

Kohleverbrauch sinkt, Emissionen steigen – gemischte Bilanz der Energiewende 2016

Jahresauswertung von Agora Energiewende zeigt: Erneuerbare Energien legen zu, während Kohleverstromung und Energieverbrauch sinken. Das Tempo reicht jedoch nicht, um die Klima- und Effizienzziele 2020 zu erreichen.

Das Jahr 2016 hat für die Energiewende sowohl gute als auch schlechte Nachrichten gebracht: Einerseits ist das Stromsystem das dritte Jahr in Folge klimafreundlicher geworden, konnten sich Gaskraftwerke von Kohlekraftwerken Marktanteile zurückerobern, verlief der Atomausstieg nach Plan, lieferten Erneuerbare-Energien-Anlagen so viel Strom wie nie zuvor, sank der Stromverbrauch und ist die Zustimmung der Bevölkerung zur Energiewende auf sehr hohem Niveau weiterhin gewachsen. Andererseits wurde Ende 2016 deutlich, dass die Gesamt-Klimagasemissionen Deutschlands abermals gestiegen sind, die Strompreise für Haushalte 2017 erstmals die Marke von 30 Cent pro Kilowattstunde überspringen werden, und die Fortschritte so langsam erfolgen, dass die für 2020 gesetzten Ziele für Klimaschutz und Effizienz nur noch mit einer großen zusätzlichen Kraftanstrengung zu erreichen sind. Das zeigt die heute vorgestellte Jahresauswertung 2016 von Agora Energiewende.

Demnach lieferten Erneuerbare-Energien-Anlagen beinahe jede dritte Kilowattstunde Strom, die verbraucht wurde: 32,3 Prozent. Somit wuchs der Ökostrom-Anteil 2016 um 0,8 Prozentpunkte. Dass trotz des starken Zubaus insbesondere von Windkraftanlagen (5 Gigawatt) sowie von Solarstromanlagen (1 Gigawatt) nur 4 Terawattstunden mehr Ökostrom als im Vorjahr produziert wurden, ist den unterdurchschnittlichen Wind- und Sonnenbedingungen im Jahr 2016 geschuldet. „Daraus können wir für die weitere Energiewende lernen, dass sich der Ausbau der Erneuerbaren Energien an den regelmäßig auftretenden schlechten Windjahren orientieren sollte. Denn nur dann ist der Klimaschutz im Energiesystem wirklich gesichert“, sagt Dr. Patrick Graichen, Direktor von Agora Energiewende.

Sehr deutlich legten Erdgaskraftwerke zu – sie produzierten gut ein Viertel mehr Strom als im Vorjahr. Mit einem Anteil von 12,1 Prozent am Erzeugungsmix lieferten sie fast so viel Strom wie Kernkraftwerke (13,1 Prozent), deren Erzeugung sich seit 2000 annähernd halbiert hat.

Infolge des Wachstums bei der Verstromung von Erdgas und bei Erneuerbaren Energien sank der Anteil von Braunkohle an der Stromerzeugung auf 23,1 Prozent (-0,8 Prozentpunkte), der Anteil der Steinkohle verminderte sich auf 17 Prozent (-1,2 Prozentpunkte). Damit hält der 2014 begonnene Rückgang der Kohleverstromung weiter an. „Wenn man den Rückgang der Kohleverstromung in 2016 in der Zukunft so fortsetzen würde, so würde ungefähr Anfang 2038 das letzte Kohlekraftwerk vom Netz gehen“, sagt Graichen. „Das entspricht dem von Agora Energiewende vorgeschlagenen Kohlekonsens-Pfad. Nach der Bundestagswahl müssen hierzu zügig die Gespräche beginnen, um einen gesamtgesellschaftlichen Konsens für Klimaschutz, Strukturwandel und Versorgungssicherheit zu erreichen.“

Der verminderte Kohleeinsatz schlägt sich auch in der Klimabilanz des Stromsystems nieder: Dessen CO₂-Emissionen gingen 2016 leicht zurück und lagen bei 306 Millionen Tonnen (-1,6 Prozent gegenüber 2015). Demgegenüber sind die Gesamt-Treibhausgasemissionen Deutschlands von 908 auf 916 Millionen Tonnen gestiegen (+0,9 Prozent). Damit sind die CO₂-Emissionen des Stromsektors nun im dritten Jahr in Folge gesunken, während in den Sektoren Industrie, Wärme und Verkehr kaum Klimaschutz stattfindet. „Die Energiewende ist nicht nur eine Sache des Stromsektors – jetzt müssen auch Industrie, Wärme und Verkehr ihre Klimaschutzbeiträge liefern“, so Graichen.

Der Stromverbrauch ging 2016 zwar leicht zurück und liegt mit 592,7 Terawattstunden um 2,4 Terawattstunden unter Vorjahresniveau. Um das für 2020 gesetzte Effizienzziel der Bundesregierung

zu erreichen, müssten von nun an jedoch 9 Terawattstunden pro Jahr eingespart werden. „Deutschland wird zwar immer effizienter im Umgang mit Strom. Denn trotz eines Wirtschaftswachstums von 1,8 Prozent ist der Stromverbrauch gesunken“, sagt Graichen. „Es muss hier aber noch viel mehr geschehen. Jede gesparte Kilowattstunde macht die Energiewende kostengünstiger.“

In der Bevölkerung wird die Energiewende weiterhin positiv gesehen – die Zustimmung ist 2016 sogar noch gewachsen. So halten 93 Prozent der Bundesbürger in einer jährlich wiederholten Umfrage die Energiewende für „wichtig“ oder „sehr wichtig“ – eine Verbesserung um drei Prozentpunkte seit 2015 und der höchste Wert in fünf Jahren. Auch die Umsetzung wird besser beurteilt: 47 Prozent der Befragten halten sie inzwischen für „gut“ oder „sehr gut“. Das entspricht ebenfalls einer Verbesserung um drei Prozentpunkte.

Die Jahresauswertung zeigt auch, dass 2016 das Jahr der billigen Energie war. So sanken sowohl die Weltmarktpreise für Kohle, Öl und Gas als auch die Strompreise an der Börse. Diese lagen mit 26,60 Euro pro Megawattstunde auf einem 10-Jahres-Tief. Zugleich hat die deutsch-dänische Solarenergie-Auktion gezeigt, wie günstig Solarstrom sein kann: Nur noch 5,38 Cent pro Kilowattstunde wird die Vergütung hier betragen. Das ist der niedrigste je in Europa erzielte Betrag für Solarstrom.

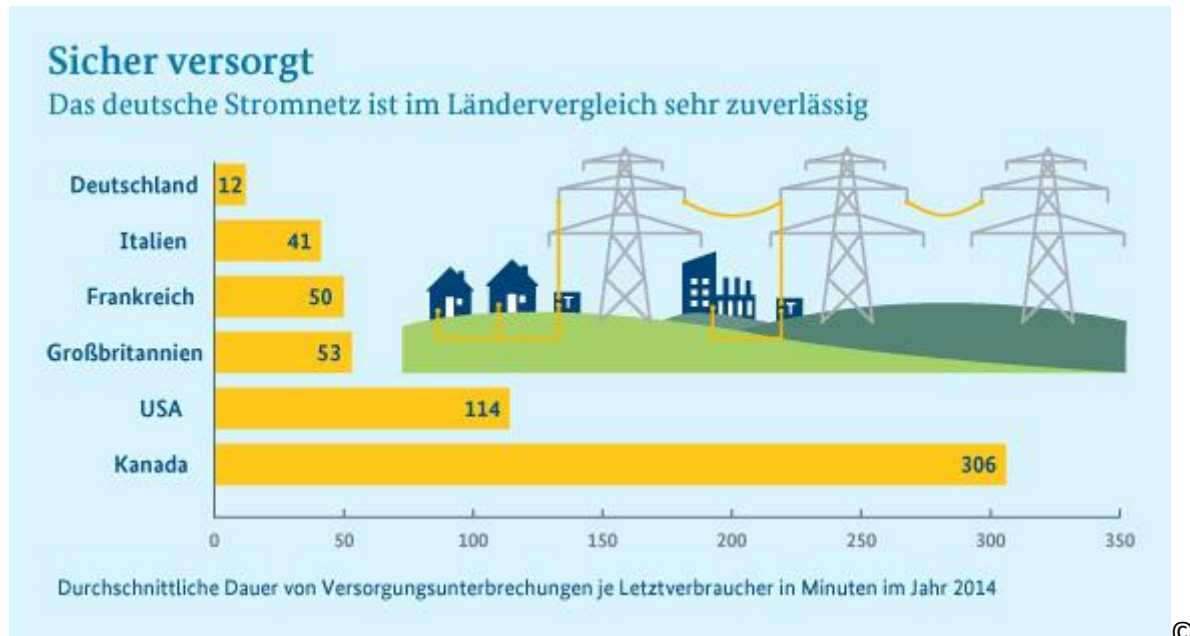
Doch während Börsenstrom, Erdgas und Heizöl immer billiger werden, gilt dies aufgrund von steigenden Abgaben und Umlagen nicht für den Haushaltsstrompreis. Er übersteigt 2017 die Marke von 30 Cent pro Kilowattstunde. „Bleibt das System der Abgaben und Umlagen wie es ist, so ist bis 2023 ein weiterer Anstieg der Strompreise absehbar“, sagt Graichen. „Erst danach kommen die ‚Ernte-Jahre‘ der Energiewende. Nach der Bundestagswahl sollte die Energiepolitik daher das System der Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie komplett überarbeiten. Denkbar wäre es etwa, die Stromkosten zu senken, und die Abgaben und Umlagen auf klimaschädliche Energieträger wie Kohle, Heizöl, Diesel, Benzin und Gas zu verlagern.“

Für die rund 50-seitige Analyse „Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016“ hat Agora Energiewende zahlreiche öffentlich zugängliche Daten analysiert und miteinander in Zusammenhang gesetzt. Die Publikation steht auf der Internetseite www.agora-energiewende.de kostenfrei zur Verfügung.

Quelle: Presseinformation der Agora Energiewende vom 06.01.2017

Deutschlands Stromversorgung: Spitzenmäßig sicher

Im internationalen Vergleich nimmt Deutschland einen Spitzenplatz bei der Strom-Versorgungssicherheit ein. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Jahr liegt bei nur rund 12 Minuten je angeschlossenem Letztverbraucher.



BMW; Datenbasis: CEER 2016; EIA 2015; CEA 2015

Deutschlands Stromversorgung ist besonders zuverlässig, wie ein Vergleich mit den europäischen Nachbarn zeigt. Mit einer durchschnittlichen Unterbrechungsdauer je angeschlossenem Letztverbraucher von 12 Minuten und 17 Sekunden belegte die Bundesrepublik im Jahr 2014 europaweit einen Spitzenplatz. In Italien war die Stromversorgung im Durchschnitt 14 Minuten lang unterbrochen, in Frankreich 50 Minuten. Auch im außereuropäischen Vergleich steht Deutschlands Stromversorgung sehr gut da: In den USA kamen pro Letztverbraucher 114 Minuten, also knapp zwei Stunden, zusammen. Kanadische Stromverbraucher müssen pro Jahr sogar mit fast fünf Stunden, genauer 306 Minuten, Stromausfall rechnen.

Energiewende ohne negative Auswirkungen auf Versorgungsqualität

2015 stieg die durchschnittliche Unterbrechungsdauer in Deutschland nur unwesentlich auf 12 Minuten und 42 Sekunden an. Ursächlich dafür seien vor allem Wetterereignisse wie Stürme und Hitzewellen gewesen, sagte Jochen Homann, Präsident der Bundesnetzagentur. "Die Energiewende und die steigende Anzahl dezentraler Erzeugungsleistung haben weiterhin keine negativen Auswirkungen auf die Versorgungsqualität."

Betreiber von Energieversorgungsnetzen müssen der Bundesnetzagentur jedes Jahr einen Bericht über alle in ihrem Netz aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen, die länger als drei Minuten dauern, vorlegen. Einen europaweiten Vergleich liefert der "Council of European Energy Regulators" (CEER), der unabhängige Verband der europäischen Regulierungsbehörden, in seinem [jährlichen Bericht zur Strom- und Gas-Versorgungssicherheit](#). Die jüngsten Berechnungen liegen für das Jahr 2014 vor.

