
Deutscher Industrie- und Handelskammertag

Stellungnahme zum Impulspapier Strom 2030

Das Wichtigste in Kürze:

- Da künftig viel mehr erneuerbarer Strom im Wärme- und Verkehrssektor eingesetzt werden soll, sollte das Papier von den Stromeinsparzielen aus dem Energiekonzept 2010 abrücken.
- Eine zentrale Frage der Energiewende wird im Papier weitgehend ausgeklammert: Wie kann der Markt fit für die Erneuerbaren gemacht und wie können die Erneuerbaren fit für den Markt gemacht werden? Dies sollte ergänzt bzw. in einem separaten Prozess beleuchtet werden.
- Der Aspekt der Akzeptanz für den Netzausbau ist unterbelichtet und sollte stärker in den Vordergrund gerückt werden.
- Der Ansatz ist richtig, verschiedene Flexibilitätsoptionen in Wettbewerb zueinander zu stellen. Allerdings besteht hier noch einiger Handlungsbedarf z. B. bei Stromspeichern oder Netzentgelten.
- Es fehlt ein Blick auf die (langfristigen) Kosten der beschriebenen Trends im Vergleich zu alternativen Maßnahmen.

I. Vorbemerkungen

Der Stromsektor ist auf dem Energiewende-Weg weit vorangekommen: 2015 wurde bereits rund ein Drittel des verbrauchten Stroms erneuerbar erzeugt. Bis 2030 sollen es rund 50 und 2050 80 Prozent sein. Mit der Einführung von Ausschreibungen für die Förderung erneuerbarer Energien mit dem EEG 2017 wurde ein Wettbewerb um die Förderung etabliert. Die Ergebnisse der bisherigen Runden für Photovoltaik-Freiflächenanlagen deuten an, dass dadurch mehr Kosteneffizienz in die Förderung auch bei anderen Technologien Einzug halten kann. Im EEG 2017 sind aber keine Maßnahmen oder Strategien enthalten, wie langfristig ein Zubau ohne Förderung erreicht werden kann. Dies wird aber umso drängender, je mehr Strom auch in den Sektoren Wärme und Verkehr eingesetzt werden soll.

Bereits im Weißbuch Strommarktdesign vom Sommer 2015 ist angekündigt, dass die Bundesregierung sich des Themas Markt und erneuerbare Energien annehmen möchte. Das Impulspapier Strommarkt 2030 wäre hierzu ein geeignetes Mittel, um mögliche Wege dorthin zu diskutieren. Es

ist auch aus europarechtlichen Gründen fraglich, ob ein System mit einem geförderten Stromanteil von 50 Prozent oder mehr beihilferechtlich unproblematisch bleibt. Kurzfristige beihilferechtliche Probleme wie 2013/2014 mit der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG oder aktuell mit der KWK-Förderung und Umlage sollten vermieden werden, weil sie zu großen Unsicherheiten und damit zu Investitionszurückhaltung führen.

Die verpflichtende Marktprämie für Anlagen über 100 kW ist ein richtiger Schritt gewesen, um Markt und erneuerbare Energien näher zueinander zu bringen. Sie wird aber aller Voraussicht nach selbst bei wieder steigenden Großhandelspreisen aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit von Wind und Sonne nicht zu einem EE-Zubau ohne Förderung führen.¹ Daher sind Fragen, wie ein europäischer Markt, der weitgehend auf erneuerbaren Energien beruht, funktionieren kann, vorrangig. Da das Impulspapier keine Impulse in diese Richtung setzt, empfiehlt der DIHK hierzu ein gesondertes Verfahren einzuleiten.

Laut Impulspapier und Grünbuch Energieeffizienz soll die Energiewende künftig nach einem Dreiklang geordnet werden:

1. Minimierung des Energieverbrauchs in allen Sektoren.
2. Direkter EE-Einsatz in den Sektoren.
3. Verbleibende Energiebedarf soll über die Sektorkopplung durch den Strommarkt gedeckt werden.

Im Stromsektor ist nach DIHK-Einschätzung eine weitere deutliche Kostenreduktion der Gesteuerungskosten für PV- und Windanlagen bis 2050 sehr wahrscheinlich. Gleichzeitig steigen für Unternehmen die Grenzkosten für zusätzliche Effizienzmaßnahmen an. Daher ist es aus heutiger Sicht mit den vorhandenen Technologien im Stromsektor möglicherweise volkswirtschaftlich sinnvoller, mehr auf den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, deren Integration in die Energiemärkte (Sektorkopplung) und die Entwicklung von Flexibilisierungsoptionen denn auf eine eindimensionale Umsetzung von Effizienzmaßnahmen zu setzen. Die Energieversorgung hat als Inputfaktor eine dienende Funktion für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Energieeinsparziele können daher mittel- bis langfristig wirtschaftliches Wachstum behindern.

Strom soll zum wichtigsten Energieträger im Gesamtsystem werden und laut Impulspapier 2050 die Hälfte des Gesamtbedarfs decken. Der Entwurf des Klimaschutzplans des BMUB spricht von einer Stromerzeugung von 600 bis 800 TWh aus erneuerbaren Energien in 34 Jahren. Welche Rolle

¹ Vgl. auch Fraunhofer IS (2015): Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket 4: Analyse ausgewählter Einflussfaktoren auf den Marktwert erneuerbarer Energien.

Strom im Gesamtsystem künftig spielt, sollte der Markt entscheiden. Dafür sind aber faire Wettbewerbsbedingungen notwendig. Derzeit ist Strom gegenüber anderen Anwendungen in den Sektoren Wärme und Verkehr durch die hohe Steuer- und Abgabenlast benachteiligt. Daher sollte eine Grundsatzdebatte über die staatlich verursachten Strompreisbestandteile geführt werden. In einem ersten Entlastungsschritt sollte die Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß gesenkt werden. Aus heutiger Perspektive wird das Stromeinsparziel für 2050 von 25 Prozent gegenüber 2008 nicht erreicht werden können. Dies ist volkswirtschaftlich auch durchaus sinnvoll, da die Grenzkosten erneuerbarer Stromerzeugung tendenziell sinken. Der DIHK empfiehlt daher, das Ziel aus dem Energiekonzept 2010 aufzugeben.²

Der DIHK unterstützt das Ziel, dass im Strommarkt 2.0 alle Flexibilitätsoptionen in einem fairen Wettbewerb gegeneinander antreten sollen. Einige Hürden für dieses Ziel werden im Impulspapier auch thematisiert, beispielsweise die Netzentgelte. Andere Hürden bleiben allerdings außen vor. Dazu gehört z. B. die energierechtliche Einordnung von Stromspeichern als Letztverbraucher und Erzeuger von Energie. Zudem werden teilweise auch neue Hürden für einen fairen Wettbewerb geschaffen. So werden einseitig KWK-Anlagen im Rahmen der zuschaltbaren Lasten gefördert, um bei Bedarf im Netzausbauggebiet ihre Stromproduktion einzustellen. So sinnvoll das Instrument sein mag, um den bestehenden Engpässen im Netz zu begegnen; es schafft jedenfalls, von den Stromverbrauchern finanziert, hochflexible Verbraucher, die einen Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen Optionen aufweisen. Der Strommarkt 2.0 ist daher noch weit von einer tatsächlichen Vollendung entfernt.

Der Ansatz, die losen Enden der Energiewende zusammenzuführen, ist richtig. Das Impulspapier denkt vom Ziel der CO₂-Vermeidung her. Was hingegen fehlt, ist wie beim Klimaschutzplan des BMUB ein Preisschild für den Umbau der Energieversorgung. Weiterhin wird die Bedeutung des Energieträgers Erdgas nicht genauer betrachtet. Die Substitution von Erdgas durch Elektrizität im Wärmemarkt kann im Zeitverlauf zu einer immer geringeren Auslastung des Erdgasnetzes führen, wobei gleichzeitig langfristig auch die Nutzung regenerativ erzeugter Gase möglich erscheint. Es stellt sich daher die Frage, wie mit diesem Strukturwandel umgegangen wird.

Grundsätzlich sollten politische Weichenstellungen durch Anreizsysteme oder gar ordnungsrechtliche Vorgaben technologieoffen ausgestaltet sein. Das verringert das Risiko von Pfadabhängigkeiten, die ihrerseits die Energiewende insgesamt verteuern und damit die Wettbewerbssituation der deutschen Wirtschaft verschlechtern können.

² Einzelne Kammern setzen sich dafür ein, an diesem Ziel festzuhalten. Hintergrund dafür sind vor allem Fragen des Ressourcenverbrauchs.

Die Aussage ist richtig, dass Investitionen in den 2020er und 2030er Jahren das Energiesystem im Jahr 2050 prägen. Daher ist es auch richtig, sich die Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2030 mit dem Blick auf die Ziele 2050 anzuschauen. Allerdings folgen daraus im Papier nur eingeschränkt Konsequenzen. Beispiel: So soll nach Trend 7 KWK bis 2030 weiter ausgebaut werden. Dadurch entstehen aber vor allem durch den Ausbau netzgebundener Infrastrukturen Lock-in-Effekte, die 2050 noch wirksam sind.

