele erreichen zu können. In diesem Zusammenhang sollte das Ziel eine „CO₂-neutrale“ und keine „CO₂-freie“ Energieversorgung sein, da dies die zur Verfügung stehenden Lösungsmöglichkeiten unnötig einschränkt. Anstatt eine Dekarbonisierung „vom Ende her“ zu denken, empfiehlt sich eine Konzentration auf heute bereits verfügbare und kostengünstig einsetzbare Klimaschutzmaßnahmen.

Es ist unbestritten, dass Strom aus Erneuerbaren Energien eine wichtige Rolle beim Erreichen der Klimaziele spielen wird. Dennoch braucht es flankierende Maßnahmen, um eine Dekarbonisierung der Sektoren Privathaushalte, GHD, Industrie und Verkehr realisieren zu können. Synthetisches Gas (zum Beispiel Windgas), Wasserstoff und Biogas könnten hier zum Beispiel einen Beitrag leisten. Insgesamt sollten mit der Sektorkopplung die Strom-, Gas- und Wärmeinfrastruktur besser miteinander verknüpft werden. Dadurch würde das Gesamtsystem deutlich an Flexibilität gewinnen und zur besseren Integration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien beitragen. Die gut ausgebaute, bereits bestehende Gasinfrastruktur ist dabei ein unverzichtbares Asset, das künftig zunehmend von den Erneuerbaren Energien genutzt werden kann. Die Gasnetze und -speicher können Biogas und Gas aus Power-To-Gas (Windgas) aufnehmen, transportieren und speichern. Gerade aufgrund der Verspätungen und Kostensteigerungen beim Stromnetzausbau ist der Wert der Gasinfrastruktur kaum zu überschätzen; sie wird eine strategische Rolle beim weiteren Umbau des Energiesystems spielen.

Frage 1. Wie können wir die Wettbewerbsbedingungen für erneuerbaren Strom in Wärme und Verkehr verbessern und Strom eine faire Chance gegenüber Brennstoffen in Verkehr und Wärme geben? Wie kann eine sinnvolle Kostenanlastung für erneuerbaren Strom in den anderen Sektoren erreicht werden?

Über eine bessere Verteilung der energiewendebedingten Kosten auf alle Energieträger, d. h. auf Strom, Gas, Heizöl und Mineralöl, Schiffsdiesel sowie Kerosin (Verkehr) gleichermaßen sollte nachgedacht werden. Dabei könnte ein politischer Faktor (z. B. CO₂-Intensität, o. ä.) neben einer kWh-abhängigen Komponente die Basis für eine Kostenverteilung darstellen.

Auch alle bisherigen staatlichen Umlagen und Abgaben (z. B. Stromsteuer, Konzessionsabgabe, etc.) könnten neu „verteilt“ werden. Politisch gewollte Ausnahmen könnten – wie bislang – beibehalten werden. Eine „Einengung“ nur auf die Verteilung der Kosten aus Erneuerbaren Energien ist ggf. nicht sachgerecht. Weitere energiewendebedingte Kostenpositionen könnten mit einbezogen werden (z. B. KWK, Ausgleichszahlung Offshore).

Frage 2. Wie erleichtern wir Lastzuschaltung bei niedrigen Strompreisen?

Auch im Hinblick auf die Lastzuschaltung besteht nach wie vor eine hohe Belastung durch den Block der Steuern, Abgaben und Umlagen. Ohne eine Anpassung dieser Preisbestandteile, welche für eine Verzerrung der Marktsignale sorgen, wird eine Ausweitung der Lastzuschaltung bei niedrigeren Strompreisen weiterhin ökonomisch nur bedingt attraktiv sein. Gleichzeitig muss auch hier das Spannungsverhältnis zwischen Markt- und Netzdienlichkeit beachtet werden, so dass eine beliebige, marktgetriebene Lastzuschaltung lokal Netzengpässe hervorrufen kann.