Kapazitätsreserve für unvorhergesehene Ereignisse geplant

Damit die Stromversorgung in Deutschland auch bei einem weiter steigenden Anteil erneuerbarer Energien so verlässlich bleibt, braucht es ein flexibles Stromsystem, eine intelligente Verknüpfung von Verbrauch und Erzeugung sowie einen zügigen Netzausbau. Das im vergangenen Jahr beschlossene [Strommarktgesetz](#) stellt die Weichen für einen Wettbewerb von flexibler Erzeugung, flexibler Nachfrage und Speichern. Eine Kapazitätsreserve soll ein zusätzliches Sicherheitsnetz für unvorhergesehene Ereignisse spannen.

Weiterführende Informationen:

- [Daten der Bundesnetzagentur zur Versorgungsqualität 2006-2015](#)
- [Bericht des Council of European Energy Regulators zur Strom- und Gasversorgungssicherheit](#)
- [BMWi-Themenseite "Versorgungssicherheit"](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 25.01.2017 (Ausgabe 01/2017)

Was ist eigentlich "Demand Side Management"?

Unternehmen stimmen sich mit Wind und Sonne ab? Ja, zum Beispiel so: Produktion rauf, wenn der Wind weht, Produktion runter bei Flaute. Wie Betriebe mit "Demand Side Management" Energiekosten sparen und neue Erlösquellen erschließen, lesen Sie hier.

Darum geht's: Die Stromnachfrage steuern

Wer keine schulpflichtigen Kinder hat, wird versuchen, nicht in den Sommerferien zu verreisen. Außerhalb der Ferienzeiten sind bekanntlich die Preise für Flüge, Hotels und Speiseeis an der Strandpromenade deutlich günstiger als in der Hochsaison. All jene, die flexibel in der Wahl ihrer Urlaubszeit sind, können also kräftig sparen.

Nach diesem Prinzip wird künftig auch unser Strommarkt funktionieren. Unternehmen, die ihre Produktionsprozesse flexibel steuern, können den Strom dann nutzen, wenn er besonders günstig ist, zum Beispiel bei starkem Wind. Und zu Tageszeiten, zu denen der Strombedarf im Land hoch ist, also auch die Preise steigen, drosseln die Betriebe ihre Produktion oder greifen auf zuvor gespeicherte Energie zurück. Diese Steuerung von Lasten auf der Verbraucherseite heißt Demand Side Management (DSM) oder auch Lastmanagement.

Industrieverbraucher gleichen Schwankungen aus

Bislang funktioniert unser Stromsystem so, dass Kraftwerke ihre Energieproduktion am Bedarf der Verbraucher ausrichten. Höhere Nachfrage führt zu gesteigerter Stromproduktion. Noch ist es also die Angebotsseite, die flexibel reagiert. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wird das aber schwieriger, denn die „Energielieferanten“ Wind und Sonne lassen sich nicht steuern. Die Strommengen, die Photovoltaik- und Windkraftanlagen ins Netz einspeisen, schwanken stärker als die konventionell erzeugten Strommengen.

Im Strommarkt der Zukunft reagieren Unternehmen und Privathaushalte auf der Nachfrageseite (engl. "Demand Side") flexibel auf das fluktuierende Energieangebot aus Wind und Sonne und gleichen so Schwankungen aus. Auf diese Weise trägt DSM dazu bei, dass unser Stromnetz zuverlässig bleibt (mehr zur Versorgungssicherheit lesen Sie [hier](#)). Die Weichen für einen Strommarkt mit flexibler Erzeugung, flexibler Nachfrage und Speichertechnologien hat die Bundesregierung im vergangenen Jahr mit dem [Strommarktgesetz](#) gestellt.

Unternehmen können flexible Lasten vermarkten

Das Potenzial für DSM ist in Industriebetrieben, vor allen denen energieintensiver Branchen wie der metallverarbeitenden oder der chemischen Industrie, am höchsten (ein aktuelles Forschungsprojekt aus diesem Bereich stellen wir [hier](#) vor). Aber auch mittelgroße Gewerbebetriebe können von DSM profitieren. Unternehmen senken dadurch nicht nur ihre Energiekosten, sondern erschließen sich auch neue Erlösquellen. Sie können ihre flexiblen Lasten auf unterschiedlichen Marktfeldern anbieten: dem Regelleistungsmarkt, dem Spotmarkt oder dem Markt für abschaltbare Lasten. Wie das funktioniert, zeigen die [Kurzfilme](#) des Pilotprojekts DSM Baden-Württemberg.

Die Digitalisierung eröffnet ganz neue Möglichkeiten, die Stromnachfrage auch in Privathaushalten an die Energieerzeugung anzupassen. Sogenannte steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen lassen sich am besten aufladen, wenn Strom zu günstigen Preisen verfügbar ist. Auch die Batterien von Elektrofahrzeugen können vorrangig dann nachgeladen werden, wenn Wind und Sonne besonders viel Strom produzieren. Das [Gesetz zur](#)

[Digitalisierung der Energiewende](#) hat im vergangenen Jahr das Startsignal dafür gegeben, Stromerzeuger und Verbraucher intelligent miteinander zu vernetzen.

Weiterführende Informationen:

- [BMW-Themenseite "Strommarkt der Zukunft"](#)
- [BMW-Themenseite "Die Digitalisierung der Energiewende"](#)
- [Onlineangebot der dena zu DSM](#)
- [Erklärfilme zu DSM](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 25.01.2017 (Ausgabe 01/2017)

Förderung von Solarparks: Ausgeschrieben sparsam

Der Wettbewerb wirkt: Seitdem die staatliche Förderung für Strom aus Solarparks in Ausschreibungen ermittelt wird, sinkt die Förderhöhe kontinuierlich. Die letzte Runde der Pilotphase vom Dezember 2016 brachte einen neuen Tiefstwert.



BMWi; Datenbasis: Bundesnetzagentur

Dass Ausschreibungen zu niedrigeren Förderkosten führen können, hat die Ende 2016 abgeschlossene Pilotphase für Solarparks deutlich gezeigt: Bei der ersten Ausschreibungsrunde im April 2015 lag der durchschnittliche Zuschlagswert bei 9,17 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh). Mit der sechsten Ausschreibungsrunde im Dezember 2016 sank der durchschnittliche Zuschlagswert auf 6,90 ct/kWh. Das entspricht einer Reduzierung um rund 25 Prozent.

Ausschreibungen jetzt auch für Windkraft und Biomasse

Dass sich die Kosten für die Förderung erneuerbarer Energien durch wettbewerbliche Verfahren reduzieren lassen – das wird auch für die seit Beginn 2017 regulär durchgeführten Ausschreibungen erwartet. Die Grundlage hierfür bildet das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 ([EEG 2017](#)). Im Fokus steht neben Solarenergie die Windkraft an Land und auf See. Auch die Förderung für Biomasseanlagen wird zukünftig durch Ausschreibungen ermittelt (mehr dazu lesen Sie in diesem [Beitrag](#)).

Weiterführende Informationen:

- [Hintergrundpapier der Bundesnetzagentur zur 6. Ausschreibungsrunde](#)
- [Ausführliche Informationen zu den PV-Pilotausschreibungen](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 07.02.2017 (Ausgabe 02/2017)

Was ist eigentlich ein "atmender Deckel"?

Deckel drauf und gut? Nein, so einfach lassen sich die Zubauzahlen bei erneuerbaren Energien nicht steuern. Die Förderhöhe für Photovoltaik-Dachanlagen wird mithilfe eines "atmenden Deckels" bestimmt. Wie diese Atmung funktioniert, lesen Sie hier.

Darum geht's: Den Ausbau der erneuerbaren Energien steuern

Etwas deckeln – diesen Ausdruck kennt man. Wer Ausgaben deckelt, begrenzt ihren Anstieg nach oben. Meist ist dieser Deckel fest verschraubt wie bei einem Marmeladenglas. Die Botschaft lautet: So viel soll rein und nicht mehr. Ein "atmender Deckel" hingegen passt sich dem Füllstand des Gefäßes an: Wird das Gefäß zu voll, drückt er nach unten und verhindert so, dass mehr hineinkommt. Bei niedrigem Füllstand kann sich der Deckel aber auch nach oben wölben, um das Volumen des Inhalts durch Unterdruck zu vergrößern.

Beim "atmenden Deckel" handelt es sich um ein bewährtes Instrument des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Er wurde als Marktinstrument mit dem EEG 2012 eingeführt und hat erfolgreich zur Senkung der Vergütungssätze bei Photovoltaik (PV)-Anlagen beigetragen. Grundidee: Bei starkem Marktwachstum und damit verbundenen hohen Zubauzahlen sinken die Vergütungssätze schneller als bei langsamem Marktwachstum und niedrigeren Zubauzahlen.

Bei der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 wurde diese Logik auf Windenergie an Land und Biomasse übertragen. Mit der Novelle war das Ziel verbunden, den Ausbau der erneuerbaren Energien stärker zu steuern und den Kostenanstieg bei der Einspeisevergütung spürbar zu bremsen. Für den jährlichen Zubau der einzelnen Technologien wie PV oder Windenergieanlagen wurden deshalb Ausbaupfade definiert. In bestimmten Zeitabständen werden die Fördersätze um einen festgelegten Prozentsatz reduziert, es sei denn – und hier kommt die Atmung ins Spiel – der Zubau der installierten Leistung liegt stark über oder unter dem im EEG definierten Ausbaupfad. Dann wird dieser Prozentwert, auch Degression genannt, angepasst, um gegebenenfalls über einen geringeren oder höheren Vergütungsanreiz die Menge der installierten Leistung zu steuern. Zuständig für die Anpassung und Veröffentlichung der Fördersätze ist die Bundesnetzagentur.

Beispiel Photovoltaik: Fördersatz bleibt stabil

Bei der Vergütung von PV-Anlagen funktioniert der atmende Deckel folgendermaßen: Bewegt sich der Zubau von PV-Anlagen im Zielkorridor, wird die Förderung monatlich um 0,5 Prozent gekürzt. Liegt der Zubau über dem Korridor, wird die Förderung noch stärker abgesenkt – um bis zu 2,8 Prozent pro Monat. Bleibt der Zubau hinter den Zielvorgaben zurück, wird weniger stark gekürzt, gar nicht gekürzt oder die Einspeisevergütung sogar erhöht.

Seit dem 1. Oktober 2015 sind die Fördersätze für PV-Anlagen stabil. Die Degression wurde ausgesetzt, beträgt also 0 Prozent. Der Grund: Der Zubau von PV-Anlagen blieb mit jeweils rund 1.500 Megawatt (MW) in den vergangenen beiden Jahren hinter dem Ausbaupfad von 2.500 MW zurück. Zum Vergleich: 1.500 MW entsprechen etwa 50.000 PV-Anlagen unterschiedlicher Größenklassen.

Der Bezugszeitraum für den atmenden Deckel beträgt seit der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017 ([EEG 2017](#)) nur noch sechs Monate statt einem Jahr. So kann der atmende Deckel schneller auf Marktentwicklungen reagieren. Nach dem neuen EEG dürfen auch die Vergütungssätze etwas schneller wieder steigen, wenn der Zielkorridor deutlich unterschritten wird. Das wäre bei einem Zubau von weniger als 1.400 MW der Fall.

Für Solaranlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 750 Kilowatt (kW) wird die Förderhöhe inzwischen über wettbewerbliche Ausschreibungen ermittelt (mehr dazu lesen Sie [hier](#)). Kleine PV-Anlagen bis 750 kW, zu denen auch Solaranlagen auf privaten Ein- und Zweifamilienhäusern zählen, erhalten weiterhin die feste, gesetzlich geregelte Einspeisevergütung, die mithilfe des atmenden Deckels bestimmt wird.

