

Aktuelle Entwicklungen der globalen Energieversorgung und ihre Auswirkungen auf den nationalen und europäischen Energiemarkt

VerfasserInnen: Dr. Martin Baumann (Gesamtleitung)
Dr. Leonardo Barreto
DI Andreas Indinger
Dr. Gerald Kalt
Mag. Robin Krutak
Mag.^a Cornelia Schenk, MSc
Ing. Mag. Alfred Schuch
Sarah Steger, BA
DI Herbert Tretter

Auftraggeber: BMWFJ

Zusammenfassung

Erdgas-Pipelines

Die Auslastung der bestehenden österreichischen Gasinfrastruktur wird aufgrund vorhandener und zukünftiger Alternativen zu den österreichischen Transitrouten sowie infolge der sinkenden Gasnachfrage zurückgehen.

Österreich könnte aufgrund der

- Errichtung der Nord Stream
- Entscheidung für die Trans Adriatic-Pipeline anstatt für die Nabucco-Pipeline
- Errichtung der South Stream ohne einen Anschluss in Österreich

und der daraus resultierenden zukünftig geringeren Auslastung des TAG-Systems, der SOL, der HAG und der WAG, als zentrale Erdgasdrehscheibe an Bedeutung verlieren.

Der Gasverbrauch sinkt aufgrund der Unwirtschaftlichkeit des Betriebes von gasbefeuelten Kraftwerken und der steigenden Energieeffizienz (beispielsweise durch die Anwendung höchster energetischer Baustandards).

Die hohen Gaspreise, in Kombination mit sehr niedrigen CO₂-Preisen, führen dazu, dass elektrische Energie in Europa zu einem beträchtlichen Teil durch kohlebefeuelte Kraftwerke, neben der Erzeugung durch Erneuerbare, generiert wird und dadurch der Gasverbrauch in diesem Sektor sinkt.

Weiters ist auch aufgrund der Energieeffizienzverbesserung in der Wärmebereitstellung für Haushalte, öffentliche Gebäude etc. von einem sinkenden Gasbedarf auszugehen.

Die Kosten für die Gasnetze werden auf eine kleiner werdende Anzahl Kostenträger verteilt werden müssen, wodurch die spezifischen Transportkosten steigen werden.

Wie bereits erwähnt, sinkt einerseits die Erdgasnachfrage und somit die Auslastung der Infrastruktur, andererseits steigen die Kosten der Verteilerleitungen. Dies deswegen, weil zum Entscheidungszeitpunkt für den Ausbau der (regionalen) Verteilerleitungen (hauptsächlich Ausbau der EVN West 2 sowie der Südschiene) von der Wirtschaftlichkeit des Betriebs der gasbefeuelten Kraftwerke ausgegangen wurde und daher die Entscheidung für den Ausbau der Leitungen getroffen wurde.

Die Verwendung von Erdgas im Transportbereich stellt ein bisher wenig genutztes Potential dar, das zur Verbesserung der Auslastung der Erdgasinfrastruktur genutzt werden kann.

In diesem Zusammenhang wäre es empfehlenswert zu analysieren, ob und wie man Erdgas im Transportsektor stärker anwenden könnte, um damit – parallel zur Stützung von positiven Umweltschutzaspekten (Erdgas als „Brückenenergie“) – die Auslastung der Gasinfrastruktur zu erhöhen.

Power-to-Gas

Die Power-to-Gas-Technologie (P2G) bietet eine Möglichkeit zur Speicherung von Überschussstrommengen in Form von Wasserstoff oder Methan.

Unter dem Aspekt der maximal möglichen Wasserstoffmenge, die ohne kostenintensive technische Umbauten in das österreichische Erdgasnetz eingespeist werden könnte (ca. 300 Mio. Nm³ H₂/Jahr), wurde die Anwendbarkeit dieses Prozesses analysiert.

Die Herstellung von Wasserstoff mittels Power-to-Gas ist derzeit noch nicht wirtschaftlich, und es sind teilweise noch technologische Hürden zu überwinden.

Die Erzeugung von Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Kosten mittels Elektrolyse benötigt – aufgrund der derzeit relativ geringen Anlagenwirkungsgrade – bedeutend niedrigere Elektrizitätskosten, als die vorherrschenden Marktpreise ermöglichen. Andererseits ist eine hohe Auslastung der Anlagen erforderlich, die nur erreicht werden kann, wenn elektrische Energie – die Hauptkomponente der Betriebskosten – zu Marktpreisen bezogen wird.

Die Wasserstoffgestehungskosten werden hauptsächlich durch die Investitionshöhe und die Kosten für die elektrische Energie als Hauptbetriebskosten der Elektrolyse bestimmt. Um die Investition auf eine hohe Wasserstoffmenge aufteilen zu können, ist eine hohe Auslastung der Anlage erforderlich.

