



Der Ökostrommarkt

Inhalt

Editorial	3
So funktioniert der Strommarkt	4
Vom Monopol zum Markt	4
Die Strombörsen	4
Das CO₂-Problem	6
CO ₂ -Zertifikate	6
Alternativ: Nationale CO ₂ -Grenzen	8
Unrentable Gaskraftwerke	10
Kapazitätsmarkt oder Energy Only?	10
Unrentable Erneuerbare?	14
Subventionen für Kohle und Atom	14
Förderungen für Erneuerbare	14
Das Grenzkostenproblem der Erneuerbaren Altanlagen	15
Marktprämien für Erneuerbare Altanlagen	16
Die zweite Ebene: Der Smart Market	18
Neue Produkte und Dienstleistungen	18
Smart Companys	20
Ein Blick in die Zukunft	21
Netzregeln für den Markt	22
Der Ökostrommarkt	24
Danksagung	26
Quellenverzeichnis	27

Impressum: Wien, Oktober 2014, Medieninhaber, Eigentümer und Verleger: ÖKOBÜRO – Allianz der Umweltbewegung, Neustiftgasse 36/3a, A-1070 Wien, Tel: +43 1 524 93 77, Erscheinungsort: Wien, ZVR: 873642346, Für den Inhalt verantwortlich: Thomas Alge – ÖKOBÜRO, Redaktion und Text: Thomas Mördinger – ÖKOBÜRO, Layout: Hannes Eder, Bildbearbeitung: Jochen Humburger, Fotos: shutterstock (S.7, S.9, S.10, S.11, S.12, S.16, S.17, S.18, S.20, S.22, S.23, S.25), iStockphoto (S.4, S.15), Cover: Sergey Nivens/shutterstock, Druckerei gugler GmbH: Gedruckt nach der Richtlinie des Österreichischen Umweltzeichens „Schadstoffarme Druckerzeugnisse“, UWNr. 609. Dieses Papier stammt aus nachhaltig bewirtschafteten Wäldern und kontrollierten Quellen. Zertifizierung nach PEFC AUSTRIA, Zertifikatsnummer: HCA-CoC-0366

Editorial

Der Ökostrommarkt

Die Diskussionen über Strom sind voller Widersprüche. Einerseits wachsen die Ökostrommengen rasant, andererseits nimmt der Ausstoß des klimaschädlichen Gases Kohlendioxid (CO₂) bei der Stromerzeugung zu. Die einen beklagen, dass Ökostrom zu teuer ist, die anderen beschuldigen ihn, dass er den Strompreis ins Bodenlose fallen lässt. Stromkonzerne legen Kraftwerke wegen mangelnder Rentabilität still und manch einer diskutiert Kapazitätszahlungen um solche Anlagen betriebsbereit zu halten – die Regulierungsbehörden sprechen hingegen von großen Überkapazitäten bei der Stromerzeugung. Kritiker fordern wortreich das Ende der so erfolgreichen Ökostromförderung und die „Marktintegration der Erneuerbaren“. Gleichzeitig dulden sie stillschweigend die vielfach höheren Subventionen für fossilen und atomaren Strom in Europa, die seit jeher einen fairen Markt behindern.

Für Umwelt- und Klimaschutz sind diese Diskussionen von größter Bedeutung. Denn von deren Ausgang hängt ab, welche Richtung die Stromerzeugung in Europa und Österreich für die nächsten Jahrzehnte einschlagen wird.

ÖKOBÜRO hat deshalb für die Allianz der Umweltbewegung einen Blick hinter die Kulissen geworfen. In dieser Broschüre beleuchten wir, wie die widersprüchlichen Aussagen zusammenhängen: nach welchen Regeln der Strommarkt funktioniert, weshalb auf diesem Strommarkt derzeit vor allem CO₂-intensive Kohlekraftwerke gutes Geld verdienen und welchen Einfluss Subventionen dabei haben. Darüber hinaus haben wir uns angesehen, wie ein Ökostrommarkt aussehen könnte, der fair und den Bedürfnissen der Erneuerbaren Energieträger entsprechend gestaltet ist und der darüber hinaus die CO₂-Problematik in den Griff bekommt. Nicht zuletzt zeigen wir auf, wie Marktplätze für Dienstleistungen rund um den Strom den eigentlichen Stromhandel ergänzen können.

Mit der vorliegenden Broschüre versuchen wir einen Beitrag zum besseren Verständnis zu leisten. Mit ihr wollen wir das Thema Strommarkt aus der Welt der Spezialisten zu denen tragen, die letztendlich mit zu verantworten haben, wie wir unsere Stromzukunft in Zukunft gestalten: Politik, Verwaltung und Medien.

Für ÖKOBÜRO – Allianz der Umweltbewegung:



Thomas Alge
Geschäftsführer



Thomas Mördinger
Projektleiter

Wien, im Oktober 2014

So funktioniert der Strommarkt

Unser Energiesystem befindet sich im Wandel. Wir gewinnen immer mehr Strom aus erneuerbaren Quellen wie Sonne, Wind und Wasser. So leisten Photovoltaik und Windkraftanlagen einen stetig wachsenden Beitrag zu unserer Stromversorgung und verdrängen immer häufiger Großkraftwerke vom Markt. Dieser zunehmende Anteil von teils dezentraler erneuerbarer Erzeugung bringt jedoch neue Herausforderungen für das Strom-Versorgungssystem mit sich. Neben intelligenten Stromnetzen als Rückgrat einer zukunftssicheren Stromversorgung bedarf es neuer Markt- und Fördermechanismen. Während intelligente Netze die reibungslose Verteilung des Stroms sicherstellen, braucht es neue Regeln für die nachhaltige Reduktion von CO₂, fairen Wettbewerb sowie die Entwicklung neuer Produkte und Dienstleistungen. In einem solchen Stromversorgungssystem werden sich auch Endkunden aktiv am Energiemarkt beteiligen können.

aufgespalten. Es erfolge die organisatorische und rechtliche Trennung von Stromerzeugung und Stromverteilung. Reine Netzbetreiber besorgen seither ausschließlich die Verteilung der elektrischen Energie und müssen allen Akteuren am Strommarkt den gleichberechtigten Zugang zum Netz ermöglichen.

DIE STROMBÖRSEN

Im Zuge dieser Umstellung gewann der Handel mit Strom immer mehr an Bedeutung, da nun auch Unternehmen ohne eigene Netze und sogar ohne eigene Kraftwerke Strom direkt an Endkunden verkaufen konnten. Es entstanden Strombörsen, auf denen nun Unternehmen mit standardisierten Produkten (zeitlich abgegrenzten Mengen an Strom) handeln können.

Österreich und Deutschland bilden eine gemeinsame Preiszone an der europäischen Strombörse European Energy Exchange (EEX) in Leipzig, der European Power Exchange (EPEX SPOT) in Paris sowie an der Energy Exchange Austria (EXAA) in Wien. An den dort festgelegten Preisen orientieren sich auch Stromhandelsgeschäfte, die außerhalb der Börse getätigt werden, etwa zwischen einem Erzeuger und einem Großabnehmer (OTC-Handel). An den Börsen wird Strom für den nächsten Tag (Day Ahead) oder in langfristigen Termingeschäften gehandelt. So können sich Stromhändler und Industrie bis zu sechs Jahre im Voraus zu einem fixen Preis mit Strom eindecken. Extrem kurzfristige Geschäfte – etwa bei Ausfall von Kraftwerken oder im Gegenteil unerwarteten Mehrlieferungen von Windkraft und Photovoltaik – können im Intraday-Handel der Börsen bis 45 Minuten vor der Lieferung getätigt werden. Im OTC-Handel sind sogar Vertragsabschlüsse bis 15 Minuten vor Lieferung möglich.

Der Preis entsteht auf Basis der Erzeugungskosten der unterschiedlichen Kraftwerke, auch Grenzkosten genannt. Beginnend mit den niedrigsten Grenzkosten erfolgt eine Reihung der unterschiedlichen Kraftwerke (Merit Order) bis die Nachfrage gedeckt ist. Die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken, bestimmen den Marktpreis (Market Clearing Price). Auch Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten erhalten den vollen Marktpreis.



VOM MONOPOL ZUM MARKT

Unser heutiges Stromversorgungssystem stammt aus einer Zeit, als einige wenige Energieversorgungsunternehmen (EVU) die Stromerzeugung mit zentralen Großkraftwerken organisierten. Diese EVU kümmerten sich sowohl um die Stromerzeugung als auch um den Transport und die Verteilung der erzeugten Energie zum Verbraucher. Innerhalb des unternehmenseigenen Stromnetzes bestand eine natürlich Monopolstellung. Stromkunden konnten daher nicht den Lieferanten wechseln.

Dies änderte sich erst zu Beginn des neuen Jahrtausends. Im Zuge einer Liberalisierung wurden die bisherigen EVU

WISSENSBOX: STROMHANDEL

Grenz-, Fix- und Vollkosten

Grenzkosten sind die variablen Kosten für Anschaffung und Transport von Brennstoffen (wie Kohle, Öl, Gas, Uran, Plutonium aber auch feste Biomasse oder Biogas), die Kosten der Emissionszertifikate für das bei der Verbrennung freigesetzte Kohlendioxid (CO₂) sowie die Kosten für die Wartung eines Kraftwerks. Nicht zu den Grenzkosten zählen die Fixkosten. Das sind vor allem die Errichtungs- und die Personalkosten. Die Summe aus Grenz- und Fixkosten bezeichnet man als die Vollkosten.

Deckungsbeitrag

Differenz zwischen Marktpreis und Grenzkosten. Aus dem Deckungsbeitrag müssen die Fixkosten und der Gewinn finanziert werden.

Merit Order

Reihung der anbietenden Kraftwerke bei einer Stromauktion nach ihren Grenzkosten. Das Kraftwerk, das zu den günstigsten Grenzkosten anbieten kann, kommt als erstes in der Lieferreihe, dann das zweitgünstigste und so weiter, bis die benötigte Strommenge erreicht wird.

Marktpreis oder Market Clearing Price

Die Höhe der Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, das zur Deckung der benötigten Strommenge noch benötigt wird.

Merit Order Effekt

Erneuerbarer Strom aus Wind, Sonne und Wasserkraft hat sehr geringe Grenzkosten, da er keine Brennstoffe benötigt und auch kein freigesetztes CO₂ über Zertifikate bezahlt werden muss. Sind große Mengen solchen Ökostroms an der Börse erhältlich, sinkt der Market Clearing Price und Kraftwerke mit höheren Grenzkosten kommen nicht zum Zug und erzeugen keinen Strom. Von diesem

Merit Order Effekt sind immer häufiger Gaskraftwerke betroffen, während billigere aber umweltschädlichere Kohlekraftwerke weiter liefern können.

Strombörse

Transparenter Großhandelsplatz für Strom, wo Auktionen über die Merit Order ausgeführt werden. Strombörsen für die deutsch-österreichische Preiszone befinden sich in Leipzig (EEX), Paris (EPEX SPOT) und Wien (EXAA).

