

---

# 12 Thesen zur Energiewende

---

**IMPULSE**

---

November 2012

---

**Agora**  
Energiewende



---

# 12 Thesen zur Energiewende

---

## IMPRESSUM

---

### IMPULSE

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten  
Herausforderungen im Strommarkt  
(Langfassung)

Dieses Dokument skizziert grundlegende Thesen zur  
Energiewende, die der Arbeitsstab von Agora Energie-  
wende für die Diskussion im Rat der Agora entwickelt  
hat. Diese Thesen spiegeln nicht die Meinung der Rats-  
mitglieder wider.

---

### ERSTELLT VON AGORA ENERGIEWENDE

Agora Energiewende  
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin  
T +49. (0) 30. 284 49 01-00  
F +49. (0) 30. 284 49 01-29  
[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)  
[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

Satz:  
UKEX GRAPHIC  
[www.ukex.de](http://www.ukex.de)

Druck: Oktoberdruck, Berlin

Titelbild: © iStockphoto.com/visdia

Veröffentlichung: November 2012  
Überarbeiteter Nachdruck: Februar 2013

---

**008/01a-I-2013/DE**

Gedruckt auf 100% Recycling Naturpapier  
FSC® Circleoffset Premium White

# Vorwort

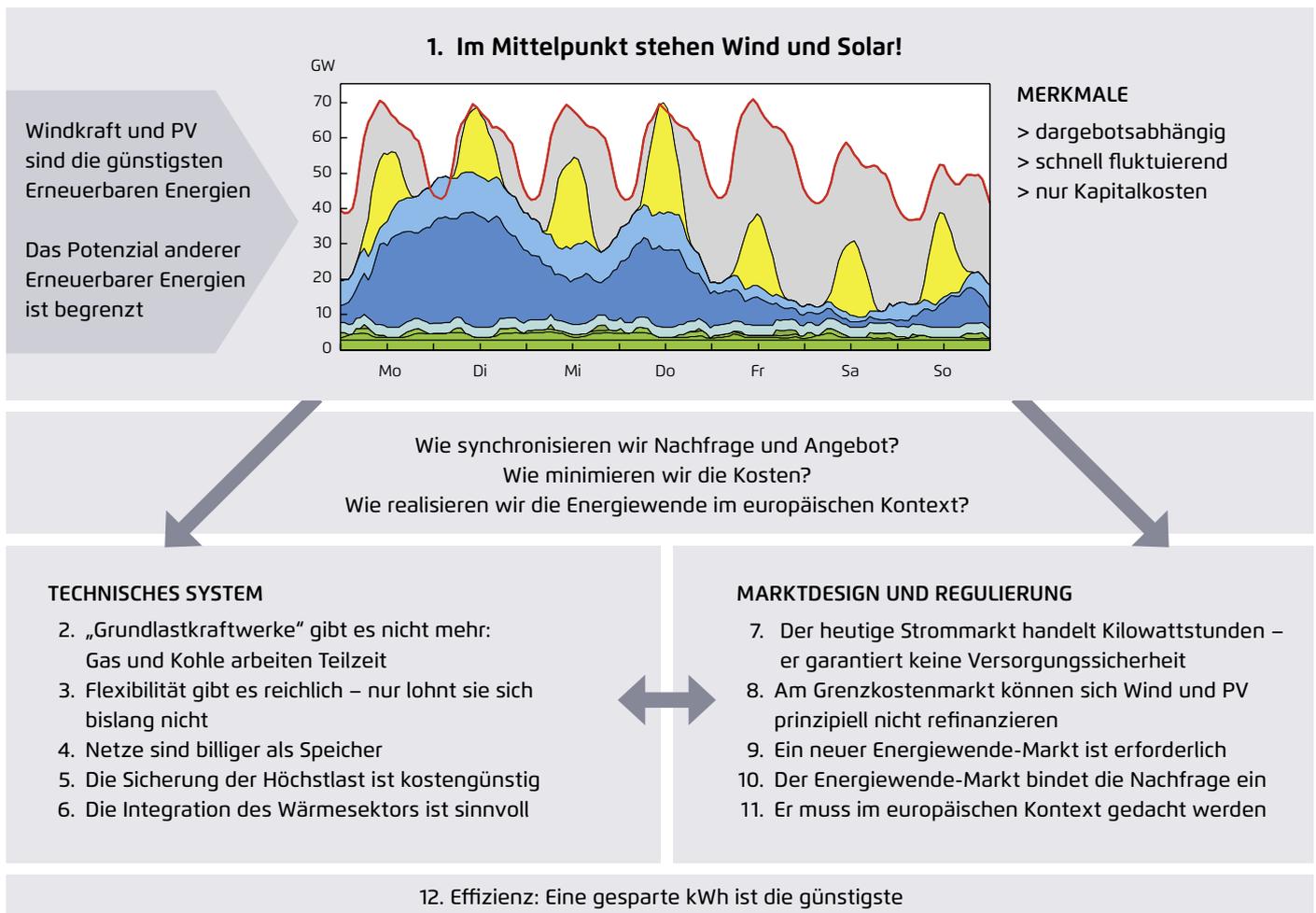
Sie ist ein komplexes Unterfangen, diese Energiewende. Zumindest darin sind sich alle einig. Diese Komplexität birgt die Gefahr, dass die politische Debatte auf Nebenschauplätze abgeleitet oder die Aufmerksamkeit auf wenige – mehr oder weniger relevante – Themen gelenkt wird. Was aber sind die wirklich zentralen Herausforderungen? Wo liegen die Prioritäten, wo die Posterioritäten?

Mit den *12 Thesen zur Energiewende* wollen wir dazu beitragen, die wichtigen Themen von den unwichtigen, die dringlichen von den nicht so dringlichen zu trennen. Unser Blick richtet sich auf die nächsten 10 bis 20 Jahre, grob also die Zeit bis 2030. Dafür haben wir vorhandenes Wissen zusammengefasst, zahlreiche Gespräche geführt und den Rat von Experten eingeholt. Eine unserer Feststellungen war: Nicht alles, was derzeit im Mittelpunkt der Debatte steht, gehört dort auch hin.

Wir haben bewusst nicht versucht, auf alle Themenfelder der Energiewende umfassend einzugehen. Vielmehr benennen wir die zentralen Herausforderungen für das technische und ökonomische System und die aus unserer Sicht sinnvollen Antworten darauf.

Wir verstehen diese *12 Thesen zur Energiewende* als Einladung zur Diskussion. Anmerkungen, Kommentare und Kritik sind herzlich willkommen.

Rainer Baake und das  
Team von Agora Energiewende





---

# Inhalt

---

---

These 1	
Der erste Hauptsatz der Energiewende lautet: „Im Mittelpunkt stehen Wind und Solar!“	5
These 2	
„Grundlastkraftwerke“ gibt es nicht mehr: Gas und Kohle arbeiten Teilzeit	9
These 3	
Flexibilität gibt es reichlich – nur lohnt sie sich bislang nicht	11
These 4	
Netze sind billiger als Speicher	14
These 5	
Die Sicherung der Höchstlast ist kostengünstig	16
These 6	
Die Integration des Wärmesektors ist sinnvoll	18
These 7	
Der heutige Strommarkt handelt Kilowattstunden – er garantiert keine Versorgungssicherheit	20
These 8	
Am Grenzkostenmarkt können sich Wind und PV prinzipiell nicht refinanzieren	22
These 9	
Ein neuer Energiewende-Markt ist erforderlich	24
These 10	
Der Energiewende-Markt bindet die Nachfrageseite aktiv ein	27
These 11	
Der Energiewende-Markt muss im europäischen Kontext gedacht werden	29
These 12	
Effizienz: Eine gesparte kWh ist die günstigste	31
Literaturverzeichnis	33

---



# These 1

## Der erste Hauptsatz der Energiewende lautet: „Im Mittelpunkt stehen Wind und Solar!“

### Der Technologie-Wettbewerb des Erneuerbare-Energien-Gesetzes kennt zwei Sieger: Windkraft und Photovoltaik; sie sind absehbar die kostengünstigsten Technologien und haben das größte Potenzial

Der durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ausgelöste Technologie-Wettbewerb ist (vorerst) entschieden: Die beiden günstigsten Erzeugungsarten für Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) sind Windkraft und Photovoltaik (PV). Nach derzeitigem Kenntnisstand wird keine andere EE-Technologie zu gleich geringen Kosten Strom in relevanten Größenordnungen produzieren können. Die Energiewende in Deutschland wird also auf diesen beiden Technologien basieren.

Hintergrund ist die enorme Kostendegression in den Schlüsseltechnologien Windkraft und Solarenergie in den vergangenen 20 Jahren. Bei der Windkraft sanken die Kosten für die erzeugte Energie – trotz steigender Rohstoffkosten für Stahl – seit 1990 um etwa 50 Prozent. Bei der Photovoltaik ist die Entwicklung noch rasanter. Hier sind die Systemkosten im gleichen Zeitraum um 80 bis 90 Prozent gesunken. Und das Ende der Kostendegression ist bei diesen Technologien noch keineswegs erreicht.<sup>1</sup>

Alle anderen Erneuerbare-Energien-Technologien sind entweder deutlich teurer beziehungsweise haben nur begrenzte Ausbaupotenziale (Wasser, Biomasse/Biogas, Geothermie) und/oder sind noch im Forschungsstadium (Wellenenergie, Osmose etc.)

1 Vgl. IPCC (2011); IRENA (2012a); IRENA (2012b); die Kosten für die Installation einer PV-Anlage in Deutschland sind gegenüber den in diesen Studien veröffentlichten Zahlen nochmals deutlich gesunken.

Der Beitrag von Bioenergie zur deutschen Stromerzeugung wird auch langfristig auf deutlich unter zehn Prozent beschränkt bleiben (2011: circa fünf Prozent). Grund: Die land- und forstwirtschaftlichen Flächen in Deutschland und anderen Ländern sind begrenzt und die Nutzung von Holz und Energiepflanzen für das Energiesystem steht in Konkurrenz zu vielen anderen möglichen Nutzungen der Fläche, etwa für die Herstellung von Lebensmitteln oder für die Produktion von Rohstoffen für die Industrie (zum Beispiel Papierindustrie, chemische Industrie), oder zum Naturschutz. Zudem ist Biomasse zur Stromproduktion ein relativ teurer Energieträger, dessen Kosten in den letzten Jahren gestiegen statt gesunken sind.<sup>2</sup> Auch die Menge an günstigem, nachhaltig produziertem Importholz ist begrenzt, bedingt unter anderem durch den wachsenden Nahrungs- und Biomassebedarf in Entwicklungs- und Schwellenländern.<sup>3</sup> Neben Windkraft, Photovoltaik und Biomasse tragen heute Laufwasserkraft und Geothermie zur Stromproduktion bei. Diese werden jedoch aller Voraussicht nach auch in Zukunft keine wesentlich größeren Beiträge liefern. Auch wenn es noch begrenzte Ausbaupotenziale bei der Wasserkraft gibt, wird sie keine zentrale Rolle in der Stromversorgung spielen.<sup>4</sup> Die Stromproduktionskosten der Geothermie werden nach derzeitigem Erkenntnisstand auf Dauer sehr hoch bleiben, weshalb der derzeitige Beitrag von weniger als einem Promille auch in Zukunft nicht wesentlich höher liegen dürfte.<sup>5</sup> Andere Technologien wie etwa Gezeiten-,

2 Die Grundvergütung für kleine Biomasseanlagen lag 2002 bei 10,1 ct/kWh, 2012 bei 14,3 ct/kWh. Hinzu kommen die in den letzten Jahren zusätzlich geschaffenen Boni von bis zu 18 ct/kWh. Im Ergebnis liegt die durchschnittliche Vergütung von Strom aus Biomasseanlagen heute bei 19,6 ct/kWh.