II. Zu den Thesen

1) Die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne prägt das System

Wie bereits eingangs erwähnt, werden die Stromgestehungskosten für Strom aus Wind und Sonne in den kommenden Jahrzehnten voraussichtlich weiter fallen und dieser Strom zur günstigsten Erzeugungsquelle werden. Die Internationale Energieagentur rechnet in ihrem aktuellen Mittelfristausblick mit einem Preisverfall bei PV von 25 Prozent und Wind an Land von 15 Prozent in den kommenden Jahren. Vor allem getrieben durch weltweite Investitionen in diese Technologien.

Das Impulspapier enthält die Aussage, dass 2030 mehr als doppelt so viel Strom im Vergleich zu heute aus Wind und Sonne erzeugt werden. Das wären demnach mindestens 240 TWh. Langfristig ist die Aussage sicher richtig, dass der überwiegende Teil der Stromerzeugung durch diese Technologien erfolgt. Dafür wurden mit den Ausbaukorridoren die Weichen entsprechend gestellt. Allerdings werden Fragen des Netzausbaus, der Speicherung, verfügbarer Flächen und vor allem der Akzeptanz neuer Infrastruktur immer wichtiger. Die Politik sollte daher verstärkt den Bürgern erklären, dass die Energiewende auch sichtbarer Teil des Alltags von Millionen Menschen werden muss, wenn die Klimaschutzziele mit Hilfe erneuerbarer Energien umgesetzt werden sollen. Der DIHK empfiehlt diesen Aspekt noch stärker in das Impulspapier zu integrieren. Für die Akzeptanz in Wirtschaft und Gesellschaft ist aus Sicht des DIHK zudem entscheidend, dass die Energiewende ein „Mitmach-Projekt“ bleibt. Eigenerzeugung sollte daher ein wichtiger Baustein bleiben.

Das Papier enthält die Aussage: „Wird viel Strom aus Wind und Sonne produziert und ist die Stromnachfrage gering, kann mit dem Strom auch effizient Wärme erzeugt und damit Heizöl oder Gas eingespart werden.“ Das kann insbesondere in hybriden Anlagen geschehen, die situationsbedingt erneuerbaren Strom oder fossile Energieträger nutzen können. Volkswirtschaftlich sinnvoller ist es, Hürden für zusätzliche Produktion der Industrie in solchen Zeiten zu beseitigen. Durchschnittlich werden in der Industrie rund 2.000 Euro je eingesetzter MWh erwirtschaftet.

Leitfragen

Welche Ansätze zur Flexibilisierung sollten neben einer Reform des Regelenergiemarkts und der Evaluierung der Mindestenergieerzeugung verfolgt werden?

Ausgangspunkt für ein sich selbst tragendes, im Kern auf Erneuerbaren Energien beruhendes Energiesystem ist die kosteneffiziente Erzeugung von Strom. Vorrangiges Ziel sollte daher der Abbau der EE-Förderung und schließlich die vollständige Finanzierung Erneuerbarer im Markt sein. Die sinkenden Stromgestehungskosten von Strom aus Wind und Sonne zeigen, dass unabhängig von den politisch gesetzten Ausbauzielen ein Anwachsen der erneuerbaren Stromerzeugung möglich ist. Weiterhin sollten die Rahmenbedingungen so weiterentwickelt werden, dass sich eine Nachfrage bzw. Zahlungsbereitschaft für Ökostrom entwickelt.

Das Gesamtsystem einschließlich der Nachfrageseite muss flexibler werden. Hierbei dürfen aber Grenzen der Flexibilisierung für bestimmte Branchen und Produktionsprozesse nicht außer Acht gelassen werden. So würde eine Dynamisierung der EEG-Umlage oder anderer Preisbestandteile Unternehmen benachteiligen, die ihre Produktionsprozesse nicht dynamisieren können. Ob bei sehr niedrigen oder negativen Börsenstrompreisen eine Verringerung von Umlagen und/oder Netzentgelten sinnvoll für mehr Flexibilität ist, soll im Rahmen der SINTEG-Projekte untersucht werden. Bevor weitere Schritte eingeleitet werden, sollten Erkenntnisse aus den Projekten abgewartet werden. Grundsätzlich gilt: Flexibilität und Energieeffizienz können sich auch widersprechen.³

Die Reform des Regelenergiemarktes, die derzeit läuft, ist ein wichtiger Schritt zu mehr Flexibilität. Allerdings sollte die Bundesnetzagentur mutiger sein und kürzere Vorlaufzeiten und kleinere Produkte zulassen.⁴ Geprüft werden sollte zudem, ob nicht für andere Systemdienstleistungen ein eigener Markt wie bei der Regelenergie mittel- bis langfristig geschaffen werden muss, wenn immer mehr konventionelle Kraftwerke vom Netz gehen. Mit den sofort abschaltbaren Lasten im Rahmen der Verordnung zuschaltbare Lasten ist ein erstes Instrument in diese Richtung bereits angelegt. Wichtig sind in jedem Fall auch einheitliche Vorgaben durch Übertragungs- und/oder Verteilnetzbetreiber.

Welche Möglichkeiten bestehen, um Eigenerzeugung und Strommarkt besser aufeinander abzustimmen?

und

³ Ausführlicher zu diesem Punkt: DIHK-Stellungnahme zum Grünbuch Energieeffizienz

⁴ Ausführlicher s. DIHK-Stellungnahme zu diesem Thema.

Welche Ansätze zur Flexibilisierung der Nachfrage sollten dabei und neben der Öffnung der Sondernetzentgelte für mehr Lastflexibilität verfolgt werden? Insbesondere: Wie können einzelne Preisbestandteile sinnvoll weiterentwickelt werden?

Die bestehenden Sondernetzentgelte im Fall der atypischen Nachfrage bieten ein gutes Grundgerüst, um Flexibilisierung und Netzdienlichkeit miteinander zu verknüpfen. Eine Weiterentwicklung, um auch kurzfristige Flexibilisierungen anzureizen, ist möglich. Sondernetzentgelte sollten behutsam weiterentwickelt werden und auch für den Mittelstand grundsätzlich nutzbar sein.

Die Festlegung der Bundesnetzagentur zur Atypik mit der Anhebung der Erheblichkeitsschwelle von 100 auf 1.000 kW und der Mindestverlagerung von derzeit 5 bis 30 Prozent auf 50 Prozent nimmt hingegen Flexibilität vom Markt. Der DIHK rät daher dringend von diesem Vorgehen ab.⁵ Zudem wird der DIHK in Kürze mit anderen Verbänden einen eigenen Vorschlag zur Weiterentwicklung der Atypik hin zu einer „flexiblen Atypik“ vorlegen.

Entscheidend für eine weitere Flexibilisierung der Nachfrage ist neben einer Reform der Netzentgelte (keine Bestrafung hoher Leistungsaufnahme bei niedrigen Marktpreisen und ausreichenden Netzkapazitäten) die Abschmelzung weiterer Strompreisbestandteile und das Angebot flexibler Tarife, um die Börsenstrompreise für die Nachfrager wirksam werden zu lassen. Dadurch werden auch die Vorteile der Eigenerzeugung geringer.

Bei der Eigenerzeugung ist zu berücksichtigen, dass es sich in vielen Fällen um eine Reststoffverwertung handelt. Hier bestimmt der Anfall der Reststoffe den Einsatz einer Anlage und nur nachrangig das Strompreissignal. Aus Gründen des Umwelt- und Klimaschutzes wäre es nicht sinnvoll, bei niedrigen oder negativen Börsenstrompreisen solche Anlagen abzustellen. Gleiches gilt für die Verstromung von Abwärme, die nur bei Anfall der Wärme auch durchgeführt werden kann. Auch bei PV-Anlagen zur Eigenerzeugung gäbe es volkswirtschaftlich und auch aus Gründen des Klimaschutzes keinen Vorteil, solche Anlagen bei niedrigen Börsenstrompreisen abzuregeln. Der DIHK unterstützt daher die Aussage des Papiers, dass bestehende Begünstigungen auch bestehen bleiben sollen.

Die Energiewende führt politisch gewollt zu größerer Dezentralität. Dadurch können auch mehr Dinge direkt vor Ort geregelt werden als in der Vergangenheit. Ausgehend vom Subsidiaritätsprinzip sollte die Regulierung die zunehmende Dezentralität der Erzeugung stärker berücksichtigen. Dazu folgende Beispiele:

- Neue Ansätze für die Vermarktung von Ökostrom sollten ermöglicht werden,

⁵ Eine ausführliche Begründung findet sich in der DIHK-Stellungnahme zum Festlegungsverfahren.

- Net metering als Einspeisung selbst erzeugten aber zu diesem Zeitpunkt nicht genutzten Stroms gegen eine Gebühr und Aufrechnung gegen fremdbezogenen Strom,
- Anerkennung von strombasierten Kraftstoffen (Wasserstoff, Power-to-Liquid, etc.) auf die EE-Quote von Kraftstoffen (inkl. Upstream).