OTC-Handel

Große Stromlieferverträge, die nicht an einer Strombörse sondern direkt zwischen zwei Handelspartnern Over The Counter (OTC) geschlossen werden.

Termingeschäft

Langfristiger Handel von Strom. Die Lieferung erfolgt erst Tage, Wochen, Monate oder Jahre später. Mit Termingeschäften kann der Preis für Lieferungen bis zu sechs Jahre in der Zukunft festgelegt werden.

Day Ahead Handel

Kurzfristiger Handel von Strom. Die Lieferung erfolgt am nächsten Tag.

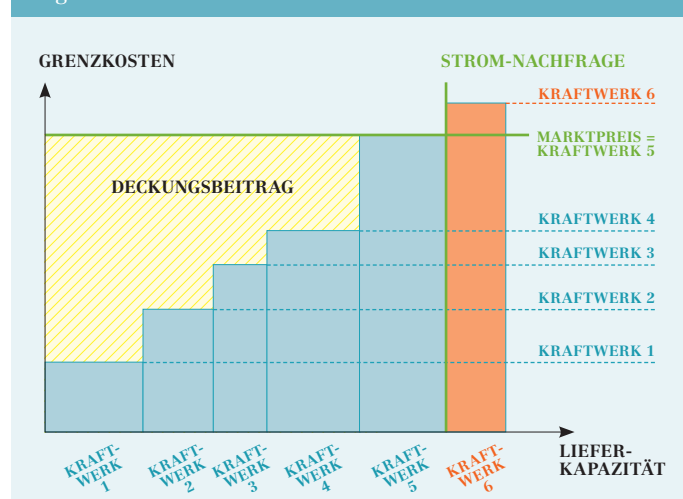
Intraday Handel

Extrem kurzfristiger Handel von Strom. Die Lieferung erfolgt noch am selben Tag, im schnellstmöglichen Fall bereits 15 Minuten nach Abschluss (nur bei OTC-Handel). Kommt bei unerwarteten Ausfällen von Kraftwerken zum Einsatz, um deren Strom rasch zu ersetzen oder um nicht bereits am Vortag prognostizierte Erzeugungsspitzen von Windkraft und Photovoltaik abzusetzen.

In Fig. 1 benötigt man fünf Kraftwerke, um die benötigte Strommenge zu liefern. Die Grenzkosten von Kraftwerk 5 bilden daher den Marktpreis. Die vier Kraftwerke, die geringere Grenzkosten haben, verdienen aus der Differenz zum Marktpreis Deckungsbeiträge. Aus diesen müssen sie ihre Fixkosten und gegebenenfalls einen Gewinn erwirtschaften. Kraftwerk 6 kommt nicht zum Zug, da seine Grenzkosten zu hoch sind. Es kann zu diesem Preis keinen Strom verkaufen, steht still und kann daher zu diesem Zeitpunkt nichts von seinen Fixkosten abdecken.

Der Marktpreis ist natürlich nicht der Preis, den Endkunden auf ihrer Stromrechnung vorfinden. Denn Stromhändler schlagen eine eigene Gewinnspanne auf, dazu kommen noch der Netztarif, Steuern und Abgaben.

Fig. 1: Merit-Order

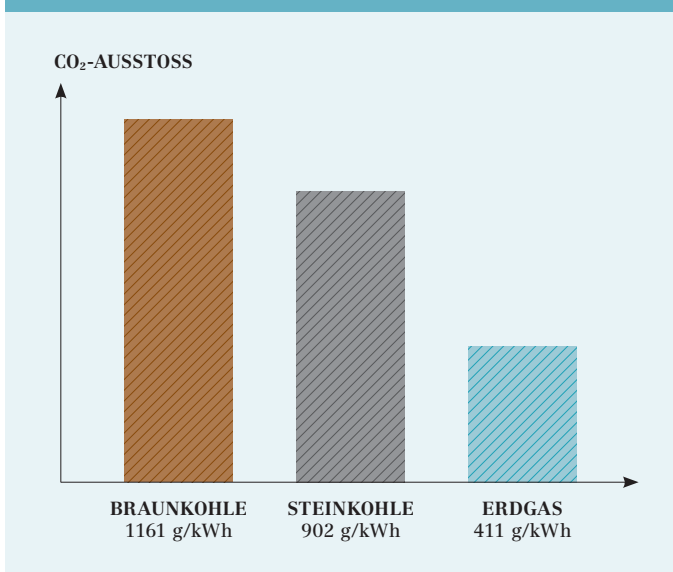


Das CO₂-Problem

Das Merit Order-System bevorzugt zuerst Photovoltaik, Wind- und Wasserkraftwerke, da sie keine Brennstoffe benötigen. Und weil diese erneuerbaren Energiequellen kein CO₂ abgeben, muss man für sie auch keine Emissionszertifikate als Ausgleich kaufen. Ihre Grenzkosten beinhalten daher hauptsächlich Ausgaben für die Wartung der Anlagen und sind relativ niedrig. Für jene Strommengen, die nicht aus diesen sauberen Quellen gedeckt werden können, kommen konventionelle Kraftwerke zum Einsatz. Einen Teil davon decken heute noch Atomkraftwerke ab, die durch ihre hohe Unfallanfälligkeit, Verseuchungen beim Uran-Abbau und ungeklärte Endlagerung des Atommülls ein unkalkulierbares Umweltrisiko darstellen. Bis 2022 werden die deutschen Atomkraftwerke jedoch schrittweise abgeschaltet und ab diesem Zeitpunkt nicht mehr am deutsch-österreichischen Stromhandel teilnehmen.

Den Rest des Strombedarfs decken Kraftwerke, die fossile Energieträger verbrennen. Steinkohlekraftwerke stoßen dabei durchschnittlich 902 Gramm klimaschädliches CO₂ je erzeugter Kilowattstunde (kWh) aus, Braunkohlekraftwerke sogar 1161 Gramm. Erdgas ist mit 411 Gramm je Kilowattstunde ebenfalls weit davon entfernt CO₂-frei zu sein, entlässt aber doch deutlich weniger davon in die Atmosphäre als Kohle. Die Verbrennung von Kohle und Gas trägt also unterschiedlich stark zum Klimawandel bei.

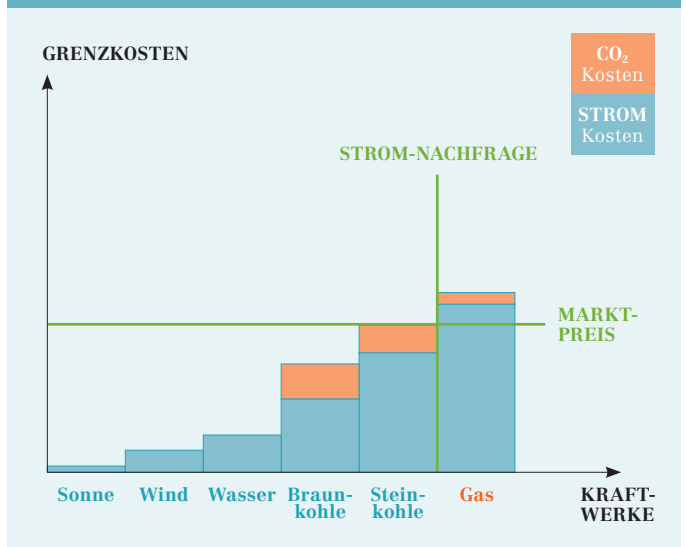
Fig. 2: CO₂-Ausstoß bei der Stromerzeugung



CO₂-ZERTIFIKATE

Die Europäische Union hat das European Trading System (ETS) für CO₂-Zertifikate eingeführt. Dies soll den Ausstoß von CO₂ teurer machen. Im September 2014 lag der Preis für diese Zertifikate bei ungefähr sechs Euro je Tonne CO₂. Aufgrund der hohen Gaspreise in Europa reichen diese CO₂-Kosten nicht aus, um den höheren CO₂-Gehalt der Kohle preislich auszugleichen. Deswegen kommen hauptsächlich Kohlekraftwerke mit hohem CO₂-Ausstoß zum Einsatz, um die fehlenden Strommengen zu erzeugen. Fig. 3 zeigt, dass die weniger klimaschädlichen Gaskraftwerke dafür meist stillstehen. In der Darstellung wurde bereits auf die Atomkraftwerke verzichtet, die bis 2022 alle durch Ökostrom ersetzt werden.

Fig. 3: Die Merit Order (excl. Atomkraft), mit niedrigen CO₂-Kosten



Das hier dargestellte CO₂-Problem der Merit Order ließe sich beheben, wenn der Preis für CO₂-Zertifikate deutlich steigen würde. Dies ist auch notwendig um Kostenwahrheit herzustellen und die Folgekosten der Umwelt- und Gesundheitsbelastungen durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe realistisch einzupreisen. Ab welchem CO₂-Preis Gaskraftwerke tatsächlich günstigere Grenzkosten als Kohlekraftwerke aufweisen, hängt von der Preisentwicklung der verschiedenen Brennstoffe ab. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) geht davon aus, dass ab einem Zertifikatspreis von 20 Euro je Tonne CO₂



CO₂

WISSENSBOX: KOHLENDIOXID CO₂

CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung

2013 emittierten deutsche Kraftwerke 315 Millionen Tonnen CO₂. Damit waren sie für ein Drittel des gesamten deutschen Treibhausgasausstoßes verantwortlich. 265 Millionen Tonnen (84%) gingen dabei auf das Konto von Kohlekraftwerken. 2012 verursachte die Erzeugung einer Kilowattstunde (kWh) Strom in Deutschland durchschnittlich 522 Gramm CO₂-Ausstoß. In Österreich war dieser Wert aufgrund des viel höheren Ökostromanteils nur bei 157 g/kWh. Allerdings importiert Österreich wegen des günstigeren Preises große Strommengen aus Deutschland: Alleine im ersten Quartal 2014 waren es netto mehr als 4 Millionen Kilowattstunden.

European Trading System (ETS)

Im ETS werden Emissionszertifikate (CO₂-Zertifikate) gehandelt, mit denen Stromerzeuger und Industriebetriebe

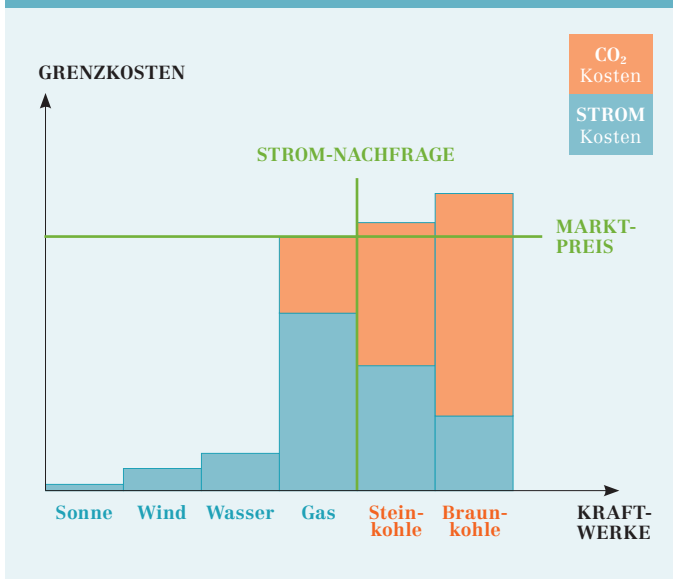
ihren CO₂-Ausstoß „bezahlen“ müssen. Durch diese Zusatzkosten soll ein Anreiz entstehen, CO₂ einzusparen.