In diesem Zusammenhang sind auch die Auswirkungen der Guidelines der Europäischen Kommission „Delivering the internal electricity market and making the most of public intervention“ zu berücksichtigen.

Bei Umsetzung dieser Guidelines wird der Erzeuger von erneuerbarer Elektrizität die erzeugte Energie selbst vermarkten und versuchen, den von ihm erzeugten Strom zum bestmöglichen Preis am Markt abzusetzen. Der Erzeuger – als Verantwortlicher für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie – wird auch versuchen, den Ausgleichsenergieanfall zu minimieren, indem die Elektrizitätserzeugung – soweit möglich – an den Verbrauch angepasst wird.

Dieser wettbewerbsorientierte Zugang wird dazu führen, dass die Erzeuger von Strom in Zeiten negativer Strompreise versuchen werden, ihre Erzeugung – soweit zeitlich und technisch möglich – so anzupassen, dass sie in diesen Zeiträumen keine elektrische Energie erzeugen. Dies wird dazu führen, dass sich die Menge der günstigen elektrischen Energie verringern wird und damit die Inputkosten für die Elektrolyse steigen oder die Erlöse (Aufnahme des Stromes zu negativen Preisen durch die Elektrolyse) sinken werden.

Die Erzeugung von Wasserstoff aus Elektrolyse ist zum jetzigen Zeitpunkt gegenüber der Dampfreformierung kostenbedingt nicht wettbewerbsfähig. Ob die Elektrolyse durch die Bereitstellung negativer Regelleistung durch die wasserstoffverbrauchende Industrie Konkurrenzfähigkeit erlangt, sollte analysiert werden.

Ob die Elektrizitätskosten durch die Bereitstellung von negativer Regelleistung in einem Umfang gesenkt werden können, der die Wasserstoffgestehungskosten des Elektrolyseverfahrens konkurrenzfähig zur Dampfreformierung macht, sollte untersucht werden.

Unkonventionelle Erdgasgewinnung in den USA

Der derzeitige Shale-Gas-Boom in den USA führt zumindest kurz- und mittelfristig zu niedrigen Erdgaspreisen in den USA.

Durch die niedrigen Erdgaspreise profitiert die US-amerikanische Wirtschaft und es kommt zu einer „Re-Industrialisierung“ der USA; energieintensive Industrie – auch aus Europa – siedelt sich (wieder) vermehrt in den USA an.

Durch die Kuppelproduktion von Erdgas und Natural Gas Liquids (NGLs) und durch die Umsetzung von Lernkurveneffekten bei der Bohrtechnologie kann der Erdgaspreis niedrig gehalten werden.

Aufgrund der Kuppelproduktion können die Kosten auf das geförderte Erdgas sowie auf die NGLs und im Falle der Förderung von Erdölbegleitgas auch auf die Erdölprodukte umgelegt werden. Damit kann auch bei niedrigen Gaspreisen die Förderung von Wet Gas und Erdöl samt Erdölbegleitgas, hauptsächlich mittels Horizontalbohrungen, gewinnbringend erfolgen.

Durch das hohe Angebot von NGLs, insbesondere Ethan, welches stark in der Petrochemie nachgefragt wird, profitiert die US-Petrochemie im Besonderen.

Die NGLs beinhalten vorwiegend Ethan, Propan, Butan, Isobutan als auch Pentan. Diese NGLs, hauptsächlich Ethan, werden in der petrochemischen Industrie stark nachgefragt und erzielen im Vergleich zu Methan – auf Basis von Energieäquivalenten – höhere Preise. Damit wird die Wirtschaftlichkeit mittels Kuppelprodukten erreicht bzw. erhöht. In Folge profitieren sowohl die Erdgas- und Erdölkunden als auch die petrochemische Industrie.

Es wird erwartet, dass mögliche Liquefied Natural Gas (LNG)-Importe aus den USA in Europa nur zu einem begrenzten Preisdruck führen werden.

Aufgrund der Kosten, die durch die Verflüssigung in den USA, den Schiffstransport nach Europa, die Verbringung in den gasförmigen Zustand sowie durch die Entry-Tarife in die virtuelle Handelszone anfallen, werden die Kosten der Lieferung um „lediglich“ etwas mehr als 10% unter den europäischen Hub-Preisen liegen.

Die aus den USA nach Europa importierten Mengen werden einen Anteil am europäischen Gesamtbedarf erreichen, der wahrscheinlich nicht ausreichen wird, um die europäischen

Hub-Preise wesentlich zu beeinflussen. Folglich ist auch aus diesem Blickwinkel kein scharfer Wettbewerb zu erwarten. Dies auch unter dem Aspekt, dass Europa mit dem höherpreisigen asiatischen Markt um das LNG aus den USA in Konkurrenz stehen wird und deswegen erwartet wird, dass beträchtliche Volumina nach Asien geliefert werden.