3 Vgl. zum Beispiel DLR/Fraunhofer IWES/IfNE (2012); Prognos/EWI/GWS (2010); Prognos/Öko-Institut (2009); SRU (2011); UBA (2010)

4 Vgl. Ingenieurbüro Floecksmühle et al. (2010)

5 So wurde etwa die EEG-Vergütung von 9 ct/kWh im Jahr 2000 auf heute 25 ct/kWh erhöht, ohne dass dies ei-

Wellen- oder Osmosekraftwerke befinden sich noch im Forschungsstadium und sind von einer breiten Anwendung weit entfernt.<sup>6</sup>

## Windkraft- und PV-Anlagen werden 2015 Vollkosten von 7 bis 10 ct/kWh haben – ein System aus Windkraft, PV und Back-up-Kapazitäten liegt damit in der gleichen Größenordnung wie neue Gas- und Kohlekraftwerke

Das EEG vergütet Onshore-Windkraft derzeit mit etwa 7 bis 10 ct/kWh und Photovoltaik mit etwa 12 bis 18 ct/kWh, jeweils in Abhängigkeit von Anlagengröße und Standort und für 20 Jahre garantiert.<sup>7</sup> Durch die im EEG festgelegte Degression der Einspeisetarife und weitere Kostensenkungen bei diesen Technologien wird es schon im Jahr 2015 möglich, mit dann errichteten Anlagen Wind- und PV-Strom in der Größenordnung von 7 bis 10 ct/kWh zu erhalten.<sup>8</sup>

nen nennenswerten Zubau mit sich gebracht hätte.

- 6 Eine weitere Forschungsförderung in allen Erneuerbaren-Energien-Technologien ist in jedem Fall sinnvoll, um die Kosten noch weiter zu senken und gegebenenfalls erneuerbare Stromerzeugungstechnologien zu generieren, die noch günstigere Stromproduktionskosten als Windkraft und PV haben.
- 7 Vgl. Bundesumweltministerium (2012a) und (2012b) Offshore-Windkraft ist derzeit noch deutlich teurer: Die Anfangsvergütung im EEG beträgt 15 ct/kWh für mindestens zwölf beziehungsweise im Stauchungsmodell 19 ct/kWh für mindestens acht Jahre, wobei sich der Zeitraum der Anfangsvergütung von 15 ct/kWh in Abhängigkeit von der Entfernung zur Küste und der Meerestiefe verlängert. Nach Ende des Anfangsvergütungszeitraums erhalten Offshore-Windkraftanlagen 3,5 ct/kWh. Hinzu kommen die über die Netzentgelte umgelegten Netzanschlusskosten sowie das Offshore-Bürgschafts-Programm der KfW.
- 8 Dies gilt in jedem Fall für Windkraftanlagen auf Land sowie größere PV-Anlagen. Bei Offshore-Windkraftanlagen bleibt die weitere Kostenentwicklung abzuwarten, das Abschmelzen der aktuellen Vergütungssätze beginnt laut EEG erst im Jahr 2018. PV-Anlagen werden, je nach Größe, Ende 2014 bei Zubau entsprechend dem EEG-Zubaukorridor eine Vergütung von circa 9 bis 14 ct/kWh erhalten; bei einem sehr starken Zubau wird der PV-Vergütungssatz Ende 2014 je nach Anlagengröße bei 6 bis 9 ct/kWh liegen. Für die Zeit danach können selbst kleinere PV-Dachanlagen an guten Sonnenstandorten in Deutschland zu 10 ct/kWh Strom produzieren, zum Beispiel unter folgenden

Da weder Wind noch Sonne stetig zur Verfügung stehen, benötigt ein darauf basierendes Stromversorgungssystem ergänzende Kraftwerke, die vorerst nach wie vor überwiegend fossil betrieben werden. Kurzfristig wird der bestehende Kraftwerkspark diese *Back-up*-Funktion übernehmen (aktueller Strompreis an der Börse: circa 5 ct/kWh). Mittelfristig werden zudem Investitionen in neue fossile Kraftwerke nötig, um die Nachfrage auch dann zu bedienen, wenn kein Strom aus Erneuerbaren Energien zur Verfügung steht. Bedenkt man, dass die Stromerzeugungskosten von neuen Gas- oder Kohlekraftwerken ebenfalls bei etwa 7 bis 10 ct/kWh liegen<sup>9</sup> und die Absicherung der Spitzenlast vergleichsweise günstig möglich ist (siehe These 5), dann gilt ab etwa 2015: Die Stromerzeugungskosten eines Systems auf der Basis neuer Windkraft-, PV- und flexibler fossiler Kraftwerke liegen in der gleichen Größenordnung wie eine alternative Investition in ein traditionelles, kohle- beziehungsweise gasbasiertes Stromsystem.

## Wind und PV sind die beiden wichtigsten Säulen der Energiewende!

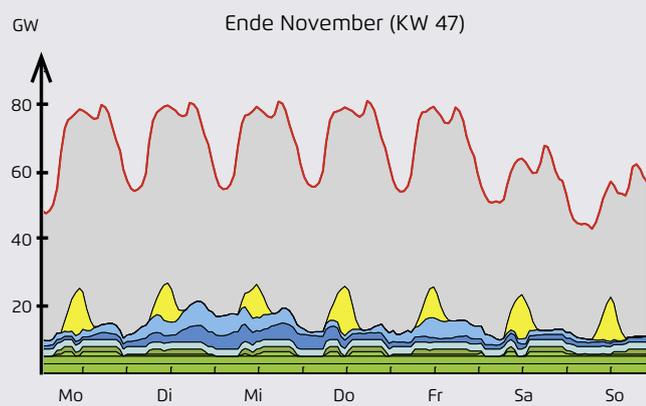
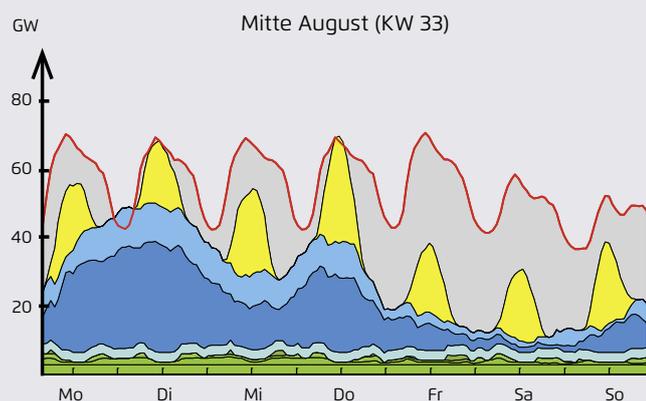
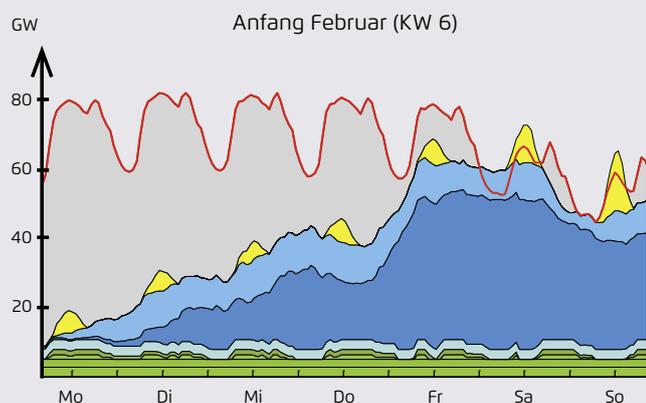
Dies bedeutet: Die Energiewende in Deutschland wird auf der Basis von Wind und Photovoltaik erfolgen. Eine realistische Alternative dazu existiert nicht. Wenn die Erneuerbaren Energien eines Tages die Hälfte des gesamten Strombedarfs decken, wird der Anteil der Windkraft (onshore und offshore) und PV bereits 35 Prozent betragen. Je stärker die Erneuerbaren ihren Anteil ausbauen, desto wichtiger wird die Rolle von Windkraft und PV im Verhältnis zu anderen Technologien aus dem Sektor der Erneuerbaren, da deren Ausbaupotenzial begrenzt ist. Bereits im Jahr 2022 werden Windkraft und PV laut Bundesnetzagentur etwa 70 Prozent des Stroms aus Erneuerbaren Energien erzeugen.<sup>10</sup> Danach wird der Anteil sogar auf 80 bis 90 Prozent steigen.

den, durchaus realistischen Bedingungen: Installationskosten 1.000 Euro pro kWp, Stromertrag 1.000 Stunden pro Jahr, 25 Jahre Nutzungsdauer, Betriebskosten ein Prozent der Installationskosten p. a., Verzinsungsanspruch des Kapitals fünf Prozent p. a.

9 Vgl. (EWI) 2011, S. 27 – 29 und 40, beziehungsweise DLR/Fraunhofer IWES/IfnE (2012), S. 217

10 Entsprechend dem Leitszenario für den Netzentwicklungsplan 2012

## Stromnachfrage und -erzeugung aus Erneuerbaren Energien in drei beispielhaften Wochen im Jahr 2022 1



Eigene Darstellung basierend auf Agora Energiewende (2012a)

Abbildung 1 verdeutlicht die überragende Bedeutung, welche die Erzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen für die Energiewende mittelfristig haben wird. Dargestellt ist das Ergebnis einer Modellrechnung der Stromnachfrage und der Stromerzeugung in Deutschland für drei verschiedene Wochen im Jahr 2022. Die rote Linie stellt die Nachfrage in Gigawatt (GW) dar, die verschiedenen Farben die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, die graue Fläche die residuale Nachfrage, welche durch die verbleibenden fossilen Kraftwerke gedeckt werden muss. Die Ergebnisse zeigen, dass es schon im Jahr 2022 rund 200 Stunden geben kann, in denen die Stromproduktion aus Wind, Sonne, Wasser und Biomasse den kompletten Strombedarf in Deutschland übersteigt. Gleichzeitig wird es zahlreiche Stunden geben, in denen die Erneuerbaren Energien nur sehr wenig Strom liefern. Aus dieser Analyse leiten sich die Herausforderungen ab, die in diesem Papier beschrieben werden.<sup>11</sup>

Es geht bei der Energiewende im Kern um die Synchronisation der fluktuierenden Stromproduktion von Windkraft- und Solaranlagen mit der Nachfrage der Konsumenten. Dazu wird Flexibilität benötigt – auf der Angebots- und der Nachfrageseite.