Backloading

Durch die übermäßige Ausgabe von Gratiszertifikaten durch die Nationalstaaten zur Stützung der Industrie blieben die im ETS für CO₂ zu bezahlenden Preise zu niedrig um umfassende CO₂-Einsparungen auszulösen. Um eine stärkere Marktdynamik auszulösen, hat die Europäische Union die Ausgabe von neuen Zertifikaten um fünf Jahre verschoben (Backloading). Durch die dadurch erzeugte Knappheit sollten höhere Preise im ETS erzielt werden. Der Effekt des Backloading war aber nur gering, da nach wie vor Zertifikatsüberschüsse bestehen und die entzogenen Papiere nach der fünfjährigen Verzögerung dem Markt doch noch zugeführt werden.

Gaskraftwerke günstiger Strom liefern könnten als Steinkohlekraftwerke, ab 40 Euro wären sie auch günstiger als Braunkohlekraftwerke.

Fig. 4: Die Merit Order (excl. Atomkraft), mit hohen CO₂-Kosten



Die CO₂-Zertifikate sind vor allem deshalb viel zu billig, weil die Regierungen der EU-Mitgliedsstaaten seit Einführung des ETS große Mengen an Gratis-Zertifikaten an Industrie und Stromerzeuger verteilt haben. Das hat dazu geführt, dass viele Unternehmen keine Zertifikate zukaufen müssen und teilweise sogar Reserven anlegen konnten. Deswegen ist an den Börsen die Nachfrage nach Zertifikaten und damit auch deren Preis sehr gering.

Die Europäische Union hat daher die für die Jahre 2014 bis 2016 geplante Ausgabe von Zertifikaten für 900 Millionen Tonnen CO₂ auf die Jahre 2019 und 2020 verschoben. Durch diese „Backloading“ genannte Maßnahme sollte der CO₂-Preis gesteigert werden, was aber nur im geringen Ausmaß gelungen ist. Zudem erwartet die EU-Kommission, dass der Vorrat an gehorteten Zertifikaten 2020 trotzdem größer als heute ist. Als weitere Maßnahme wird daher derzeit eine Marktstabilitätsreserve diskutiert, in der bei Zertifikatsüberschüssen automatisch Zertifikate zwischengeparkt werden können um das Angebot zu verknapfen. Aber auch davon ist nicht zu erwarten, dass der CO₂-Preis auch nur annähernd so hoch wird, dass die Verstromung von Kohle teurer würde als jene von Erdgas. Es ist nicht zu erwarten, dass der ETS das CO₂-Problem alleine lösen kann. Dafür fehlt der europäische politische Konsens über noch weitreichendere Maßnahmen und Reformen des Zertifikatehandels.

ALTERNATIV: NATIONALE CO₂-GRENZEN

Um trotz des nicht funktionierenden ETS-Handels den CO₂-Ausstoß in der Stromerzeugung massiv zu reduzieren, könnten Deutschland und Österreich nationalstaatlich CO₂-Grenzwerte erlassen, die bei der Stromerzeugung nicht überschritten werden dürfen. Bei einer Grenze von 450 Gramm CO₂ pro erzeugte Kilowattstunde könnten etwa effiziente Gaskraftwerke problemlos Strom erzeugen, Braun- und Steinkohlekraftwerke jedoch nicht.

Diese 450-Gramm-Grenze sollte für den Neubau und die Modernisierung (Retrofit) von Kraftwerken gelten. Das verhindert faktisch den Neubau von Kohlekraftwerken. Die ältesten – und schmutzigsten – Kohlekraftwerke müssten zudem bald ihren Betrieb einstellen, da sich ihr Lebenszyklus ohne Retrofit nicht mehr verlängert lässt. Gleichzeitig sollte der Betrieb bestehender Anlagen eingeschränkt werden, indem zusätzlich eine CO₂-Grenze je installiertem Megawatt Kraftwerksleistung eingezogen wird. Diese zweite Grenze limitiert die CO₂-Menge, die von einem Kraftwerk pro Jahr erzeugt werden darf (Jahresfracht).

Das DIW hat dazu folgende Berechnungen angestellt: Würde man ab 2015 die Jahresfracht jener Kraftwerke, die bereits älter als 30 Jahre sind, auf 3.154 Tonnen CO₂ je Megawatt beschränken, könnte Deutschland sofort 43 Millionen Tonnen CO₂ einsparen. Das wäre gegenüber 2012 eine Reduktion um 16 Prozent aus der Stromproduktion mit Kohle. Bis 2020 würde der Einsparungseffekt auf 65 Millionen Tonnen (-24%) und bis 2030 auf 120 Millionen Tonnen (-45%) eingespartes CO₂ pro Jahr steigen. 2040 wäre der CO₂-Ausstoß bereits um zwei Drittel reduziert, bevor aufgrund der 450-Gramm-Grenze für Neubau und Retrofit nach und nach keine deutschen Kohlekraftwerke mehr am Netz wären.

Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke (GuD-Kraftwerke) dürften bei dieser Jahresfracht-Grenze praktisch uneingeschränkt produzieren, Gasturbinenkraftwerke immerhin mit einer rund 80prozentigen Auslastung. Der Betrieb von alten Steinkohlekraftwerken wäre vor ihrer Stilllegung jedoch auf etwa 30 bis 40 Prozent des Jahres beschränkt, bei alten Braunkohlekraftwerken wären es sogar nur 20 bis 30 Prozent.

Diese – für Betreiber von Kohlekraftwerken sehr bestandsfreundliche – Variante zeigt, wie stark CO₂-Grenzen den CO₂-Ausstoß reduzieren könnten. Beschleunigen lässt sich der Effekt, indem man entweder bereits jüngere Kraftwerke mit einbezieht oder die Grenze von 3.154 Tonnen Jahresfracht schrittweise reduziert. Dies hätte keine Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, da Deutschland und Österreich sehr gut mit Reservekapazitäten abgesichert sind. Theoretisch könnte man sogar schon heute neben den Atomkraftwerken sämtliche Braunkohlekraftwerke Deutschlands stilllegen. Letztere waren 2013 für 170 Millionen Tonnen CO₂-Ausstoß verantwortlich – die Hälfte der gesamten CO₂-Emissionen der deutschen Stromerzeugung.

Tab. 1: Jährliche CO₂-Emissionen der Kohleverstromung in Deutschland bei maximal 450g CO₂/kWh bei Neubau und Retrofit in Verbindung mit einer maximalen Jahresfracht von 3.154 t CO₂/MW

	Millionen Tonnen CO ₂ pro Jahr	Veränderung gegenüber 2012
2012	265	0%
2015	222	-16%
2020	200	-24%
2025	177	-33%
2030	145	-45%
2035	114	-57%
2040	89	-66%



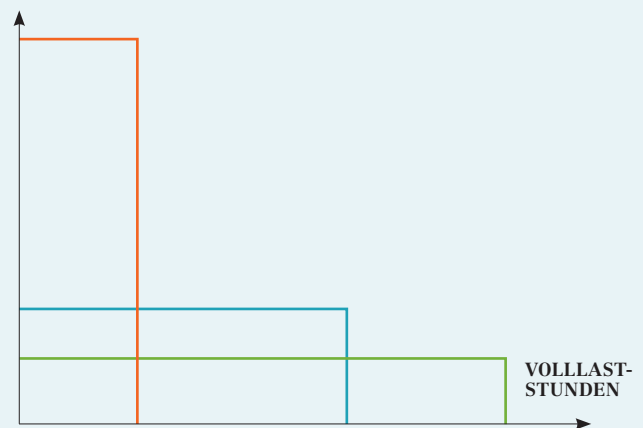
Unrentable Gaskraftwerke

Wie bereits weiter oben beschrieben, kommen Gaskraftwerke immer seltener zum Einsatz. Das wirkt sich nicht nur auf die CO₂-Bilanz der Stromerzeugung aus, sondern macht diese Kraftwerke auch immer unrentabler. Denn dadurch, dass sie immer weniger zum Einsatz kommen, müssen sie ihre Fixkosten in wesentlich weniger Stunden im Jahr verdienen als vorgesehen – was derzeit kaum gelingt. So liefen noch 2010 die deutschen Gaskraftwerke im Schnitt rund 3.400 Stunden pro Jahr unter Volllast. 2012 waren es bereits deutlich unter 3.000 Stunden. Für einzelne Kraftwerke lagen die erreichten Stunden noch wesentlich niedriger. In Folge haben bereits Stromerzeuger Kraftwerke stillgelegt. Es ist damit zu rechnen, dass weitere Stilllegungen folgen werden. Zudem wird kein Investor bei der derzeitigen Marktsituation neue Anlagen errichten.

Gaskraftwerke sollten aber auch bei weitgehend erneuerbarer Stromerzeugung in Zukunft noch eine Rolle als Reserve spielen, die bei Bedarf rasch ans Netz gehen kann. In diesem Rahmen würden die Gaskraftwerke jedoch noch seltener laufen als derzeit, nämlich nur noch dann, wenn der Strom aus erneuerbaren Quellen knapp ist. Um trotzdem rentabel zu sein, müssten neue Gaskraftwerke

Fig. 5: Bei vielen Stunden unter Volllast (grün) reicht ein niedriger Strompreis um rentabel zu sein. Je weniger Stunden, desto höher müsste der Preis sein (blau und rot).

FÜR RENTABILITÄT
NOTWENDIGER STROMPREIS



in diesen wenigen Stunden der Stromknappheit also sehr hohe Preise bezahlt bekommen – etwa 1.000 Euro oder noch mehr pro Megawattstunde. Zum Vergleich: An den Strombörsen liegt der Marktpreis derzeit (September 2014) meist um die 30 Euro.

KAPAZITÄTSMARKT ODER ENERGY ONLY?

Von verschiedenen Seiten werden Reformen für den Strommarkt gefordert. Die bestehenden Gaskraftwerke sollen vor der Stilllegung bewahrt werden und Neuinvestitionen sich wieder rechnen. In Diskussion stehen dabei vier Arten von Kapazitätsmechanismen, die den derzeitigen Energy Only-Markt ablösen beziehungsweise ergänzen sollen: der umfassende Kapazitätsmarkt, der fokussierte Kapazitätsmarkt, der dezentrale Leistungsmarkt und die Strategische Reserve.