Das Verhalten von Gazprom wird sich wesentlich auf den Wettbewerb auswirken. Falls die gesamten nach Europa importierten LNG-Mengen (nicht nur die LNG-Volumina aus den USA) dazu führen, dass Gazprom seine Strategie von der Preisfokussierung auf eine Mengenfokussierung umstellen muss, um die gleiche Menge Erdgas nach Europa zu liefern wie vor Beginn der LNG-Lieferungen aus den USA, dann könnte sich in Europa ein scharfer Wettbewerb entwickeln.

Europäische Potentiale für unkonventionelle Erdgasgewinnung

Die Erfahrungen aus den USA betreffend Shale Gas können für die Abschätzung der Ressourcen und der Produktionskosten nicht direkt auf Europa übertragen werden.

Die bisher in Europa gewonnenen Erfahrungen sowie ein Vergleich wesentlicher Rahmenbedingungen, wie der geologischen Daten (falls vorhanden), der Umweltschutzvorgaben, der vorhandenen Infrastruktur und der öffentlichen Akzeptanz, lassen vermuten, dass sich – im Falle einer politisch gewünschten Erschließung der europäischen Potentiale – die durch US-amerikanische Erfahrung geweckten Erwartungen nicht erfüllen werden. Diese Aussage ist insbesondere für die zum Aufbau einer signifikanten Produktion benötigten Zeiträume von besonderer Relevanz, da die gesamte Prozesskette, wie die Anzahl der Bohranlagen, der Serviceindustrie etc. noch nicht weit genug entwickelt ist, um eine schnelle Umsetzung zu erzielen.

Die vorliegenden Kalkulationen deuten – in Abhängigkeit des unterstellten Szenarios, wie förderbare Energiemenge, Vorhandensein von NGLs und Bohrkosten, und der zum Zeitpunkt der Studiererstellung gegebenen Gaspreise – auf eine betriebswirtschaftlich sinnvolle Produktionsmöglichkeit hin. Eventuell erforderliche UVP-Verfahren und daraus resultierende Kosten sind in den Kalkulationen nicht enthalten.

Die im Zuge der Kalkulation angenommenen Rahmenbedingungen betreffend förderbare Energiemenge, Vorhandensein von NGLs, Bohrkosten, Hydraulic Fracturing-Kosten deuten je nach Szenario und der zum Studierstellungszeitpunkt gegebenen Gaspreise auf eine gewinnbringende Produktionsmöglichkeit hin.

Nur durch eine entsprechende Anzahl von Probebohrungen – falls politisch gewollt und von der Bevölkerung akzeptiert – können die Daten, wie z.B. förderbare Energiemengen, Vorhandensein von NGLs, tatsächliche Bohrkosten etc., generiert werden, die zur Abschätzung der Reserven, der Förderraten und der Produktionskosten erforderlich sind.

Um eine solide Datenbasis, wie förderbare Energiemenge, Vorhandensein von NGLs, tatsächliche Bohrkosten, Hydraulic Fracturing-Kosten etc. für eine betriebswirtschaftlich fundierte Entscheidung zur Produktion von Shale-Gas zu erhalten, ist eine entsprechende Anzahl von Probebohrungen abzuteufen.

Basierend auf den aus den Probebohrungen gewonnenen Daten könnten die Auswirkungen auf den Erdgasmarkt in Österreich – inklusive Beschäftigungseffekte, Auswirkungen auf die Petrochemie, der Generierung von Förderzinsen etc. – abgeschätzt werden. Ebenso könnten robuste Daten über den CO₂-Ausstoß der Shale-Gas-Produktion als auch über andere Umwelteinflüsse, wie Bohrschlammaufbereitung, Abwasserbehandlung, Abwasserentsorgung etc. gewonnen werden.

Diese Erkenntnisse könnten in der österreichischen Energiestrategie Eingang finden und aus den Perspektiven Umweltverträglichkeit, Verfügbarkeit, Versorgungssicherheit und Leistbarkeit der Energie beurteilt werden.

Auswirkungen der Gaspreisentwicklung auf die Stromerzeugungskosten

Es wird erwartet, dass sowohl US-LNG-Importe als auch eine mögliche europäische Schiefergasproduktion nicht zu einem betriebswirtschaftlich sinnvollen Betrieb von neuen Gaskraftwerken führen würden.

Ausgehend von der bisherigen Entwicklung ist mittelfristig nicht davon auszugehen, dass ein betriebswirtschaftlich sinnvoller Betrieb neuer gasbefuehrter Kraftwerke in Österreich möglich ist. Auch ist zu erwarten, dass weder der Import von US-amerikanischem LNG nach Europa noch die Gewinnung von Shale Gas in Österreich den Preis für Erdgas in benötigtem Umfang senken können, um einen wirtschaftlichen Betrieb von neuen gasbefuehrten Kraftwerken zu ermöglichen. Die dazu benötigte Gaspreissenkung ist von den entsprechenden Rahmenbedingungen abhängig; diese wären eine hohe Inlandsproduktion von Shale Gas in den USA und die Abkehr von der Preisfokussierung durch Gazprom, unterstützt durch eine geringe Nachfrage im asiatischen LNG-Markt.