### Wind- und Solarenergie haben drei zentrale Eigenschaften:

→ Sie sind dargebotsabhängig, das heißt, die Stromproduktion hängt vom Wetter ab

Windkraft- und PV-Anlagen sind – im Gegensatz zu fossilen Energieträgern – nicht entsprechend der Stromnachfrage beziehungsweise dem durch sie erzeugten Preissignal an der Strombörse steuerbar. Sie produzieren Strom dann, wenn die Sonne scheint beziehungsweise der Wind weht.

<sup>11</sup> Die Grafik wurde erstellt von Fraunhofer IWES im Auftrag von Agora Energiewende (2012a). Die Grundlage für die Berechnungen bildet das sogenannte Leitszenario (Szenario B) des von der Bundesnetzagentur Ende 2011 genehmigten Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan. Die vollständigen Daten für alle 52 Wochen sind erhältlich unter [www.agora-energiewende.de/download](http://www.agora-energiewende.de/download).

→ Sie haben hohe Kapitalkosten und (fast) keine Betriebskosten

Die laufenden Kosten (Wartung, Betrieb) bei Windkraft und Photovoltaik sind sehr gering, sie liegen bei etwa ein bis drei Prozent der Kapitalkosten pro Jahr.<sup>12</sup> Die Grenzkosten sind aufgrund fehlender Brennstoffkosten sogar annähernd null. Das bedeutet: Bei Wind- und Solarenergie wird bereits mit der Investition der Strom für die nächsten 20 bis 30 Jahre fast vollständig bezahlt.

→ Ihre Stromproduktion ist schnell fluktuierend

Aufgrund von Windböen und -flauten sowie des Durchzugs von Wolkenfeldern ist die Stromeinspeisung von Sonne und Wind zum Teil stark schwankend. Dies bedeutet, dass der Rest des Stromsystems – fossile Kraftwerke, Stromnachfrage, Stromspeicher – sehr flexibel werden muss, um sich dem fluktuierenden Einspeiseverhalten von Windkraft und PV anpassen zu können.

Diese Eigenschaften sind grundlegend anders als die von Kohle und Gas; sie verändern das Energiesystem und den Energiemarkt fundamental

Die Steuerung von Gas- und Kohlekraftwerken erfolgt in Abhängigkeit vom Strompreis an der Börse, sie haben im Betrieb hohe variable Kosten (Brennstoffe, CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte). Auch wurde der bisherige Kraftwerkspark nicht primär auf schnelle Produktionsänderungen ausgelegt. Die Energiewende mit steigenden Anteilen von Wind- und PV-Strom wird das Stromsystem und den Strommarkt grundlegend verändern.

Windkraft und PV sollten parallel ausgebaut werden, denn sie ergänzen sich gegenseitig: In der Regel weht der Wind dann, wenn die Sonne nicht scheint – und umgekehrt

12 Die fixen Betriebskosten einer PV-Anlage liegen bei etwa 1 bis 1,5 Prozent der Kapitalkosten pro Jahr, wobei die kurzfristigen Grenzproduktionskosten einer funktionsfähigen Anlage bei null liegen. Bei Windkraftanlagen liegen die Betriebskosten bei etwa 2 bis 4 Prozent der Kapitalkosten pro Jahr, wobei zu den Betriebskosten auch der Materialverschleiß zählt und inso-

Windkraftanlagen erzeugen vor allem im Winter Strom, Solaranlagen dagegen im Sommer. Die meiste Sonne scheint zur Mittagszeit, während Wind über den ganzen Tag verteilt auftritt – oft weht er am wenigsten zum Zeitpunkt der höchsten Sonneneinstrahlung.<sup>13</sup> Da sich Strom aufgrund der Effizienzverluste nur relativ teuer speichern lässt, ist es aus Sicht des Gesamtsystems sinnvoll, kostengünstigere Optionen zu nutzen, um Stromangebot und Stromnachfrage zu synchronisieren. Hierzu zählt die Flexibilisierung des Gesamtsystems (siehe These 3), aber auch, das unterschiedliche Einspeiseverhalten von Windkraft und Photovoltaik zu nutzen – selbst wenn die Stromproduktionskosten von Windstrom etwas niedriger sind als die von Photovoltaik. Diese Logik – das zeitlich auseinanderfallende Einspeiseverhalten zur Minimierung der Gesamtsystemkosten zu nutzen – gilt auch geografisch: Da der Wind in den einzelnen Regionen Deutschlands zu unterschiedlichen Zeiten weht, sollte Windstrom nicht ausschließlich in Norddeutschland und Solarstrom nicht ausschließlich in Süddeutschland produziert werden. Denn die Stromproduktionskosten von Windstrom an der Küste beziehungsweise von Sonnenstrom in Bayern und Baden-Württemberg sind zwar etwas niedriger als im Rest Deutschlands, aber man erhielte dann nur zu den Zeiten Wind- beziehungsweise Solarstrom, wenn genau in diesen Regionen die Wetterbedingungen es erlaubten. Aus der Perspektive der Gesamtsystem-Optimierung spricht jedoch Vieles dafür, die unterschiedlichen Wetterbedingungen in Deutschland so zu nutzen, dass die Stromproduktion von Windkraft und Photovoltaik auf möglichst viele unterschiedliche Stunden im Jahr verteilt wird und der Strom dann durch ein ausgebautes Leitungsnetz zwischen den Regionen transportiert wird. Wann genau PV- und Windkraftanlagen typischerweise Strom produzieren und welches zeitliche Einspeiseprofil neue Anlagen zukünftig haben sollten, ist allerdings noch wenig untersucht.

fern die kurzfristigen Grenzproduktionskosten etwas über null liegen. Vgl. McKinsey (2010), S. 63; DLR/Fraunhofer IWES/IfnE (2012), S. 1 des Datenanhangs; IRENA (2012a); IRENA (2012b)

13 Vgl. etwa die Analysen von Gerlach/Breyer (2012) für Mitteldeutschland und E.ON Bayern (2011) für Niederbayern

## These 2

# „Grundlastkraftwerke“ gibt es nicht mehr: Gas und Kohle arbeiten Teilzeit

Wind und PV werden zur Basis der Stromversorgung; das restliche Stromsystem wird sich um diese herum optimieren; die meisten Kraftwerke werden nur in Zeiten von wenig Sonne und Wind gebraucht, ihre Auslastung sinkt: „Grundlastkraftwerke“ gibt es nicht mehr

„Grundlast“ ist eine Nachfragekategorie und meint in Deutschland jene 35 bis 40 GW, die zu jedem Zeitpunkt eines Jahres mindestens gebraucht werden. Früher wurde die Grundlast von Kraftwerken bedient, die „rund um die Uhr“ liefen, daher der missverständliche Begriff „Grundlastkraftwerke“. Das EEG hat die Erneuerbaren mit dem Einspeisevorrang zur „Grundlast per Gesetz“ gemacht. Sie verdrängen

die „Grundlastkraftwerke“ aus der Grundlast. In Zukunft werden Windkraft und Photovoltaik immer größere Teile der Stromnachfrage decken. Bereits im Jahr 2022 kann die Last (Grundlast bis Spitzenlast) in vielen Stunden vollständig durch Erneuerbare Energien bedient werden, wie nebenstehende Grafik (Abbildung 2) verdeutlicht. In der dargestellten Woche würde ein großer Teil der Kohle- und Gaskraftwerke in den ersten Tagen ungenutzt bleiben, in der zweiten Wochenhälfte dagegen gebraucht. Der Einsatz der verbleibenden fossilen Kraftwerke muss sich daher nach der Nachfrage und der Stromproduktion der Erneuerbaren richten.

Windkraft und PV senken die Gesamtmenge des fossil erzeugten Stroms und damit die Auslastung der Kraftwerke, also die Anzahl der Benutzungsstunden. Bei einem Anteil der Erneuerbaren Energien von 40 Prozent werden Kraftwerkskapazitäten von nur noch 10 bis 25 GW benötigt, die 6.000 bis 8.000 Stunden im Jahr laufen.<sup>14</sup> In den folgenden Jahren wird der Bedarf weiter sinken.

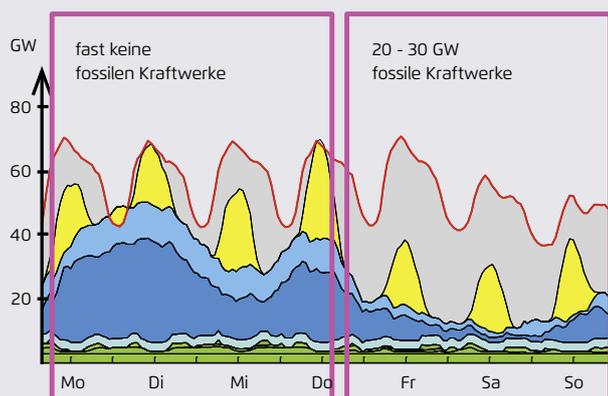
## Schnelle Änderungen der Einspeisung sowie Prognoseunsicherheiten stellen neue Anforderungen an kurz- und langfristige Flexibilität

Die fluktuierende Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik stellt gänzlich neue Anforderungen an den zukünftigen Kraftwerkspark: Die Stromerzeugung aus steuerbarer Kraftwerksleistung muss innerhalb von kurzer Zeit erhöht oder reduziert werden, um die Schwankungen auszugleichen.

<sup>14</sup> Vgl. VDE (2012a), S. 43; Consentec/r2b (2010a), S. 51; Fraunhofer IWES (2009); für 40 Prozent Erneuerbare errechnet VDE (2012a) einen Bedarf an 10 bis 15 GW Kapazität, die mit über 8.000 Volllaststunden im Jahr fast durchgängig gebraucht wird, Consentec/r2b (2010a) einen Bedarf von 25 GW Kapazität, die über 6.000 Volllaststunden im Jahr benötigt wird. Für 50 Prozent Erneuerbare errechnet Consentec/r2b (2010a) 18 GW für über 6.000 Volllaststunden, Fraunhofer IWES (2009) 21 bis 26 GW für über 7.000 Volllaststunden.

Bedarf an fossilen Kraftwerken im Jahr 2022  
am Beispiel einer Woche im August

2



- Von Montag bis Donnerstag decken Windkraft und PV den größten Teil der Stromnachfrage ab, fossile Kraftwerke werden kaum benötigt.
- Zwischen Donnerstagnachmittag und Sonntagvormittag werden durchgängig etwa 20 bis 30 GW ergänzende Kraftwerkskapazität benötigt.

Eigene Darstellung basierend auf Agora Energiewende (2012a)

chen. Bei steigenden Anteilen von Windkraft und PV gilt dies auch für die wenigen „Grundlastkraftwerke“. In Zukunft werden *alle* verbleibenden Kraftwerke flexibel betrieben werden müssen.