Die Idee dahinter: Anstatt die Fixkosten ausschließlich über die Deckungsbeiträge des Stromverkaufs zu decken, sollen die Betreiber von Gaskraftwerken – und potentiell auch anderen thermischen Kraftwerken – dafür entschä-





dig werden, dass sie selten gebrauchte Erzeugungskapazität zur Verfügung stellen. Dadurch soll das Risiko der Kraftwerksbetreiber ausgeschaltet und Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

Kritiker halten diesen Vorschlägen entgegen, dass in Wahrheit die niedrigen Strompreise – und damit die Unrentabilität vieler Kraftwerke – auf die seit Jahren schwächelnde Wirtschaft und große Überkapazitäten bei der Stromerzeugung zurückgehen. Tatsächlich verfügen Deutschland und Österreich zusammen über rund 206 Gigawatt Kraftwerkskapazität, weit mehr als die Hälfte davon sogar in Form gesicherter Leistung. Die Nachfrage liegt in Deutschland jedoch bei maximal 82 und in Österreich bei höchstens 10 Gigawatt. Wenn nun Anlagen stillgelegt werden, würde dies zu einer Marktberreinigung und damit über kurz oder lang wieder zu höheren Strompreisen führen. Solange solche enorme Überkapazitäten existieren, ergibt die Forderung nach Kapazitätsmärkten daher wenig Sinn – zumal diese mit wesentlichen Mehrkosten einhergehen.

Ein zweiter Kritikpunkt in Bezug auf die Kapazitätsmechanismen besagt, dass diese nichts anderes als Subventionen für fossile Kraftwerke darstellen. Vor allem ältere Kraftwerke sind bereits doppelt von den Stromkunden abbezahlt worden: einmal zu Monopolzeiten, als ein Lieferantenwechsel unmöglich war, und ein zweites Mal durch die Zuteilung kostenloser CO₂-Zertifikate nach der Einführung des Emissionshandels. Selbst Atom- oder Braunkohlekraftwerke könnten weitere Erträge lukrieren.

Auch ist laut Experten ein optimierter Energy Only-Markt in einem weitgehend erneuerbaren Stromsystem dazu in der Lage, die notwendigen Preissignale zu senden, die für den wirtschaftlichen Betrieb thermischer Reservekraftwerke während weniger Stunden im Jahr notwendig sind. Dazu sind vor allem erleichterte Rahmenbedingungen für die Flexibilisierung von Lasten notwendig. Außerdem braucht es einen verstärkten Stromaustausch mit den Nachbarländern und eine – vor allem politische – Akzeptanz von kurzzeitig sehr hohen Strompreisspitzen, die sich jedoch nicht auf den Durchschnittspreis auswirken.



WISSENSBOX: STROMMARKT-SYSTEME

Energy Only-Markt

Am Energy Only-Markt finanzieren sich Kraftwerke ausschließlich über den Verkauf von Energie (Strom und zum Teil auch Wärme). Der Strom kann entweder im OTC-Handel direkt an Abnehmer verkauft oder über Strombörsen gehandelt werden. Dieses System kommt z.B. in Deutschland und Österreich zur Anwendung.

Der (zentrale) umfassende Kapazitätsmarkt

Beim umfassenden Kapazitätsmarkt besteht neben dem Energy Only-Markt ein zweiter Markt für Versorgungssicherheit. Über zentrale Auktionen können Betreiber fossiler Kraftwerke auf diesem Markt Versorgungsicherheitsverträge abschließen. Für deren Laufzeit garantieren die Betreiber, dass sie zur Stromlieferung bereit stehen – unabhängig davon, ob sie dann tatsächlich Strom verkaufen oder nicht. Die Finanzierung der Kraftwerke teilt sich also auf zwei Einkommensströme auf: den Verkauf des Stroms und das Garantieren von Versorgungssicherheit. Umfassende Kapazitätsmärkte existieren derzeit an der Ostküste der USA. Eine Vergleichsstudie im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) errechnete jedoch, dass ein derartiges Modell die volkswirtschaftlichen Kosten stark ansteigen lassen würde. Gegenüber einem den Bedingungen der Erneuerbaren angepassten Energy Only-Markt würden sie sich in Deutschland bis 2030 um bis zu 6 Milliarden Euro erhöhen. Die Belastungen für die Verbraucher würden sogar um 15 Milliarden Euro steigen.

Der (zentrale) fokussierte Kapazitätsmarkt

Dieses Modell unterscheidet sich vom umfassenden Kapazitätsmarkt in zwei Punkten: Zum einen dürfen nicht alle thermischen Kraftwerkstypen an diesem Markt teilnehmen, zum anderen wird der Kapazitätsmarkt in ein kurz- und ein langfristiges Segment unterteilt. Im kurzfristigen Kapazitätsmarkt kommen Versorgungsicherheitsverträge bis zu vier Jahre in die Zukunft zur Auktion. Es dürfen nur stilllegungsgefährdete Kraftwerke teilnehmen, die in den Vorjahren nur wenig ausgelastet waren. Im langfristigen Kapazitätsmarkt werden Verträge über die Versorgungssicherheit weiter in der Zukunft auktioniert. Die Kraftwerke dafür müssen erst neu errichtet werden, sie müssen hochflexibel und CO₂-arm sein. Beide Marktsegmente schließen durch diese Teilnahmeregeln sowohl Atom- als auch Braunkohlekraftwerke aus. Dieses Modell existiert bislang nur in der Theorie. Die Vergleichsstudie des BMWi kommt auf gleich hohe volkswirtschaftliche Mehrkosten

wie beim umfassenden Kapazitätsmarkt, jedoch mit 2,5 Milliarden Euro bis 2030 auf eine wesentlich geringere Mehrbelastung für die Verbraucher.

Der dezentrale Leistungsmarkt

Bei dieser dezentralen Variante erhalten Betreiber konventioneller Kraftwerke Zertifikate für jene Leistung, die sie auch im Fall einer Stromknappheit gesichert zur Verfügung stellen können. Diese Leistungszertifikate können sie über eine eigene Börse verkaufen. Dabei müssen Stromhändler jene Strommengen, die sie an ihre Kunden verkaufen, mit diesen Leistungszertifikaten absichern. Im Falle einer Stromknappheit müssen ersatzweise jene Kraftwerke liefern, für die die Zertifikate ursprünglich ausgestellt worden sind. Wie beim umfassenden und beim fokussierten Kapazitätsmarkt können sich Kraftwerke also neben dem Verkauf von Strom auch durch den Verkauf von Versorgungskapazität finanzieren. Die Einführung so eines Modells wurde in Frankreich beschlossen. Für Deutschland rechnet das BMWi bei einem dezentralen Leistungsmarkt mit volkswirtschaftlichen Mehrkosten von 2,2 Milliarden Euro bis 2030, jedoch mit einer Mehrbelastung der Verbraucher von knapp 7 Milliarden.

Die strategische Reserve

Es werden Ausschreibungen für eine strategische Reserve vorgenommen, die nur dann zum Einsatz kommt, wenn selbst bei sehr hohen Strompreisen an der Börse nicht ausreichend Strom angeboten werden kann. Auf diese Weise soll ein drohender Blackout abgewendet werden. Dadurch unterscheidet sich die strategische Reserve von der bereits existierenden Netzreserve für Süddeutschland. Diese kommt immer dann zum Einsatz, wenn aufgrund zu schwacher Übertragungsnetze nicht genügend Strom von den Kraftwerken Norddeutschlands in die großen Verbrauchszentren im Süden geleitet werden kann. Die strategische Reserve weicht von den anderen Kapazitätsmechanismen in einem entscheidenden Punkt ab: Kraftwerke, die in die strategische Reserve aufgenommen werden, dürfen nicht mehr am eigentlichen Stromhandel teilnehmen. Sie dienen ausschließlich als Versicherung für den Notfall. Strategische Reserven existieren bereits seit 2003 in Schweden und Finnland. Neu eingeführt wurde sie in Polen, Belgien und Großbritannien. Laut der Vergleichsstudie im Auftrag des BMWi brächte eine strategische Reserve in Deutschland zusätzliche volkswirtschaftliche Kosten von 1,6 Milliarden Euro bis 2030. Die Mehrbelastung der Verbraucher läge in derselben Höhe.

Unrentable Erneuerbare?

Gegner der Energiewende kritisieren gerne, Strom aus Erneuerbaren Quellen sei zu teuer und ohne Förderungen nicht überlebensfähig. Diese Aussage blendet jedoch aus, dass der gesamte Strommarkt im höchsten Maße subventioniert wird. Die Förderungen, welche die Erneuerbaren Energien erhalten, sind jedoch die einzigen, die Kunden auf ihrer Stromrechnung ausgewiesen bekommen.

SUBVENTIONEN FÜR KOHLE UND ATOM

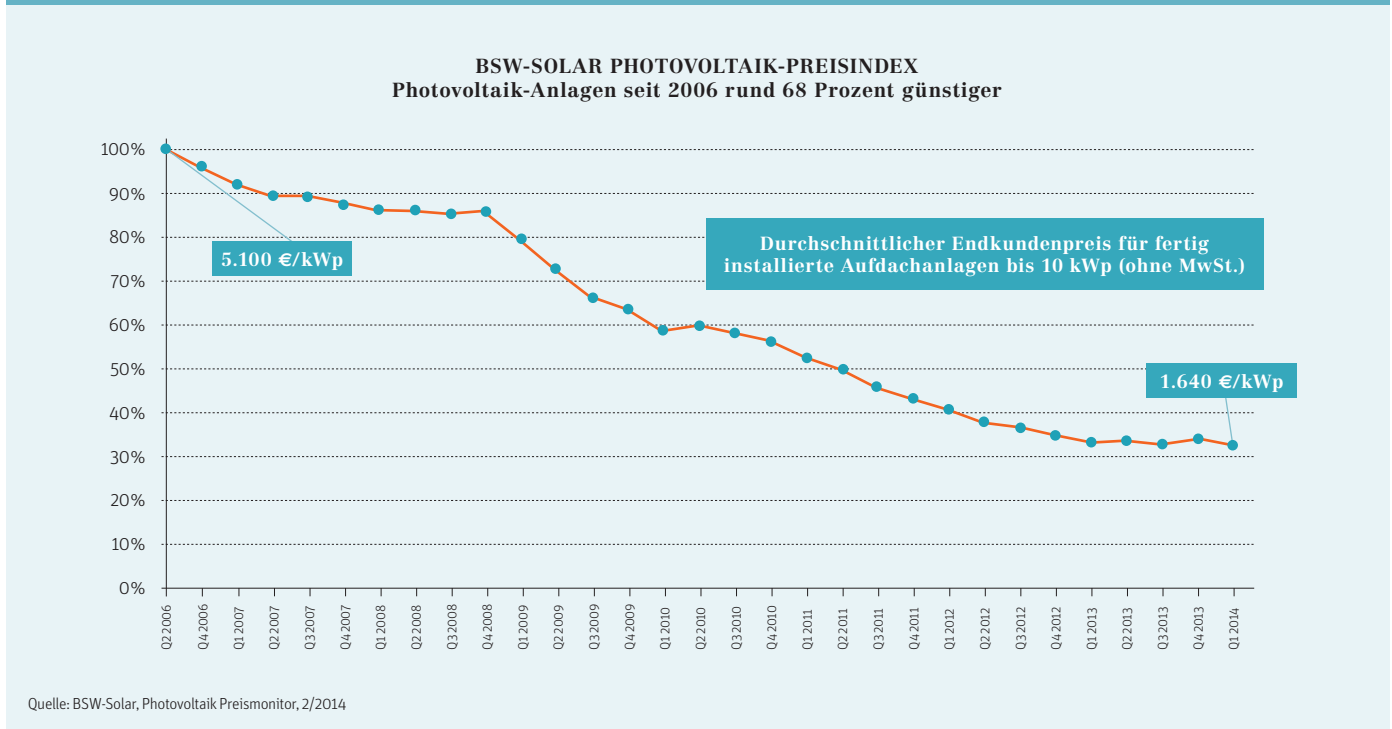
Laut eines offiziell nie veröffentlichten Entwurfs für einen Bericht der Generaldirektion für Energie der Europäischen Kommission¹ subventionierten die damals 27 Staaten der Europäischen Union im Jahr 2011 fossile und atomare Stromerzeugung direkt und indirekt mit 101 Milliarden Euro. Das überstieg die damalige Förderung der Erneuerbaren von 30 Milliarden um mehr als das Dreifache. Dieser EU-Bericht spiegelt auf europäischer Ebene die deutsche Situation wieder. Von 1970 bis 2012 flossen