Selbst bei wertberichtigten Kraftwerken und bei Berücksichtigung von Förderungen ist ein deutlich niedrigerer Gaspreis erforderlich, um einen „Break Even“ zu schaffen.

Selbst bei wertberichtigten Kraftwerken, bei welchen die Abschreibungen als auch die Zinsen sehr niedrig wären, müsste der Gaspreis signifikant niedriger als der derzeit vorherrschende Gaspreis (bei gleichen Strompreisen) sein, um einen gewinnbringenden Betrieb zu ermöglichen.

Die erwarteten Änderungen der Rahmenbedingungen der deutschen Energiewende sowie neue Regelungen auf EU-Ebene, insbesondere die beabsichtigte wettbewerbsorientierte Einbindung der erneuerbaren Energien ins System, werden die künftige Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken beeinflussen.

Da Österreich, wie auch die anderen an Deutschland angrenzenden Staaten, von der deutschen Energiewende stark betroffen ist, hängt die zukünftige Entwicklung der österreichischen gasbefuehrten Kraftwerke von den diskutierten Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Deutschland ab.

Große Auswirkungen – in Abhängigkeit der Tiefe der Umsetzung – wird auch die Mitteilung der Europäischen Kommission „Delivering the internal electricity market and making the

most of public intervention" haben. Die darin enthaltenen Anleitungen betreffen direkt und indirekt die Rahmenbedingungen für gasbefeuerte Kraftwerke in der EU.

CO₂-Preise verbessern erst nach einem starken Anstieg die Konkurrenzfähigkeit von Gaskraftwerken gegenüber kohlebefeueten Kraftwerken.

Ebenfalls wird ein rentabler Betrieb von gasbefeuerten Kraftwerken in Österreich von der Entwicklung der zukünftigen CO₂-Preise abhängen. Für den Einsatz von gasbefeuerten anstatt von kohlebefeueten Kraftwerken wäre ein sehr viel höherer als der zum Zeitpunkt der Studiererstellung vorherrschende CO₂-Preis (ca. € 5/Tonne CO₂) erforderlich. Anderenfalls könnten sehr hohe CO₂-Preise Nachteile für die dem CO₂-Regime unterworfenen Industrie nach sich ziehen.

Weltmarktkapazität für erneuerbare Energieträger

In der weltweiten Stromerzeugung werden erneuerbare Energieträger bereits 2016 zum zweitwichtigsten Energieträger nach Kohle und vor Erdgas und Kernenergie werden.

Zu diesem Ergebnis kam die Internationale Energieagentur (IEA) in ihrer letzten Prognose (2013) für die mittelfristige Entwicklung erneuerbarer Energieträger.

Die jährliche Produktion von Biotreibstoffen wird sich vermutlich von 2012 bis 2018 um ein Viertel vergrößern.

Bei dieser Prognose zeigen sich jedoch insbesondere die Unsicherheiten in der Einschätzung der politischen Rahmenbedingungen in Europa und den USA.

Die Nutzung von Wärme, die aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird, wird in den nächsten Jahren im Schnitt um 3–4% pro Jahr wachsen. Dies ist hauptsächlich auf die Biomassenutzung zurückzuführen.

Die Bedeutung der Wärmeproduktion aus Geothermie und insbesondere solarthermischen Anlagen nimmt zwar deutlich zu, soll aber anteilmäßig im Jahr 2018 bei etwa 13% liegen; dominierend wird hier weiterhin die Biomassenutzung sein.

Die langfristigen Aussichten der Erneuerbaren sind stark von der Ausgestaltung der weiteren Rahmenbedingungen wie dem Marktdesign oder dem CO₂-Preis abhängig. Dessen ungeachtet sind erneuerbare Energieträger in allen betrachteten Szenarien von hoher Bedeutung.

Der Anteil der Erneuerbaren Energietechnologien an der weltweit installierten elektrischen Leistung liegt in den Szenarien der IEA im Jahr 2035 zwischen 33 % und 55 %.

Marktaussichten

Die Marktaussichten für österreichische Technologie-Lieferanten (z.B. Wasserkraft, Biomasse) und Zulieferer (z.B. Windkraft, Photovoltaik) sind vielversprechend.

Selbst Szenarien, die stark auf fossile Energieträger bzw. Nuklearenergie setzen, weisen langfristig einen relativ hohen Anteil an Erneuerbaren auf. Erneuerbare Energietechnologien werden also auf alle Fälle einen interessanten Markt darstellen. Die IEA geht für das Jahr 2020 von einem Erneuerbaren-Anteil am Gesamtprimärenergieverbrauch von 15% bis hin zu 18% aus, im Jahr 2035 werden Anteile zwischen 19% und knapp 32% (450-Szenario) erwartet, was auch der Einschätzung der Europäischen Kommission entspricht.