2) Der Einsatz fossiler Brennstoffe im Kraftwerkspark geht deutlich zurück

Die Aussage, 2050 wird Strom weitestgehend CO₂-frei erzeugt, stellt eine Abkehr vom Ziel aus dem Energiekonzept 2010 der Bundesregierung dar. Dort soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung in 34 Jahren 80 Prozent betragen. Von weitestgehend CO₂-frei kann bei einem solchen EE-Anteil nicht gesprochen werden. Der DIHK bittet daher um eine Klarstellung, ob mit diesem Satz gemeint ist, dass 2050 der Strom fast vollständig aus erneuerbaren Quellen stammen soll und damit eine Abkehr vom Ziel aus dem Energiekonzept verbunden ist.

Das Papier stellt Thesen auf, die aber aus Sicht des DIHK zu hinterfragen sind. Es ergeben sich vielmehr Fragen:

- Wie lassen sich für den verbleibenden Strombedarf die Emissionen kostengünstig verringern?
- Welche CO₂-freien Stromerzeugungsoptionen mit welchen Leistungen sind für die lange dunkle Flaute vorgesehen und für welche kumulierten Betriebszeiten sind diese Optionen ausgelegt?
- Wie sollen Investitionen in und die Wirtschaftlichkeit solcher gasbetriebener Kraftwerke mit niedrigen Laufzeiten sichergestellt werden?
- Wird sich der Strompreis dadurch erhöhen? Wenn ja, wie weit?

Leitfragen

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?

Mit dem Emissionshandel (ETS) haben sich die EU-Mitgliedstaaten bereits auf ein gemeinsames Instrument zur CO₂-Minderungen im Kraftwerkspark und in industriellen Großanlagen verständigt. Es gewährleistet die kosteneffiziente Reduktion von CO₂-Emissionen und die Einhaltung der EU-weiten Emissionsobergrenze und trägt zu einer Reduzierung der Kohleverstromung bei. Der Emissionshandel wird, da es sich um ein Mengensteuerungsinstrument handelt, dafür sorgen, dass 2050 die beteiligten Sektoren ihre Emissionen um mindestens 80 Prozent gegenüber 2005 gemindert haben.

Zusätzliche politische Eingriffe, wie die Zurückhaltung von Zertifikaten im Rahmen des Backloadings und der ab 2019 greifenden Marktstabilitätsreserve führen in Verbindung mit überlappenden Vorschriften in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbaren Energien zu sehr viel höheren Kosten für einzelne Sektoren und Anlagen und beeinträchtigen die Steuerfunktion des ETS. Die Planungssicherheit der Unternehmen wird dadurch reduziert und Investitionen auf den Prüfstand gestellt. Insbesondere die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Schlüsselbranchen ist gefährdet. In allen Sektoren, die dem Emissionshandel unterliegen, besteht daher kein weiterer Handlungsbedarf.

Das freie Spiel der Marktkräfte soll nach dem Willen der Bundesregierung dazu führen, dass die kostengünstigsten Flexibilitäten auf der Angebots- und Nachfrageseite die Versorgungssicherheit erhalten (Strommarkt 2.0). Mit welchen Technologien der Strombedarf jenseits der EE-Erzeugung gedeckt wird (sog. Residuallast), sollte dann auch dem Markt unter Berücksichtigung des europäischen Emissionshandels und der erforderlichen Flexibilität der Erzeugung überlassen bleiben und nicht staatlich vorgezeichnet werden.

Mit einem gesetzlich vorgegebenen Kohleausstieg würde dem Strommarkt weiterer Handlungsspielraum für eine kosteneffiziente und flexible Deckung des Strombedarfs genommen. Denn der Ausbau und Einspeisevorrang erneuerbarer Energien, der gesetzlich geförderte Ausbau der KWK sowie der Ausstieg aus der Kernenergie wirken bereits massiv auf den Strommarkt ein und verzerren die freie Preisbildung. Der Vorschlag zum Kohleausstieg steht damit im deutlichen Kontrast zu den aktuellen Bemühungen der Bundesregierung zur Stärkung des Strommarktes (Strommarkt 2.0). Folgen sind in jedem Fall Kostensteigerungen und möglicherweise die Notwendigkeit zur Einführung umfassender, wiederum staatlich vorgegebener Kapazitätsmechanismen für gesicherte Leistung.

Im Stromsektor kommt zudem der im EEG 2017 festgelegte Aufwuchspfad für erneuerbare Energien hinzu. Dadurch wird das Marktfenster für fossile Stromerzeugung zusehends kleiner. Ob unter den gegebenen Rahmenbedingungen im Jahr 2050 Kohleverstromung wirtschaftlich möglich ist oder nicht, entscheidet dann der Markt. Emissionshandel und Ausbau der erneuerbaren Energien werden jedenfalls dafür sorgen, dass die Kohle langfristig nicht mehr mithalten kann. Weitere Maßnahmen sind aus Sicht des DIHK daher nicht notwendig.

Es sollte zudem nicht Aufgabe der Politik sein, mögliche Fehlinvestitionen von Unternehmen zu vermeiden. Ein staatlich festgelegtes Ende der Kohleverstromung würde auch ausblenden, dass Braunkohle auch stofflich genutzt werden kann, z. B. zur Synthesegasherstellung.

In welchen Bereichen können neue Investitionen und Wertschöpfung in den Regionen und Unternehmen entwickelt werden? Welche Maßnahmen auf regionaler, bundesweiter und europäischer Ebene können den Strukturwandel in den Regionen begleiten?

Positiv ist aus Sicht des DIHK, dass die Bundespolitik willens ist, die negativen Effekte des Strukturwandels anzuerkennen, zu berücksichtigen und abzufedern. Mit der Innovationsregion Rheinisches Revier gibt es bereits ein etabliertes Instrument.

3) Die Strommärkte werden europäischer

Der europäische Strommarkt ist in wesentlichen Zügen schon heute Realität. Innerhalb der gekoppelten Marktgebiete erfolgt ein intensiver Austausch mit Strom. Ergebnis ist eine höhere Effizienz des Stromsystems und über das Gesamtsystem hinweg ein gesunkener Bedarf an Erzeugungskapazitäten. Der europäische Strommarkt trägt damit zu einer kosteneffizienten Sicherung der Versorgung in Deutschland bei. Größtes Manko ist und bleibt auf absehbare Zeit die nicht ausreichend dimensionierte Netzinfrastruktur innerhalb und zwischen den Mitgliedsstaaten sowie die abnehmende Bereitschaft vieler Länder bei der Gewährleistung von Versorgungssicherheit auf die Potenziale des Binnenmarktes zu setzen.

Strommärkte werden immer europäischer – für viele Jahre war diese Aussage eine Selbstverständlichkeit. Mit dem Brexit und dem Erstarren von Nationalismen ist die Aussage keine Selbstverständlichkeit mehr. Das Papier sollte daher eine Rolle rückwärts der Strommarktintegration gedanklich nicht ausschließen. Ein Rückschritt wäre auch die Aufgabe der einheitlichen deutsch-österreichischen Strompreiszone. Dieser Schritt sollte ultima Ratio sein.

Leitfragen

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

Ein weiteres Zusammenwachsen der Strommärkte bringt Vorteile für Versorgungssicherheit und Preise. Unterschiedliche Mechanismen und die Nutzung von Kapazitätsmärkten in einigen EU-Staaten führen zusätzlich zu den 28 Fördersystemen für erneuerbare Energien zu immer mehr Parallelsystemen und weiter weg von einem gemeinsamen europäischen Strommarktdesign. Dadurch ist das europäische Stromsystem teurer als notwendig.

Der europäische Strommarkt muss sicherstellen, dass Kraftwerke ohne Förderung rentabel betrieben werden können. Ein level playing field mit hoher Prognostizierbarkeit ist die beste Lösung für den europäischen Raum ohne Subventionen im Binnenmarkt.

Physische Voraussetzung dafür ist ein weiterer Ausbau der Grenzkuppelstellen, eine noch bessere Kopplung der Day-ahead- und Intraday-Märkte sowie eine stärker grenzüberschreitende Ausrichtung der Regelenenergiemärkte. Der Primärregelverbund mit einigen Nachbarstaaten ist hierfür eine gute Ausgangsbasis. Auf europäischer Ebene sollten mithin die Vorgaben für das Strommarktdesign weiterentwickelt werden. Die Kommission möchte hierzu noch in diesem Jahr Vorschläge machen.

Mit dem Erreichen der Energie- und Klimaziele der Europäischen Union für 2030 wächst der Anteil erneuerbarer Energie an der Stromerzeugung voraussichtlich auf bis zu 50 Prozent an. Derzeit sind die Märkte sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite nicht flexibel genug, als dass sie dem steigenden Marktanteil erneuerbarer Energie gerecht werden könnten. Hindernisse für Flexibilität sollten daher auf beiden Seiten abgebaut werden. Dies kann nur bei freier Preisbildung bzw. unverfälschten Preissignalen für neue Investitionen sowie mit Netzentgeltstrukturen gelingen, die eine Anpassung der Nachfrage anreizen und nicht bestrafen.