Trend 9: „Gut ausgebaute Netze schaffen kostengünstig Flexibilität“

Die Herausforderung Stromnetzausbau wird für die Energiewende zu einer immer größeren Belastungsprobe. Die aus zahlreichen Protesten resultierende verlängerte Planungsphase und Bauzeit von SüdLink und SüdOstLink haben gezeigt, dass die Anpassungen des Stromnetzes an die neue EE-Erzeugungslandschaft schon heute hochproblematisch sind. Mit Blick auf den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien und eine mögliche zusätzliche Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität stellt sich die Frage, wie das dann notwendige Stromnetz aussehen und wie es – bei all den heute schon aufkommenden Widerständen – überhaupt gebaut werden soll.

In diesem Zusammenhang muss das Potenzial der Gasinfrastruktur stärker berücksichtigt und genutzt werden. Ganz gleich in welchem Maß die Sektoren Wärme und Mobilität elektrifiziert werden, es braucht ein besseres Zusammenspiel von Gas- und Stromnetzen. Gasinfrastruktur ist Energiewendeinfrastruktur. Mit „Power-To-Gas“ kann EE-Strom auch mithilfe des Gasnetzes transportiert und gespeichert werden: Wesentlich ist, dass die Gasinfrastruktur schon vorhanden ist und konfliktfrei und unsichtbar unter der Erde liegt.

Es wäre daher in jeder Hinsicht sinnvoll, diese Infrastruktur künftig auch für die Speicherung und den Transport von EE-Strom zu nutzen, damit könnte ein signifikanter Beitrag zur Lösung eines der Hauptprobleme der Energiewende – Speicherung und Transport von EE-Strom – geleistet werden. Die Gasinfrastruktur kann und muss eine wichtige Rolle im Energiesystem der Zukunft spielen.

Frage 3. Im Zuge der Energiewende werden die Verteilernetze künftig noch stärker Strom aus dezentralen Anlagen aufnehmen, auch werden Verbraucher bzw. Kunden zunehmend flexibler. Welche Rahmenbedingungen gewährleisten einen effizienten Netzausbau auch auf Verteilernetzebene?

Mit der novellierten Anreizregulierungsverordnung sehen wir einen wichtigen Baustein für den effizienten Netzausbau auf Verteilernetzebene. Die Novelle setzt wichtige Impulse für Neuinvestitionen und sorgt mit dem Effizienzvergleich für einen effizienten Netzausbau. Allerdings gilt es im Rahmen des Effizienzvergleiches auch auf die heterogenen Herausforderungen durch den Zubau der erneuerbaren Energien adäquat einzugehen. So ist der Süden Deutschlands insbesondere durch den kleinteiligen PV-Zubau in der Mittel- und Niederspannung betroffen, während im Norden die Windeinspeisung insbesondere die Hochspannung betrifft. Positiv beurteilen wir die Einführung der Spitzenkappung für Verteilnetzbetreiber. Damit wird diesen ein volkswirtschaftlich sinnvolles, weil kostenreduzierendes Instrument an die Hand gegeben. Offen bleibt dennoch, inwiefern der rückwirkende Vermögenseingriff in die Investitionen der Jahre 2007 – 2016 zu einem Vertrauensverlust führt. Denn die damit gekappten Rückflüsse aus diesen Investitionen stehen den Netzbetreibern nicht für Investitionen zur Verfügung.

Trend 11: Die Netzfinanzierung erfolgt fair und systemdienlich

Frage 1. Wie kann die Netzentgeltsystematik weiterentwickelt werden, um die Kosten für Bau und Betrieb der Netze fair und transparent unter den Netznutzern zu verteilen?