Langfristig wird die weltweite jährliche Gesamtstromerzeugung etwa das 10-fache der europäischen betragen. Die größten Wachstumspotentiale befinden sich damit außerhalb der EU.

Dass die größten Wachstumspotentiale nicht in Europa bzw. der EU liegen, wird eine große Herausforderung für viele KMU darstellen. Um diese Potenziale doch auch für kleinere bzw. derzeit noch weniger exportorientierte Unternehmen nutzbar zu machen, werden gezielte Unterstützungsmaßnahmen notwendig werden.

Forschung

Viele technologische Optionen stehen für die „Energierévolution“ zur Verfügung, die Mehrzahl wird auch weiterentwickelt und genützt werden müssen.

Mit der Fokussierung auf eine einzelne Technologie können weder die unterschiedlichen geografisch gegebenen Potenziale genutzt werden, noch die für eine Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs auf +2 °C notwendigen Kapazitäten dargestellt werden.

Die themenoffenen Programme des BMWFJ leisten einen wichtigen Beitrag zur technologischen Anpassung des Energiesystems an die zukünftigen Erfordernisse. Ein programmübergreifendes Portfoliomanagement zum Monitoring, zur Koordination und gezielten Unterstützung von der Idee bis zur Überleitung zum Markt könnte die Effektivität dieser Aktivitäten weiter verbessern und Barrieren beseitigen.

In der Studie wurden Zukunftstechnologien dargestellt, die sich für Programmaktivitäten des BMWFJ grundsätzlich gut eignen. Sie stellen großteils für die österreichische Wirtschaft derzeit schon einen wichtigen Bereich dar – hier bietet sich ein Portfoliomanagement zur Koordination und gezielten Unterstützung durch die bestehenden und bewährten Programme im Bereich Forschung, Entwicklung und Innovation an. Einige Bereiche werden durch engagierte Forschungsanstrengungen, die von Unternehmen unterstützt werden, charakterisiert. Diese sollten weiter durch gezielte Programmaktivitäten und thematische Initiativen unterstützt werden, um die Technologien effektiver und effizienter zu höheren technologischen Reifegraden weiterentwickeln zu können.

Für die konkrete Ausgestaltung des Portfoliomanagements bzw. der Programmaktivitäten können die in diesem Bericht dargestellten Informationen über Märkte, Technologien und den Unternehmenssektor herangezogen werden. Defizite können im Rahmen eines Portfoli-

omagements bzw. Programms gezielt angesprochen und es kann ihnen effektiv und effizient entgegengewirkt werden, Stärken werden damit ausgebaut.

Ein Heimmarkt ist bei vielen Entwicklungen ein wichtiger Bestandteil, insb. um Demonstrationmöglichkeiten für eine Technologie zu haben. Dies kann zu Beginn über Nischenmärkte erfolgen.

Die Datenlage ist in manchen Technologiebereichen für tieferegehende Analysen nicht ausreichend. Für ein Managementinformationssystem eines Portfoliomanagements sollte daher ein Technologie-Monitoring entwickelt werden, das auch den österreichischen Unternehmenssektor beinhaltet.

Marktintegration der erneuerbaren Energien

Das Stromsystem der Zukunft erfordert sowohl erzeugerseitig als auch verbraucherseitig erhöhte Flexibilität, um die Marktintegration erneuerbarer Energieträger zu ermöglichen. Einzelne (technologische) Lösungen wie Speicher, intelligente Netze, Lastmanagement, flexible Kraftwerke etc. fungieren dabei als sogenannte „Flexibilitätsbausteine“ für das Elektrizitätssystem. Daneben sind verstärkt Systemlösungen gefordert, die technologische, rechtliche und wirtschaftliche Aspekte berücksichtigen und sicherstellen, dass das Zusammenspiel der Flexibilitätsbausteine reibungslos funktioniert und die Systemintegration auf mehreren Ebenen koordiniert stattfindet.

Die Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen in das Stromversorgungssystem stellt eine große Herausforderung dar, insbesondere da erneuerbare Energien hohe Flexibilität, Schnelligkeit und Anpassungsfähigkeit des gesamten Systems erfordern. Einzelne (technologische) Lösungen wie Speicherung, intelligente Netze, Lastmanagement, flexible Kraftwerke usw. fungieren als sogenannte „Flexibilitätsbausteine“ für das Elektrizitätssystem. Die Verfügbarkeit und der Einsatz solcher Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssystem werden die Machbarkeit und das Tempo der Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien stark beeinflussen. Die Marktintegration der erneuerbaren Energien erfordert neben einzelnen Technologien verstärkt geeignete Systemlösungen, bei denen technologische, rechtliche und wirtschaftliche Aspekte Berücksichtigung finden müssen. Diese Systemlösungen müssen sicherstellen, dass das Zusammenspiel der einzelnen Flexibilitätsbausteine reibungslos funktioniert, die Systemintegration auf mehreren Ebenen koordiniert stattfindet und zur Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Umweltverträglichkeit beiträgt. Die Flexibilisierung des Stromversorgungssystems und die Anpassung und Neugestaltung des Strommarktdesigns an die entstehenden Herausforderungen werden und sollen – nach den Zielsetzungen der Europäischen Kommission – verstärkt im Europäischen Kontext stattfinden.