Daneben sollte die Förderung und Vermarktung erneuerbarer Energien Schritt für Schritt harmonisiert und europäisiert werden. Die Öffnung der Ausschreibungen für Projekte in den Nachbarländern ist ein erster wichtiger Schritt.

Welche konkreten Hemmnisse zur Flexibilisierung der europäischen Strommärkte bestehen? Wie können diese abgebaut werden?

Hemmnis für den Strombinnenmarkt sind vor allem die unterschiedlichen Regelungen im untertägigen Stromhandel. Einheitliche Regelungen erhöhen die Effizienz des Kraftwerkeinsatzes und verbessern die Integration erneuerbarer Energien. Hinzu kommt die mangelhaft ausgebaute Netzinfrastruktur.

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

Bei den Systemdienstleistungen sind regionale Ansätze gegenüber einem europaweiten Vorgehen in der Regel vielversprechender. So wäre ein gemeinsamer Regelenenergiemarkt mit Österreich von Vorteil. Das europäische Verbundsystem für Primärregelleistung (UCTE-Netz) ist ein guter Ansatzpunkt für eine europaweite Zusammenarbeit.

4) Versorgungssicherheit wird im Rahmen des europäischen Strombinnenmarktes gewährleistet

Der europäische Strombinnenmarkt bietet große Vorteile für eine kosteneffiziente Bereitstellung der Versorgungssicherheit, Voraussetzung ist eine ausreichende europäische Netzinfrastruktur. In der Netzreserve sind bereits Kraftwerke im Ausland kontrahiert. Auf diesen Erfahrungen kann die Zusammenarbeit vertieft werden. Bei allen grenzüberschreitenden Maßnahmen sollten Kosten und Nutzen zwischen den Ländern fair aufgeteilt werden.

Allerdings sollte ein europäischer Markt nicht dazu führen, dass die Monitoringvorgaben stark ansteigen. Vielmehr sollten bereits vorhandene Daten der Netzbetreiber genutzt werden, da diese bereits einen größeren Verbund abdecken. Einzelmeldungen von Unternehmen führen eher zu einer enormen Datenflut, die nur mit enormem Aufwand und Kosten analysiert werden kann. Der zusätzliche Nutzen ist eher gering.

5) Strom wird deutlich effizienter genutzt

Flexibilität ist die neue Effizienz. Im Stromsektor geht es nicht nur darum, möglichst viel Strom einzusparen. Es geht auch darum, den Stromeinsatz in Zeiten mit hohem Stromangebot zu verlagern und gleichzeitig darum, Spitzen so weit wie möglich zu vermeiden. Deutschland kann seine Wettbewerbsfähigkeit nur erhalten, wenn es die Chancen der Digitalisierung nutzt (Stichwort Industrie 4.0). Das bedeutet aber einen wachsenden Stromeinsatz in den Unternehmen. Absolute Stromeinsparziele sind aus Sicht des DIHK nicht angemessen, weil dadurch wirtschaftliches Wachstum in Zukunft gebremst werden kann. Aufgrund zunehmender Fixkostenanteile im Stromsystem ist es volkswirtschaftlich geboten, die Infrastrukturen so gut wie möglich (=effizient) auszunutzen. Auch aus diesem Grund sollte auf ein Stromeinsparziel verzichtet werden.

Selbst die heute sehr hohen Strompreise aufgrund der Belastung mit Steuern und Umlagen führen nicht dazu, dass das Stromeinsparziel von 10 Prozent gegenüber 2008 bis 2020 erreicht wird. Dies hängt, soweit es die Wirtschaft betrifft, damit zusammen, dass viele tiefhängende Früchte bereits geerntet sind⁶ und Stromeinsatz in vielen Fällen nur mit sehr hohen Investitionen vermieden werden kann.

Ein sparsamer Umgang mit Strom ergibt sich bereits aus den im internationalen Vergleich hohen Endkundenpreisen. Eine bevorzugte Behandlung von Strom aus erneuerbaren Energien und von

⁶ Ausführlicher hierzu vgl. IHK-Energiewende-Barometer 2016.

ausgewählten, technisch effizienten Technologien für den Stromeinsatz birgt hohe Risiken der Wettbewerbsverzerrung. Beispiel: Eine Heizpatrone weist keinen hohen Effizienzgrad auf, aufgrund niedriger Fix-/Investitionskosten kann ihr Einsatz zur Nutzung von Strom in Zeiten besonders hoher EE-Erzeugung sinnvoll sein. Der Markt sollte anhand der Preissignale entscheiden, welche Technologien zum Zuge kommen.

Leitfragen

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

und

Wo ergeben sich positive und negative Wechselwirkungen zwischen Flexibilität und Stromeffizienz? Wie können die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Strom so gestaltet werden, dass eine kosteneffiziente Balance zwischen Effizienzsteigerungen und der Bereitschaft von Flexibilität erreicht wird?

Derzeit laufende Prozesse können in gewissen Maßen flexibilisiert werden, allerdings gilt es hier auch zu beachten, dass eine energieeffiziente Produktion in Teilen kontinuierlich ist und von technischen Anforderungen abhängt. Um nun Flexibilitäten anbieten zu können, wäre ggf. ein weiteres Aggregat nötig, welches nur in diesen Spitzenzeiten ausgenutzt wird. Neben den Investitionskosten sind hier auch die Effizienzverluste durch das Hoch- und Herunterfahren der Anlagen zu quantifizieren, um ein ganzheitliches Bild zu generieren. Der angebotenen Flexibilität müsste also eine entsprechende Nachfrage gegenüberstehen, damit sich Investitionen amortisieren können.

Es ist davon auszugehen, dass bis 2030 die Strommengen, die durch überschüssige Erzeugung durch EE-Kraftwerke dem Wärmesektor angeboten werden kann, eher gering sind. Daher wird es schwierig sein, als effiziente Stromtechnologie im Wärmemarkt Elektrowärmepumpen auf Überschussbasis zu etablieren, da Strom nur in Stunden mit hohen Überschüssen günstig sein wird. Daher wird in der Zeit bis 2030 neben der Elektrowärmepumpe eher die Hybridtechnologie - im Schwerpunkt basierend auf Heizstäben - als PtH-Technologie im Wärmemarkt eingesetzt werden.

Ausführlicher zu den Leitfragen s. DIHK-Stellungnahme zum Grünbuch Energieeffizienz.

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

Strukturelle Unterschiede zwischen den Energiesektoren bei der Steuer- und Abgabenlast behindern eine flexible, sektorübergreifende Nutzung von Energie. Damit Strom leichter im Wärme- und Verkehrssektor zum Einsatz kommen kann, sollte deshalb die Absenkung der Stromsteuer auf das durch die EU vorgegebene Mindestmaß angestrebt werden. Sie sollte mindestens aber auf das Niveau der Energiesteuer gesenkt werden. Für system- und netzdienliche Maßnahmen der Sektorkopplung, beispielsweise zuschaltbare Lasten und das Pooling von Elektrofahrzeugen am Regelenergiemarkt, kommen grundsätzlich Entlastungen bei Entgelten als zusätzlicher Anreiz in Frage.

Für mehr Strom in den Sektoren Wärme und Verkehr ist nach Einschätzung des DIHK vor allem mehr Vertrauen in die Innovationskraft des Marktes gefragt. Darüber hinaus sollte die Systematik von Steuern und Entgelten so weiterentwickelt werden, dass sektorübergreifend zwischen Energiemärkten, Energieformen und Technologien Wettbewerb entsteht. Von Ausnahmeregeln sollte dagegen abgesehen werden. Würde der Stromeinsatz im Wärme- und Mobilitätssektor zum Beispiel von der EEG-Umlage freigestellt, müssten die Förderkosten der Wind- und Solaranlagen allein von den klassischen Stromkunden geschultert werden. In erster Linie sind Elektroautos, Wärmepumpen und Co. jedoch neue Stromverbraucher, die deshalb an Infrastrukturkosten und EEG-Umlage beteiligt werden sollten und damit auch die erforderliche „Kostenanlastung“ erfahren.

Im Fall der Zwischenspeicherung von Strom sollten Doppelbelastungen gestrichen werden. Wiedereingespeicherter Strom sollte von Steuern und Abgaben (Stromsteuer, Netzentgelte, EEG-Umlage usw.), die bei der Einspeicherung (Behandlung als Letztverbraucher) anfallen, befreit werden.

Leitfragen

Wie können die Wettbewerbsbedingungen für erneuerbaren Strom in Wärme und Verkehr verbessert werden? Wie kann eine sinnvolle Kostenanlastung für EE-Strom in den anderen Sektoren erreicht werden?