Beispiel Windenergie an Land: Fördersatz sinkt

Auch bei Windenergieanlagen an Land wird die Höhe der Vergütung seit 1. Januar 2016 durch das System des atmenden Deckels gesteuert. Weil der Netto-Zubau seit Beginn des sogenannten Bezugszeitraums immer deutlich über dem Zielkorridor von 2.400 bis 2.600 MW pro Jahr lag, wurden die Fördersätze seit Einführung des atmenden Deckels um 6 Prozent gesenkt. Wegen des starken Zubaus hat der Gesetzgeber kurzfristig eine gesonderte Reduzierung festgelegt: Von März bis August 2017 wird die Vergütung um monatlich 1,05 Prozent verringert. Ab Oktober 2017 setzt dann wieder die quartalsweise Vergütungsabsenkung nach dem Prinzip des atmenden Deckels ein. Ab dann wird die Einspeisevergütung bei anhaltend sehr starken Zubauraten von über 3.500 MW jährlich um 2,4 Prozent pro Quartal reduziert. So ist es durchaus möglich, dass Windenergieanlagen, die im ersten Quartal 2018 in Betrieb gehen, nur noch etwa 7,5 Ct/kWh erhalten. Das wäre dann im Vergleich zum Jahr 2015 eine Reduzierung um mehr als 15 Prozent.

In Zukunft wird die Förderhöhe nicht mehr durch den atmenden Deckel festgelegt, sondern ebenfalls durch Ausschreibungen ermittelt. Dabei gilt eine Übergangsregelung: Betreiber von Anlagen, die bis Ende 2016 genehmigt worden sind und bis Ende 2018 in Betrieb gehen, können sich bis 28. Februar 2017 entscheiden, ob sie an den wettbewerblichen Ausschreibungen teilnehmen oder wie bislang eine Vergütung nach festem Satz und unter dem atmenden Deckel in Anspruch nehmen wollen. Insgesamt sollen in diesem Jahr 2.800 MW ausgeschrieben werden. Am 1. Mai 2017 findet die erste Ausschreibungsrunde für Anlagen ab einer installierten Leistung von 750 kW statt.

Weiterführende Informationen:

- [BMW-Dossier "Erneuerbare Energien"](#)
- [BMW-Themenseite "EEG 2017"](#)
- [Informationsportal Erneuerbare Energien](#)
- [Daten der Bundesnetzagentur zu Zubau und Förderung von EEG-Anlagen](#)
- [Informationen zu Ausschreibungen](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 21.02.2017 (Ausgabe 03/2017)

Heizen mit erneuerbaren Energien: Förderung im Aufwind

Ob Solarkollektoren, Wärmepumpen oder Biomasseheizungen – immer mehr Deutsche nutzen die staatliche Förderung durch das Marktanreizprogramm (MAP) fürs Heizen mit erneuerbaren Energien. Seit 2014 stieg die Anzahl der Anträge um 17 Prozent.



BMWi; Datenbasis: BAFA, KfW Bankengruppe

Immer mehr Privatpersonen, Unternehmen und Kommunen erkennen die Vorteile, die das Heizen mit erneuerbaren Energien bietet – und machen von den staatlichen Fördermöglichkeiten Gebrauch. Seit 2014 stieg die Zahl der im Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt (MAP) gestellten Anträge um 17 Prozent: von knapp 62.000 im Jahr 2014 auf zuletzt über 72.000. Allein im Jahr 2016 wurden über das MAP, sowie über den ins MAP integrierten Teil des [Anreizprogramms Energieeffizienz \(APEE\)](#), rund 250 Millionen Euro Fördergeld in Form von Investitions- und Tilgungszuschüssen ausgezahlt.

Die Zahlen bestätigen den Erfolg des MAP sowie des APEE. Mit dem APEE hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2016 die Förderung des MAP bei Heizungssystemen auf Basis erneuerbarer Energien mit einem Zusatzbonus von 20 Prozent und einem Zuschuss von 600 Euro für die Heizungsoptimierung aufgestockt.

Heizkosten senken und Unabhängigkeit erhöhen

Mit dem Marktanreizprogramm (MAP) fördert das BMWi Anlagen, die erneuerbare Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung nutzen. Dazu zählen Solarthermieanlagen, Wärmepumpen und Biomasseanlagen wie Pelletheizungen. Wer erneuerbare Energien einsetzt, senkt seine Heizkosten, erhöht seine Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern und ihren oft schwankenden Preisen und heizt ab sofort umweltfreundlich und klimaschonend.

Das MAP besteht aus zwei Teilen: Die Förderung von Anlagen im kleineren Leistungsbereich wird beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) beantragt. Das BAFA unterstützt Privatpersonen, Freiberufler und kleinere Betriebe, die ihre Heizanlage auf erneuerbare Energien umstellen, mit [Investitionszuschüssen](#). Größere Anlagen sowie Wärmespeicher und Wärmenetze,

wie sie vor allem Unternehmen und Kommunen nutzen, werden über das KfW-Programm "[Erneuerbare Energien – Premium](#)" gefördert. Investoren erhalten hier zinsgünstige KfW-Kredite und über das BMWi finanzierte Tilgungszuschüsse aus dem MAP.

Mit erneuerbarer Wärme die besten Effizienzhausstandards erreichen

Über die Förderprogramme für energieeffizientes Bauen und Sanieren unterstützt das BMWi die energetische Sanierung von Gebäuden. Die Höhe der Unterstützung hängt dabei von dem nach der Sanierung beziehungsweise im Neubau erreichten Effizienzhausstandard ab. Die besten Standards und damit die höchste Förderung lassen sich aber nur erreichen, wenn die Heizung auf erneuerbare Energien umgestellt wird. Die Umstellung der Heizung kann dabei über das MAP gefördert werden, die Sanierung der Gebäudehülle über die Förderprogramme der KfW für energieeffizientes Bauen und Sanieren. Mit den KfW-Programmen konnten 2016 übrigens 15 Prozent mehr Wohneinheiten gefördert werden als 2015, wie diese [Infografik](#) zeigt.

Weiterführende Informationen:

- [Flyer: Heizen mit erneuerbaren Energien](#)
- [Video: Wärme aus Erneuerbaren lohnt sich](#)
- [Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt – BAFA-Teil](#)
- [Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt – KfW-Teil](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 07.03.2017 (Ausgabe 04/2017)

Was ist eigentlich die "Energieunion"?

Ein gemeinsamer Strom- und Gasmarkt, der von Portugal bis Finnland reicht, und die Bürger mit bezahlbarer und sauberer Energie versorgt. An dieser Vision arbeitet die Energieunion. Was noch in dem EU-Projekt steckt, lesen Sie hier.

Darum geht's: Energien in Europa bündeln

Weht in Deutschland kein Wind, geht die Strommenge, die Windkraftanlagen ins Netz einspeisen, zurück. Fegen zur selben Zeit in Spanien Stürme übers Land, erzeugen die Südeuropäer plötzlich mehr Strom in ihren Windparks als sie selbst benötigen. Bislang regeln die Spanier in so einem Fall die Erzeugungskapazitäten herunter, und wir erhöhen die Stromproduktion in konventionellen Kraftwerken und damit auch die Treibhausgasemissionen. Das ist so, als würde ein Bauer Eier wegwerfen, weil er keine Abnehmer findet, und sein Nachbar – selbst ohne Hühner – würde zum Supermarkt laufen, um dort Eier zu kaufen. Für beide Nachbarn wäre es besser, wenn sie kooperieren würden.

Verbraucher profitieren von bezahlbarer, sauberer Energie

Die Energieunion ist der politische Rahmen, in dem die Mitgliedstaaten der EU im Energiebereich kooperieren. Den Binnenmarkt für Strom und Gas weiter voranzutreiben, ist eines ihrer Ziele. Wenn Energie ungehindert von einem Land ins andere fließt, lassen sich europaweit die Kosten reduzieren, die derzeit noch für das Herunterregeln von Energieüberschüssen oder das Vorhalten von Reservekraftwerken anfallen. In der Folge profitieren die Verbraucher von geringeren Energiekosten.

Doch hinter der Energieunion steckt noch viel mehr als das Streben nach einem gemeinsamen Markt für Strom und Gas: Energie muss auch in Zukunft für alle Europäer sicher und bezahlbar sein. Das ist wichtig, um unseren Lebensstandard aufrechtzuerhalten, damit Europa nachhaltig wächst und Arbeitsplätze geschaffen werden. Um gleichzeitig unsere gemeinsamen Klimaziele zu erreichen, muss Europa auf erneuerbare und emissionsarme Energien umstellen. Die Energiewende kann aber nur gelingen, wenn sie europäisch gedacht wird und von allen Mitgliedstaaten gemeinsam getragen und gestaltet wird – so wie es für die Nachbarn aus unserem Beispiel besser ist, wenn sie beim Eierhandel kooperieren.

Die fünf Handlungsfelder der Energieunion

Womit befasst sich die Energieunion nun genau? Die Europäische Kommission hat in ihrer Rahmenstrategie für die Energieunion fünf eng miteinander verknüpfte Handlungsfelder definiert:

- **Energieversorgungssicherheit:** Die Versorgung der Bürgerinnen und Bürger mit Gas und Strom soll sichergestellt und die Abhängigkeit der EU von Energieimporten reduziert werden.
- **Energiebinnenmarkt:** Energie soll in der EU frei fließen – durch eine entsprechende Infrastruktur und ohne regulatorische Hindernisse. Dafür müssen die Strommärkte fit für die Integration von erneuerbaren Energien gemacht und angeglichen werden.
- **Energieeffizienz:** So wie bei der deutschen Energiewende gilt auch auf europäischer Ebene der Grundsatz "Efficiency First" – je weniger Energie wir verbrauchen, desto besser (mehr dazu [hier](#)).
- **Dekarbonisierung der Wirtschaft:** Der Ausstoß von CO₂ (engl. carbon dioxide) soll sinken. Deshalb soll der Energiebedarf in der Industrie, im Verkehrsbereich und allen anderen Sektoren zunehmend durch erneuerbare statt fossile Energien gedeckt werden.
- **Energieforschung:** Europa ist Vorreiter und Vorbild für eine nachhaltige und zukunftsorientierte Energie- und Klimapolitik. Die EU soll auch zur Nummer eins für

Energietechnologien und -innovationen im Bereich erneuerbarer Energien, Speichern, Smart Grids und sauberer Mobilität werden. Dafür müssen Forschung und Innovationen gefördert werden und die besten Köpfe in Forschungseinrichtungen und Entwicklungsabteilungen zusammenarbeiten.

Diese fünf Handlungsfelder sind wie ein Dach über die Energiepolitik der EU gespannt. Das aktuell diskutierte Gesetzespaket "Saubere Energie für alle Europäer" zum Beispiel konkretisiert Maßnahmen im Bereich der Dekarbonisierung und der Energieeffizienz sowie des Strombinnenmarkts und soll zur besseren Koordinierung der nationalen Politiken beitragen (mehr dazu lesen Sie [hier](#)).

Wo steht die Energieunion?

Im Februar legte die EU-Kommission ihren zweiten Bericht über den Stand der Energieunion vor. Demnach hat die EU gute Fortschritte dabei gemacht, die vereinbarten Energie- und Klimaziele zu verwirklichen. Die für 2020 als Ziel gesetzte Steigerung der Energieeffizienz um 20 Prozent ist bereits erreicht. Das gleiche gilt für die Treibhausgasemissionen: 2015 lagen die Emissionen 22 Prozent unter denen des Jahres 1990, bis 2020 sollten mindestens 20 Prozent erreicht sein. Um bis 2030 eine Senkung um 40 Prozent zu schaffen, sind jedoch weitere Anstrengungen nötig. Auch im Bereich der erneuerbaren Energien ist die EU auf einem guten Weg: Den Daten für 2014 zufolge machte der Anteil der Erneuerbaren 16 Prozent des Endenergieverbrauchs aus. Bis 2020 soll er bei 20 Prozent liegen.

Verbesserungsbedarf sieht die Kommission vor allem im Verkehrssektor, bei der Gebäudesanierung, im Bereich Informations- und Kommunikationstechnologien, beim Ausbau der Strominfrastruktur und bei der weiteren Öffnung der Märkte für Gas und Strom.