Die derzeitigen Lösungsansätze der System- und Marktintegration erneuerbarer Energien finden im Rahmen eines Elektrizitätssystems statt, welches für eine zentrale, größtenteils nicht fluktuierende Stromerzeugung konzipiert wurde. Für eine stärkere Einbindung erneuerbarer Energien müssen in Zukunft allerdings Elektrizitätssysteme und Märkte entstehen, welche den Anforderungen und Eigenschaften erneuerbarer Energieträger besser gerecht werden. Auch die bestehenden Rahmenbedingungen sollten eine stabile und langfristige Unterstützung für den Ausbau und die Einbindung erneuerbarer Energieträger bieten, beispielsweise durch eine Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren,

stärkere Anreize zur Netzentwicklung, ausreichende öffentliche Partizipationsprozesse und Fördermechanismen, welche einer stärkeren Marktintegration Rechnung tragen. Da die Systemverantwortung zunehmend auf eine größere Anzahl von Marktteilnehmern verteilt wird, werden die Gestaltung der Schnittstellen zwischen den Flexibilitätsbausteinen und die Ausgestaltung der entsprechenden Marktregeln zu komplexeren Aufgaben. Hier wäre u. a. eine Einbeziehung der Nachfrageseite in die Strommärkte wünschenswert, um Flexibilitäts-Potentiale besser nutzen zu können. Diese Nachfrageflexibilisierung, wie auch die zunehmende Bedeutung der dezentralen Stromerzeugung machen wiederum neue Geschäftsmodelle und Marktsignale erforderlich.

Wesentliche Bausteine der Flexibilisierung des Stromsystems sind die Nutzung flexibler Lasten sowie geeignete Speicherlösungen.

Demand Response

Die Nutzung flexibler Lasten, d.h. die Verschiebung von Lasten auf der Nachfrageseite je nach der aktuellen Erzeugungssituation, stellt eine Flexibilisierungsoption dar. Die gezielte Steuerung von Lasten wird als Lastmanagement, Demand-Side-Management (DSM) oder „Demand Response“ bezeichnet. Die Anpassung der Stromlast an das Angebot kann in Zukunft eine wachsende Rolle spielen, und wird unter anderem im Arbeitspapier der Kommissionsdienststellen „Einbindung der nachfrageseitigen Flexibilität, insbesondere des Demand Response, in Elektrizitätsmärkte“ vom 5. November 2013 empfohlen.

Speicherung

Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien wird sich die Bedeutung von Stromspeichern sukzessive erhöhen, um die volatile Erzeugungsstruktur erneuerbarer Energien auszugleichen und die Residuallast zu glätten. Wenn die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Nachfrage übersteigt, müssen geeignete Speicherlösungen für die entstehenden Überschüsse zur Verfügung stehen. Bei der Entwicklung der nächsten Generation von Speichertechnologien sollen neben Energiedichte, Wirkungsgrad, Lebensdauer und Kosten die Schnittstellen zu den Stromnetzen bzw. Synergien zu anderen Technologien mitberücksichtigt werden.

Grenzüberschreitende Netzkapazitäten und Integration der erneuerbaren Energien

Der Ausbau der Übertragungsnetze einschließlich der Interkonnektoren ist für die weitere Integration erneuerbarer Energieträger auf europäischer Ebene von großer Bedeutung.

Der Ausbau der Erneuerbaren verursacht in der EU große, volatile Leistungsflüsse über lange Strecken, da die erneuerbare Stromerzeugung zum Teil fluktuierend, zum anderen oft fern der Lastzentren stattfindet. Dadurch werden weitere Netzverstärkungen und Netzausbau erforderlich. Ein weiträumiger Ausgleich der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen ist daher vorteilhaft und macht es einfacher, Angebot und Nachfrage zur Deckung zu bringen. Erhöhte Transportkapazitäten der Netze in der EU können zur Versorgungssicherheit und zur besseren Integration der Erneuerbaren beitragen. Die Bewältigung dieser Aufgabe kann durch andere Systemkomponenten, wie beispielsweise Spei-

cher, intelligente Netze oder die Beeinflussung des Verbraucherverhaltens unterstützt werden.