Die Einspeisung von Windkraft und Photovoltaik kann niemals ganz genau vorhergesagt werden. Sie unterliegt immer einer Prognoseunsicherheit, die umso größer ist, je weiter in die Zukunft geschaut wird. Die tägliche und stündliche Prognose für Windkraft und Photovoltaik<sup>15</sup> kann durch genauere Wetterdaten verbessert werden. Durch die richtige Gestaltung der Rahmenbedingungen können Erzeuger diese kurzfristigen Prognosen bei der Einsatzplanung ihrer Kraftwerke berücksichtigen und somit die Erzeugung optimieren. Weit schwieriger und mit größerer Unsicherheit behaftet ist die langfristige Prognose über ein oder mehrere Jahre im Voraus. Besonders das Windaufkommen schwankt von Jahr zu Jahr stark. 2010 beispielsweise lag daher die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen in Deutschland an Binnenstandorten um 25 Prozent, in Küstennähe um 15 Prozent unter dem Durchschnitt der letzten zehn Jahre.<sup>16</sup> Weil der konventionelle Kraftwerkspark für die windschwachen Jahre ausgelegt werden muss, wird er in windstarken Jahren geringer ausgelastet.

## Kraft-Wärme-Kopplung und Biomasse müssen mittelfristig nach dem Strombedarf betrieben werden

Der Einsatz von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und von Biomassekraftwerken richtet sich heute in der Regel nicht nach dem Strombedarf. Vielmehr werden KWK-Anlagen wärmegeführt betrieben, das heißt, wenn Wärme benötigt wird, produziert die Anlage „nebenbei“ auch Strom. Und die meisten Biomasseanlagen laufen im Dauerbetrieb, weil sie aufgrund der Vergütungsregeln so am wirtschaftlichsten sind. Mittel- bis langfristig wird sich dies

15 Bei Onshore-Windkraft und PV sind bereits viele Lösungen für derartige Aufgaben entwickelt worden. Für die Prognose von Offshore-Windkraft zeichnen sich zusätzliche Herausforderungen durch stärkere und schnellere Änderungen und bislang weniger Messpunkte (Bojen) ab und erfordern gegebenenfalls neue technische Lösungen.

16 Vgl. IWR (2012)

ändern müssen. Die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen soll bis 2020 auf 25 Prozent erhöht werden. Mittelfristig werden diese Anlagen daher einen Großteil der steuerbaren Kraftwerksleistung in Deutschland ausmachen.<sup>17</sup> Während KWK- und Biomasseanlagen im Jahr 2010 nur etwa ein Fünftel zur steuerbaren Kraftwerksleistung beigetragen haben, werden sie voraussichtlich bereits im Jahr 2020 mehr als ein Drittel dieser Leistung erbringen.<sup>18</sup> Bei hohen Anteilen von Wind- und Solarstrom gilt daher auch für den Einsatz der KWK- und Biomasseanlagen, dass sie der Stromnachfrage folgen müssen.

## Lastmanagement und Speicher tragen zur Synchronisation bei

Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement und Pumpspeicher werden helfen, den zukünftigen Kraftwerkspark effizient zu nutzen: Durch Lastmanagement wird Stromnachfrage in die Zeiten verschoben, in denen besonders viel Wind und Sonne zur Verfügung steht. In denselben Zeiten nehmen Pumpspeicher Strom auf; sie geben ihn wieder ab, wenn wenig Wind weht und die Sonne nicht scheint. Dadurch werden teure An- und Abfahrvorgänge der Kraftwerke verringert, die Nutzung der günstigsten Kraftwerke optimiert und die Gesamtsystemkosten minimiert.

17 Vgl. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, Paragraph 1

18 Vgl. BMU-Leitstudie Erneuerbare Energien (DLR/Fraunhofer IWES/IFnE (2012)), S. 19; die Studie, Szenario 2011 A, beschreibt für 2010 eine Kapazität von 22 GW KWK und Biomasse, 90 GW andere Kraftwerke; die erwarteten Kapazitäten für 2020 sind 31 GW KWK und Biomasse, 61 GW andere Kraftwerke; für 2040: 30 GW KWK und Biomasse, 32 GW andere Kraftwerke. Der Anteil der Biomasse an der gesamten Stromerzeugung bleibt dabei auf etwa zehn Prozent beschränkt, die Leistung von nicht Biomasseanlagen ohne KWK auf etwa 3 GW.

## These 3

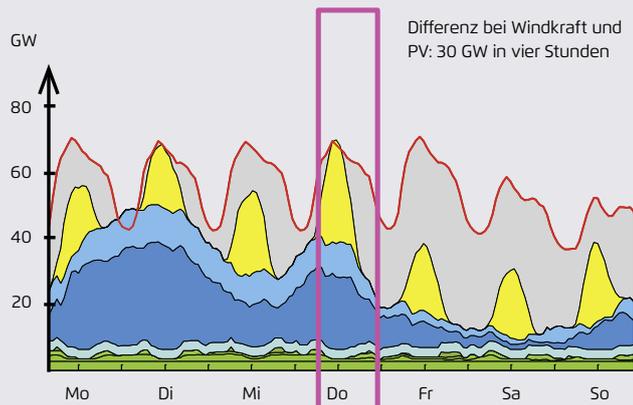
# Flexibilität gibt es reichlich – nur lohnt sie sich bislang nicht

### Schwankungen in der Erzeugung (Windkraft und PV) erfordern zukünftig eine wesentlich höhere Flexibilität des Stromsystems

Wie bereits unter These 2 gezeigt, muss bei hohen Anteilen von Wind- und Solarstrom das restliche Stromsystem sehr flexibel reagieren. In Abbildung 3 ist ein solcher Fall zu sehen: Zeitgleich mit dem Rückgang der Erzeugung aus Photovoltaik lässt der Wind nach. In der Folge müssen die steuerbaren Kraftwerke innerhalb weniger Stunden einen großen Teil der Nachfrage decken. Im ungünstigsten Fall könnte zeitgleich sogar noch die Nachfrage ansteigen – zum Beispiel wenn mit dem Sonnenuntergang ein großer Teil der Bevölkerung nach Hause kommt und elektrische Herde, Fernseher und Lichter anschaltet.

Flexibilitätsanforderungen im Jahr 2022 am Beispiel einer Woche im August

3



- Donnerstags von 10 bis 13 Uhr wird die Stromnachfrage fast vollständig durch Windkraft und PV gedeckt.
- Ab 13 Uhr lassen Wind und Sonneneinstrahlung nach, sodass um 17 Uhr etwa 30 GW ergänzende Kraftwerkskapazität benötigt werden.

Eigene Darstellung basierend auf Agora Energiewende (2012a)

Bei einem Anteil von 50 Prozent Erneuerbarer Energien sind Extremfälle zu erwarten, bei denen sich die von steuerbaren Kraftwerken zu deckende Last innerhalb von vier Stunden um etwa 40 GW ändert.<sup>19</sup> Dies entspricht mehr als der Hälfte der heutigen Last in Deutschland. Innerhalb von einer Viertelstunde sind Laständerungen von bis zu 6 GW zu erwarten. Dieser Bedarf an Flexibilität wird in Zukunft gänzlich neue Herausforderungen an das Stromsystem stellen.

### Technische Lösungen zur Flexibilität sind umfangreich vorhanden

Der hohe Bedarf an Flexibilität kann durch verschiedene Flexibilitätsoptionen gedeckt werden: auf Erzeugungsseite, auf Nachfrageseite, durch Speicher oder über Netze. Bei steigendem Flexibilitätsbedarf sollten die verschiedenen Optionen in Reihenfolge ihrer gesamtwirtschaftlichen Kosteneffizienz genutzt werden. Neben dem Netzausbau (siehe These 4) sind die aus heutiger Sicht wichtigsten Flexibilitätsoptionen folgende:

#### → Nach Strombedarf betriebene KWK- und Biomasseanlagen

Um Flexibilität effizient zu erreichen, sollten unnötige Inflexibilitäten im Stromsystem vermieden werden. Die Kraftwerke, die technisch gut steuerbar sind, sollten so eingesetzt werden, dass sie die Erzeugung aus Windkraft und PV optimal ergänzen. Wie in These 2 beschrieben, ist dies heute weder bei KWK- noch bei Biomasseanlagen der Fall. In Zukunft werden sie dagegen einen großen Teil des steuerbaren Kraftwerksparks ausmachen; zukünftig werden sich beide Technologien neben dem Wärme- vor allem am Strombedarf ausrichten müssen. Technisch ist dies unproblematisch und

<sup>19</sup> Vgl. IAEW/Consentec (2011), S. 17; betrachtet wurde hier ein Szenario mit 50 Prozent Erneuerbarer Energien im Jahr 2030.

mit relativ geringen Kosten verbunden. Bei KWK-Anlagen muss lediglich die Wärme in Speicher oder Fernwärmenetze eingespeist werden, was für wenige Stunden ohne Probleme möglich ist (siehe These 6).<sup>20</sup> Bei neuen Biomasseanlagen ist eine optimierte Auslegung der Gesamtanlage – beispielsweise hinsichtlich des Verhältnisses von Brennstoffspeicher zur Generatorleistung – erforderlich.

→ **Flexibilisierung fossiler Kraftwerke (Mindestleistung, Startzeiten)**

Der fossile Teil der Stromerzeugung bietet sehr große Flexibilitätspotenziale. Kohle- und Gaskraftwerke können durch technische und organisatorische Anpassungen flexibilisiert werden: Die Mindestleistung kann verringert, die Lastgradienten können erhöht und Startzeiten reduziert wer-

kraftwerken könnte ihre Leistung von 10 GW bei laufendem Betrieb auf 2 GW reduzieren (heute: 4 GW).

Eine höhere Flexibilität umgerüsteter bestehender sowie neuer Kraftwerke würde auch wesentlich dazu beitragen, die erforderliche Mindesteinspeisung aus thermischen Kraftwerken (sogenannte *Must-run*) zu reduzieren.<sup>21</sup>

→ **Erzeugungsspitzen von Wind und PV vermeiden oder für Wärme nutzen**

Es kann bei sehr hohen Anteilen von Wind- und Solarstrom in der Zukunft ökonomisch vernünftig sein, Erzeugungsspitzen abzuregeln oder zur Wärmeproduktion zu nutzen. Eine Auslegung des Stromnetzes zum Abtransport auch der „letzten“ erzeugten Kilowattstunde wäre unverhältnismäßig teuer. Die Netze müssten für Transportkapazitäten ausgelegt

Flexibilität fossiler Kraftwerke						4
Optimierungspotenzial (erste Zahl) und heute üblicher Stand (Zahl in Klammern) je 1.000 MW						
		Steinkohle-kraftwerk	Braunkohle-kraftwerk	Gas- und Dampfkraftwerk	Gasturbine	
Mindestlast	MW	200 (400)	400 (600)	300 (500)	200 (500)	
maximale Änderung der Last in 5 Minuten	MW	300 (75)	200 (50)	400 (100)	750 (400)	
Anfahrtszeit Kaltstart	h	4 (10)	6 (10)	2 (4)	< 0,1	

Eigene Darstellung basierend auf VDE (2012a)

den. Die Unterschiede zwischen dem heute üblichen Maß an Flexibilität und dem technischen Optimierungspotenzial sind in der oben stehenden Tabelle (Abbildung 4) dargestellt. So könnte eine optimierte Gas- und Dampfturbine beispielsweise innerhalb von zwei Stunden auf volle Leistung gebracht werden (heute: etwa vier Stunden). Und 10 GW bereits laufende Gas- und Dampfturbinen könnten ihre Last innerhalb von fünf Minuten um bis zu 4 GW anpassen (heute: 1 GW). Eine gleich große Kapazität an Steinkohle-

werden, die nur ganz wenige Stunden im Jahr benötigt werden. Wo immer möglich, sollte der Strom, der nicht abtransportiert werden kann, sinnvoll verwendet werden: Hierfür kommt die Nutzung zur Wärmeproduktion infrage (siehe auch These 6). Dies kann sowohl über elektrische Heizstäbe in Warmwasserspeichern (1 kWh Strom erzeugt 1 kWh Wärme) oder über Wärmepumpen (1 kWh Strom erzeugt etwa 4 kWh Wärme) geschehen.