Wie das Impulspapier richtig feststellt, sind aktuelle Brennstoffpreise am Weltmarkt sehr niedrig. Daraus wird geschlussfolgert: „Dies konterkariert einerseits den Einsatz von Strom im Wärme- und Verkehrssektor und andererseits behindert das den effizienten Umgang mit Energie in den beiden Sektoren.“ Die seit 2014 gesunkenen Öl- und Gaspreise haben einen erheblichen Anteil daran, dass die deutsche Wirtschaft wachsen und andererseits die Strompreisanstiege der letzten Jahre teilweise ausgeglichen werden konnten. Angesichts der höchsten Strompreise in Europa aufgrund

politisch induzierter Preisbestandteile ist es sachlich nicht nachvollziehbar, die gesunkenen Brennstoffpreise für den gebremsten Stromeinsatz im Wärme- und Verkehrsbereich verantwortlich zu machen.

Aus Sicht des DIHK ist davon auszugehen, dass mit dem weltweiten weiteren Ausbau erneuerbarer Energien die Weltmarktpreise für Öl, Gas und Kohle tendenziell niedrig bleiben werden. Aus dieser Einschätzung könnte der Schluss gezogen werden, dass fossile Brennstoffe künftig höher besteuert werden sollten.

Der DIHK hält dies allerdings für einen falschen Weg.⁷ Die niedrigen Brennstoffpreise sind kein Vorteil für die deutsche Wirtschaft. Da es sich (weitgehend) um Weltmarktpreise handelt, profitieren Unternehmen im Ausland auf die gleiche Weise wie die heimischen Betriebe. Die Erreichung gleicher Wettbewerbsbedingungen zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität sollte nicht über eine Mehrbelastung der (konventionellen) Energieträger in den Bereichen Wärme und Mobilität erzwungen werden. Zudem ist die kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage bei allen Energieträgern gering. Daher ist es aus Sicht des DIHK sinnvoller, entsprechende Investitionsentscheidungen anzureizen.⁸

Dass Energieeffizienz und gesunkene Energiepreise sehr wohl zueinander passen, zeigt der Heizenergieverbrauch in Deutschland 2015. Dieser ist um sechs Prozent gegenüber dem Vorjahr gesunken, obwohl die Energiepreise im gleichen Zeitraum ebenfalls um sechs Prozent nachgaben⁹. Dies zeigt, dass Energieeffizienz auch im Umfeld gesunkener Energiepreise funktioniert.

Wie erleichtern wir Lastzuschaltung bei niedrigen Strompreisen?

Eine Möglichkeit, die Lastzuschaltung bei niedrigen Strompreisen zu erleichtern, besteht darin, die Netzentgeltsystematik im Stromsektor mit dem Ziel anzupassen, Unternehmen wirtschaftlich tragfähige Lösungen für nachfrageflexibles Verhalten zu ermöglichen. Mit den Regelungen zur atypischen Netznutzung wird Unternehmen bereits die Möglichkeit gegeben, ihr Verbrauchsverhalten an die Netzauslastung anzupassen und hierdurch einen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten. Letztlich würde dies auch die wirtschaftlichen Chancen von Strom- und Wärmespeichern verbessern, weil sie in diesem Sinne eingesetzt werden könnten.

⁷ Einzelne Kammern sehen dies anders. Eine höhere Besteuerung würde aus ihrer Sicht die Sektor-kopplung und damit den Klimaschutz voranbringen.

⁸ Ausführlicher zu diesem Punkt s. DIHK-Stellungnahme zum Grünbuch Energieeffizienz. Einige Unternehmen sehen die Einführung einer „Klimaabgabe“ auf den Einsatz fossiler Energieträger im Wärme- und Mobilitätsbereich als Lösungsoption.

⁹ DIW Wärmemonitor 2015

Um weitere Lastzuschaltung zu erleichtern, sollte die Atypik weiterentwickelt werden: In Zeiten mit geringer Netzbelastung sollten Hochlastzeitfenster vom Netzbetreiber freigegeben werden. So könnten Unternehmen ihren Strombezug aus dem Netz erhöhen, ohne durch höhere Netzentgelte bestraft zu werden.

7. Moderne KWK-Anlagen produzieren den residualen Strom und tragen zur Wärmewende bei

Im Energiekonzept 2010 wird der KWK keine Rolle zugewiesen. Sie wird noch nicht einmal erwähnt. Davon geht das Impulspapier deutlich ab. So soll KWK bis 2030 weiter ausgebaut werden und damit auch weiter gegenüber dem momentanen Ziel im KWKG. Dadurch werden strukturelle Probleme verstärkt: Der Markt für konventionelle Kraftwerkskapazitäten in der öffentlichen Versorgung ist derzeit durch erhebliche Überkapazitäten gekennzeichnet. Die KWK-Förderung schafft mithilfe staatlicher Vorgaben neue Kapazitäten und verzerrt die Entscheidungen zur Stilllegung und Marktberäumung konventioneller Kraftwerke. Auch dem Ziel, Flexibilität im Stromsektor zu erhöhen, widerspricht eine anhaltende KWK-Förderung, da die Förderung derzeit über einen Aufschlag auf die Netzentgelte finanziert wird und dadurch das Strompreissignal in seiner Wirkung verringert. Durch die anstehende Änderung des Umlagemechanismus muss künftig vor allem der Mittelstand deutlich mehr Umlage tragen. Gerade diese Unternehmen bieten für die Flexibilisierung aber ein großes Potenzial, das nun schwerer zu heben sein wird.

Zudem ist KWK bei Anlagen mit Feuerungswärmeleistung >20 MW vollständig, also auch die Wärmeseite, in den europäischen Emissionshandel einbezogen. Ihr geförderter Ausbau bringt daher für den europäischen Klimaschutz keinen Vorteil. Heutige Anlagen werden - selbst wenn sie stromgeführt sind - ihre Fahrweise aufgrund der Förderung nur bedingt nach dem kurzfristigen Marktpreis ausrichten. Wenn es politisch gewollt ist, dass der Marktpreis für den Einsatz der Anlage bestimmend ist, sollte die Förderung eingestellt bzw. deutlich gesenkt werden. Der DIHK spricht sich daher für ein Ende der Förderung bis 2025 aus.

Das Impulspapier geht davon aus, dass KWK einen wesentlichen Beitrag zur Deckung der Residuallast leisten kann. Die Deckung der Residuallast wird sich nach Einschätzung des DIHK als schwierig erweisen, da die Sicherung des Wärmebedarfs Vorrang vor der Stromerzeugung hat und mit dieser in Konflikt treten kann.

Leitfragen

Welche Rolle spielen unterschiedliche Typen von KWK-Anlagen für einen effizienten Entwicklungspfad der KWK? Welche Rolle spielen jeweils zentrale Anlagen in der öffentlichen

Versorgung und dezentrale Anlagen? Wie entwickelt sich die Rolle der industriellen KWK bei zunehmender Dekarbonisierung des Industriegesektors? Welche Abwärmepotenziale können genutzt werden?

Dezentrale KWK-Anlagen müssen ihren Stellenwert als Technologietreiber wieder einnehmen können. Mikro-KWK, BHKW und Brennstoffzellen-KWK sind zum überwiegenden Teil dezentrale Lösungen. Daher müssen gebäudebezogene KWK-Lösungen auch künftig möglich sein, schon einfach deshalb, weil sie deutlich schneller als über 40 Jahre abgeschrieben werden. Sie passen damit flexibler in eine zukünftige Energieinfrastruktur, die Lock-in-Effekte weitgehend vermeiden soll.

In der Industrie ist zu beachten, dass häufig Reststoffe aus der Produktion zum Einsatz kommen. Dies sollte auch langfristig möglich sein. Welche Abwärmepotenziale genutzt werden können, sollte der Markt entscheiden.

Damit KWK dezentral weiter ausgebaut werden kann, bedarf es aber geeigneter Rahmenbedingungen. Dazu gehört: Keine Belastung mit EEG-Umlage und ein gleichberechtigter Zugang zu bestehenden Fernwärmenetzen.¹⁰

Bei der weiteren Entwicklung der KWK sollte das Kältepotenzial berücksichtigt werden. Wärmetauscher (mit Nachrüstung) als Endumwandler zur Erzeugung von Kälte durch Wärme als technologische Möglichkeit sollten berücksichtigt werden.

Wie sieht eine zukunftsfähige Infrastruktur aus?

In Deutschland besteht ein dichtes Netz an leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen (Strom, Gas, Fernwärme). Langfristig könnte bei einer intensiven Sektorkopplung und mehr Energieeffizienz eine parallele Struktur auf den unteren Netzebenen deutlich teurer werden. Dies sollte in der Netzplanung auf Grundlage einer vergleichenden Analyse der Netzentwicklungspläne Strom und Gas, beim Fernwärmeausbau und bei der Festlegung der Abschreibungszeiträume für leitungsgebundene Netzinfrastruktur Berücksichtigung finden. Hohes Augenmerk sollten dabei Schnittstellen zwischen den Sektoren bekommen (Energiewandler, Verbraucher mit hoher Nachfrageflexibilität, Speicher). In einem zunehmend energieeffizienteren Gebäudebestand wird die Rolle einer signifikanten Zahl von Wärmenetzen langfristig zu hinterfragen sein.