Weiterführende Informationen:

- [Pressemitteilung der EU-Kommission zur Energieunion](#)
- [Bericht der EU-Kommission zur Energieunion \(auf Englisch\)](#)
- [BMW-Themenseite "Europäische Energiepolitik"](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 21.03.2017 (Ausgabe 05/2017)

Freie Fahrt für E-Autos: Strom tanken wird einfacher

Die Bundesregierung ergänzt die Ladesäulenverordnung, damit Elektrofahrzeuge bundesweit auch ohne langfristigen Stromliefervertrag geladen werden können.

Elektromobilität ist der Schlüssel für die Energiewende im Verkehrssektor, denn Fahrzeuge, die mit Strom aus erneuerbaren Energien angetrieben werden, stoßen anders als Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor keine Treibhausgase aus. Damit möglichst viele Menschen E-Autos fahren, muss die Ladeinfrastruktur ausgebaut werden – und müssen fürs Tanken und Bezahlen EU-weit einheitliche Standards gelten. Ein Autofahrer aus Bremen soll sein Elektromobil ja auch in Bayern oder in der Bretagne aufladen und ohne großen Aufwand dafür bezahlen können.

Nachdem die Bundesregierung im vergangenen Jahr mit der Ladesäulenverordnung festgelegt hat, dass alle neu errichteten Stromtankstellen EU-weit einheitliche Stecker nutzen müssen, folgt nun der nächste Schritt: Das Bundeskabinett hat vor wenigen Tagen eine Änderung zur Ladesäulenverordnung beschlossen, die das Bezahlen des getankten Stroms vereinfachen soll. Denn bislang überwiegt an den Stromtankstellen das sogenannte "vertragsbasierte" Laden, bei dem der Nutzer zunächst einen Stromliefervertrag mit einem Energiedienstleister abgeschlossen haben muss.

Künftig kein Stromliefervertrag mehr nötig

Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladepunkten müssen zukünftig jedem Nutzer eines E-Fahrzeugs das Laden ermöglichen, auch wenn kein langfristiger Stromliefervertrag besteht. Zudem sollen Authentifizierung und Bezahlung vereinheitlicht werden. Will der Betreiber den Strom nicht verschenken, muss er mindestens eine dieser drei Bezahloptionen anbieten: Bargeld, EC-/Kreditkarte oder webbasierte Zahlung per Smartphone. Bei der webbasierten Zahlweise kann der Nutzer zum Beispiel Geld per App transferieren oder über einen QR-Code auf ein System wie Paypal weitergeleitet werden.

Mit der Änderung setzt die Bundesregierung die [EU-Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe](#) (AFID) in deutsches Recht um. Die Änderung der Verordnung bedarf der Zustimmung des Bundesrats. Danach kann sie voraussichtlich noch in diesem Sommer in Kraft treten.

Zahl der Ladepunkte steigt: Nordrhein-Westfalen ist Spitzenreiter

Eine [Erhebung](#) des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) zeigt: Die Zahl der Stromtankstellen steigt. Ende des vergangenen Jahres gab es 7.407 öffentlich zugängliche Ladepunkte und damit 1.571 mehr ein Jahr zuvor. Das entspricht einem Anstieg um rund 27 Prozent. Die Bundesregierung fördert den Ausbau von Schnell- und Normalladepunkten bis 2020 mit 300 Millionen Euro.

Die Energieversorger haben nach BDEW-Angaben mittlerweile 1.142 Städte und Gemeinden mit mindestens einem öffentlich zugänglichen Ladepunkt ausgestattet. Die meisten Ladepunkte gibt es in Nordrhein-Westfalen (1.603), Baden-Württemberg (1.494) und Bayern (1.080). Unter den deutschen Städten liegt Berlin mit 536 Ladepunkten vorn, gefolgt von Stuttgart mit 375 und Hamburg mit 292 Ladepunkten.

Bis zu 4.000 Euro Prämie für Kauf eines Elektrofahrzeugs

Die Bundesregierung stellt seit Mitte 2016 bis zu 600 Millionen Euro bereit, um den Kauf von Elektrofahrzeugen zu fördern. Die Automobilhersteller beteiligen sich in gleicher Höhe. Beim Neukauf eines rein elektrischen Fahrzeugs werden 4.000 Euro gezahlt. 3.000 Euro erhalten Käufer für Plug-in-

Hybride. Anträge für den Umweltbonus – auch Kaufprämie genannt – können bis Anfang 2019 direkt beim [Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle](#) gestellt werden. Antragsberechtigt sind Privatpersonen, Unternehmen, Stiftungen, Körperschaften, kommunale Betriebe und Vereine.

Weiterführende Informationen:

- [BMW-Dossier "Elektromobilität in Deutschland"](#)
- [FAQ zur Kaufprämie bei Elektrofahrzeugen](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 04.04.2017 (Ausgabe 06/2017)

Frühling im Heizungskeller: Jetzt Strom- und Wärmeverbrauch senken

Eine effiziente Heizungspumpe und ein hydraulischer Abgleich reduzieren den Strom- und Wärmeverbrauch deutlich. Das Ende der Heizsaison ist ein guter Zeitpunkt für die Optimierung der Heizungsanlage. Der Staat hilft mit Zuschüssen.



BMWi, Quelle: VdZ

Es muss nicht immer gleich eine neue Heizung sein – auch mit der Optimierung der bestehenden Anlage können Hausbesitzer ihren Energieverbrauch reduzieren. Nach Angaben des VdZ Spitzenverband der Gebäudetechnik lassen sich mit Hocheffizienzpumpen für Heizung und Warmwasser bis zu 80 Prozent des Pumpenstromverbrauchs einsparen – und das ohne großen baulichen Aufwand. Das zahlt sich aus: Eine moderne Pumpe senkt die jährlichen Energiekosten je nach Strompreis und Größe der Heizungsanlage erheblich. Schon in einem Einfamilienhaus können das bis zu 100 Euro sein. Wer dazu noch einen hydraulischen Abgleich vornehmen lässt, bei dem alle Teile des Heizsystems aufeinander abgestimmt werden, kann zusätzlich seinen Wärmeverbrauch um bis zu zehn Prozent reduzieren. Wie der hydraulische Abgleich genau funktioniert, erfahren Sie [hier](#).

Optimierung macht sich sofort bemerkbar

Was viele nicht wissen: Veralterte Pumpen sind auch dann aktiv, wenn sie eigentlich gar nicht arbeiten müssen. Das verbraucht unnötig Strom. Moderne Pumpen arbeiten dagegen nur, wenn sie wirklich gebraucht werden. Das Ende der Heizsaison ist ein guter Zeitpunkt, die Anlage auf den Prüfstand zu stellen. Auch wenn gerade nicht geheizt wird, läuft die alte Warmwasserpumpe fleißig weiter und frisst unnötig Strom. Eine Optimierung macht sich also sofort bemerkbar.

Jetzt durchgeführt, sorgt auch der hydraulische Abgleich zum Start der nächsten Heizsaison für eine gleichmäßige Wärmeverteilung im ganzen Haus. Das reduziert nicht nur den Energieverbrauch, sondern erhöht auch den Wohnkomfort. Ein Fachmann braucht für den hydraulischen Abgleich bei einem Einfamilienhaus nur wenige Stunden.

Zuschüsse von 30 Prozent

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie fördert beide Maßnahmen – Pumpenaustausch und hydraulischen Abgleich. Gefördert werden außerdem unter anderem die Einstellung der Heizkurve sowie die professionelle Installation von voreinstellbaren Thermostatventilen und Einzelraum-Temperaturreglern – jeweils mit einem Zuschuss von 30 Prozent der Nettokosten. Die Förderung können Privatpersonen, Unternehmen, Vereine und Kommunen beim [Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle \(BAFA\)](#) beantragen. Wichtig: Erst [online registrieren](#), dann die Maßnahmen durchführen lassen. Nach der Heizungsoptimierung einfach die Rechnung des Fachhandwerkers einreichen und Zuschuss erhalten.

Weiterführende Informationen:

- [Informationen zur Heizungsoptimierung](#)
- [Antragstellung beim BAFA](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 04.04.2017 (Ausgabe 06/2017)

Was ist eigentlich "Abwärme"?

Geld sparen mit heißer Luft: Was sich wie eine unlautere Geschäftspraxis anhört, machen sich immer mehr Industriebetriebe zunutze. Wir erklären, wo Abwärme entsteht und wie sie sich gewinnbringend einsetzen lässt – Tipps zur Förderung inklusive.

Darum geht's: Das "Nebenprodukt" Wärme effizient nutzen

Während die Pizza "Hawaii" auf dem Blech schön knusprig gebacken wird, erzeugt der Ofen jede Menge heiße Luft. Und die wird an die Umgebung abgegeben, sobald wir die Ofentür öffnen. Passend zu den Ananasstücken auf der Pizza herrschen kurzzeitig karibische Temperaturen. Auch der Kühlschrank führt konstant Wärme nach außen ab, damit das Innere schön kühl bleibt. Was jeder zu Hause beobachten kann, findet bei Industrieprozessen im großen Maßstab statt: Ob Motoren laufen, Metalle bei hoher Hitze geschmolzen werden, Druckluft erzeugt oder Hallen gekühlt werden – in sehr vielen Industriebereichen wird Wärmeenergie erzeugt, die am Ende "übrig" ist. Diese Energie heißt Abwärme.

Noch geht ein sehr hoher Anteil der industriellen Abwärme ungenutzt verloren – in Form von heißer Luft oder heißem Wasser. Dabei können Unternehmen dieses "Nebenprodukt" nutzen und ihre Energiekosten deutlich senken. Damit stärken sie nicht nur die eigene Wettbewerbsfähigkeit, sondern leisten fast nebenbei noch einen wichtigen Beitrag zur Energiewende. Denn rund zwei Drittel des gesamten industriellen Energieverbrauchs gehen hierzulande auf das Konto der Abwärme. Schätzungen zufolge liegt das Einsparpotenzial im Prozesstemperaturbereich ab 60 Grad bei rund 125 Terawattstunden. In Euro sind das fünf Milliarden pro Jahr. Dabei muss Abwärme nicht einmal 60 Grad haben, um von Nutzen zu sein.

Heizen, kühlen oder beleuchten: Abwärme lässt sich vielfältig einsetzen

Wie lässt sich Abwärme nun genau weiterverwenden? Fangen wir klein an, also im Privathaushalt: Passivhäuser zeigen, wie es gehen kann. In diesem Haustyp wird neben der Körperwärme der Bewohner auch die Abwärme von Elektrogeräten wie Herd oder Kühlschrank genutzt, um die Räume zu beheizen (mehr zu Passivhäusern lesen Sie [hier](#)). Dieses Prinzip funktioniert auch in Industriebetrieben. Abhängig davon, welche Temperatur die Abwärme hat, lässt sie sich für ganz unterschiedliche Zwecke nutzen. Ein paar Beispiele:

- **Wärmerückgewinnung:** Die Abwärme wird dem Produktionsprozess, in dem sie erzeugt wurde, wieder zugeführt.
- **Raumwärme und Warmwasser:** Büros oder Fertigungshallen lassen sich mit Abwärme beheizen. Auch Wasser kann damit erhitzt werden. Große Abwärmemengen ab 90 Grad können auch außerhalb des Unternehmens nutzbar gemacht und zum Beispiel in Wärmenetze eingespeist werden. Wie ein Hamburger Industrieunternehmen künftig Wärme für einen ganzen Stadtteil liefert, erfahren Sie [hier](#).
- **Kälte:** Klingt erst einmal unlogisch, aber mit Wärmeenergie kann man tatsächlich auch kühlen. Sogenannte Sorptionskältemaschinen nutzen die Wärmeenergie, um ein Kältemittel (in der Regel Wasser) zu verdampfen.
- **Strom:** Abwärme lässt sich auch in Strom umwandeln und auf diese Weise vielfältig nutzen, zum Beispiel zur Deckung des eigenen Strombedarfs in der Produktion.