<sup>20</sup> Das Aufrüsten mit Wärmespeichern wird seit der Novelle 2012 durch das KWK-Gesetz gefördert.

<sup>21</sup> Heute sind je nach Zeitpunkt noch bis zu 25 GW Mindesteinspeisung für die Systemstabilität erforderlich, diese kann jedoch langfristig minimiert werden; vgl. BMU (2012c), S. 22.

### → Lastverschiebung und abschaltbare Lasten in der Industrie

Eine weitere kostengünstige Flexibilitätsoption mit großem Potenzial stellt das Lastmanagement, vor allem in der Industrie, dar. Die Industrie verbraucht etwa 40 Prozent des Stroms in Deutschland,<sup>22</sup> einen wesentlichen Teil davon in großen Anlagen mit zentral gesteuerten Prozessen. In vielen Fällen ist es technisch leicht möglich, die Stromnachfrage über einige Stunden zu verschieben: durch Anpassung der Prozesse sowie gegebenenfalls durch die Installation von Speichern für Zwischenprodukte, Wärme, Kälte oder Druckluft. Das mittelfristig erschließbare technische Potenzial in der Industrie wird auf etwa 4,5 GW geschätzt.<sup>23</sup> Ebenfalls große und kostengünstig zu erschließende Potenziale sind im Bereich Gewerbe und Handel zu erwarten, wo beispielsweise große Kühllhäuser oder Heizanlagen zentral zu steuern oder Wärme und Kälte speicherbar sind.

### Die Herausforderung liegt nicht in der Technik oder ihrer Steuerung, sondern in den richtigen Anreizen

Die hier beschriebenen Flexibilitätsoptionen sind technisch bereits heute verfügbar und können relativ kostengünstig erschlossen werden. Da es sich um vorwiegend „großteilige“ Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung, Biomasse, industrielle Prozesse, große Wärmespeicher) handelt, ist die Steuerung technisch leicht zu lösen – im Gegensatz zu „kleinteiligen“ haushaltsnahen Anlagen wie Waschmaschinen oder Kühlschränken. Die wesentliche Herausforderung liegt hier nicht in der technischen Umsetzung, sondern in effizienten Anreizen. Ziel sollte es sein, dass die jeweils kostengünstigste Option zuerst zum Einsatz kommt, wofür sich ein gleichberechtigter Wettbewerb der Flexibilitäten anbietet. Dabei sollte sowohl die Erzeugungsseite als auch die Nachfrageseite eingebunden werden (siehe auch These 10). Wie schnell Flexibilitätspotenziale erschlossen werden können, wenn die richtigen Anreize vorhanden sind, zeigt die Reaktion auf die negativen Preise an der Strombörse: 2009

kam es aufgrund von hoher Einspeisung von Windkraft und Photovoltaik zu Zeiten niedriger Nachfrage und wegen der fehlenden Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks für fast 100 Stunden zu einer Situation, in der Marktteilnehmer dafür bezahlt werden mussten, Strom abzunehmen. Bis 2011 hat sich die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen um den Faktor zehn reduziert<sup>24</sup> – trotz erheblich gesteigerter Einspeisung von Windkraft und PV. Offensichtlich haben die Marktteilnehmer sich zusätzliche Flexibilitäten erschlossen.

### Kleinteilige Flexibilitätsoptionen auf Haushaltsebene über Smart Meter zu aktivieren, ist derzeit zu teuer

„Kleinteilige“ Flexibilitätsoptionen, die in Haushalten durch *Smart Meter* erschlossen werden, sind aus heutiger Sicht schlichtweg zu teuer. Erst langfristig werden sie einen effizienten Beitrag zum Gesamtsystem leisten können. Sie sollten erst zum Einsatz kommen, nachdem alle kostengünstigeren Optionen ausgeschöpft worden sind. Um beispielsweise eine Waschmaschine als Flexibilitätsoption nutzen zu können, muss darin ein Steuerungssystem vorhanden sein. Der Haushalt muss über einen Zähler zur Echtzeitmessung des Stromverbrauchs verfügen, und ein Steuerungssignal muss vom Strommarkt zur Waschmaschine gelangen. Der spezifische Aufwand zur Implementierung eines solchen Systems ist im Vergleich zu den oben genannten großteiligen Flexibilitätsoptionen sehr hoch. Langfristig werden jedoch insbesondere Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge auch auf Haushaltsebene relevante verschiebbare Lasten erzeugen. Daher ist sicherzustellen, dass bei der Weiterentwicklung dieser Technologien deren Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems beachtet wird.

22 Vgl. DLR/Fraunhofer IWES/IfnE (2012), S. 20; EWI/GWS/Prognos (2011), S. 37

23 Vgl. VDE (2012b), S. 5

24 Vgl. EnBW (2012), S. 5

# These 4

## Netze sind billiger als Speicher

### Netze reduzieren den Flexibilitätsbedarf: Schwankungen in Erzeugung (Windkraft und PV) und Nachfrage werden über große Distanzen ausgeglichen

Je größer das durch Stromnetze verbundene Gebiet ist, desto mehr werden Schwankungen in Erzeugung und Nachfrage *gepoolt*: Während die Erzeugung eines einzelnen Windparks (etwa an der Nordseeküste) sehr stark schwankt, ist die Summe der Erzeugung aller Windkraftanlagen in Deutschland (etwa an der Nordseeküste, in Thüringen und in Bayern) sehr viel ausgeglichener. Dasselbe gilt für die Nachfrage. Auch hier gleichen sich regionale Schwankungen aus. Durch die größere räumliche Verbindung wird der Bedarf an Flexibilität verringert.

### Netze ermöglichen den Zugriff auf die kostengünstigsten Flexibilitätsoptionen in Deutschland und Europa

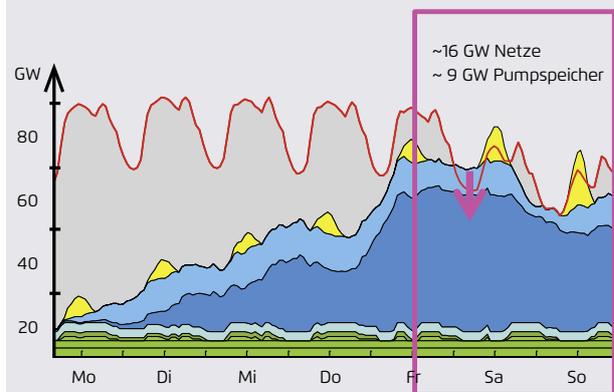
Über Netze kann zudem über eine größere Entfernung auf die jeweils kostengünstigste Flexibilitätsoption zugegriffen werden – in Deutschland und Europa. Zum Beispiel können in Zeiten von sehr viel Wind und Sonne „Überschüsse“ an europäische Nachbarn verkauft werden, anstatt sie zu speichern oder abzuregeln.

Im Jahr 2020 werden in Deutschland Überschüsse von bis zu 22 GW in einzelnen Stunden erwartet, bis 2030 bis zu 41 GW.<sup>25</sup> Würde man diesen Bedarf an Flexibilität komplett durch Speicher decken, wäre dies sehr teuer, zumal die meisten Speicher nur selten genutzt würden. Durch die Netzanbindung an die europäischen Nachbarn kann hingegen ein großer Teil der Überschüsse ins Ausland verkauft werden. In Zeiten von wenig Wind und Sonne in Deutschland kann Strom aus den Nachbarländern zurückgekauft werden. Insofern wirkt eine Netzanbindung wie ein „indirekter Speicher“.<sup>26</sup> Insbesondere

eine Verstärkung der Transportkapazitäten zu den Ländern mit besonders kostengünstigen Flexibilitätsoptionen wäre vorteilhaft, etwa zu den Alpenländern und Skandinavien mit hohen Anteilen an Wasserkraftwerken und Pumpspeichern. Die dortige Produktion von Strom aus Wasserkraftwerken könnte gedrosselt werden, wenn Strom in Deutschland preiswert zu kaufen ist. Für Deutschland wäre es günstiger, Strom zu verkaufen als zu speichern. Im gegenteiligen Fall, bei geringer Wind- und Solarstromproduktion, kann es günstiger sein, Strom im Ausland zu kaufen, als für den Spitzenbedarf ausschließlich eigene Kraftwerke vorzuhalten (siehe Abbildung 5).

Bedeutung von Netzen und Pumpspeichern im Jahr 2022 am Beispiel einer Woche im Februar

5



- In einer Woche Anfang Februar gibt es so viel Wind, dass über fast zwei Tage ein signifikanter Überschuss entsteht.
- Über Netze können in diesem Zeitraum etwa 16 GW Strom exportiert werden.
- In bestehenden Pumpspeichern können weitere 9 GW für etwa fünf Stunden aufgenommen werden.
- Neue Speichertechnologien würden aufgrund ihrer höheren Kosten nicht zum Einsatz kommen (hinreichender Netzausbau vorausgesetzt).

Eigene Darstellung basierend auf Agora Energiewende (2012a) und TAB (2012)

<sup>25</sup> Vgl. IAEW/Consentec (2011), S. 20

<sup>26</sup> Vgl. Prognos (2012), S. 17

## Übertragungsnetze reduzieren dadurch die Gesamtsystemkosten bei relativ geringen Investitionskosten

Indem sie den Bedarf nach Flexibilität verringern und die jeweils kostengünstigste Flexibilität zum Einsatz kommen lassen, verringern Stromnetze die Gesamtsystemkosten. Noch dazu sind die Kosten für Transportkapazitäten relativ gering: In der Summe macht der Ausbau der Übertragungsnetze in Europa auch langfristig nur etwa sechs Prozent der Gesamtkosten des Stromsystems aus.<sup>27</sup>

## Auch der Aus- und Umbau der Verteilnetze ist günstiger als lokale Speicher

Die gleiche Logik wie für Übertragungsnetze gilt auch für Verteilnetze. Durch den Ausbau von Verteilnetzen und die Verstärkung der zur Übertragung in Höchstspannungsnetze benötigten Transformatoren können lokal auftretende Überschüsse in angrenzende Regionen oder in das Übertragungsnetz abgeleitet werden. Der Aus- und Umbau der Verteilnetze ist aus heutiger Sicht um ein Vielfaches kostengünstiger als die lokale Speicherung mit neuen Speichertechnologien.<sup>28</sup>

## Neue Speichertechnologien werden erst ab einem Anteil von mehr als 70 Prozent Erneuerbarer Energien erforderlich

Noch für lange Zeit wird der Netzausbau im Vergleich zu neuen Speichertechnologien die kostengünstigere Option zur Integration von Erneuerbaren Energien in das Stromsystem sein. Neue Speichertechnologien wie Batteriespeicher, adiabate Druckluftspeicher oder *Power to Gas* sollten aus heutiger Sicht erst langfristig zum Einsatz kommen.<sup>29</sup> Aktuell sind die Kosten hierfür prohibitiv hoch. Und sie werden voraussichtlich auch

auf mittlere Sicht relativ hoch bleiben. Um die Gesamtsystemkosten gering zu halten, sollten neue Speichertechnologien erst dann zum Einsatz kommen, wenn die Flexibilitätspotenziale anderer, kostengünstigerer Optionen voll ausgeschöpft sind. Neue Speichertechnologien werden als relativ teure Flexibilitätsoption erst ab einem Anteil von etwa 70 Prozent Erneuerbarer Energien einen Beitrag zur Begrenzung der Gesamtsystemkosten leisten.