¹⁰ Einige Unternehmen aus der Energiebranche sehen eine Ungleichbehandlung zwischen Strom aus dem Netz und selbst erzeugtem und verbrauchtem Strom, wenn auf Eigenerzeugung keine EEG-Umlage erhoben wird. Sie teilen daher die Empfehlung des DIHK nicht.

Im Moment werden Wärmespeicher im KWKG gefördert. Gleichzeitig sind sie aber wenig effizient und widersprechen daher dem Grundsatz „efficiency first“. Vor diesem Hintergrund sollte ihre Förderung hinterfragt werden.

Bereits heute unterliegen KWK-Anlagen dem ETS. Wie können wir darüber hinaus Investitionsanreize für eine flexible, emissionsarme und energieeffiziente KWK erhalten? Wie können wir sicherstellen, dass diese Anlagen auch effizient eingesetzt werden? Wie können wir den Ausbau einer zukunftsfähigen Infrastruktur sicherstellen?

Langfristig können KWK-Anlagen nur mit EE-Brennstoffen eine Rolle spielen, wenn die Klimaschutzziele ernst genommen werden. Dazu passt eine Förderung bis 2025 oder sogar 2030 aber nicht, da dadurch Anlagen errichtet werden, die in dieser Form 2050 nicht mehr am Netz sein sollen. Dies gilt umso mehr für die Förderung der Wärmenetze. Diese weisen Abschreibungszeiträume von mehreren Jahrzehnten auf und passen daher nur zum Klimaschutz, wenn die Wärme durch erneuerbare Energien bereitgestellt wird. Jetzt geförderte Gas-KWK-Anlagen müssten dann in den 2030er- oder 2040er-Jahren erneut gefördert werden, um auf erneuerbare Energien (Biomasse) umgerüstet zu werden bzw. regenerativ erzeugtes Gas wirtschaftlich nutzen zu können. Genügend Anreize hierfür aus dem Markt heraus sind nicht abzusehen. Das ist nicht nur ordnungspolitisch zweifelhaft, sondern belastet die Unternehmen, die die Förderung über den Strompreis bezahlen müssen, doppelt.

Wie können wir sicherstellen, dass die heutigen Investitionen zur langfristigen Entwicklung passen? Welche KWK-Anlagen mit welchen Lebensdauern können wir bis wann bauen? Welche Eigenschaften müssen Wärmenetze langfristig haben?

Wärmenetze werden nach dem KWKG derzeit gefördert. Da aber Investitionen mit Lock-in-Effekten bis 2050 nach dem Willen des BMWi vermieden werden sollen, wäre es konsequent, die Förderung nur noch auf Netze zu beschränken, die zumindest einen hohen Anteil erneuerbarer Energien aufweisen.

Wärmenetze müssen künftig in der Lage sein, Wärmemengen aus verschiedensten Quellen aufnehmen zu können. Dazu ist eine Öffnung der Fernwärmenetze vonnöten. Um sicher zu stellen, dass die heutigen Investitionen zur langfristigen Entwicklung passen, sollte ein Neu- oder Ausbau (Erweiterung) von Fernwärmenetzen nur sehr behutsam erfolgen, da mit der aktuell hohen Förderung die Gefahr von langfristigen Fehlinvestitionen steigt. Dies ist nicht nur vor dem Hintergrund sinkender Gebäudeenergieverbräuche und damit sinkender Effizienz der Netze von Bedeutung, sondern auch weil bspw. feste Biomasse im Umfeld großer KWK-Anlagen nicht unbedingt zur Verfügung steht. Bezüglich der Anlagengrößen gilt außerdem, dass dezentrale objektbezogene Anlagen den Vorteil einer schnelleren Amortisation haben. Wenn sie grundsätzlich auch mit entsprechend

immer emissionsärmeren Energieträgern betrieben werden können, passen sie tendenziell langfristig besser in ein künftiges Strom-Wärme-System.

8. Biomasse wird zunehmend für Verkehr und Industrie genutzt

Es ist richtig, dass sich das Impulspapier der Frage widmet, wo und in welchen Mengen Biomasse eingesetzt werden kann. Der Einsatz der begrenzten Biomassepotenziale sollte dort erfolgen, wo im Markt die höchste Zahlungsbereitschaft zur Verfügung steht. Kurz: Der Markt sollte über den Einsatz entscheiden. Grundsätzlich teilt der DIHK die Aussage, dass das Biomassepotenzial in Deutschland nochmals untersucht werden sollte. In bisherigen Schätzungen, die von der Bundesregierung stammen, wird von einem Potenzial zwischen 1.300 und 1.600 PJ ausgegangen, was maximal einer Verdopplung gegenüber dem heutigen Verbrauch entspricht. Auch wenn die Potenziale im Gegensatz zu Wind- und Solarenergie damit deutlich begrenzter sind, kann also noch von einem signifikanten Ausbau ausgegangen werden. Dabei sollte allerdings (wie im Konzeptpapier angesprochen) beachtet werden, dass keine Anreize entstehen Flächen, für die Biomasseproduktion in Konkurrenz zu agrarwirtschaftlicher Nutzung zu schaffen.

Leitfragen

In welchen Bereichen sollte Biomasse in begrenztem Umfang langfristig zur energetischen Verwendung eingesetzt werden, damit sie eine kostenoptimale Erreichung der Energie- und Klimaziele unterstützt?

und

Wie können Lock-in-Effekte hinsichtlich einer langfristig kostenoptimalen Biomassenutzung vermieden werden und wie kann ein stärkerer, effizienter Einsatz von Biomasse in der Industrie, im Luft- und Schiffsverkehr angereizt werden?

Das begrenzte Potenzial der Biomasse wird zu Konkurrenz um die Nutzung führen. Aus Sicht des DIHK ist daher ein sektorenübergreifender Ansatz für die Biomasse vonnöten, der regulatorische oder finanzielle Marktverzerrungen minimiert. Anschließend entscheidet sich die jeweilige Nutzung im Strom-, Wärme- oder Verkehrssektor daran, ob jeweils kostengünstigere Dekarbonisierungsalternativen zur Verfügung stehen und wie hoch die Zahlungsbereitschaft ist. Diese Prämisse bedeutet auch, dass die Fokussierung der Biomassenutzung auf die Verstromung in der Grundlast mittel- und langfristig nicht tragfähig ist. Erste Schritte zu einer stärkeren Flexibilisierung wurden bereits richtiger Weise eingeleitet. Eine pauschale EEG-Anschlussförderung würde hingegen zu den nicht gewünschten Lock-in-Effekte führen. Biomasse sollte seine Vorteile stattdessen als dargebotsunabhängiger erneuerbarer Energieträger ausspielen.

Der Einsatz von Biomasse in der Industrie ist auch vor dem Hintergrund notwendig, dass nach heutigem Stand für bestimmte industrielle Anwendungen aus technischen und Effizienzgründen auch langfristig Brennstoffe genutzt werden müssen. Aufgrund der hohen Kosten von Biogas bzw. Biomasse allgemein ist im Einklang mit den Zielszenarien der Bundesregierung in der Industrie langfristig von einer begrenzten Nutzung auszugehen.

Darüber hinaus darf nicht außer Acht gelassen werden, dass sich mit gasförmiger Biomasse (neben Power-to-Gas als saisonalem Speicher) auch langfristig die Nutzung von Biomasse in den Gas- und Fernwärmeinfrastrukturen anbietet. Weiterer Vorteil ist hier, dass ein gradueller Rückgang der CO₂-Emissionen im Wärmemarkt bzw. Gebäudebestand gestaltet werden kann und über das Gasnetz auch im Verkehrssektor eine weitere Dekarbonisierungsoption neben der Elektromobilität und strombasierten Kraftstoffen besteht.

Wie kann sichergestellt werden, dass bei einem Einsatz von Biomasse in KWK die Anlagen flexibel betrieben werden? Welche Chancen ergeben sich zukünftig im Strommarkt 2.0 für Flexibilität, die durch Biomasse bereitgestellt wird?

Biomasse wird im Strommarkt 2.0 insbesondere dann eine wichtige Rolle spielen können, wenn neben der Direktvermarktung eine alternative Vermarktung von EE-Strom möglich wird. Produkte, die vollständig auf EE-Strom basieren, der aus deutschen Anlagen stammt, benötigen in der Regel dann eine Absicherung aus Biomasse, wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint. Der DIHK empfiehlt bereits seit längerem, alternative Vermarktungsformen auch für EEG-geförderten Grünstrom zu ermöglichen.

9. Gut ausgebaute Netze schaffen kostengünstig Flexibilität

Der Ausbau der Stromnetze ist Grundvoraussetzung für fast alle anderen der beschriebenen Trends - von Versorgungssicherheit europäisch gewährleisten, zur effizienten Nutzung von Strom bis zur Digitalisierung. Der Netzausbau ist die Achillesferse der Energiewende. Daher sollte im Impulspapier seine Notwendigkeit noch deutlicher herausgestrichen werden. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund stark steigender Redispatchkosten. Ein weiter schleppender Netzausbau droht zur Kostenfalle der Energiewende zu werden. Die starken Kostensteigerungen der Netzentgelte vor allem in den Regelzonen von TenneT und 50Hertz gehen vor allem auch auf die steigende Zahl an eingriffen in konventionelle Kraftwerke und die Abregelung von EE-Anlagen aufgrund von Netzengpässen zurück. Weitere politisch motivierte Verzögerungen sollten daher unter allen Umständen vermieden werden.