Die Leistungsflüsse, die durch eine höhere, schwankende Stromerzeugung aus Windenergie verursacht werden, werden sich in Zukunft auch auf die grenzüberschreitenden Stromlieferungen zwischen Österreich und seinen Nachbarn und somit auf die Bewirtschaftung der entsprechenden grenzüberschreitenden Netzkapazitäten auswirken. Eine Zunahme der Volatilität in der gesamten Regelzone APG ist zu erwarten, wodurch insbesondere die Grenzleitungen zu den Nachbarstaaten zusätzlich belastet werden können.

Verbindliche Ziele für erneuerbare Energien

Verbindliche nationale Ziele für erneuerbare Energie sind ein wesentliches Element zur weiteren Steigerung des Anteils erneuerbarer Energie.

Der Fortschrittsbericht der EU-Kommission zeigt, dass die vom EU-Ziel für erneuerbare Energien abgeleiteten rechtsverbindlichen Ziele für die Mitgliedstaaten (burden sharing) zu einer deutlichen Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien geführt haben. Die derzeitigen rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen in den Mitgliedstaaten werden jedoch nicht ausreichen, um die langfristigen Zielsetzungen der EU zu erreichen. Selbst mit bestehenden und derzeit geplanten Maßnahmen ist eine Zielerreichung nicht möglich, deswegen werden weitere Maßnahmen erforderlich sein.

Verbindliche, von EU-Zielen abgeleitete, nationale Zielsetzungen für erneuerbare Energien bis 2020 haben bisher dazu beigetragen, ein deutliches Signal an Investoren zu geben und stabile Rahmenbedingungen zu schaffen. Daher plädieren viele Akteure dafür, mögliche Ziele für die Periode nach 2020 so früh wie möglich zu definieren, um Klarheit für langfristige Investitionen zu schaffen. In der produzierenden Industrie ist beispielsweise für Investitionen in F&E ein längerer Zeithorizont erforderlich, um Investitionsentscheidungen auszulösen. Die „Erneuerbare-Energien-Industrie“ braucht außerdem stabile, langfristige Rahmenbedingungen, um die Wirtschaftlichkeit der Projekte zu überprüfen. Ein EU-weites Ziel für erneuerbare Energien und nationale Ziele für die Mitgliedstaaten bilden bedeutende Bestandteile eines künftigen energie- und klimapolitischen Rahmens bis 2030. Lediglich ein Gesamt-CO₂-Ziel für die EU würde hingegen keine ausreichenden Anreize für Innovation und Investitionsentscheidungen bieten.

Weiterentwicklung von Fördersystemen

Die EU-Kommission befürwortet die Marktintegration der erneuerbaren Energieträger durch die Weiterentwicklung von Fördersystemen in Richtung marktorientierter Anreizsysteme.

Derzeit ist ein signifikanter Teil der erneuerbaren Kapazitäten in der EU nicht direkt in die Strommärkte integriert und somit zumindest teilweise von Marktrisiken befreit. Gleichzeitig reagieren diese – vom Markt entkoppelten – Anlagen nicht auf die Preissignale des Marktes, weshalb in Folge die Stromeinspeisung weder an den herrschenden Preis noch an den Strombedarf angepasst wird. Mit zunehmender Marktreife und Wettbewerbsfähigkeit können die Betreiber von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger verstärkt Markt-

risiken übernehmen. Damit können Marktsignale bei Investitionsentscheidungen und Einsatzplanung berücksichtigt werden.

In ihrer jüngsten Mitteilung vom 5. November 2013 „Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimale Nutzung staatlicher Interventionen“ und den dazugehörigen Leitlinien zu Fördermechanismen für erneuerbare Energien empfiehlt die EU-Kommission den Mitgliedstaaten bestimmte Fördermechanismen mit dem Ziel einer stärkeren Marktintegration. Diese Mechanismen umfassen Auktionen/Ausschreibungen, Einspeiseprämien, Quotenverpflichtungen, Investitionsbeihilfen sowie die Verwendung der Kooperationsmechanismen für eine allmähliche grenzübergreifende Öffnung der Förderregime. Einspeisetarife sollen hingegen auslaufen, sobald eine Technologie einen gewissen Reifegrad und Marktanteil erreicht hat. Als wichtige Erfolgsfaktoren für den Reformprozess von Fördersystemen wurden seitens der EU-Kommission umfassende und zeitgerechte öffentliche Konsultationen, weitestgehende Transparenz über geplante Änderungen und die Vermeidung rückwirkender Änderungen identifiziert, um die notwendige Investitionssicherheit zu erhalten. Die in der Mitteilung der EU-Kommission dargestellten Prinzipien und Empfehlungen sind zwar nicht rechtsverbindlich, geben jedoch Aufschluss über die gesamteuropäische energiepolitische Stoßrichtung.

Die Art des Fördersystems bestimmt (auch im europäischen Kontext) die Anlagen- und Betreiberstruktur.

Wie in Deutschland hat sich der Energiemarkt in den letzten Jahren auch in Österreich von einem nahezu monopolistischen zu einem stark polypolistisch geprägten Markt entwickelt. In Österreich bestehen zudem vergleichsweise kleine Strukturen und Unternehmensgrößen.