## Lokale PV-Batterie-Systeme können sich – aufgrund von gesparten Abgaben und Steuern – schon früher betriebswirtschaftlich rechnen

Batteriespeichersysteme können in Kombination mit PV-Anlagen dazu beitragen, dass Haushalte oder Unternehmen einen größeren Teil des dezentral erzeugten Stroms selber nutzen und weniger Strom aus dem Netz kaufen. Dies kann aufgrund von gesparten Abgaben (Netzentgelte, Steuern, EEG-Umlage etc.) dazu führen, dass sich bereits mittelfristig die Investitionen in solche Anlagen aus individueller, betriebswirtschaftlicher Sicht rechnen. Das heißt aber keinesfalls, dass dezentrale Speicher die gesamten Kosten der Stromerzeugung in Deutschland verringern. Dies ist im Wesentlichen dadurch begründet, dass die meisten Abgaben und Steuern zwar pro Kilowattstunde verrechnet werden, die Kosten für das Gesamtsystem jedoch durch eine Verringerung der aus dem Netz gekauften Kilowattstunden nicht proportional sinken. Zum Beispiel werden Kosten für die Übertragungs- und Verteilnetze und für das Bereitstellen von gesicherter Leistung durch die Steigerung des Eigenverbrauchs nicht vermindert, sondern lediglich anders, nämlich auf die verbleibenden aus dem Netz verkauften Kilowattstunden verteilt. Vermutlich wird sich kein Eigenheimbesitzer oder Unternehmen vom Stromnetz abkoppeln. Für die Auslegung des Netzes ist aber nicht die im Jahr transportierte Strommenge, sondern die maximal erforderliche Kapazität ausschlaggebend. Sollte ein Durchbruch in den Herstellungskosten von Batteriespeichern gelingen (beispielsweise im Zusammenhang mit einem starken Ausbau der Elektromobilität und Skaleneffekten bei Lithium-Ionen-Speichern), so ist mit einem starken Ausbau von dezentralen Speichern zu rechnen – wenn und solange die Kosten für die Infrastruktur des Stromsystems nach Kilowattstunden und nicht nach Anschlussleistung verteilt werden.

<sup>27</sup> Vgl. McKinsey (2010), S. 45

<sup>28</sup> Vgl. Consentec/r2b (2010b), S. 36

<sup>29</sup> Diese Bewertung entspricht im Wesentlichen der in BMU (2012b) dargestellten Expertenmeinung, ist jedoch durch zwei Faktoren zu relativieren: Zum einen könnten Speicher bei langfristig verzögertem oder nur eingeschränktem Netzausbau eine zweitbeste effiziente Option darstellen, zum anderen können Durchbrüche bei den Herstellungskosten für neue Speichertechnologien diese in Zukunft kostengünstiger machen.

# These 5

## Die Sicherung der Höchstlast ist kostengünstig

Windkraft und PV können in bestimmten Zeiten (zum Beispiel bei Windflaute im Winter) nicht zur Sicherung der Höchstlast beitragen, daher sind steuerbare Kapazitäten in ähnlicher Größenordnung wie heute erforderlich

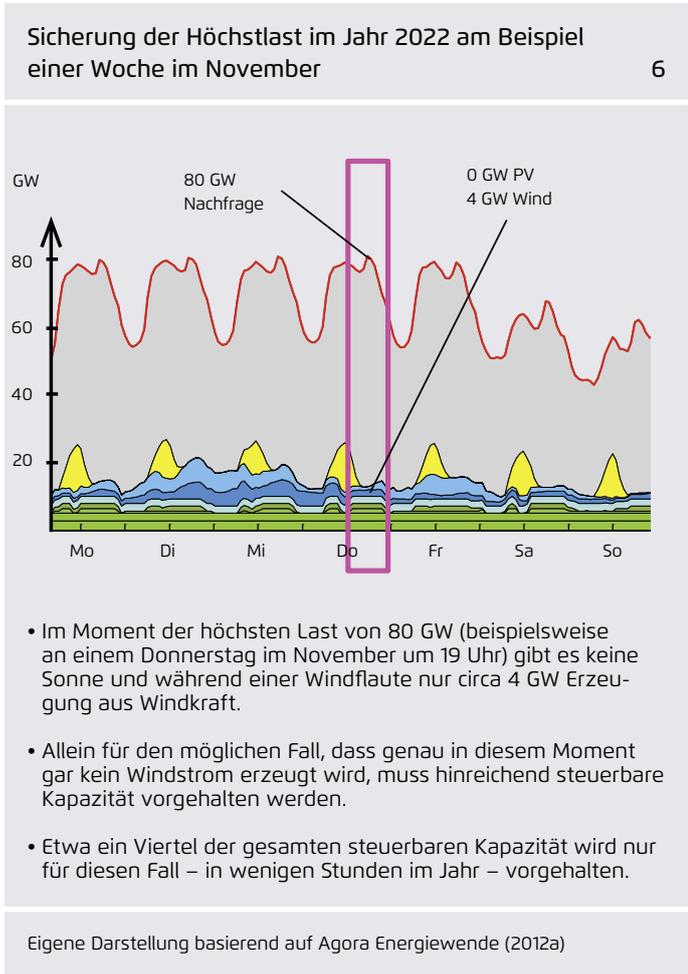
Wenn in der Stunde der höchsten Last kein Wind weht und keine Sonne scheint, muss die Versorgung trotzdem gesichert sein – auch, wenn in dieser Stunde noch zusätzlich ein großes Kraftwerk ausfällt. Die dargebotsabhängigen Energieträger Wind und Photovoltaik können hier nur einen geringen Beitrag leisten. Abbildung 6 verdeutlicht eine solche Situation. Um eine gleichbleibend hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss daher in Zukunft eine Höchstlast in

ähnlicher Größenordnung wie heute durch andere Optionen jenseits von Windkraft und PV gedeckt werden. Solche steuerbaren Kapazitäten können sowohl auf der Erzeugungsseite durch Kraftwerke, als auch auf Nachfrageseite durch abschaltbare Lasten bereitgestellt werden.

Die Höchstlast kann durch gesicherte Leistung gedeckt oder durch nachfrageseitige Maßnahmen gesenkt werden; fast ein Viertel des Bedarfs (circa 15 bis 25 GW) fällt nur in sehr wenigen Stunden im Jahr an (weniger als 200)

Neu in der „Energiewende-Welt“ ist, dass eine große Menge an steuerbarer Kapazität erforderlich ist, die lediglich an wenigen Stunden im Jahr benutzt beziehungsweise als Reserve bereitgehalten wird. Wie in der rechts stehenden Grafik (Abbildung 7) zu sehen ist, wird bereits für 2020 ein Bedarf von etwa 20 GW steuerbarer Kapazitäten prognostiziert, die praktisch nicht oder nur an wenigen Stunden im Jahr genutzt werden. In der Grafik sind Berechnungen des VDE auf Basis der Annahme von 40 Prozent Erneuerbarer Energien im Jahr 2020 dargestellt.

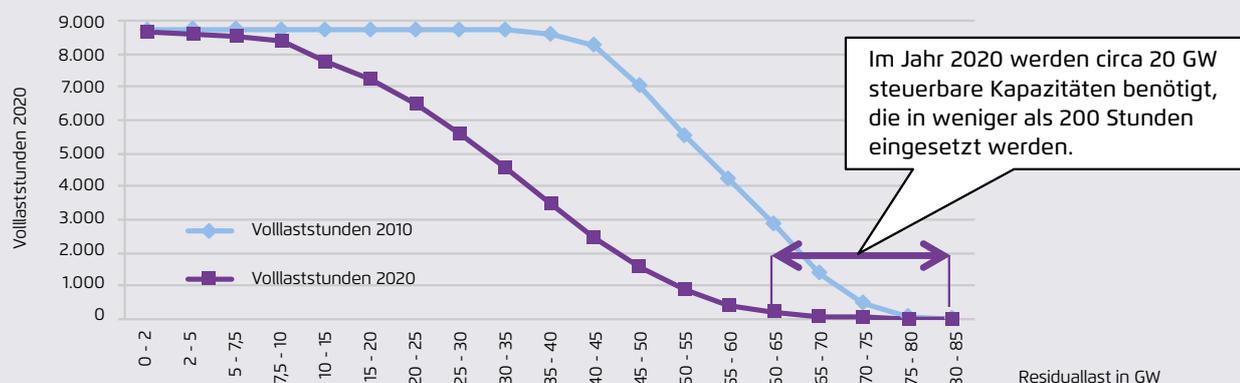
Auf der unteren Achse sind die Lastbänder in GW dargestellt, die durchgehenden hellblauen (Jahr 2010) und violettfarbenen (Jahr 2020) Linien geben für jedes dieser Lastbänder an, an wie vielen Stunden im Jahr die jeweilige Kraftwerkskapazität in Deutschland benötigt wird. Die Lastbänder zwischen 65 und 85 GW werden nach diesen Berechnungen in weniger als 100 Stunden im Jahr genutzt. Diese 20 GW entsprechen etwa einem Viertel der gesamten erforderlichen Kraftwerkskapazität von circa 80 GW. Eine Vielzahl anderer Studien kommt zu sehr ähnlichen Ergebnissen – je nach Annahmen werden 14 bis 27 GW Gasturbinen oder andere Optionen zur Bereitstellung steuerbarer Kapazität für nur wenige Stunden im Jahr benötigt.<sup>30</sup>



<sup>30</sup> Vgl. Consentec/r2b (2010a), S. 78f; Fraunhofer IWES (2010), S. 94; TAB (2012), S. 103; ECF (2010), Appendix Generation, S. 16

## Bedarf an steuerbaren Kapazitäten zur Deckung der Höchstlast

7



Eigene Darstellung basierend auf VDE (2012a)

## Gasturbinen können diesen Bedarf kostengünstig decken (35 bis 70 Millionen Euro im Jahr pro GW), abschaltbare Lasten oder ausgemusterte Kraftwerke eventuell noch günstiger

Dieser Bedarf an Maßnahmen zur Deckung der Höchstlast, der für Zeiten zur Verfügung stehen muss, in denen eine hohe Last auf eine minimale Einspeisung von Windkraft und PV trifft, muss nicht durch teure, „reguläre“ Kraftwerke gedeckt werden. Vielmehr können hier kostengünstige offene Gasturbinen eingesetzt werden. Solche Gasturbinen werden seit vielen Jahren zur Stromversorgung in Zeiten von Spitzenlasten benutzt und können in weniger als zehn Minuten ihre volle Leistung erreichen. Aufgrund ihrer relativ geringen Effizienz – etwa 30 Prozent Wirkungsgrad im Gegensatz zu etwa 60 Prozent bei einer Gas- und -Dampf-Turbine – und den damit verbundenen hohen Brennstoffkosten eignen sich diese offenen Gasturbinen nicht für den Einsatz zur dauerhaften Stromproduktion. Um die Höchstlast in der neuen Energiewende-Welt in nur sehr wenigen Stunden im Jahr zu decken, stellen sie jedoch eine kostengünstige Möglichkeit dar. Die zu erwartenden Kosten für die Bereithaltung pro GW und Jahr liegen bei 35 bis 70 Millionen Euro.<sup>31</sup>

Grundsätzlich können auch andere Optionen diese Funktion erfüllen – sofern sie das gleiche Niveau an Sicherheit bieten.