Abwärme vermeiden oder nutzen – dafür gibt es Fördergeld

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie fördert Maßnahmen zur Vermeidung und Nutzung von Abwärme mit unterschiedlichen Förderprogrammen: dem [Energieeffizienzprogramm –](#)

[Abwärme](#) (über die KfW), dem [Förderprogramm für hocheffiziente Querschnittstechnologien](#) (über das BAFA), sowie dem [Programm Energieeffiziente und klimaschonende Produktionsprozesse](#) (über das Karlsruher Institut für Technologie). Auch die [Beratung durch einen Experten](#) ist förderfähig.

Weiterführende Informationen:

- [Energieeffizienzprogramm – Abwärme](#)
- [Geförderte Energieberatung im Mittelstand](#)
- [BMW-Dossier "Energieeffizienz"](#)
- [Leuchttürme energieeffiziente Abwärmenutzung](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 04.04.2017 (Ausgabe 06/2017)

Was bedeutet eigentlich "Power-to-Gas"?

Strom aus Windrädern und Solaranlagen bei Bedarf in andere Energieträger umwandeln und speichern – die Power-to-Gas-Technologie könnte eine Möglichkeit dafür bieten. Wie die genau funktioniert, lesen Sie hier.

Darum geht's: Strom bei Bedarf in Gas umwandeln und speichern

Je größer der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung wird, desto wichtiger wird es, dass das Stromsystem flexibel reagiert. Wenn sich die Windräder im Land so kräftig drehen, dass die Stromproduktion die Nachfrage übersteigt, können wir zum Beispiel die Nachfrage an die Produktion anpassen (mehr zu Demand-Side-Management lesen Sie [hier](#)) oder die Stromerzeugung flexibler gestalten. Denkbar ist auch, Strom in andere Energieträger umzuwandeln. Die Power-to-Gas-Technologie bietet eine solche Option. Die englische Bezeichnung „Power to Gas“ heißt übersetzt „Strom zu Gas“. Die Idee dahinter: Strom wird bei Bedarf in speicherbares Gas wie Wasserstoff umgewandelt und ins Gasnetz eingespeist. So wird Strom in Form von Gas nutzbar. Derzeit ist das noch eine teure Lösung, zumal der geringe Wirkungsgrad zu Energieverlusten führt.

Für alle, die es genauer wissen wollen, hier eine kurze Beschreibung, wie Strom in Gas verwandelt wird: Über das Verfahren der Elektrolyse zersetzt elektrischer Strom Wasser in molekularen Wasserstoff und Sauerstoff. Wasserstoff in seiner molekularen Form ist ein farb- und geruchloses Gas. In einem weiteren Schritt kann dieses Gas bei hoher Temperatur und hohem Druck durch chemische Reaktion mit Kohlendioxid in Methan umgewandelt werden.

Gase können direkt genutzt oder wieder in Strom umgewandelt werden

So erzeugte Gase können in der Industrie eingesetzt, zum Heizen oder als Antriebsenergie im Verkehr genutzt werden. Wasserstoff etwa lässt sich in Kraftfahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieb einsetzen; Methan wird in Fahrzeugen mit Erdgasantrieb verwendet. Gase lassen sich in Turbinen auch wieder in Strom umwandeln; allerdings führt diese Mehrfachumwandlung zu hohen Verlusten bei der ursprünglich eingesetzten Energie.

Das künstlich erzeugte Methan kann unbegrenzt – Wasserstoff nur zu geringen Anteilen – in das bereits vorhandene Erdgasnetz eingespeist und dort gespeichert werden.

Power-to-Gas ist eine von mehreren Flexibilitätsoptionen

Power-to-Gas kann künftig zum Ausgleich von Stromerzeugung und -nachfrage beitragen. Da es aber weitere Flexibilitätsoptionen wie den Ausbau des Stromnetzes oder Demand-Side-Management gibt, entscheidet der Markt darüber, welche Option im konkreten Fall eingesetzt wird. Dazu stellt das im Jahr 2016 beschlossene Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes die Weichen für einen Wettbewerb von flexibler Erzeugung, flexibler Nachfrage und Speichern, um unser Versorgungssystem fit zu machen für wachsende Anteile erneuerbarer Energien.

Weiterführende Informationen:

- [BMW-Themenseite "Energiespeicher"](#)
- [Internetportal "Förderinitiative Energiespeicher"](#)
- [BMW-Themenseite "Strommarkt der Zukunft"](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 26.04.2017 (Ausgabe 07/2017)

Was ist eigentlich der "Wirkungsgrad"?

Wie viel von der Energie, die man einer Anlage zuführt, kommt am Ende als tatsächlich genutzte Energie wieder heraus? Die Antwort auf diese Frage liefert der Wirkungsgrad. Wer mehr darüber wissen möchte, bitte hier entlang.

Darum geht's: Energie möglichst verlustfrei umwandeln

Vor dem Wochenende noch schnell an der Tankstelle um die Ecke volltanken, damit dem sonntäglichen Familienausflug ins Grüne nichts im Wege steht. Leider ist der Tank meist schneller wieder leer als gedacht. Daran ist der geringe Wirkungsgrad des Benzinmotors nicht ganz unschuldig. Von der Energie, die im Benzin steckt, wandelt ein Fahrzeug mit Benzinmotor nämlich gerade einmal rund 35 Prozent in Bewegung um. Die anderen 65 Prozent gehen als Abwärme zumeist ungenutzt verloren – zum Beispiel durch den Motorblock, der sich erwärmt, oder durch Reibung im Antriebsstrang (mehr über Abwärme lesen Sie [hier](#)). Von einer 60-Liter-Tankfüllung werden rein rechnerisch nur 21 Liter für die eigentliche Fortbewegung genutzt.

Etwas besser sieht die Bilanz beim Dieselmotor aus. Er wandelt immerhin fast die Hälfte der Energie aus dem Dieseltreibstoff in Bewegungsenergie um – sein Wirkungsgrad liegt bei 45 Prozent. Doch gegen einen Elektroantrieb sehen beide Verbrennungsmotoren alt aus: E-Autos haben einen Wirkungsgrad von 80 bis 90 Prozent.

Der Wirkungsgrad gibt also an, wie viel von der Energie, die man in den Tank beziehungsweise in die Batterien füllt, an den Antriebsrädern ankommt. Allgemeiner ausgedrückt: Der Wirkungsgrad gibt Aufschluss darüber, welcher Anteil der Energie, die man einer technischen Anlage zuführt, am Ende tatsächlich genutzt wird. Je höher der Wirkungsgrad, umso effizienter arbeitet die Anlage. Der Wirkungsgrad lässt sich mit Werten zwischen 0 und 1 angeben oder – wie im Beispiel oben – in Prozenten. Er kann aber nie den Wert 1 beziehungsweise 100 Prozent erreichen, weil ein Teil der zugeführten Energie immer als Wärme verloren geht.

Ein Spitzenreiter: Kraft-Wärme-Kopplung

Auch bei Kraftwerken spielt der Wirkungsgrad eine große Rolle. Zu den Spitzenreitern zählen die sogenannten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ([KWK-Anlagen](#)). In diesen Anlagen wird – wie im Auto – ein Brennstoff eingesetzt, um mechanische Energie zu erzeugen. Diese wird anschließend in Strom umgewandelt. Dabei entsteht ebenfalls wie beim Auto auch Wärme. In KWK-Anlagen verpufft diese Wärme jedoch nicht, sondern wird zum Heizen genutzt. Der eingesetzte Brennstoff liefert also Strom und Wärme – und sorgt so für einen hohen Wirkungsgrad von bis zu 90 Prozent.

Im Vergleich zu Anlagen, die entweder Strom oder Wärme produzieren, sparen KWK-Anlagen Brennstoff und erzeugen somit weniger Treibhausgase (CO₂). Moderne Anlagen nutzen als Brennstoff neben Erdgas auch erneuerbare Energien wie Biogas, Bioethanol oder Holz, wodurch sich die CO₂-Bilanz zusätzlich verbessert.

KWK ist deshalb ein wichtiger Baustein der Energiewende. Bereits 2015 hat sie ein Fünftel des deutschen Stromverbrauchs gedeckt. Dieser Anteil soll in den kommenden Jahren weiter steigen. Gleichzeitig müssen KWK-Anlagen, die erneuerbare Energien nutzen, flexibler in den Wärme- und Strommarkt eingebunden werden. Beide Ziele sollen ab 2018 durch Ausschreibungen erreicht werden – mehr dazu erfahren Sie [hier](#).

Hohe Förderung für höheren Wirkungsgrad

Bei der Energiewende sind generell neue energieeffiziente Technologien mit hohen Wirkungsgraden gefragt, um die Energieversorgung von morgen sicherzustellen. Die Bundesregierung fördert deshalb die Forschung und Entwicklung im Bereich zukunftsweisender Energietechnologien. So unterstützt sie mit dem derzeitigen [6. Energieforschungsprogramm](#) Unternehmen und Forschungseinrichtungen dabei, neue Technologien für die Energieversorgung von morgen zu erforschen und zu entwickeln. Es trägt gezielt dazu bei, den Wirkungsgrad von Photovoltaik, Brennstoffzellen, solarthermischen Kraftwerken und vielen anderen Technologien mit Zukunftspotenzial zu steigern.

Weiterführende Informationen:

- [BMW-Dossier Elektromobilität in Deutschland](#)
- [BMW-Themenseite Kraft-Wärme-Kopplung](#)
- [BMW-Übersichtsseite Energieforschung](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 23.05.2017 (Ausgabe 09/2017)

Was ist eigentlich das "Netzentgelt"?

Muss sich der Strom ein Zugticket kaufen, um vom Produzenten zum Verbraucher zu kommen? Was zunächst seltsam klingt, ist von der Wirklichkeit gar nicht so weit entfernt. Warum, erfahren Sie hier.

Darum geht's: Eine Gebühr für die Nutzung des Stromnetzes bezahlen – damit es erhalten und ausgebaut werden kann

Wer in seiner Heimatstadt in den Zug steigt, braucht ein Ticket. Denn der Betrieb des Schienennetzes, das ganz Deutschland umfasst, kostet Geld: den Arbeitslohn der Zugführer, die Kosten für Anschaffung und Wartung der Züge, Ausgaben für die Organisation des Betriebsablaufes und vor allem die Kosten für Aufbau und Instandhaltung des Schienennetzes. Was beim Zugfahren das Ticket, ist beim Strom das Netzentgelt. Damit der Strom von dort, wo er produziert wird, zum Verbraucher kommt, muss er durch das Stromnetz fließen. Und für die Nutzung des Stromnetzes fällt eine Gebühr an: das Netznutzungsentgelt, kurz Netzentgelt.

Betrieb und Ausbau des Stromnetzes kosten Geld

Das deutsche Stromnetz besteht aus vielen, oft lokalen Verteilnetzen und dem überregionalen Übertragungsnetz. Das Übertragungsnetz ist in vier Gebiete aufgeteilt. Für jedes Gebiet gibt es einen verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber: TenneT und 50Hertz decken den Norden und den Osten des Landes ab, Amprion und TransnetBW den Westen und Südwesten. Diese vier Übertragungsnetzbetreiber und die rund 900 Betreiber der lokalen Verteilnetze sind für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Stromnetzes und seinen weiteren Ausbau verantwortlich. Die dabei anfallenden Kosten können sie anteilig den Stromanbietern in Rechnung stellen, die das Netz nutzen, um ihren Strom zu den Verbrauchern zu transportieren. Die Stromanbieter wiederum geben die Kosten mit der Stromrechnung an ihre Kunden weiter – in Form des Netzentgelts pro verbrauchter Kilowattstunde Strom.

Netzentgelt gerechter verteilen

Die Höhe des Netzentgelts lag für Haushaltskunden 2016 bei durchschnittlich 6,71 Cent pro Kilowattstunde Strom. Allerdings sind die Netzentgelte von Region zu Region unterschiedlich – je nach Auslastung des Netzes, nach Alter und Qualität der Stromleitungen und vielen anderen Faktoren.