Gerade bei diesem Punkt würde ein Kostenvergleich von Netzausbau mit Alternativen Maßnahmen dem Impulspapier gut zu Gesicht stehen. Schließlich werden die Vorteile des Netzausbaus auf Übertragungsnetzebene immer wieder in Zweifel gezogen.¹¹

Leitfragen

Wie können wir erreichen, dass der beschlossene und energiewirtschaftlich notwendige Netzausbau tatsächlich und schneller verwirklicht wird als in der Vergangenheit? Welche Veränderungen oder zusätzliche Ressourcen braucht es insoweit beim Bund, bei den Ländern oder Vorhabenträgern?

Die mit dem EnLAG und dem NABEG vorgenommenen Anpassungen sind erforderlich gewesen, um die Genehmigungsverfahren zu beschleunigen. Weitere Änderungen würden demgegenüber die Planungssicherheit und die organisatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen für die Übertragungsnetzbetreiber erneut infrage stellen. Entscheidender für die Akzeptanz der bislang beschlossenen Ausbauprojekte ist die Unterstützung durch Verwaltung und Politik.

Inwieweit kann über die beschlossenen Netzausbauvorhaben hinaus umfangreicher weiterer Netzausbau gesellschaftlich akzeptiert und realisiert werden? Was wären Alternativen hierzu?

Der bislang in den Netzentwicklungsplänen festgestellte Netzausbaubedarf stellt gegenüber alternativen Möglichkeiten das zurzeit kosteneffizienteste Instrument für die Systemintegration der Erneuerbaren und die Kompensation der wegfallenden lastnahen konventionellen Erzeugungskapazitäten dar. Es handelt sich angesichts der auch nach 2025 steigenden EE-Erzeugungskapazitäten um eine No-Regret-Maßnahme.

Mit der Perspektive 2030 ist sicherzustellen, dass die bis dahin auf allen Netzebenen zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten so effizient wie möglich genutzt werden, um den zusätzlichen Netzausbaubedarf zu begrenzen.

Im Zuge der Energiewende werden die Verteilnetze künftig noch stärker Strom aus dezentralen Anlagen aufnehmen, auch werden Verbraucher zunehmend flexibler. Welche Rahmenbedingungen gewährleisten einen effizienten Netzausbau auch auf Verteilnetzebene?

Wichtig ist aus Sicht des DIHK, dass Netzausbau und Ausbau erneuerbarer Energien besser ineinandergreifen. Bisher erhalten wegen Netzengpässen abgeregelter EEG-Anlagen 95 bis 100 Prozent der entgangenen Vergütung. Daher besteht derzeit kein Anreiz, Anlagen nur dort zu bauen und ans Netz anzuschließen, wo keine bzw. wenig Engpässe für die Aufnahme des Stroms bestehen.

¹¹ Vgl. Prognos, FAU (2016): Dezentralität und zelluläre Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf.

Durch die Ausweisung des sog. Netzausbaubereiches soll der Zubau von Windenergieanlagen regional begrenzt werden. Der DIHK hält dies für den falschen Ansatz, da die volkswirtschaftlichen Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien höher liegen als notwendig. Schließlich werden weite Teile der ertragreichen Windstandorte ausgeschlossen, was sich in höheren Ausschreibungsergebnissen niederschlagen wird.

Um den Anreiz zu erhöhen, dort Anlagen zu errichten, wo es ausreichende Netzkapazitäten gibt, sollte die Vergütung abgeregelter Strommengen für neue Anlagen beendet oder zumindest deutlich gesenkt werden. Dadurch würden Netzausbau und EE-Ausbau besser miteinander verknüpft. Der Markt würde dann darüber entscheiden, wo neue EE-Anlagen errichtet werden. Auf die Ausweisung des Netzausbaubereiches kann hingegen verzichtet werden. Zusätzlich sollte der geplante Netzausbau schnellstmöglich umgesetzt werden, damit die Stromerzeugung an den Standorten mit der größtmöglichen Effizienz erfolgen kann. Wie bereits zuvor dargelegt, stellt der Netzausbau das zurzeit kosteneffizienteste Instrument zur Netzintegration dar.

10. Die Systemstabilität bleibt bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien gewährleistet

Die Aussagen des Papiers sind vage, wie aus Sicht des Ministeriums Systemstabilität künftig gesichert werden kann. Richtig ist, dass neue Koordinationsprozesse insbesondere auch zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern geschaffen werden müssen, wenn die ganz überwiegende Anzahl an Stromerzeugern in den unteren Spannungsebenen angeschlossen ist.

Die derzeit laufende Weiterentwicklung des Regelenenergiemarkts kann nur ein erster Schritt sein, um das Stromsystem auch mit immer weniger fossilen Kraftwerken stabil zu halten. Voraussetzung dafür ist, dass Vorgaben auch den Anforderungen erneuerbarer Energien und Nachfragemustern gerecht werden müssen. Produkte und Vorhaltezeiten müssen kleiner bzw. kürzer werden. Bei den anderen Systemdienstleistungen ist zu überlegen, ob hierfür eigene Märkte eingerichtet werden sollten. Zudem wird die Abnahme großer Kraftwerke dazu führen, dass die systemimmanente Momentanreserve zurückgeht. Daher könnte für die Zeit ab 2030 ein zusätzliches Regelenenergieprodukt vor der Primärregelung notwendig werden. Mit den sofort abschaltbaren Lasten in der Verordnung abschaltbare Lasten ist hierfür bereits ein Ausgangspunkt geschaffen.

Leitfragen

Welche Maßnahmen sind erforderlich, um die Systemsicherheit weiter sicherzustellen?

Derzeit entstehen durch konkurrierende Regelungen falsche Anreize. Beispiel: So werden Anlagen, die Netzdienstleistungen erbringen, in voller Höhe mit allen Umlagen belastet und in die Lastspitze des jeweiligen Standortes einbezogen, obwohl ein Aufruf nur in gewissem Maße steuerbar ist.

Dadurch bleiben potenzielle Anbieter von Systemdienstleistungen außen vor. Die rechtlichen Rahmenbedingungen sollten daher so gestaltet werden, dass Anbieter solcher Leistungen zumindest nicht bestraft werden.

Wie kann Systemsicherheit gewährleistet bleiben, wenn die als notwendig identifizierten und auch gesetzlich beschlossenen Netzausbauvorhaben nicht zeitgerecht realisiert werden?

Das EEG 2017 beschreitet mit der Etablierung des sog. Netzausbaugebiets bereits den Weg, Redispatchbedarf zu dämpfen. Werden nördlich der bestehenden Netzengpässe weniger EE-Anlagen zugebaut, müssen weniger Anlagen abgeregelt werden. Der DIHK schlägt als alternative Maßnahme vor, die Vergütungszahlungen an neue abgeregelt EE-Anlagen zu reduzieren oder ganz zu streichen. Anlagen werden dann vor allem dort errichtet, wo wenig Engpässe für die Aufnahme des Stroms bestehen.

Zweites Instrument des EEG 2017 sind die sog. zuschaltbaren Lasten. Diese sollten technologie-neutral ausgestaltet und nicht nur für KWK-Anlagen geöffnet werden. Zudem sind sie aus Sicht des DIHK in ihrer regionalen Begrenzung nur so lange akzeptabel, bis die Netzprobleme (weitgehend) gelöst sind.

Welche konkreten Anpassungen des regulatorischen Rahmens sind notwendig, um die gewünschte Entwicklung der Systemdienstleistungen bis 2030 rechtzeitig zu initiieren?

Der DIHK empfiehlt eine Überprüfung der Bereitstellung von Blindleistung und deren Auswirkung auf Netzkapazitäten. Der Blindleistungsmarkt ist derzeit wenig transparent: Dezentrale Anlagen, aber auch Netzersatzanlagen und Eigenerzeugungsanlagen könnten in den unteren Netzebenen einen Beitrag leisten und dadurch ggfs. die Übertragungsnetze entlasten.

11. Die Netzfinanzierung erfolgt fair und systemgerecht

Die künftige Ausgestaltung der Netzentgelte sollte ausreichend Freiraum für den Einsatz von Nachfrageflexibilitäten bieten und zugleich Grenzen der Netzkapazitäten aufzeigen. Sprich: System- und Netzdienlichkeit miteinander verknüpfen. Auch regionale Fragen sollten in diesem Zusammenhang mitbedacht werden. Derzeit erfolgt die Netzfinanzierung nur in Teilen fair und systemgerecht. Der DIHK sieht größeren Reformbedarf bei diesem Punkt. Zur Weiterentwicklung der Netzentgelte arbeitet der DIHK derzeit an einem umfassenden Diskussionspapier. Daher erfolgen im Rahmen der Konsultation lediglich einige erste Hinweise.