dort 611 Milliarden Euro an Subventionen für Kohle und Atomkraft (311 Mrd. für Steinkohle, 87 Mrd. für Braunkohle und 213 Mrd. für Atomenergie). Diese enormen Summen berücksichtigen allerdings noch nicht die indirekten Folgekosten dieser Technologien, die die Gesellschaft in Form höherer Gesundheitskosten und Steuern ebenfalls tragen muss. Für Österreich fehlt eine umfassende Aufstellung. Aber auch hier gibt es Subventionen für die fossile Stromerzeugung. So sind etwa Kraftwerke von der Kohleabgabe befreit. Allein dieser Posten subventioniert die Kohleverstromung mit rund 80 Millionen Euro pro Jahr.

FÖRDERUNGEN FÜR ERNEUERBARE

Deutschland, das „Mutterland“ der Energiewende, hat bis 2012 Erneuerbare Energie mit etwa 67 Milliarden Euro gefördert. In Österreich waren es zwischen 2003 und 2012 immerhin rund 2,6 Milliarden Euro. Das sind beeindruckende Summen, aber angesichts der mehr als 600

Fig. 6: Preisentwicklung von Photovoltaik-Anlagen am Beispiel Deutschland



¹ Das entsprechende Dokument wurde der Süddeutschen Zeitung zugespielt, die es im Oktober 2013 veröffentlichte.



Milliarden Euro Subventionen allein für deutsche Kohle und Atomkraft ist diese Förderung nur ein kleiner Ausgleich gegenüber den Geldern für konventionelle Kraftwerke.

Die Förderungen dienen aber nicht nur dazu, dass Erneuerbare gegenüber den nach wie vor viel höher unterstützten fossilen und atomaren Kraftwerken bestehen können. Sie sind auch als An Schub zu verstehen, der die Erneuerbaren immer günstiger machen soll. Denn kommen neue Technologien auf den Markt, bringen diese fast naturgemäß höhere Ausgaben mit sich: Gelder für die Erforschung müssen wieder eingenommen werden, die Effizienz der Technologien lässt meist noch zu wünschen über, Kleinserien verursachen überproportional hohe Kosten. Mit zunehmender Entwicklung und größerer Verbreitung sinken die Kosten jedoch beträchtlich. Diese Regel gilt auch bei Erneuerbaren Energien. So sind etwa die Kosten für Photovoltaik-Anlagen zwischen 2006 und Anfang 2014 um zwei Drittel gesunken (Fig. 6). An vereinzelt optimalen Standorten sind Windkraft und Photovoltaik heute schon konkurrenzfähig. Im Lauf der nächsten Jahre kann man damit rechnen, dass Erneuerbare Technologien generell mit den konventionellen preislich mithalten können. Großen Anteil an dieser Entwicklung haben die Förderungen für Erneuerbare, die überhaupt erst jenen Markt geschaffen haben, auf dem Kostensen-

kungen möglich sind. Eine weitere Voraussetzung für die Konkurrenzfähigkeit der Erneuerbaren ist aber der Abbau der Subventionen für die fossilen und atomaren Kraftwerke. Denn im Gegensatz zu den Erneuerbaren handelt es sich bei diesen Kraftwerken um seit Jahrzehnten ausgereizte Technologien, von denen keine Kostenrückgänge mehr zu erwarten sind. Und im Gegensatz zu den Erneuerbaren, die Förderungen nur für eine zuvor festgelegte Zahl von Jahren erhalten, laufen die Subventionen für Kohle und Atom bislang unbefristet.

DAS GRENZKOSTENPROBLEM DER ERNEUERBAREN ALTANLAGEN

Unabhängig von den Fragen der Kostenwahrheit und der Subventionen für Kohle- und Atomstrom kämpfen Erneuerbare Kraftwerke mit einem ganz anderen Problem, sobald sie keine Förderung mehr erhalten. Die Preisfindung über die Merit Order der Grenzkosten war ursprünglich nicht für ein Stromsystem gedacht, das von Erneuerbaren Energien dominiert wird. Windkraft, Photovoltaik und auch Wasserkraft haben zwar sehr niedrige Grenzkosten, weil sie keinen Brennstoff und keine CO₂-Zertifikate benötigen, dafür sind die Fixkosten für Investitionen und Personal verhältnismäßig hoch. Solange sie dank der



Ökostromförderung fixe Einspeisetarife erhalten, deckt das die Fixkosten ab. Doch Windkraftanlagen etwa, deren Förderung ausläuft, sind ab diesem Zeitpunkt nicht mehr kostendeckend. Abgesehen von den Fixkosten kämpfen Windkraftbetreiber auch mit sehr hohen Kosten für Ausgleichsenergie, die ohne fixe Einspeisevergütung bei den derzeitigen Marktpreisen für Strom nicht finanzierbar sind. Als Folge daraus wurden 2014 bereits solche Altanlagen stillgelegt.

Ausgleichsenergie

Weicht die tatsächliche Stromlieferung eines Kraftwerks von der zuvor berechneten Prognose ab, wird das System mit Hilfe von Ausgleichsenergie stabil gehalten, indem andere Kraftwerke ihre Produktion erhöhen oder drosseln.

Ähnlich gelagert ist das Problem bei Kleinwasserkraftwerken. Diese erhalten generell keine fixe Einspeisevergütung als Förderung, da sie als ausgereifte Technologie gelten. Bei dem konstant niedrigen Preisniveau ist damit zu rechnen, dass die zahlreichen österreichischen Klein-

wasserkraftanlagen nach und nach stillgelegt werden, sobald etwa Investitionen für Modernisierungen anstehen.

Noch schwieriger ist die Situation für jene Ökostromanlagen, die Biogas oder Biomasse verbrennen. Die Kosten für diese CO₂-neutralen Brennstoffe liegen über jenen von Erdgas oder Kohle, da die fossilen Energieträger von den niedrigen Preisen für CO₂-Zertifikate profitieren. Über die klassische Merit Order kämen sie am freien Markt daher nicht zum Zug. Daher besteht Handlungsbedarf, um die großflächige Stilllegung von Ökostromanlagen ohne fixe Einspeisevergütung zu verhindern.

MARKTPRÄMIEN FÜR ERNEUERBARE ALTANLAGEN

Aufgrund der Berechnung des Marktwerts von Strom über die Grenzkosten müssen in der gegenwärtigen Situation niedrigster Strompreise Ökostrom-Altanlagen nach Ablauf der Förderung stillgelegt werden, obwohl sie technisch voll einsatzbereit wären. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ergibt dies ebenso wenig Sinn wie aus Sicht des Klimaschutzes. Um die – meist via Ökostrombeitrag von der Allgemeinheit finanzierten – Investitionen zu schützen und diese Anlagen für die klimafreundliche Stromerzeugung zu erhalten, muss eine Nachfolgeregelung für Ökostrom-Altanlagen gefunden werden.

Denkbar wäre etwa ein Marktprämienmodell (Fig. 7), das für jede erzeugte Kilowattstunde Strom Zuschläge zum Börsenpreis gewährt und dabei hilft, Fix- und Ausgleichsenergiekosten abzudecken. Diese „Selbstvermarktungsprämie“ wäre – an die individuelle Situation angepasst – für die verschiedenen Technologien unterschiedlich hoch. Sobald die Strompreise im Mittel wieder steigen, können die Selbstvermarktungsprämien im entsprechenden Ausmaß reduziert werden und gegebenenfalls auslaufen.

Ökostromanlagen, die regelbare gesicherte Leistung zur Verfügung stellen, könnten als weiteren Zuschlag auch eine Flexibilitätsprämie erhalten. In weiterer Folge könnten die flexiblen Erneuerbaren ihren Strom zum Preis der Grenzkosten abzüglich Flexibilitätsprämie anbieten, um den durch Subventionen erlangten Vorteil fossiler Kraftwerke auszugleichen und diese in der Reihenfolge der Merit Order zu überholen. (Fig. 8) In Verbindung mit einer CO₂-Obergrenze (z.B. 450 g/kWh) könnte die Flexibilitätsprämie jedoch auch auf Nicht-Ökostromanlagen ausgedehnt werden, um Gaskraftwerke gegenüber Kohle zu begünstigen.