Das derzeitige Problem mit den regional unterschiedlichen Netzentgelten verdeutlicht folgendes Beispiel: Um den sauber produzierten Strom von den vielen Windkraftanlagen in Norddeutschland überhaupt ins Netz einspeisen zu können, müssen die regionalen Netze besonders dringend ausgebaut werden. Die Kosten dafür legen die dortigen Netzbetreiber auf das Netzentgelt um. Es ist in diesen Regionen, beispielsweise in Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern, deshalb besonders hoch. Der Strom wird zukünftig aber nicht nur in Norddeutschland verbraucht, sondern auch im Westen und Süden des Landes dringend benötigt. Deshalb ist es ungerecht, dass die Norddeutschen für den Netzausbau dauerhaft stärker zur Kasse gebeten werden als in diesem Beispiel die West- und Süddeutschen. Genau hier setzt das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) an. Es gleicht unter anderem die Übertragungsnetzentgelte schrittweise an, sodass sie ab 2023 überall in Deutschland gleich hoch sein sollen (mehr zum NEMoG erfahren Sie [hier](#)).

Vermiedene Netzentgelte

Mit dem NEMoG gibt es noch eine weitere Änderung. Wer Strom ins lokale Verteilnetz einspeist, erhält dafür das sogenannte „vermiedene Netzentgelt“. Als der Gesetzgeber die vermiedenen Netzentgelte im Jahr 2005 eingeführt hat, ging man davon aus, dass lokal erzeugter Strom Kosten des Netzaufbaus vermeidet: Der lokale Strombedarf kann mit vor Ort erzeugtem Strom gedeckt und dadurch die Nutzung vorgelagerter Übertragungsnetze vermieden werden. In der Praxis hat sich jedoch gezeigt, dass dezentral erzeugter Strom nicht immer vor Ort verbraucht wird, sondern durch das Übertragungsnetz an den Verbrauchsort transportiert werden muss. Insbesondere Strom aus Solar- und Windkraftanlagen vermeidet heute keinen Netzausbau mehr, sondern macht ihn notwendig. Deshalb werden die vermiedenen Netzentgelte reformiert (mehr darüber lesen Sie [hier](#)).

Höhe des Netzentgelts klar geregelt

Das Netzentgelt dürfen die Netzbetreiber übrigens nicht wahllos festlegen. Hier macht der Staat klare Vorgaben, die von der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden umgesetzt werden. Danach darf der Erlös aus dem Netzentgelt eine bestimmte Grenze nicht überschreiten. Diese Grenze wird in einem aufwendigen Verfahren errechnet, bei dem es sich für die Netzbetreiber beispielsweise auszahlt, wenn sie möglichst effizient arbeiten. Mehr zum Thema Erlösobergrenze erfahren Sie [hier](#).

Weiterführende Informationen:

- [BMW-Themenseite "Regulierung der Netzentgelte"](#)
- [Informationsseite der Bundesnetzagentur "Was ist ein Netzentgelt?"](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 25.07.2017 (Ausgabe 13/2017)

Was ist eigentlich eine "Blockchain"?

Blockchain – eine Technologie, die durch die virtuelle Währung Bitcoin bekannt ist, kommt nun auch im Energiebereich zum Einsatz. Doch was genau ist eine "Datenblockkette"? Und wie kann sie bei der Energiewende helfen? Die Antworten bekommen Sie hier.

Darum geht's: Dezentrale Netzwerke nutzen, um Transaktionen im Energiebereich direkt und sicher durchzuführen

Windräder auf den Feldern vor der Stadt, Solaranlagen auf den Dächern überall im Viertel, ein Mini-Kraftwerk im Keller des Nachbarn: Die Energiewende führt zu einer stark dezentralisierten Stromversorgung. Statt einiger großer Kraftwerke werden immer mehr kleinere Anlagen zur Stromerzeugung genutzt. Und der Verbraucher ist nun immer öfter auch Stromproduzent – Stichwort ["Prosumer"](#).

Zur neuen dezentralen Energiewelt passt die ebenfalls dezentrale Blockchain-Technologie. Sie ermöglicht es zum Beispiel, den Strom aus dem Mini-Kraftwerk des Nachbarn direkt ins eigene Haus zu leiten, ohne einen Energieversorger zwischenschalten.

Alles fing mit Bitcoins an

Ursprünglich wurden Blockchains entwickelt, um mit der virtuellen Währung Bitcoin im Internet sicher bezahlen zu können – und zwar ohne Umwege, also ohne zwischengeschaltete Bank. Eine Transaktion direkt zwischen Käufer und Verkäufer.

Damit eine solche Transaktion sicher über die Bühne geht, wird ein dezentrales „Vertrauensnetzwerk“ benötigt: Die Daten über Zahlungssender, -empfänger und -höhe werden nicht nur auf den beiden Rechnern von Käufer und Verkäufer gespeichert, sondern zusätzlich in einer dezentralen Datenbank. Diese besteht aus einem Netzwerk von beliebig vielen Rechnern anderer Nutzer. Die Daten der Transaktion werden verschlüsselt, sodass niemand außer den beiden Beteiligten die Details einsehen kann. Anschließend wird die Transaktion als Datenblock auf allen Rechnern des Netzwerks gespeichert. Jeder neue Datenblock übernimmt dabei Informationen aus dem vorherigen, an den er angehängt wird. Dadurch entsteht nach und nach eine Kette, in der jeder „Block“ mit allen vorherigen untrennbar verbunden ist. Und in der alle Rechner ständig kontrollieren, ob alle Kettenglieder zusammenpassen. Wer also die Daten einer Transaktion – und damit eines Blockes – verändern wollte, müsste die ganze Kette auf allen Rechnern gleichzeitig manipulieren – ein immenser Aufwand, der die Blockchain-Technologie besonders sicher macht.

Pilotprojekte in den USA ...

Blockchains werden derzeit hauptsächlich im Zahlungsverkehr mit Bitcoins eingesetzt. Aber auch im Energiesektor bieten sie zahlreiche Anwendungsmöglichkeiten, zum Beispiel um dezentral erzeugte Energie auch direkt dezentral zu verteilen. Erste Pilotprojekte laufen bereits – eines der bekanntesten dürfte das "Brooklyn Microgrid"-Projekt in New York sein. Hier sind im April 2016 erstmals zehn Häuser zu einem dezentralen Stromnetz zusammengeschaltet worden. Fünf von ihnen haben eine Solaranlage auf dem Dach, die anderen fünf nicht. Der Strom, den die Häuser mit Solaranlagen nicht selbst verbrauchen, wird an die fünf anderen Häuser verkauft. Zusammen mit [Smart Meter](#), die den Stromfluss erfassen, und Smart Contracts, mit denen die vertraglichen Vereinbarungen selbstständig ausgeführt werden, sorgt die Blockchain dafür, dass die Transaktionen von Strom und dem dafür zu zahlenden Betrag sicher und auf direktem Wege zwischen den beteiligten Haushalten durchgeführt werden können.

... und in Deutschland

Auch in Deutschland wird die Blockchain im Energiesektor getestet, zum Beispiel von Übertragungsnetzbetreiber TenneT und Batteriespeicherhersteller Sonnen. Dabei sollen bis Mitte des Jahres bis zu 6.000 Photovoltaik-Heimspeicher vernetzt werden, um für mehr Flexibilität im Stromnetz zu sorgen. Produzieren beispielsweise Windkraft- und Solaranlagen mehr Strom, als gerade benötigt wird, kann er im Heimspeicher-Netzwerk zwischengespeichert werden. Wenn kein Wind weht und die Sonne nicht scheint, kann der gespeicherte Strom zurück ins Stromnetz und zu den Verbrauchern fließen. Per Blockchain sind die Speicher untereinander vernetzt, sodass sich genau festhalten lässt, welcher Speicher wie viel Strom zusätzlich aufgenommen und wieder abgegeben hat. Das ist vor allem für die Abrechnung wichtig, da die Teilnehmer den zusätzlich aufgenommenen Strom kostenlos verbrauchen dürfen. Anders als beim "Brooklyn Microgrid" steht bei diesem Pilotprojekt allerdings nicht der Austausch von Strom zwischen Prosumern im Vordergrund, sondern die Stabilisierung des Stromnetzes.

Viel Potenzial, viele Herausforderungen

Noch ist nicht abzusehen, ob Blockchain-Anwendungen auch über die Pilotprojekte hinaus geeignet sind, die Energiewende in großem Maßstab zu unterstützen. Die bisherigen Erfahrungen sind zumindest erfolgversprechend. Falls sie sich vom Kleinen aufs Große übertragen lassen, könnten Blockchains Stromangebot und -nachfrage flexibler machen und so dazu beitragen, die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität zu stärken. Als nächster Schritt wäre dann sogar ein vollständig digitaler, sich selbst steuernder Strommarkt denkbar, in dem Energie immer genau dort erzeugt und ins Netz eingespeist wird, wo sie gerade benötigt wird. Allerdings sind neben technischen auch noch viele rechtliche und regulatorische Fragen offen, zum Beispiel welche Regeln zwischen den Prosumern gelten und wer wem welche Leistungen überhaupt in Rechnung stellen darf. Hier müssen in den nächsten Jahren die richtigen Antworten gefunden werden.

Weiterführende Informationen:

- [BMW-Themenseite "Die Digitalisierung der Energiewende"](#)
- [Dialog-Veranstaltung der Deutschen Energie-Agentur zum Thema](#)
- ["Von Bitcoin zu Smart Contract" – Schlaglichter der Wirtschaftspolitik](#)
- [Internetseite von Bitcoin](#)
- [Internetseite zum "Brooklyn Microgrid"-Projekt \(Englisch\)](#)
- [Weitere Infos zum TenneT/Sonnen-Projekt](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 13.06.2017 (Ausgabe 10/2017)

Was ist eigentlich ein "Netzentwicklungsplan"?

Bis zum 16. Oktober 2017 können Bürgerinnen und Bürger zu den aktuellen Netzentwicklungsplänen Stellung nehmen. Aber wozu nehmen die Pläne selbst eigentlich Stellung? Für nähere Informationen bitte hier entlang.

Darum geht's: Das Stromnetz an die Anforderungen der Zukunft anpassen

Die einen produzieren Strom, die anderen nutzen ihn. Was relativ simpel klingt, funktioniert tatsächlich nur mit detaillierter Planung. Nur mit genügend Weitsicht lässt sich gewährleisten, dass der zunehmend aus erneuerbaren Energien stammende Strom auch in Zukunft verlässlich zu den Verbrauchern gelangt und das Netz nicht über seine Kapazitätsgrenzen hinaus belastet wird. Weil die Stromproduktion immer stärker im windreichen Norden und Osten der Republik stattfindet, die großen industriellen Verbraucher aber im Süden und Westen Deutschlands beheimatet sind, müssen wir unser Übertragungsnetz ausbauen. Netzentwicklungspläne (NEP) zeigen, wo nach Meinung der vier großen Netzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW der Bedarf an neuen Leitungen beziehungsweise an Verstärkungen bestehender Leitungen über die Vorhaben hinausgeht, die vom Gesetzgeber bereits beschlossen wurden.

Die Prognosen reichen bis ins Jahr 2035

Es gibt einen Netzentwicklungsplan für das bundesweite Stromnetz an Land (NEP Strom) sowie einen Offshore-Netzentwicklungsplan für die Anbindung der Windkraftanlagen in Nord- und Ostsee (O-NEP). In beiden Plänen beschreiben die Netzbetreiber Um-, Ausbau- und Modernisierungsmaßnahmen, die sie für notwendig halten, um auch in Zukunft eine sichere Stromversorgung gewährleisten zu können. Dabei schauen sie weit voraus – aktuell bis zum Jahr 2035. Grundlage für die Erstellung dieser NEP ist das Energiewirtschaftsgesetz. Doch wie gelangen die Netzbetreiber zu solch langfristigen Vorhersagen?