Fördersysteme, bei denen größeren Investoren (z.B. auch europaweit) durch ihre Finanzkraft oder ihre Markterfahrung Wettbewerbsvorteile eingeräumt werden, würden die bestehenden heimischen Strukturen vor große Herausforderungen stellen. Es wäre nicht mehr davon auszugehen, dass diese wie bisher weiter wachsen und im internationalen Wettbewerb bestehen können.

Zusätzlich könnten Fördersysteme auch zu einer einseitigen Technologiewahl basierend auf den geringsten Kosten durch Investoren führen, was u.a. Innovationen und damit die Wettbewerbsfähigkeit österreichischer Unternehmen verschlechtern könnte. Die Unterstützung des erzeugungsseitigen Lastausgleichs durch ein ausgeglichenes Technologieportfolio ist auch im Sinne der Netzstabilität und Versorgungssicherheit.

Ein Prämienmodell stellt eine mit einem relativ geringeren Umgestaltungsaufwand verbundene Option zur Weiterentwicklung eines Einspeisetarifsystems dar. Die Einführung eines Quotensystems würde umfangreichere Umstellungen des bestehenden Fördersystems erfordern.

Für den Fall, dass unter Berücksichtigung der stärker marktbasierter Ausrichtung der EU-Energiepolitik der Übergang von einem Einspeisetarifmodell auf ein anderes Fördersystem angestrebt wird, stellen Einspeiseprämien eine sinnvolle Optimierungsmöglichkeit unter Vermeidung von grundlegenden Systemumstellungen dar.

Dies gilt auch für eine mögliche Weiterentwicklung des grundsätzlich erfolgreichen österreichischen Fördersystems. Die Höhe der Prämie könnte durch die Anwendung von Cap- und

Floor-Preisen (d.h. die Reduzierung oder Erhöhung der Prämien, falls der Marktpreis außerhalb einer festgelegten Bandbreite liegt) Einnahmerisiken und -überschüsse verringern, da nur eine bestimmte Einkommensbandbreite erlaubt wäre. Dadurch könnte dem Prinzip der Kosteneffizienz Rechnung getragen werden.


Grundsätzlich wären verschiedene (auch graduelle) zielführende Anpassungen und Optimierungen im Rahmen des bestehenden Ökostromgesetzes (ÖSG) denkbar. Sollte das ÖSG darüber hinaus in ein marktnäheres Anreizsystem übergeführt werden, so wäre ein (graduell eingeführtes) Prämienmodell mit den derzeitigen Strukturen am besten vereinbar, da ein solches auch die von der EU-Kommission angestrebte Vermarktungsflexibilität ermöglicht.

Die Einführung eines Quotensystems (QS) wäre im Vergleich dazu eine gravierendere Systemumstellung. Eine technologische Differenzierung wäre in einem solchen System eine komplexe Herausforderung. Das Funktionieren des Marktes würde sowohl für die Marktteilnehmer als auch die zuständigen Behörden einen sehr hohen administrativen Aufwand erfordern. Eine mit dem derzeitigen Einspeisetarifmodell vergleichbare Steuermöglichkeit des Ausbaus wäre mit einem QS nur schwer realisierbar. Für Investoren und den Staat würden sich bei einem QS gegenüber den vorhandenen Strukturen des ÖSG vergleichsweise weniger stabile und berechenbare Rahmenbedingungen ergeben.

Die bisherigen Erfahrungen in Europa und anderen Ländern deuten darauf hin, dass Einspeisevergütungen das effektivste Förderinstrument für erneuerbare Stromerzeugung darstellen, wobei Einspeiseprämien auf dem Vormarsch sind. Die Erfahrungen mit Einspeiseprämienmodellen zeigen die Bedeutung einer kontinuierlichen und nach Technologien differenzierten Förderung für die Entwicklung erneuerbarer Energieträger.

Innerhalb der Europäischen Union stellen Einspeisevergütungs-Systeme den am häufigsten eingesetzten Mechanismus zur Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung dar. Die Verbreitung von Einspeiseprämien nahm in den letzten Jahren zu, sodass im Jahr 2012 bereits 10 Länder Einspeiseprämien als zusätzliches oder als Hauptförderinstrument einsetzten.

Die Erfahrungen mit Einspeiseprämienmodellen zeigen die Bedeutung einer kontinuierlichen und nach Technologien differenzierten Förderung für die Entwicklung erneuerbarer Energieträger. Dabei sollen unterschiedliche Fristen und Vergütungshöhen Möglichkeiten für weniger ausgereifte, jedoch langfristig aussichtsreiche Technologien anbieten, um diese an die Marktreife heranzuführen.



Versorgungssicherheit
Wettbewerbsfähigkeit
Nachhaltigkeit
Perspektiven