Fig. 7: Marktprämiemodell pro Kilowattstunde für fluktuierende und flexible Erneuerbare an den Beispielen Windkraft und Biogas

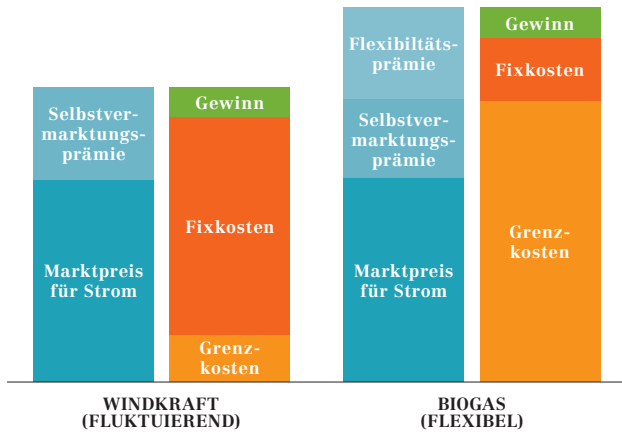
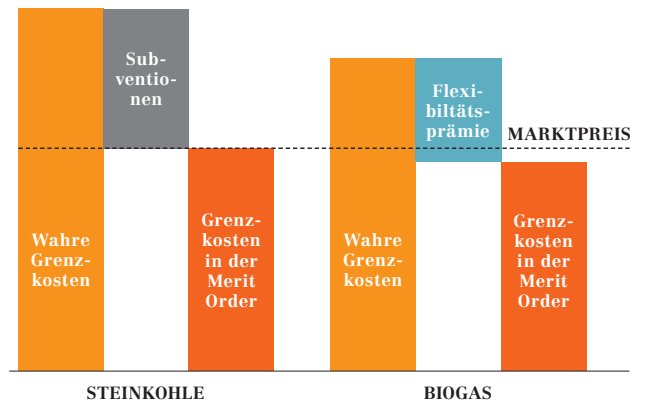


Fig. 8: Biogas überholt Steinkohle in der Merit Order. Flexibilitätprämie vermindert Grenzkosten ebenso wie Subventionen diese bei Fossilen senken.



Die zweite Ebene: Der Smart Market

Intelligente Stromnetze ermöglichen neue Einkommensmöglichkeiten sowohl für Erzeuger und Verbraucher als auch für neue Dienstleister. Versuchsweise bieten bereits heute Smart Markets den Rahmen, damit alle Akteure fair und diskriminierungsfrei Strom und Stromdienstleistungen handeln können. Anders als die etablierten Strombörsen binden diese Marktplätze auch kleine und dezentrale Erzeuger und Verbraucher regional ein und ermöglichen es Endkunden am Marktgeschehen aktiv teilzunehmen.

NEUE PRODUKTE UND DIENSTLEISTUNGEN

Selbst Betreiber von kleinen und fluktuierenden Ökostromanlagen können Strom zukünftig direkt am Smart Market anbieten. Ist der Marktpreis niedrig, ist es rentabler die Energie selbst zu verbrauchen oder zu speichern. Bei hohen Marktpreisen lohnt es sich hingegen, den erzeugten oder gespeicherten Strom zu verkaufen. Dieses Vorgehen leistet auch einen Beitrag zur Systemstabilität, denn der Preis zeigt meist zuverlässig an, ob zu viel oder zu wenig Strom

verfügbar ist. Neben der Energie lässt sich auch mit Flexibilität und netzdienlichen Funktionen wie Blindleistung handeln. Unter dem Aspekt sinkender Förderungen werden zukünftig immer mehr Ökostromerzeuger selbst am Smart Market verkaufen. Dieser regionale Energiehandel deckt verstärkt den Energieverbrauch aus Quellen der Umgebung ab und entlastet damit auch die Stromnetze.

Energieversorger und Netzbetreiber können finanzielle Anreize schaffen um ihre Kunden zu einer Verbrauchsänderung zu motivieren. Kunden, die ihren Stromverbrauch flexibel gestalten, senken so ihre Stromkosten und leisten gleichzeitig einen aktiven Beitrag zu einem stabilen Stromsystem. Smart Meter ermöglichen dabei den Stromlieferanten neben der bezogenen Strommenge auch den genauen Zeitpunkt des Bezugs zu erfassen.

Die Palette neuer Geschäftsfelder erschöpft sich jedoch nicht mit systemdienlichen Produkten, die an einem Smart Market gehandelt werden. Es sind auch Dienstleistungen möglich, die keinen unmittelbaren Beitrag zu einer nachhaltigen Stromversorgung leisten, sondern alleine auf den Vorteil des Kunden ausgerichtet sind. So können etwa Berater auf Basis der Smart Meter-Daten den Verbrauch analysieren und Optimierungsmodelle zur Kostensenkung entwickeln.

Handel mit Flexibilität

Mit zunehmendem Anteil an fluktuierenden Erzeugungsanlagen wird es immer herausfordernder Erzeugung und Verbrauch in unserem Stromnetz im Gleichgewicht zu halten. Während sich die Erzeugung bei konventionellen Kraftwerken bis zu einem gewissen Grad steuern und damit an den tatsächlichen Verbrauch anpassen lässt, ist dies bei fluktuierenden Erzeugungsanlagen nicht mehr möglich. Bei der Lösung dieses Problems wird zukünftig der Handel mit Flexibilität eine wichtige Rolle spielen.

So wie mit regelbaren Kraftwerken kann man auch mit Flexibilität im Stromverbrauch auf unvorhergesehene Schwankungen im Stromangebot reagieren. Kunden können ihre Flexibilität dabei sowohl direkt am Smart



Market anbieten als auch über sogenannte Aggregatoren vermarkten. Diese Aggregatoren bündeln die Flexibilität vieler sehr kleiner Marktteilnehmer. Erst durch die Bündelung durch einen Aggregator entsteht eine marktrelevante Größe, die etwa als Regelleistung oder Ausgleichsenergie an der Strombörse zu einem höheren Preis vermarktet werden kann. Durch die Aggregation erhöht sich zudem die Planbarkeit von Erzeugung und Verbrauch.

Blindleistung

Der von einem Generator erzeugte Wechselstrom besteht aus einem für den Betrieb von Geräten nutzbaren Teil (Wirkleistung) und einen dafür nicht nutzbaren Teil (Blindleistung). Durch gezielte Manipulation der Blindleistung lässt sich bei Bedarf die Spannung im Netz erhöhen oder senken. Insgesamt steigt dadurch die Kapazität der Leitung und es lässt sich mehr nutzbarer Strom übertragen.

Smart Meter

Smart Meter sind digitale Stromzähler. Anders als ihre analogen Vorgänger können sie den Stromverbrauch in kurzen Intervallen erfassen und nach außen übermitteln. Umgekehrt können sie auch Signale von außen empfangen.

Aggregator

Aggregatoren bündeln die Angebote vieler kleiner Marktteilnehmer auf einem Smart Market und schaffen damit eine marktrelevante Größenordnung. Strom und Lastverschiebungspotentiale lassen sich so an der Strombörse zu höheren Preisen vermarkten.

Demand-Side-Management

Speicher, die bei Energieüberschuss geladen und bei Stromknappheit entladen werden, sind eine allgemein bekannte Form von Flexibilität. Großes Potential steckt jedoch auch in der zeitlichen Verschiebung von Stromlasten. Diese Maßnahme zur automatischen oder manuellen Laststeuerung bezeichnet man als Demand-Side-Management (DSM). Dabei passen Stromkunden ihren Stromverbrauch an die vorliegende Netzsituation an. Steht (zu) wenig Energie zur Verfügung, werden flexible Verbraucher manuell oder automatisch abgeschaltet oder in ihrer Leistung zurückgeregelt. Ist zu viel Strom im Netz, können Kunden ihren Verbrauch erhöhen.

DSM im Haushalt

In Privathaushalten stellen unter anderem Waschmaschinen, Wäschetrockner, Kühl- und Gefriergeräte sowie elektrische Heiz- und Warmwassersysteme mit Wärmespeicher flexible Verbraucher dar, die bei Bedarf ange-

steuert werden können. Auch Elektroautos sind dafür nutzbar.

Das größte Potenzial für Lastverschiebungen bieten Heiz- und Warmwassersysteme mit thermischem Speicher. Der Speicher ermöglicht die Entkoppelung der Wärmeerzeugung vom tatsächlichen Verbrauch. Bei Stromüberschuss lädt der Wärmespeicher, unabhängig davon, ob in diesem Moment Wärme benötigt wird oder nicht. Bei Stromknappheit stoppt die Wärmeerzeugung solange der Speicher den Wärmebedarf decken kann.

Damit diese Potenziale nicht nur theoretisch sondern auch in der Praxis erschlossen werden können, sind Anreize erforderlich, die Haushaltskunden zu einer Teilnahme bewegen. Studien haben gezeigt, dass so ein monetärer Anreiz mindestens 100 Euro pro Jahr betragen müsste. Obwohl etwa 20 Prozent des Stromverbrauchs in Österreich auf private Haushalte entfällt, ist das wirtschaftlich realisierbare Potenzial für Lastverschiebungen vergleichsweise gering. Während in Industrie und Gewerbe wenige große Verbraucher bei Bedarf angesteuert werden können, sind in Haushalten in der Regel fast ausschließlich Kleinverbraucher in großer Zahl vorhanden. Der Aufwand pro Verbraucher ist jedoch unabhängig davon, ob es sich um einen Groß- oder Kleinverbraucher handelt. Darüber hinaus ist eine Automatisierung notwendig, um die Lastverschiebungspotenziale in einem Haushalt dauerhaft verfügbar zu machen. Moderne Haustechnik ist jedoch in der Lage diese Aufgabe zu erfüllen.

DSM in Industrie und Gewerbe

Weitaus mehr Potential kann man in Industrie- und Gewerbebetrieben erschließen. Aufgrund der meist großen Verbraucher ist dies auch wesentlich kostengünstiger. Die Studie „PEAP – Peak Energy Abatement Project“ gibt das theoretische Potenzial im österreichischen Gewerbe mit etwa 50 MW an. Allein im Lebensmittelhandel könnten 20 Prozent der Stromlasten zeitlich verschoben werden. Vor allem Kühl- und Gefriergeräte bieten aufgrund zulässiger Temperaturanpassungen großes Potenzial. Bei Stromüberschuss kann man die Temperatur bis zu einer vorgegebenen Untergrenze absenken. Umgekehrt kann bei Stromknappheit das Kühl- oder Gefriergerät solange die Kühlleistung reduzieren, bis es die maximal zulässige Temperatur erreicht.

In der österreichischen Industrie bieten die Branchen „Papier und Druck“ sowie „Eisen- und Stahlerzeugung“ das größte Potenzial um den Verbrauch an die vorliegende Netzsituation anzupassen. Branchenübergreifend ist mit einem theoretischen Gesamtpotenzial von etwa 660 MW



zu rechnen. In Deutschland geht man davon aus, dass die Industrie Strombedarf von zwischen zehn und 15 GW zeitlich verschieben kann.

SMART COMPANYS

Neben Netzbetreibern oder Energieversorgern werden auch Unternehmen aus anderen Branchen sowie Start-Ups neue Produkte und Dienstleistungen im Bereich intelligenter Stromnetze entwickeln und auf dem Smart Market anbieten.

In Deutschland gibt es bereits erste Anbieter für Produkte und Dienstleistungen im Bereich intelligenter Stromnetze. Stromspeichersysteme eines Herstellers verfügen etwa bereits über eine Schnittstelle zur zentralen Speicherbewirtschaftung. Diese Schnittstelle ermöglicht es dem Unternehmen, bei Bedarf die Speicher der Kunden zu nutzen – die Zustimmung der Kunden vorausgesetzt. In einem ersten Schritt möchte das Unternehmen bei Stromüberschuss im Netz die Stromspeicher der Kunden gratis laden und damit zur Systemstabilität beitragen. In einem

zweiten Schritt will es die verteilten Stromspeicher zu einem virtuellen Großspeicher zusammenfassen, der am Regelenergiemarkt teilnimmt und damit die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Speicher erhöht.