Szenarien und Marktmodelle: So entsteht ein Netzentwicklungsplan

Grundlage für die Erstellung der NEP bildet der sogenannte Szenariorahmen. Er bringt Prognosen zur zukünftigen Stromerzeugung und zum zukünftigen Stromverbrauch zusammen und gibt Auskunft darüber, welche Strommengen voraussichtlich im bundesweiten Netz transportiert werden müssen. Die Netzbetreiber nutzen die Daten aus dem Szenariorahmen für eine Marktsimulation. Dabei regionalisieren sie die bundesweiten Werte und ermitteln, wie viel Leistung maximal an jedem Knotenpunkt im Stromnetz zur Verfügung steht, wenn alle Energiequellen – konventionelle Kraftwerke und Erneuerbare-Energien-Anlagen – einbezogen werden. Ein Modell errechnet nun die Austausch-Strommengen zwischen einzelnen Regionen. Basierend darauf wird der Übertragungsbedarf ermittelt: Wie viel Strom müssen die Netze bei hoher Auslastung transportieren können? Diese Daten im Blick schauen die Übertragungsnetzbetreiber auf das aktuelle Netz und die bereits beschlossenen Ausbaumaßnahmen. Reichen diese aus oder besteht weiterer Handlungsbedarf? Über das Ergebnis der Prüfung gibt der NEP Auskunft.

Beteiligungsmöglichkeiten für interessierte Bürgerinnen und Bürger

Anfang des Jahres hatten die Übertragungsnetzbetreiber zu ihren ersten Entwürfen der aktuellen NEP bereits die Öffentlichkeit befragt. Mehr als 2.000 Stellungnahmen gingen ein. Die überarbeiteten Entwürfe wurden im Mai an die Bundesnetzagentur (BNetzA) übermittelt. Diese ist zuständig für die Beurteilung der Pläne. Nach aktuellem Stand der Prüfung hält die BNetzA 90 der 160 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen in der aktuellen Version des NEP Strom für erforderlich. 70 Maßnahmen werden als gegenwärtig nicht bestätigungsfähig eingestuft. Mehr zu

den vorläufigen Prüfergebnissen findet sich [hier](#).

Die BNetzA stellt die NEP nun erneut zur Diskussion. Alle Interessierten haben bis zum 16. Oktober 2017 Gelegenheit, ihre Einschätzung, Ideen und Hinweise einzubringen ([zum Onlineformular](#)). Begleitend dazu bietet die BNetzA Informationsveranstaltungen an. Die nächsten Termine sind am 14. September in [Leipzig](#), am 19. September in [Düsseldorf](#) und am 20. September in [Hamburg](#).

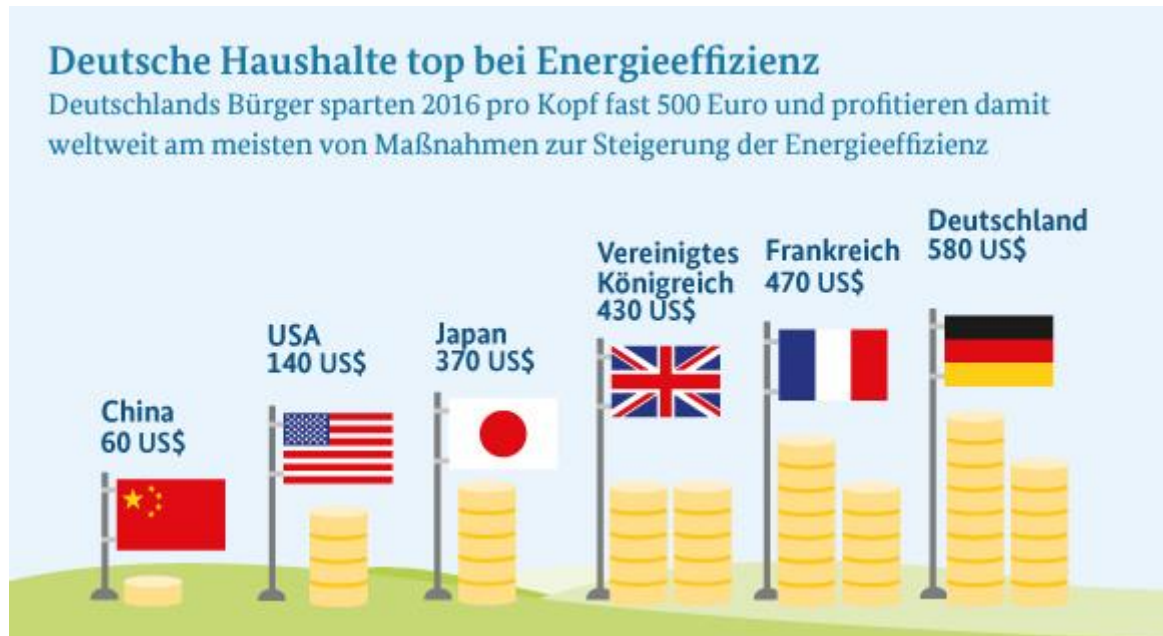
Weiterführende Informationen:

- [BMW-Dossier "Netze und Netzausbau"](#)
- [Pressemitteilung der BNetzA zum Start der Konsultation](#)
- [Informationen der BNetzA zu den NEP](#)
- [Animationsfilm "Fünf Schritte zum Netzausbau"](#)
- [Animationsfilm der Netzbetreiber zur Entwicklung des NEP Strom](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 12.09.2017 (Ausgabe 14/2017)

Energieeffizienz zahlt sich für deutsche Haushalte aus

Laut der Internationalen Energieagentur (IEA) sparen die Haushalte in Deutschland durch umgesetzte Energieeffizienzmaßnahmen weltweit am meisten Energiekosten: fast 500 Euro pro Kopf im Jahr.



© BMWi; Datenbasis: IEA

Deutschlands Bürger profitieren im internationalen Vergleich betrachtet am stärksten von umgesetzten Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz. Ihre Ausgaben für Energie fielen laut IEA 2016 pro Kopf um 580 US-Dollar (fast 500 Euro) geringer aus; ohne Energieeffizienzmaßnahmen seit dem Jahr 2000 würden die energiebezogenen Ausgaben der Haushalte um 27 Prozent höher liegen. Daraus resultiert eine Gesamtersparnis für die Haushalte von 45 Milliarden US-Dollar (38,3 Milliarden Euro) in 2016.

Fatih Birol, Exekutivdirektor der IEA präsentierte diese Zahlen am 5. Oktober anlässlich der Vorstellung des Energy Efficiency Market Report 2017 im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in Berlin. Der Report zeigt, dass Energieeffizienzpolitik neben der Vermeidung von Treibhausgasemissionen und der Verbesserung der Energieversorgungssicherheit auch in starkem Maße den Haushalten zugutekommt.

Energieeffizienz als wesentliche Säule der Energiewende weltweit

Dem IEA-Report zufolge sind die Steigerungen der globalen Energieeffizienz die Hauptursache dafür, dass die energiebedingten Treibhausgasemissionen global seit 2014 stagnieren. Ohne Anstrengungen zur Steigerung der Energieeffizienz seit dem Jahr 2000 wäre der globale Energieverbrauch in 2016 um 12 Prozent höher ausgefallen. Damit ist die Energieeffizienz eine wesentliche Säule der Energiewende in Deutschland und Europa, aber auch einer zunehmenden Zahl von Staaten weltweit.

Mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) hat die Bundesregierung in der vergangenen Legislaturperiode das bestehende Effizienz-Instrumentarium in Deutschland weiterentwickelt und gestärkt. Vor allem die Förderung von Investitionen in das Energiesparen wurde erhöht – für die

Energieeffizienz-Förderprogramme des BMWi stehen im Zeitraum 2016 bis 2020 insgesamt rund 17 Milliarden Euro zur Verfügung.

Energieeffizienz ist ein Milliardenmarkt mit großen ökonomischen Chancen: Im Jahr 2016 betragen die globalen Investitionen in Energieeffizienz laut IEA 231 Milliarden US-Dollar. Die IEA veröffentlicht jährlich den Energy Efficiency Market Report, mit dem sie die Entwicklung von Energieeffizienzmärkten, spezifische Dynamiken in einzelnen Staaten, Sektoren und Technologiebereichen sowie politische und regulatorische Rahmenbedingungen für Energieeffizienz auf globaler Ebene analysiert.

Weiterführende Informationen:

- [BMW-Dossier "Energieeffizienz"](#)
- [BMW-Themenseite "Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz"](#)
- [IEA Internationale Energieagentur](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 10.10.2017 (Ausgabe 15/2017)

Was ist eigentlich ein "Interkonnektor"?

Käse aus Frankreich, Wein aus Italien, Strom aus den Niederlanden – in der EU alles möglich. Aber wie kommt der Strom überhaupt über die Grenze? Für nähere Informationen bitte hier entlang.

Darum geht's: Strom innerhalb der EU grenzüberschreitend transportieren

Wer innerhalb der EU von einem Land in ein anderes reist, kommt in der Regel ohne Kontrolle über die Grenze. Das gilt auch für Strom. Er kann zum Beispiel ungehindert von Deutschland nach Frankreich oder von Österreich nach Deutschland fließen. Genauso wie die EU-Bürgerinnen und Bürger braucht aber auch der Strom einen Grenzübergang – den sogenannten Interkonnektor.

Länder per Stromleitung verbinden

Ein Interkonnektor ist eine Stromleitung, die über die Grenze zweier benachbarter Länder führt. Entweder also eine Freileitung, die an Strommasten hängt, oder ein Erdkabel. In der EU sind die Übertragungsnetze aller Länder mit Interkonnektoren verbunden. Sie ermöglichen einerseits einen grenzüberschreitenden Stromhandel und erhöhen andererseits die Versorgungssicherheit. Wenn in Deutschland zum Beispiel gerade Windflaute herrscht, können wir Wasserkraftstrom aus den Alpenländern importieren. Wenn dagegen in Frankreich Knappheit bei der Stromerzeugung herrscht, unsere Windräder aber auf Hochtouren laufen, können wir Strom an unsere französischen Nachbarn exportieren. Übrigens: Seit 2003 hat Deutschland jedes Jahr mehr Strom exportiert als importiert, zuletzt fast 56 Milliarden Kilowattstunden. Das sind mehr als acht Prozent des deutschen Inlandsverbrauchs.

Deutschland als "Drehscheibe" in Europa

Die nationalen Übertragungsnetze und die verbindenden Interkonnektoren zwischen den Ländern bilden gemeinsam das europäische Verbundnetz. Deutschland liegt aufgrund seiner geografischen Lage mitten drin und ist deshalb eine Art Drehscheibe für Strom aus vielen anderen EU-Ländern. Entsprechend gut ist Deutschland mit Interkonnektoren ausgestattet – besonders an den Grenzen nach Österreich, der Schweiz, den Niederlanden und Frankreich. Darüber hinaus sind bereits weitere neue Interkonnektoren geplant. Prominente Beispiele sind das NordLink-Vorhaben zwischen Deutschland und Norwegen und das ALEGrO-Vorhaben zwischen Deutschland und Belgien (eine komplette Übersicht finden Sie im [Netzentwicklungsplan](#)). Damit soll auch ein Beschluss der EU-Kommission umgesetzt werden: Bis 2020 muss jeder Mitgliedsstaat in der Lage sein, zehn Prozent seiner Stromproduktionskapazität über die Landesgrenze zu transportieren. Dadurch soll der europäische Stromhandel weiterwachsen und eine Energieunion ähnlich des europäischen Binnenmarktes entstehen. Deutschland hat zwar in absoluten Zahlen die meisten Interkonnektoren aller EU-Länder, erreicht damit aber derzeit noch nicht die 10-Prozent-Marke. Hier sind die kleineren Länder mit einer niedrigen Stromproduktionskapazität klar im Vorteil: Ihnen reichen oft die wenigen bereits bestehenden Interkonnektoren, um die EU-Vorgaben zu erfüllen.

Weiterführende Informationen:

- [BMWi-Themenseite "Ein Stromnetz für die Energiewende"](#)
- [Informationen der BNetzA zu den Netzentwicklungsplänen \(NEP\)](#)
- [NEP Strom: Bedarfsermittlung 2017-2030 \(PDF\)](#)
- [Animationsfilm "Fünf Schritte zum Netzausbau"](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 10.10.2017 (Ausgabe 15/2017)

Was ist eigentlich "Direktvermarktung"?