Auf Erzeugungsseite kommen dabei alte, bereits ausgemusterte Kraftwerke oder Kraftwerksblöcke sowie kleinere Diesel- und Gasmotoren, wie sie häufig zur Notstromversorgung eingesetzt werden, infrage. Einen nach Erfahrungen in anderen Ländern vielversprechenden und kostengünstigen Beitrag kann zudem die Nachfrageseite leisten, etwa durch abschaltbare Lasten in der Industrie. In den USA haben sich diese steuerbaren Kapazitäten als sehr kostengünstige Option erwiesen (siehe These 10).

## Durch den europäischen Verbund wird die Sicherung der Höchstlast einfacher und kostengünstiger

Noch kostengünstiger wird die Deckung der Höchstlast durch ein *Pooling* mit anderen europäischen Ländern. Zum einen ist die gemeinsame Höchstlast mehrerer Länder, die ohne Windkraft und Photovoltaik zu decken ist, geringer als die Summe der Höchstlasten der einzelnen Länder, da diese nicht genau zur gleichen Zeit erreicht werden: Die Lastkurven sind zeitlich versetzt, und die fluktuierende Erzeugung erreicht nicht in allen Ländern zeitgleich ihre minimale Produktion. Zum anderen können die Nachbarstaaten auf die jeweils kostengünstigsten Optionen gemeinsam zugreifen – unabhängig davon, ob dies abschaltbare Lasten, ausgemusterte Kraftwerke oder neue offene Gasturbinen sind. Dadurch werden die gesamten Kosten für alle teilnehmenden Länder gesenkt.

<sup>31</sup> Vgl. TAB (2012), S. 114; BMU (2012b), S. 21

# These 6

## Die Integration des Wärmesektors ist sinnvoll

### Der Wärmesektor bietet enorme Flexibilitätspotenziale

Bei der Anpassung des Stromsystems an die fluktuierende Erzeugung aus Windkraft und Solarenergie ist es wichtig, die Interaktionen mit anderen Bereichen im Auge zu behalten. Zukünftig wird besonders der Wärmesektor eine wichtige unterstützende Rolle bei der Umgestaltung des Stromsektors spielen, und zwar aus folgenden drei Gründen:

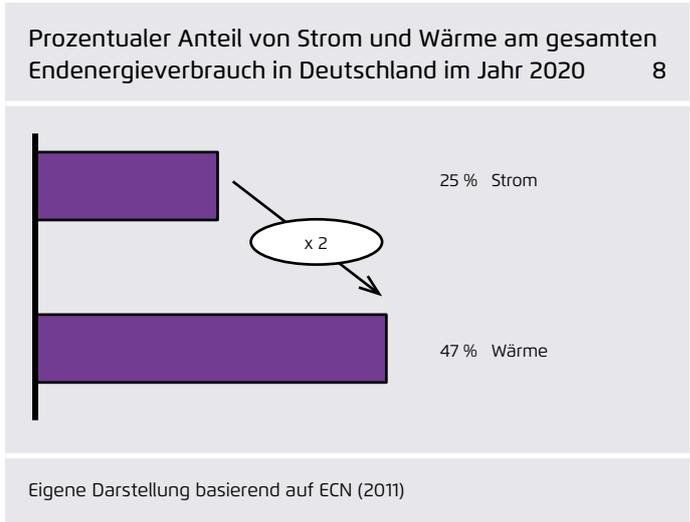
→ Er ist doppelt so groß wie der Stromsektor; Gas und Öl müssen zur Erreichung der Klimaziele (fast) vollständig ersetzt werden

Der gesamte Endenergieverbrauch im Wärmesektor ist in Deutschland etwa doppelt so groß wie der im Stromsektor. Die rechts stehende Grafik (Abbildung 8) verdeutlicht diese Zahlen in einer Prognose für 2020.<sup>32</sup> Um das Emissionsminderungsziel der Bundesregierung von minus 80 bis 95 Prozent Treibhausgas bis 2050 zu erreichen, müssen langfristig sowohl der Wärmeverbrauch reduziert als auch die Brennstoffe Öl und Gas im Wärmesektor (fast) vollständig durch Erneuerbare Energien ersetzt werden. Aufgrund des beschränkten Biomassepotenzials (siehe These 1) ist darüber hinaus davon auszugehen, dass Öl und Gas nur zu einem geringen Maß durch biogene Treibstoffe ersetzt werden können. Langfristig müssen insofern sowohl der Wärme- als auch der Transportsektor verstärkt auf den Energieträger Strom – erzeugt im Wesentlichen durch Windkraft und Photovoltaik – zurückgreifen.

→ Wärme ist im Gegensatz zu Strom gut speicherbar

Im Gegensatz zur Energieform Elektrizität ist Wärme gut speicherbar. Wärme für den Haushaltsbedarf (Warmwasser und Raumwärme) kann zum Beispiel sehr einfach in einem isolierten Wassertank gespeichert werden, der im Haushalt, auf städtischer Ebene im Rahmen eines Fernwärmenetzes oder im Rahmen einer dezentralen kommunalen Nahwärmeversorgung vorgehalten wird. Solche Wärmespeicher

<sup>32</sup> Vgl. ECN (2011)



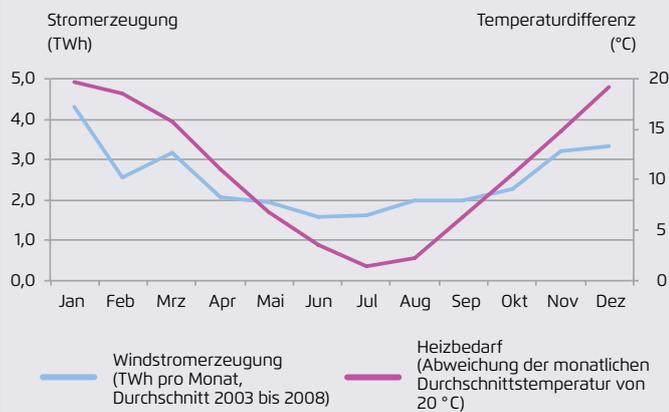
können relativ kostengünstig für den Bedarf von wenigen Stunden oder Tagen ausgelegt werden, die Energieverluste sind im Vergleich zur Speicherung von Strom gering. Kälte zur Kühlung von Lebensmitteln in Gewerbe und Handel kann ebenfalls relativ kostengünstig und mit geringen Energieverlusten über kurze Zeiträume gespeichert werden.

→ Wärme wird vor allem im Winter benötigt, wenn das Windaufkommen hoch ist

Der größte Teil des Wärmebedarfs in Deutschland entsteht in den Monaten Oktober bis April. Wie in der rechts stehenden Grafik (Abbildung 9) zu sehen ist, liegt gerade in diesen Monaten auch der Schwerpunkt der Erzeugung von Windstrom. Diese Korrelation ist vorteilhaft, da aus heutiger Perspektive Windstrom die für den Norden Europas kostengünstigste Option ist.

## Heizbedarf und Windstromerzeugung in Deutschland im monatlichen Verlauf

9



Eigene Berechnungen basierend auf FhG ISE/ISI (2009) und DWD (2012)

**KWK verbindet schon heute den Strom- mit dem Wärmesektor; mittelfristig kommen bei hohem Windaufkommen bivalente Heizsysteme, die sowohl Brennstoffe als auch Strom nutzen können, zum Einsatz; langfristige Integration über einen gemeinsamen Brennstoff: Erdgas/Biogas/Power to Gas**

Durch Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sind die beiden Sektoren Strom und Wärme bereits heute verbunden: KWK-Anlagen produzieren gleichzeitig Strom und Wärme und können durch einfache technische Aufrüstung in die Lage versetzt werden, sich sowohl nach dem Wärme- als auch nach dem Strombedarf zu richten (These 3). Dies geschieht in erster Linie durch das Errichten eines Wärmespeichers – wenn wenig Wind weht, aber keine Wärme benötigt wird, produziert das Kraftwerk Strom, die Wärme wird gespeichert. Diese Möglichkeit der Integration wird bereits heute von Stadtwerken und anderen Stromerzeugern implementiert. So werden zum Beispiel in Flensburg, Lemgo und Hamburg *Power-to-Heat*-Systeme geplant und installiert.

Mittelfristig werden darüber hinaus bivalente Heizsysteme genutzt werden. Sie verbinden beide Sektoren und bieten

große Flexibilität, indem sie entweder mit fossilen Brennstoffen oder mit Strom Wärme erzeugen: In Zeiten von viel Wind und Sonne, wenn die Strompreise niedrig sind, wird Strom benutzt, in Zeiten von wenig Wind und Sonne – und damit steigenden Strompreisen – Gas oder Öl.

Langfristig werden die beiden Sektoren noch stärker über den gemeinsamen und austauschbaren Brennstoff Erdgas/Biogas/Power to Gas verbunden. Dieser Brennstoff kann flexibel zur zentralen oder dezentralen Stromerzeugung, zur Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen oder Blockheizkraftwerken oder in Heizsystemen zur alleinigen Wärmeerzeugung benutzt werden. Der besondere Vorteil liegt hierbei in der möglichen Speicherung über lange Zeiträume, wofür bereits heute eine umfangreiche Infrastruktur vorhanden ist (Kavernen und Pipelinenetz).



---

## These 7

# Der heutige Strommarkt handelt Kilowattstunden – er garantiert keine Versorgungssicherheit

---

### Am heutigen Strommarkt werden Strommengen gehandelt (*Energy only*)

Am heutigen Strommarkt handeln Anbieter und Nachfrager mit Kilowattstunden, das heißt mit der Lieferung von Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt. Dieser Markt wird auch als *Energy-only*-Markt bezeichnet, da an ihm ausschließlich mit Strommengen gehandelt wird. Die Gewährleistung von Versorgungssicherheit ist nicht Gegenstand der Vertragsbeziehungen zwischen den Akteuren. Der notwendige Ausgleich zwischen Gesamtnachfrage und -angebot zu jedem Zeitpunkt, damit das Stromnetz stabil bleibt, ist Aufgabe der Netzbetreiber.