Ein weiterer deutscher Dienstleister verfolgt ein etwas anderes Geschäftsmodell und bietet seinen Kunden eine individuelle, kontinuierliche Energieberatung an. Dafür analysiert der Dienstleister über Smart Meter den Stromverbrauch des Kunden und zeigt ihm Möglichkeiten auf, seinen Stromverbrauch zu reduzieren. Darüber hinaus werden die Informationen über den Stromverbrauch dazu verwendet, dem Kunden stets den für ihn günstigsten Tarif anzubieten.

Neben diesen Start-Ups und aus anderen Branchen expandierenden Unternehmen bieten die Möglichkeiten des Smart Market jedoch auch den etablierten Energieversorgern die Chance auf neue Betätigungsfelder. Diese können durch Teilnahme am Markt ihr Angebot verbreitern und neue Einkommensströme erschließen. Gerade in Zeiten niedriger Erträge aus dem Stromverkauf können Management und Beratung ertragreiche Bestandteile umfassender Energie-Dienstleister sein.

EIN BLICK IN DIE ZUKUNFT

Smart Energy Region Cuxhaven

Im Rahmen des Projekts „eTelligence“ schuf die Smart Energy Region Cuxhaven einen transparenten Markt- platz, der auch kleinen, dezentralen Akteuren die Teil- nahme ermöglicht. In einem einjährigen Feldversuch handelten drei Blockheizkraftwerke sowie ein virtuelles Kraftwerk Strom und Stromdienstleistungen für den folgenden (Day-Ahead) oder den aktuellen Tag (Intraday).

Virtuelles Kraftwerk

Unter einem virtuellen Kraftwerk versteht man den Zusammenschluss von Erzeugungsanlagen mit regel- baren Verbrauchern zu einer koordinierten Einheit. Fluktuierende Erneuerbare wie Windkraft und Photo- voltaik lassen sich dabei mit konventionellen Erzeugern wie Blockheizkraftwerken zusammenfassen. Dadurch kann ein virtuelles Kraftwerk planbar und verlässlich am Strommarkt agieren.

Das Virtuelle Kraftwerk in Cuxhaven fasste zwei Kühl- häuser, einen Windpark, eine Biogasanlage und eine Photovoltaikanlage zusammen. Der Aggregator erstellte am Tag vor der Lieferung aufgrund von Wetter- und Ver- brauchsprognosen einen Fahrplan und bot die ermittelte Strommenge am Markt an. Stimmte die Erzeugung nicht mit der Prognose überein, konnte er die Abweichung ausgleichen: Die Biogasanlage erzeugte dann mehr oder weniger Strom, die Kühlhäuser senkten oder erhöhten ihre Temperatur.

Haushaltskunden konnten über variable Tarife am Markt- platz teilnehmen. Es standen zwei Tarifmodelle zur Wahl, mit denen Kunden Kosten sparen konnten, wenn sie ihren Verbrauch anpassten. Der Event-Tarif verfügte über zwei unterschiedliche Tarifzonen. Von 8:00 bis 20:00 Uhr zahl- ten Kunden 39,79 Cent/kWh, die restliche Zeit nur 11,67 Cent. Aufgrund der höheren Preise fiel der durchschnitt- liche Verbrauch tagsüber um zwölf Prozent. Stand unter- tags zu viel oder zu wenig Strom zu Verfügung, griffen zusätzlich Bonus- und Malus-Events ausgleichend ein. Dabei variierte der Preis einer Kilowattstunde Strom zwischen null und 80 Cent und schaffte somit Anreize den Verbrauch an die aktuelle Situation anzupassen. Um auf diese Preisschwankungen reagieren zu können, mussten die Kunden Ihre Verbraucher manuell ein- oder aus- schalten. Trotz der fehlenden Automatisierung führten Malus-Events mit extrem hohen Preisen zu einer Last-

verschiebung von etwa 20 Prozent. Bei Bonus-Events mit kostenlosem Strom stieg der Verbrauch für die Dauer des Events sogar um bis zu 30 Prozent. Das zeigt, dass die Bereitschaft zum Mehrverbrauch bei niedrigen Preisen deutlich höher ist als jene, bei hohen Preisen den Strom- verbrauch zu reduzieren.

Im Gegensatz zum Event-Tarif zielte der Mengen-Tarif darauf ab, dass Kunden ihren Verbrauch über das Jahr reduzieren. Bis zu einem Schwellenwert von 80 Prozent des Verbrauchs der letzten Jahre zahlten Kunden nur 20 Cent/kWh. Nach Überschreiten der Schwelle kostete jede weitere Kilowattstunde 36,70 Cent. Durchschnittlich sank dadurch der Verbrauch um etwa elf Prozent im Vergleich zum Vorjahr.

Smart Energy Region Rhein-Ruhr

Die Smart Energy Region Rhein-Ruhr testete im Zuge des Forschungsprojekts e-DeMa Lösungen, um Endkunden am Energiemarkt aktiv einzubinden. Über eigens ent- wickelte IKT-Gateways band man in einem Feldtest mehr als 650 Haushalte an den Energiemarktplatz an. Die Haushalte wurden in zwei Gruppen unterteilt. Beide Gruppen konnten aus je drei unterschiedlichen zeit- oder leistungsabhängigen Tarifen wählen. Während Kunden in Gruppe 1 selbständig auf etwaige tarifliche Anreize re- agieren mussten, erhielten die Teilnehmer aus Gruppe 2 zusätzlich steuerbare Haushaltsgeräte (Smart Grid-fähige Waschmaschine, Trockner, Geschirrspüler), die automa- tisiert auf Preisänderungen reagierten.

IKT-Gateway

Ein IKT-Gateway stellt die Schnittstelle zwischen dem Haushalt eines Kunden und dem Smart Market dar. Der Gateway kann über die Haustechnik mit Mess-, Ver- brauchs- und Erzeugungseinheiten im Haushalt kom- munizieren. Darüber hinaus kommuniziert der Gateway mit allen Akteuren am Smart Market. Der IKT-Gateway verarbeitet automatisch Preisanreize und schaltet darauf basierend flexible Verbraucher zu- oder ab.

Smart Grid

Smart Grids sind um Kommunikations-, Mess- und Re- geltechnik erweiterte Stromnetze. Messeinrichtungen im Netz übermitteln Informationen an die Leitstelle. Damit kennt der Netzbetreiber ständig den Lastzustand im Netz, kann vorhandene Reserven besser ausnutzen und bei Bedarf steuernd eingreifen.

Neben der automatischen Reaktion auf Tarifierreize konn- ten Kunden aus der Gruppe 2 auch Flexibilität anbieten. Ein Aggregator vermarktete die sehr kleinen Flexibilitäts-



potenziale der einzelnen Haushalte gebündelt am Energiemarkt. Aktivierte der Kunde die Smart Start-Funktion seiner Geräte, konnte der Aggregator zwischen 9:00 und 18:00 Uhr die Flexibilität bei Bedarf jederzeit abrufen. Wurde die Flexibilität nicht benötigt, aktivierte sich das Gerät nach 18:00 Uhr zum günstigsten Zeitpunkt. Für seine Bereitschaft zur Flexibilität erhielt der Kunde 35 Cent pro Tag – unabhängig davon, ob der Aggregator sie tatsächlich abrief. Nahm der Kunde an mehr als 40 Tagen pro Jahr teil, erhielt er zusätzlich eine Prämie von 20 Euro.

Einige Haushalte aus Gruppe 2 verfügten zudem über fernsteuerbare Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Diese versetzen den Aggregator in die Lage bei Bedarf auch Energie ins Netz einzuspeisen und nicht nur den Stromverbrauch zu beeinflussen.

NETZREGELN FÜR DEN MARKT

Das Stromnetz stellt die Grundlage für einen zukunftsfähigen und freien Strommarkt dar und muss daher allen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zur Verfügung stehen. Der Netzbetreiber muss dabei jedoch die Systemstabilität unter allen Umständen sicherstellen. Ist diese in Gefahr, sind unter Umständen nicht mehr alle Transaktionen möglich. Qualität und Auslastung des Stromnetzes geben daher die Grenzen für einen zukünftigen Strommarkt vor.

Um den Stromhandel ohne Zwischenfälle beim Stromtransport ablaufen zu lassen, muss der Markt einige Netzregeln akzeptieren. Eine Ampel soll mittels der drei

Systemzustände „grün“, „gelb“ und „rot“ den Netzzustand für alle Marktteilnehmer transparent darstellen. Dabei ermitteln und veröffentlichen die verantwortlichen Netzbetreiber in Echtzeit den aktuellen und den prognostizierten Zustand ihrer Netze. Auf Basis dieser Informationen können Händler Geschäfte am Markt abwickeln. Ziel dieses intelligenten Zusammenwirkens von Netz und Markt ist es, mit möglichst geringen Netzausbauten das System stabil zu halten.

Die grüne Ampelphase signalisiert dabei, dass sich das Netz in einem unkritischen Zustand befindet. Alle Produkte und Dienstleistungen können ohne Einschränkungen gehandelt werden.

In der gelben Ampelphase können lokale oder globale Systemengpässe auftreten, eine unmittelbare Gefährdung der Systemstabilität besteht jedoch nicht. Tritt eine solche Situation ein, soll Flexibilität vom Strommarkt diese Engpässe in den betroffenen Verteil- und Übertragungsnetzen beseitigen. Dafür greift der Netzbetreiber auf vertraglich zugesicherte Flexibilität (Speicher, DSM-Potenziale, Reduktion der Einspeiseleistung etc.) zu. Zwangseingriffe finden in der gelben Phase nicht statt. Auch der Handel am Strommarkt läuft uneingeschränkt weiter.

In der roten Ampelphase sind Netzstabilität und Versorgungssicherheit unmittelbar gefährdet. In so einer Situation ist der Stromhandel nur eingeschränkt möglich, da zu wenig Leitungskapazität zur Verfügung steht um den Strom zu transportieren. Oberste Priorität hat die Systemstabilität und der Netzbetreiber greift direkt auf Erzeuger und Verbraucher zu, um diese je nach Bedarf ab- oder zuzuschalten.



Der Ökostrommarkt

Aus Sicht von ÖKOBÜRO sollte ein Marktmodell, das uns zu einem weitgehend aus erneuerbaren Quellen gespeisten Stromsystem führt, grundsätzlich aus zwei Ebenen bestehen. Auf der einen Seite aus dem Handel mit Energie, auf der anderen Seite aus jenem mit Systemdienstleistungen wie Flexibilität am Smart Market. Diese zweite Ebene kann zukünftig für Stromerzeuger, aber auch für Verbraucher, zusätzliche Einnahmen generieren und die Abhängigkeit vom reinen Strompreis reduzieren. Angesichts bestehender großer Überkapazitäten bei der Stromerzeugung erscheinen Kapazitätsmechanismen für den Ökostrommarkt aus heutiger Sicht nicht angebracht.