Produzenten von Strom aus Erneuerbaren müssen diesen meist selbst vermarkten. Was das mit Landwirten, Tomaten und mehr Versorgungssicherheit zu tun hat? Die Antworten erhalten Sie hier.

Darum geht's: den selbst produzierten Strom aus Erneuerbaren auch selbst an der Strombörse vermarkten

Wer frisches Gemüse kaufen will, geht normalerweise in den Supermarkt. Dort findet er alles, was das Herz – und der Magen – begehrt: Tomaten, Kartoffeln, Karotten und vieles mehr. Der Supermarkt kauft diese Produkte (zumindest teilweise) bei Landwirten aus der Region ein und verkauft sie an seine Kunden weiter.

So ähnlich hat lange Zeit auch der Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien funktioniert: Die Betreiber von Windenergie-, Solar- oder Biomasseanlagen haben ihren Strom an die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) übertragen. Hierfür erhielten sie eine kostendeckende Vergütung. Der ÜNB hat den Strom an der Strombörse vermarktet. Dort wird er von Energieversorgern gekauft und findet so seinen Weg zum Endverbraucher. Die Differenz aus der Vergütung und den Verkaufserlösen der ÜNB wird in Form der EEG-Umlage auf alle Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher umgelegt.

Dass das Ganze auch anders geht, weiß jeder, der auf dem Land lebt – und seine Tomaten statt im Supermarkt direkt beim Bauern seines Vertrauens kaufen kann. Die so genannte "Direktvermarktung" wurde 2012 beim Strom aus Erneuerbaren eingeführt – zunächst freiwillig, ab 2014 dann verpflichtend für alle Anlagen ab einer bestimmten Größe (derzeit ab 100 Kilowatt). Seitdem können die Anlagenbetreiber ihren Strom nicht mehr einfach an den Übertragungsnetzbetreiber verkaufen. Sie müssen ihn selbst an der Strombörse vermarkten – oder vermarkten lassen.

Die Rechnung geht auf

Obwohl es "Direktvermarktung" heißt, vermarkten die meisten Anlagenbetreiber ihren Strom nicht selbst an der Strombörse. Stattdessen übertragen sie diese Aufgabe einem Unternehmen, das sich darauf spezialisiert hat: einem sogenannten Direktvermarkter. Der Anlagenbetreiber erhält seine Vergütung nun vom Direktvermarkter. Dieser verkauft den Strom an der Börse. Da die Börsenerlöse in der Regel nicht ausreichen, um die Anlagen zu refinanzieren, wird zusätzlich eine Marktprämie ausbezahlt. Der Anlagenbetreiber erhält vom Direktvermarkter eine Mischung aus Börsenerlös und Marktprämie abzüglich einer Provision für den Direktvermarkter.

Jetzt wird es interessant: Wer mit einer kleinen Anlage (weniger als 100 Kilowatt) Strom aus Erneuerbaren produziert und ihn deshalb nicht direkt vermarkten muss, erhält für jede Kilowattstunde (kWh) Strom eine feste staatliche Vergütung – sagen wir 12 Cent pro kWh. Wenn ein Anlagenbetreiber, der seinen Strom direkt vermarkten muss, an der Börse nur 4 Cent pro kWh erhält, wäre er klar im Nachteil. Deshalb gibt es bei der Direktvermarktung die sogenannte Marktprämie. Sie gleicht den Unterschied zwischen dem durchschnittlichen Börsenpreis und dem sogenannten anzulegenden Wert aus. Dieser Wert ist – vereinfacht gesagt – vergleichbar mit der festen staatlichen Vergütung, wird aber nicht mehr administrativ, sondern seit Jahresbeginn in Ausschreibungen ermittelt (mehr zum Thema Ausschreibungen erfahren Sie [hier](#)). Wenn der anzulegende Wert ebenfalls 12 Cent pro kWh beträgt, gleicht die Marktprämie den Unterschied zu den 4 Cent Börsenstrompreis aus, beträgt also 8 Cent.

Da für die Berechnung der Marktprämie der durchschnittliche monatliche Börsenstrompreis

angesetzt wird, kann man mit einer geschickten Direktvermarktung und Auslegung der Anlage mehr Geld rausholen als die 12 Cent: Wenn an einem Tag besonders viel Strom nachgefragt wird und deshalb die Preise an der Strombörse steigen, profitiert der, der seinen Strom genau jetzt verkauft. Andersherum gilt aber auch: Wer dann verkauft, wenn der Börsenstrompreis gerade im Keller ist, verdient weniger. Dadurch sollen die Anlagenbetreiber angehalten werden, ihre Stromproduktion der tatsächlichen Nachfrage anzugleichen.

Außerdem soll die Planbarkeit verbessert werden: Welche Erneuerbare-Energien-Anlage liefert wann wie viel Strom? Solche Prognosen sind für ein stabiles Stromnetz wichtig, für die Anlagenbetreiber jedoch mit zusätzlichen Kosten verbunden – zum Beispiel für die exakte Auswertung von Wetterdaten. Deshalb enthält der anzulegende Wert von 12 Cent aus dem Beispiel oben auch noch die sogenannte Managementprämie. Sie gleicht die Kosten, die mit der Direktvermarktung verbunden sind, anteilig aus.

Erneuerbare tragen zur sicheren Stromversorgung bei

Durch die Direktvermarktung übernehmen Anlagenbetreiber, die Strom aus Erneuerbaren produzieren, die gleiche Verantwortung wie die Betreiber konventioneller Kraftwerke: Sie sagen ihre Produktionsmenge verlässlich voraus und haben einen Anreiz, ihre Produktion der Nachfrage anzupassen, indem sie ihre Anlage zum Beispiel bei negativen Preisen abregeln oder drosseln. Dadurch tragen sie zu einem stabilen Stromnetz und einer sicheren Versorgung bei – und somit zum Erfolg der Energiewende.

Übrigens: Seit 2015 gibt es auch in Frankreich ein Gesetz zur Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren. Gemeinsamkeiten und Unterschiede zwischen beiden Ländern lassen sich [im aktuellen Hintergrundpapier](#) der Energiebörse EPEX SPOT und des Deutsch-Französischen Büros für die Energiewende (DFBEW) nachlesen.

Weiterführende Informationen:

- [BMW-Themenseite "Förderung der erneuerbaren Energien"](#)
- [BMW-Quartalsbericht: Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien \(PDF\)](#)
- [Hochrechnungen der tatsächlichen Stromproduktion mit Direktvermarktung](#)
- [Hintergrundpapier zur Direktvermarktung von erneuerbaren Energien an der Strombörse](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 07.11.2017 (Ausgabe 16/2017)

World Energy Outlook 2017: Erneuerbare weltweit auf dem Vormarsch

Erneuerbare werden kostengünstiger und leisten künftig weltweit immer mehr. Energie wird zunehmend elektrisch. Um die Pariser Klimaziele zu erreichen, muss aber noch mehr investiert werden, prognostiziert der aktuelle World Energy Outlook. Bislang reichen die Anstrengungen der Staatengemeinschaft noch nicht aus.



© iStock.com/imacoconut

Das globale Energiesystem steht vor großen Veränderungen: Das zeigt die Internationale Energieagentur (IEA) in ihrem neuesten World Energy Outlook (WEO).

Hauptursache: Erneuerbare-Energien-Technologien werden immer günstiger. Die Kosten für Photovoltaik-Anlagen sind seit 2010 um 70 Prozent zurückgegangen, für Windkraftanlagen um 25 Prozent. Dadurch erhalten Erneuerbare global einen kräftigen Schub. In vielen Ländern werden sie zur kostengünstigsten Option für eine neue Stromerzeugung.

Von den weltweiten Investitionen in die Stromerzeugung werden zwei Drittel in erneuerbare Energien fließen, prognostiziert die IEA – vorausgesetzt, die von den Staaten angekündigten energiepolitischen Maßnahmen werden bis 2040 umgesetzt. Erneuerbare werden dann einen Anteil von 40 Prozent an der Stromerzeugung haben. Weltweit wird die Photovoltaik die wichtigste CO₂-arme Energieform werden; vor allem dank ihrer Ausbreitung in China und Indien. In der Europäischen Union werden ab 2030 insbesondere Windkraft-Technologien dominieren.

Zusammen mit Erdgas nehmen Erneuerbare eine wichtige Rolle ein, um den global wachsenden Bedarf an Energie zu decken. Die IEA geht von einem Anstieg des Energieverbrauchs weltweit um rund 30 Prozent bis 2040 aus, wenn die aktuelle Politik (New Policies Scenario) weitergeführt wird. Bereits ergriffene und geplante Energieeffizienzmaßnahmen machen sich dabei bereits bemerkbar: Ohne sie fiele der Anstieg des Energieverbrauchs doppelt so hoch aus.

Allerdings macht die IEA in ihrem Bericht auch deutlich, dass die aktuelle Politik nicht ausreicht, um einen Anstieg der energiebedingten CO₂-Emissionen zu verhindern und schwerwiegende Folgen des

Klimawandels zu vermeiden. In einem ergänzenden Szenario zur nachhaltigen Entwicklung (Sustainable Development Scenario) benennt die IEA deshalb notwendige Maßnahmen, um bis 2040 einen wesentlichen Beitrag zur Klimastabilisierung zu leisten. Damit würden auch entscheidende Fortschritte beim Zugang zu Energie in Entwicklungsländern und bei der Luftreinhaltung erreicht werden. Notwendig wären dafür Investitionen von 69 Billionen US-Dollar, wobei bereits die aktuelle Politik Investitionen von 60 Billionen US-Dollar erfordert. Entscheidend ist, so der WEO, dass der politische Rahmen und die Preissignale stimmen. Subventionen für den verschwenderischen Verbrauch fossiler Energien müssten zurückgefahren werden; sie waren 2016 mit rund 260 Milliarden US-Dollar weltweit doppelt so hoch wie Fördergelder für den Ausbau erneuerbarer Energien.

Im WEO werden darüber hinaus aktuelle sektorale und regionale Veränderungen analysiert:

Im globalen Energiesystem wächst die Bedeutung von Strom am Energieverbrauch. Ihr Anteil am Endenergieverbrauch steigt bis 2040 auf fast ein Viertel. Schon 2016 waren die Ausgaben für Strom weltweit fast genauso hoch wie für Mineralölzeugnisse. 40 Prozent des weltweiten Anstiegs des Endenergieverbrauchs entstehen durch eine steigende Nachfrage nach Strom. Dazu tragen industrielle Elektromotoren ebenso bei wie Elektrogeräte und Klimaanlage. Strom dringt auch zunehmend in die Bereiche Wärmeerzeugung und Verkehr vor. So geht die IEA von einem schrittweisen Anstieg der Zahl an Elektroautos von derzeit zwei Millionen auf 280 Millionen in 2040 aus.

Entscheidungen in China, die nationale Energieversorgung künftig sauberer und effizienter zu gestalten, werden einen gewaltigen Einfluss auf den globalen Trend hin zu einer CO₂-armen Energieversorgung haben, so die IEA. Impulse gehen vom verstärkten Ausbau sauberer Energien beim weltgrößten Energieverbraucher aus. Ein Drittel der künftigen Windstrom- und Photovoltaikkapazitäten entsteht demnach in China. Mit voraussichtlich 280 Milliarden Kubikmetern Erdgas, die China 2040 importiert, wird das Land darüber hinaus zu einem der Hauptakteure des Weltgashandels werden.

Auch in den Vereinigten Staaten setzen sich die Veränderungen im Öl- und Gassektor fort. Bei der Schiefergas- und Schieferölförderung können neue Vorkommen kosteneffizient erschlossen werden, so dass die USA, die bereits jetzt Nettoexporteur von Gas sind, bis zum Ende der 2020er Jahre auch Nettoexporteur von Öl werden könnten. Die bisherigen internationalen Handelsströme werden sich dadurch weiter verändern. Zugleich werden Investitionen in energieintensive Wirtschaftszweige in Nordamerika begünstigt.

Weiterführende Informationen:

- [World Energy Outlook 2017 zum Herunterladen \(deutsche Version\)](#)

Quelle: Newsletter „Energiewende direkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 05.12.2017 (Ausgabe 17/2017)