Wir verweisen bei der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik auf unsere Aussage unter Trend 1. Kritisch bewerten wir außerdem die indirekte Finanzierung der EEG-Umlage zulasten der Netzentgelte durch die dezentrale Einspeisevergütung für fluktuierende Erzeuger. Diese führen gerade nicht zu dem intendierten Ziel der vermiedenen Netzentgelte – Netzkosten zu reduzieren –, im Gegenteil, der massive Zubau an EEG-Anlagen ist der maßgebliche Treiber für den Anstieg der Netzentgelte. Aufgrund der nicht planbaren Erzeugung geht von diesen Erzeugern folglich kein positiver Beitrag zur Reduktion des Netzausbaus einher. Daher würden wir eine sofortige Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für fluktuierende Erzeugungsanlagen begrüßen. Dies würde die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen nicht beeinflussen, während die lokalen Netznutzer direkt von einer Netzentgeltreduktion profitieren würden und die Kosten würden nicht willkürlich auf gewisse Regionen in Deutschland entfallen.

Die zunehmenden Bestrebungen der Netznutzer sich zu einem „Prosumer“ weiterzuentwickeln, werden langfristig zu geänderten Belastungen der Netznutzer führen. Allerdings sehen wir hierbei kurzfristig keinen zwingenden Handlungsbedarf. Langfristig muss es jedoch darum gehen, auch diese Nutzer adäquat an den Netzkosten, welche weiterhin durch diese erzeugt werden, zu beteiligen. Hierfür könnte beispielsweise ein Entgelt für die Leistungsvorhaltung des Netzes eine Möglichkeit sein.

Frage 2. Welche Rolle spielt die Kosteneffizienz des gesamten Energiesystems bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik? Welche Wechselwirkungen bestehen zwischen der Finanzierung der Netze und der Sektorkopplung?

Aufgrund der kostenorientierten Netzentgeltbildung ergeben sich im Kontext der Sektorenkopplung unterschiedliche Wechselwirkungen. Sofern die Sektorenkopplung stromgeführt ist, wie beispielsweise die Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen, sind diese allerdings weniger durch die Netzentgelte, sondern vielmehr durch die Umlagen bedingt.

Mit einer verstärkten Sektorenkoppelung würden sich deutlich geänderte Anforderungen an Strom- und Gasnetze ergeben. Hierbei gilt es zu beachten, dass sich beide Sparten durch eine sehr lange Kapitalbindung auszeichnen. Dementsprechend besteht bei kurz- und mittelfristiger Änderungen eine große Gefahr von „stranded investments“.

Frage 3. Wie können energiewirtschaftlich sinnvolle Flexibilitätpotenziale von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern optimal gehoben werden? Was bedeutet das für die weitere Entwicklung der Netzentgelte? Wie können Anreize für einen stabilen Betrieb der Stromnetze gesetzt werden und anhand welcher Kriterien sind Maßnahmen zur Flexibilisierung von Last und Erzeugung aus Netzsicht sinnvoll zu bewerten?

Mit den reduzierten Netzentgelten hält die Netzentgeltsystematik bereits heute ein effektives Instrument zur Entlohnung von Flexibilitäten bereit, welches weiterentwickelt werden könnte. Grundsätzlich sollte bei einer Weiterentwicklung darauf geachtet werden, dass nicht weitere Ausnahmetatbestände geschaffen werden, sondern eine Vielzahl von Anwendungsfällen mit einer Regelung abgedeckt werden. Zielführend wäre es hierbei auch, bestehende Regelungen zusammenzufassen.

Entscheidend aus Netzsicht ist, dass Maßnahmen zur Flexibilisierung von Last und Erzeugung zu einer gleichmäßigeren Auslastung der Netze führen und damit zur Netzstabilität beitragen. Dies bedeutet im Umkehrschluss auch, dass unnötige Lastspitzen vermieden werden können, so dass der Netzausbau begrenzt werden kann. Letztlich muss es aber den Netzbetreibern überlassen sein, sich für einzelne Flexibilitäten zu entscheiden. Denn nicht jede am Markt angebotene Flexibilität ist aus Netzsicht erforderlich und führt auch nicht zu mehr Stabilität im Netzbetrieb.