Fixe Einspeisetarife als bewährte Starthilfe

In der Vergangenheit haben sich bereits zeitlich befristete, fixe Einspeisetarife als System zur Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung bewährt. Sie haben den Einsatz Erneuerbarer Stromquellen finanziell attraktiv gemacht und damit jenen Markt geschaffen, auf dem dank Großserien und eingetretenen Lerneffekten die Preise für die Neuerrichtung von Ökostromanlagen seit Jahren im Sinkflug begriffen sind. Der Europäische Gerichtshof hat mit seinem Urteil im Fall Åland die Rechtmäßigkeit nationaler Fördersysteme abgesichert. Zeitlich befristete, fixe Einspeisetarife sind daher auf dem Weg zum Ökostrommarkt beizubehalten, bis keine direkten und indirekten Subventionen für fossile und atomare Kraftwerke mehr den Markt verzerren. Wenn dieser Status erreicht ist, können auch die Förderungen für Erneuerbare Energieträger abgebaut werden, sobald die einzelnen Technologien aus eigener Kraft konkurrenzfähig sind oder keine essentiellen Kostensenkungen mehr zu erwarten sind.

Marktprämien zur Überbrückung

Solange die Strompreise des Energy Only-Marktes auf zu niedrigem Niveau verharren um die Vollkosten von nicht mit fixen Einspeisetarifen geförderten Erneuerbaren zu decken, sollte ein Marktprämienmodell die Deckungslücke ausgleichen. Denkbar wäre hier etwa eine an die Bedürfnisse der einzelnen Technologien angepasste Selbstvermarktungsprämie pro Kilowattstunde und zusätzlich eine Flexibilitätsprämie pro Kilowattstunde für

jene Anlagen, die gesicherte, regelbare Leistung zur Verfügung stellen können.

Die flexiblen Erneuerbaren könnten ihren Strom zum Preis der Grenzkosten abzüglich Flexibilitätsprämie anbieten, um den durch Subventionen erlangten Vorteil fossiler Kraftwerke in der Reihenfolge der Merit Order auszugleichen. Die Flexibilitätsprämie könnte in Verbindung mit einer CO₂-Obergrenze (z.B. 450g/kWh) prinzipiell jedoch auch Nicht-Ökostrom-Kraftwerken offenstehen, welche die Kriterien erfüllen können. Die CO₂-Obergrenze ist aber auf jeden Fall so festzulegen, dass mit Kohle befeuerte Anlagen ausgenommen sind.

Um diese Marktprämien mittelfristig wieder zurücknehmen zu können, müssen in der Merit Order Gaskraftwerke den Marktpreis vorgeben. Dafür ist jedoch ein Auslaufen der Stromerzeugung aus Kohle notwendig. Speziell für Deutschland erscheinen zwei national eingerichtete CO₂-Grenzen ein vielversprechendes Ausstiegsszenario zu bieten: eine pro erzeugter Kilowattstunde und eine für die Jahresfracht pro Kraftwerksleistung. Die detaillierte Ausgestaltung des Modells könnte den Ausstieg unterschiedlich stark beschleunigen.

Kostenwahrheit und das Ende der Subventionen

Alternativ dazu müsste der Europäische Emissionshandel ETS die tatsächlichen Folgekosten der Treibhausgasemissionen widerspiegeln. Dies ist grundsätzlich anzustreben, da die extrem unterbewerteten Preise für Emissionszertifikate als indirekte Subvention für Kohlekraftwerke den Strommarkt verzerren und für Verwerfungen sorgen, die aus Marktsicht inakzeptabel sind. Die national anwendbaren CO₂-Grenzen führen aber vermutlich schneller zu einem marktbereinigenden Effekt.

Insgesamt muss im Rahmen einer zweiten Strommarkt-Liberalisierung das Subventionsregime für die Stromindustrie zurückgefahren werden. Es ist in keiner Weise nachvollziehbar, dass Errichtung und Betrieb der lange ausgereiften und nachweislich umweltschädlichen fossilen und atomaren Kraftwerke in Europa direkt und indirekt mit mehr als 100 Milliarden Euro pro Jahr gefördert werden. Diese Subventionen behindern nicht nur



den Ausbau einer sauberen und autarken europäischen Stromversorgung auf der Basis Erneuerbarer Energieträger, sie verzerren auch den Markt. Dies hält einen Teufelskreis im Gang, der als Gegengewicht Ökostromförderungen überhaupt erst notwendig macht. Deshalb sind Subventionen für fossile und atomare Stromerzeu-

gung aus Sicht von Versorgungssicherheit, Volkswirtschaft und nicht zuletzt aus Sicht des Klimaschutzes und der Ökologie hochgradig kontraproduktiv. Es ist an der Zeit, dem ein Ende zu setzen und stattdessen konsequent den Weg zum Ökostrommarkt zu beschreiten.

Danksagung

Ich danke allen, die mit mir zusammen den Blick in die Welt der Strommärkte, Förderungen für Erneuerbare Stromerzeugung und der mehr oder weniger versteckten direkten und indirekten Subventionen fossil-atomarer Stromgewinnung riskiert haben. Und auch all jenen, mit denen ich in zahlreichen Treffen und Gesprächen Probleme sowie Lösungsansätze eines Ökostrommarktes diskutieren durfte.

Allen voran danke ich Peter Molnar von Klimabündnis Österreich, dessen Erfahrung als ehemaliger Stromhändler und Leiter einer Strombilanzgruppe viel zu meinem Verständnis der Marktmechanismen beigetragen hat. Reinhard Uhrig von GLOBAL 2000, Karl Schellmann von WWF Österreich und Jurrien Westerhof von Erneuerbare Energien Österreich haben in Diskussionen entscheidende Fragen gestellt, die mich bei meinen Recherchen begleitet haben. Ebenfalls großer Dank gebührt Robert Werner von der Hamburg Institut Consulting, der als Leiter einer Workshop-Reihe zu den Herausforderungen des Strommarkts viele Gedanken angeregt hat, Kurt Leonhartsberger von der FH Technikum Wien für seine Expertise zu Smart Markets und meiner Kollegin Anne Erwand von ÖKOBÜRO, die diese Broschüre gegengelesen und auf Verständlichkeit geprüft hat.

Mein besonderer Dank gilt Wolfram Tertschnig und Peter Iwaniewicz von der Abteilung Umweltförderpolitik, Nachhaltigkeit und Biodiversität der Sektion Umwelt und Klimaschutz des Ministeriums für ein lebenswertes Österreich, sowie Bernhard Steinmayer von ZIT – Die Technologieagentur der Stadt Wien, die dieses Projekt finanziell unterstützt haben.

Ich hoffe mit dieser Broschüre einen Beitrag zum besseren Verständnis für alle zu leisten, die sich nicht alltäglich in der Welt des Stromhandels bewegen und trotzdem Einfluss auf deren Zukunft haben: Politik, Verwaltung, Medien und Umweltbewegung.

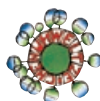


Thomas Mördinger

Projektleiter

ÖKOBÜRO – Allianz der Umweltbewegung

Wien, im Oktober 2014



Gedruckt nach der Richtlinie „Druckerzeugnisse“ des Österreichischen Umweltzeichens. gugler*print, Melk, UWZ-Nr. 609, www.gugler.at



Dieses Papier stammt aus nachhaltig bewirtschafteten Wäldern und kontrollierten Quellen.
www.pefc.at

Quellenverzeichnis

Agora Energiewende, Berlin

1. Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? März 2013
2. Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten? September 2014

B.A.U.M. Consult, München

Wedler, M.: Energiemarkt als Motor einer partizipativen Energiewende. ExpertInnenworkshop im Rahmen des Strategieprozess Smart Grids 2.0, Wien, 17. Juni 2014

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin

1. Durchschnittswerte der öffentlichen Stromversorgung in Deutschland 2012
2. Stromaustausch mit den Nachbarstaaten, 1. Quartal 2014
3. Kraftwerksplanungen und aktuelle ökonomische Rahmenbedingungen für Kraftwerke in Deutschland, 16. August 2013
4. Positionspapier: Der Weg zu neuen marktlichen Strukturen für das Gelingen der Energiewende – Handlungsoptionen für die Politik. Berlin, 18. September 2013
5. BDEW-Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland. Berlin, 11. Februar 2013

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien

Berichte aus Energie- und Umweltforschung: Lastverschiebungspotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen und Erfolgsfaktoren zur Hebung dieser Potenziale, Nr. 8/2014

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin

Oschmann, V.: Reform des Strommarkts in Deutschland. Stand der Diskussion. Konferenz der E-Control Austria: Brauchen wir Kapazitätsmechanismen? Auswirkungen, Alternativen und aktueller Stand der Diskussion, Wien, 4. Juni 2014

Bundesnetzagentur, Bonn

„Smart Grid“ und „Smart Market“ – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Dezember 2011

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin

Wochenberichte:

1. Kohleverstromung gefährdet Klimaschutzziele: Der Handlungsbedarf ist hoch, Berlin, Nr. 26.2014
2. Koordinierte Strategische Reserve kann Stromversorgungssicherheit in Europa erhöhen, Berlin, Nr. 30.2014

E-Control Austria, Wien

Ökostrombericht 2013, Oktober 2013

E-DeMa, Dortmund

Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft, 16. Oktober 2013

Energieinstitut an der JKU Linz, et. al.

Schmidthaler, et. al.: LoadShift - Lastverschiebung in Haushalten, Industrie und Gewerbe / kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids., Graz, 20. Mai 2014

eTelligence, Cuxhaven

Abschlussbericht, 2012

Greenpeace Energy, Hamburg; Bundesverband WindEnergie, Charlottenburg

Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien, Überarbeitete und aktualisierte Auflage August 2012

Technische Universität Graz

Gutschi, C., Stigler, H.: Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich. 10. Symposium Energieinnovation, 13.-15. Februar 2008

New Energy Capital Invest, Wien; Allplan, Wien

PEAP – Peak Energy Abatement Project – Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich Chancen und Potenziale in zukünftigen Smart Grids, 2011

Oesterreichs Energie, Wien

Klimafreundlicher Strom aus Österreich, OTS, 16. Jänner 2014

ÖKOBÜRO ist die Allianz der Umweltbewegung.

Dazu gehören 15 österreichische Umwelt-, Natur- und Tierschutz-Organisationen wie GLOBAL 2000, Greenpeace, VIER PFOTEN oder der WWF. ÖKOBÜRO arbeitet auf politischer und juristischer Ebene für die Interessen der Umweltbewegung.



ÖKOBÜRO
ALLIANZ DER UMWELTBEWEGUNG

A-1070 Wien, Neustiftgasse 36/3a

T: +43 1 524 93 77

F: +43 1 524 93 77-20

E: office@oekobuero.at

www.oekobuero.at

ZVR 873642346