Leitfragen

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

Um die bestehenden beträchtlichen Kostenunterschiede zwischen den Netzgebieten zu mildern, sollten die Kosten für das Übertragungsnetz bundesweit einheitlich verteilt werden, wie es für die Offshore-Anbindung bereits der Fall ist und auch in anderen Infrastrukturbereichen gehandhabt wird. Dafür spricht auch, dass „Stromautobahnen“ eine überregionale Funktion haben: Sie ermöglichen den deutschland- und europaweiten Stromhandel. Die Übertragungsnetzbetreiber sind für eine stabile Stromversorgung aller Unternehmen in Deutschland verantwortlich.¹²¹³

Eine bundesweite Wälzung aller Netzentgeltanteile erscheint hingegen zu weitgehend. Die Ursachen für regional unterschiedliche Netzentgelte sind vielfältig: Individuelle Kosteneffizienz des Netzbetreibers, Wirtschafts- und Bevölkerungsstruktur des jeweiligen Netzgebietes, Netzausbaustrategie oder lokale Entscheidungen zum Ausbau der Erzeugungsstrukturen begründen die Spreizung. Die eindeutige Zuordnung energiewende-bedingter Netzkosten ist in der Praxis kaum möglich. Eine breite Finanzierung der Netzinfrastruktur ist Voraussetzung für faire Netzentgelte. Zu ihrer Sicherung sollte für nicht-leistungsgemessene Verbraucher eine Anschlusskomponente eingeführt werden.¹⁴

Welche Rolle spielt die Kosteneffizienz des gesamten Energiesystems bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik?

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien wird das Stromsystem immer fixkostenlastiger. Stromnetze sind sowieso im Wesentlichen durch Fixkosten bestimmt. Volkswirtschaftlich ist es daher sinnvoll (= effizient), die vorhandenen Kapazitäten so gut wie möglich auszulasten. Netzentgelte werden zu einem immer wichtigeren Faktor auf der Stromrechnung der Unternehmen. In den kommenden Jahren bis 2025 stehen Investitionen in die Netzinfrastruktur von rund 50 Mrd. Euro an. Damit diesen Investitionen ein möglichst großer Mehrwert im Sinne von Wertschöpfung gegenübersteht, sollten Zeiten mit geringer Netzbelastung nicht in die Berechnung der Netzentgelte leistungsgemessener Kunden einbezogen werden. Ein erster Schritt in diese Richtung könnte sein, die Hochlastzeitfenster in der Atypik bei geringer Netzbelastung mit einem gewissen Vorlauf freizugeben.

¹² Eine ausführliche Begründung für die bundesweite Wälzung der Übertragungsnetzentgelte findet sich im DIHK-Positionspapier 2015 „Die Energiewende zum Erfolg führen“.

¹³ Einzelne Kammern und Unternehmen in Regionen, in denen die Netzentgelte steigen würden, sprechen sich gegen eine bundesweite Wälzung der Übertragungsnetzentgelte aus. Sie sehen dadurch schlechtere Standortbedingungen für die Wirtschaft in diesen Regionen. Andere Kammern und Unternehmen sprechen sich neben der Wälzung der Übertragungsnetzentgelte auch für eine bundesweite Wälzung der Verteilnetzentgelte aus. Eine Wälzung nur der Übertragungsnetzentgelte wird von ihnen als nicht ausreichend angesehen, um Standortnachteile höherer Netzentgelte aufgrund der Energiewende auszugleichen.

¹⁴ Vgl. hierzu auch das DIHK-Positionspapier 2015 „Die Energiewende zum Erfolg führen“.

Welche Auswirkungen bestehen zwischen der Finanzierung der Netze und der Sektorkopplung?

Keine Entlastung zusätzlicher Verbraucher: Bei einer generellen Entlastung strombasierter Wärme- und Verkehrstechnologien einschließlich Energiewandlern (Power-to-X-Anlagen) von Netzentgelten würden die originären Stromverbraucher den Verbrauch durch die beiden anderen Bereiche mitfinanzieren. Das ist aus Sicht des DIHK nicht verursachungsgerecht. Solche Anlagen sollten deshalb wie andere Stromverbraucher behandelt werden und entsprechend Netzentgelte bezahlen.

Wie können energiewirtschaftlich sinnvolle Flexibilitätspotenziale von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern optimal gehoben werden? Was bedeutet das für die weitere Entwicklung der Netzentgelte?

Der DIHK empfiehlt folgende Maßnahmen:

- Für Speicher, die sich im Stromsystem bewegen, sollte energierechtlich klargestellt werden, dass bei der Ein- oder Ausspeicherung des Stroms keine Netzentgelte anfallen.
- Zeiten, in denen das Netz nicht ausgelastet ist, sollten nicht zur Berechnung der Spitzenlast bei leistungsgemessenen Kunden herangezogen werden.
- Zumindest sollte die Erbringung von Systemdienstleistungen nicht mit höheren Netzentgelten bestraft werden.
- Bei der Atypik sollte die Bundesnetzagentur auf die Anhebung der Erheblichkeitsschwellen verzichten, weil dadurch Flexibilität vom Markt genommen wird.

12. Die Energiewirtschaft nutzt die Chancen der Digitalisierung

Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, mit dem im Messstellenbetriebsgesetz geregelten Rollout von Smart Metern und Festlegungen zur System- und Datensicherheit sind die maßgeblichen regulatorischen Grundlagen für die Digitalisierung der Energiewirtschaft gelegt. Auf dieser Grundlage können die Marktakteure ihr Angebot für digitale Dienstleistungen, den Betrieb der Netze etc. entwickeln. Die Chancen der Digitalisierung sollten gewichtet betrachtet werden: Dabei stehen die Chancen durch die technische Möglichkeit bzw. die Installation der Steuerung (Versorgungssicherheit, Optimierung der Wirtschaftlichkeit) vor den Chancen durch sich auftuende Geschäftsfelder, die wiederum um Nachlauf dafür sorgen können, Systeme zu optimieren.

Die Digitalisierung der Energiewirtschaft bietet Chancen, birgt jedoch auch Risiken unter Sicherheits Gesichtspunkten. Wie richtig festgestellt wurde, zählt der Energiesektor zu den kritischen Infrastrukturen. Es wäre somit deutlich zu hinterfragen, wie künftig – bei zunehmender Digitalisierung –

sichergestellt werden soll, dass er möglichst manipulations- und störsicher bleibt. Welche Maßnahmen und Konzepte müssen für einen kritischen Eingriff von außen vorgehalten werden? Solche Fragen sollten in das Impulspapier aufgenommen werden.

Leitfragen

Welche weiteren regulatorischen Weichenstellungen sind notwendig neben dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende?

Teilweise sind regulatorische Anpassungen notwendig, beispielsweise um Pooling-Angebote, Regelenergie von EE-Anlagen etc. zu ermöglichen.

Wie kann der Rahmen gestaltet werden, dass einerseits durch verlässliche Standards Planbarkeit geschaffen wird, andererseits die Digitalisierung die notwendigen Freiräume erhält, um die Kernziele der Energiewende zu erreichen?

Normen und Standards können die gesetzliche Rahmengesetzgebung weiter ausgestalten oder an den Stellen, wo es keine gesetzliche Regulierung gibt, Lücken schließen. Vor allem im internationalen Kontext bietet die Konkretisierung der ISO-Normen eine Chance, einheitliche Standards zu etablieren. Die langwierige Erarbeitung und Etablierung eines Standards sollte aber Entwicklung und Innovation einschränken. Eine De-facto-Standardisierung durch ein marktbeherrschendes Unternehmen sollte vermieden werden. Nötig sind auch rechtliche Konkretisierungen der Rahmenbedingungen für den ausschließlich elektronischen Versand von Rechnungen, Preisanpassungen, etc.

Inwieweit ist die Digitalisierung der Energiewirtschaft Teil der öffentlichen Infrastruktur und welche Rolle haben die Marktakteure in diesem Prozess? Zeichnen sich neue Geschäftsmodelle ab und was bedeutet das für die Struktur der Energiewirtschaft?

Neue Unternehmen, deren Geschäftsgrundlage internetbasierte Plattformen wie Blockchain sind, etablieren sich auch in der Energiewirtschaft. Die Entwicklung disruptiver Geschäftsmodelle überholt die rechtliche Rahmensetzung oftmals. Es ist daher notwendig, klare Kriterien zum Datenschutz etc. zu definieren, die aber gleichzeitig Flexibilität für Innovationen zu lassen. Der Schutz bestehender Geschäftsmodelle ist jedenfalls kein allein ausreichender Grund, durch bestehende rechtliche Hürden Innovationen zu bremsen oder zu verhindern.

Ansprechpartner

Dr. Sebastian Bolay
030/20308-2202
Bolay.sebastian@dihk.de

Jakob Flechtner
030/20308-2204
Flechtner.jakob@dihk.de