### Der Strompreis wird – stündlich – durch die Betriebskosten des teuersten laufenden Kraftwerks bestimmt (Grenzkosten); dieser Mechanismus stellt sicher, dass zuerst die Kraftwerke mit den niedrigsten Betriebskosten eingesetzt werden, dann die mit höheren

Die Preise auf dem heutigen Strommarkt bilden sich nach dem sogenannten *Merit-Order*-Prinzip am Schnittpunkt zwischen Angebot und Nachfrage. Konkret bedeutet dies: Die Energieversorger bieten Strom aus ihren zur Verfügung stehenden Kraftwerken zu einem bestimmten Preis an der Börse an. Dort werden diese Gebote nach dem Preis sortiert: Am billigsten ist Strom aus Windkraft- und PV-Anlagen, dann folgen Wasser-, Atom- und Braunkohlekraftwerke, sowie – abhängig von CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreisen – Kohle- und Gaskraftwerke (siehe Abbildung 10). Steigt der Verbrauch, wird Strom aus weiteren Kraftwerken benötigt, um die Nachfrage zu decken. Beginnend mit den niedrigsten Betriebskosten werden also so lange Kraftwerke mit höheren Kosten zugeschaltet, bis die Nachfrage gedeckt ist. Das jeweils teuerste Kraftwerk, das noch benötigt wird, um die Nachfrage zu decken, bestimmt den Strompreis am

Spotmarkt. Es ist das sogenannte Grenzkraftwerk.<sup>33</sup> Je nach Menge eingespeisten Stroms aus Windkraft- und Solaranlagen wird also ein Kraftwerk mit geringeren oder höheren Betriebskosten zum Grenzkraftwerk – dementsprechend variieren auch die Preise an der Strombörse je nach Windangebot beziehungsweise Sonneneinstrahlung.

### Es ist nicht gesichert, dass dieser Strommengenmarkt genügend Anreize für Neu- und Bestandsanlagen schafft, um dauerhaft das öffentliche Gut Versorgungssicherheit zu gewährleisten

Es gibt eine intensive Diskussion in der Wirtschaftswissenschaft, ob die bestehenden *Energy-only*-Märkte in der Lage sind, Versorgungssicherheit dauerhaft zu gewährleisten.<sup>34</sup> Gründe, die dagegen sprechen, sind etwa eine mangelnde Elastizität der Stromnachfrage, ein mögliches *Missing-Money*-Problem bei Kraftwerken mit geringen Betriebszeiten sowie regulatorische Unsicherheiten. Auf der anderen Seite wird argumentiert, dass jede Nachfrage ein Angebot erzeugt. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Frage, ob der *Energy-only*-Markt die Versorgungssicherheit dauerhaft gewährleisten kann, durch die ökonomische Theorie nicht eindeutig geklärt wird.

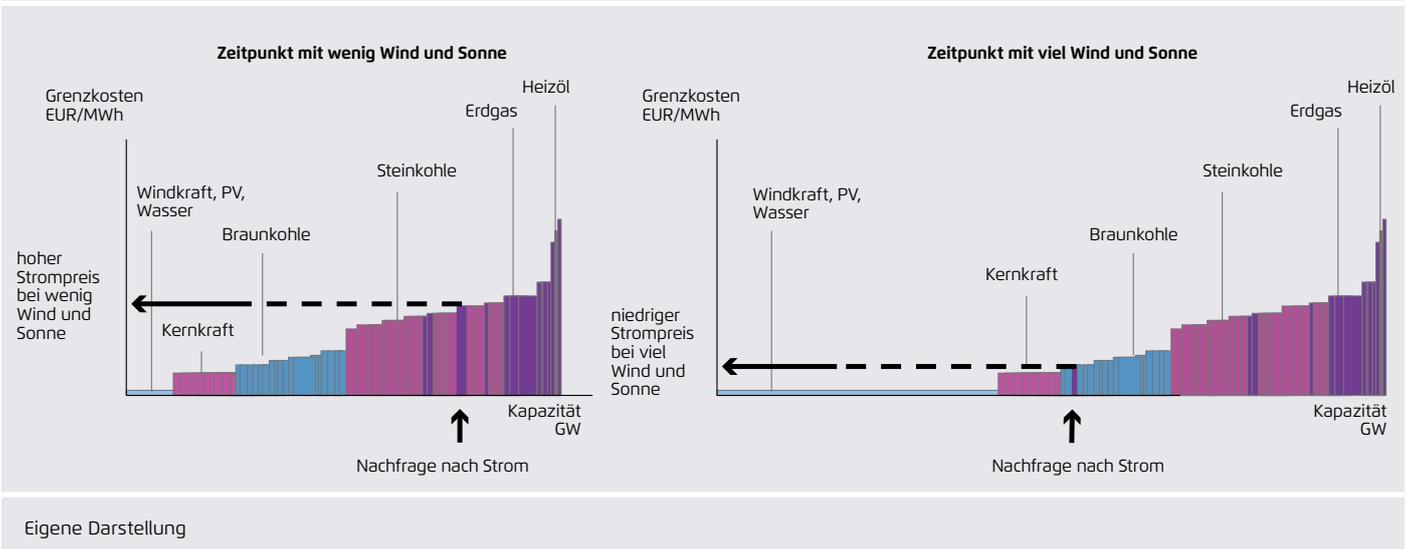
---

<sup>33</sup> Der Betreiber eines Grenzkraftwerks wird versuchen, sein Gebot nicht an den eigenen variablen Betriebskosten auszurichten, sondern es knapp unterhalb der variablen Betriebskosten des nach ihm nächsten Kraftwerks in der *Merit Order* zu platzieren, um so zusätzliche Renditen zu erlösen. In einem Markt mit vielen Kraftwerken mit ähnlicher Kostenstruktur sind diese zusätzlichen Renditen jedoch gering, sodass im Allgemeinen der Strompreis fast identisch mit den Grenzkosten des letzten zum Einsatz kommenden Kraftwerks ist.

<sup>34</sup> Für die Pro- und -Kontra-Argumentation zu diesem Thema vgl. Cramton/Ockenfels (2012) und Müsgens/Peek (2011)

Logik der Strompreisbildung anhand der *Merit-Order*-Kurve

10



In vielen anderen Staaten mit liberalisierten Strommärkten (zum Beispiel USA, Brasilien, Spanien, Großbritannien, Südkorea) haben die Regulierungsbehörden den Schluss gezogen, zusätzliche Instrumente zur Gewährleistung der notwendigen Kraftwerkskapazität einzuführen, da Versorgungssicherheit als öffentliches Gut angesehen wird, bei dem es ein hohes Risiko gibt, dass es der *Energy-only*-Markt nicht in ausreichendem Umfang bereitstellt.<sup>35</sup> In Deutschland hat die Frage notwendiger Ersatzkapazitäten zum Erhalt der Versorgungssicherheit eine besondere Relevanz, da im Zeitraum von 2015 bis 2022 durch den Atomausstieg 12 GW Kernkraftwerkskapazitäten wegfallen werden, der größte Teil davon (8 GW) innerhalb des kurzen Zeitraums von 2020 bis 2022.

### Die Energiewende verschärft diese Frage, weil Windkraft und PV den durchschnittlichen Börsenstrompreis und die Auslastung fossiler Kraftwerke senken

Im Zuge der Energiewende kommt zu der grundsätzlichen Frage der Versorgungssicherheit in *Energy-only*-Märkten hinzu, dass der Markt für fossile Kapazitäten kontinuier-

lich schrumpfen wird. Aufgrund des im Rahmen der Energiewende gewollten Zubaus der Erneuerbaren Energien ist vorprogrammiert, dass die Benutzungsstunden der fossilen Kraftwerke kontinuierlich sinken werden – insbesondere die der Gas- und Steinkohlekraftwerke, die in der *Merit-Order* hinter den Braunkohlekraftwerken stehen. Hinzu kommt, dass bei wachsenden Anteilen an Erneuerbaren Energien mit Grenzkosten von nahe null der Strompreis an der Börse weiter sinken wird.

Es ist vor diesem Hintergrund fraglich, ob Investoren ohne zusätzliche Kapazitätszahlungen neue Kraftwerke in ausreichendem Umfang errichten beziehungsweise bestehende in ausreichendem Umfang weiter betreiben werden, damit zu jedem Zeitpunkt die Versorgungssicherheit auf dem bisherigen Niveau gewährleistet ist. Vor dem Hintergrund, dass neue Gasturbinen einen Vorlauf für Bau und Genehmigung von zwei bis drei Jahren haben, für neue Gas- und Dampfkraftwerke drei bis fünf Jahre eingeplant werden müssen und Kohlekraftwerke noch längere Genehmigungs- und Bauzeiten haben, wird die Politik in der kommenden Legislaturperiode eine regulatorische Antwort auf die Frage der dauerhaften Gewährleistung der Versorgungssicherheit finden müssen.<sup>36</sup>

<sup>35</sup> Die eingeführten Kapazitätsmärkte haben verschiedene Ausgestaltungsformen und waren bisher unterschiedlich effektiv beziehungsweise effizient. Für einen Überblick vgl. Süßenbacher et al. (2011)

<sup>36</sup> Für einen Überblick über die derzeit diskutierten Modelle einer strategischen Reserve, eines umfassenden Kapazitätsmarkts beziehungsweise eines fokussierten Kapazitätsmarkts vgl. Agora Energiewende (2012b)

---

## These 8

# Am Grenzkostenmarkt können sich Wind und PV prinzipiell nicht refinanzieren

---

### Windkraft und PV haben Betriebskosten von nahe null

Windkraft- und PV-Anlagen sind gekennzeichnet von hohen Investitionskosten, null Brennstoffkosten und geringen Wartungskosten – sie haben also sehr geringe Betriebskosten (siehe These 1). Eine funktionierende Windkraft- beziehungsweise PV-Anlage hat sogar Grenzkosten von nahe null, das heißt, die Produktion einer zusätzlichen Kilowattstunde Strom verursacht – im Gegensatz zu Kohle- oder Gaskraftwerken – fast keine Kosten.

### Sie produzieren Strom dann, wenn der Wind weht beziehungsweise die Sonne scheint – unabhängig vom Börsenstrompreis

Windkraft- und PV-Anlagen sind dargebotsabhängig, das heißt abhängig von der Wettersituation beziehungsweise Tageszeit. Im Gegensatz zu Kohle- und Gaskraftwerken ist die Stromproduktion von Windkraft- und Solaranlagen nicht durch den Betreiber steuerbar (Ausnahme: Abregelung der Anlage). Da die Grenzkosten der Stromproduktion annähernd null sind, werden Windkraft- und PV-Anlagen immer dann Strom produzieren, wenn der Wind weht beziehungsweise die Sonne scheint – unabhängig davon, ob der Börsenstrompreis hoch oder niedrig ist.<sup>37</sup>

### In Zeiten von viel Wind und/oder Sonne produzieren die Windkraft- und PV-Anlagen so viel Strom, dass sie die Preise am Spotmarkt senken; die Folge: Windkraft und PV machen sich an der Börse ihren eigenen Preis kaputt

---

<sup>37</sup> Eine Ausnahme bilden Situationen mit negativen Strompreisen – hier könnten Windkraft- und PV-Anlagenbetreiber ihre Anlagen abschalten, um nicht für die Stromproduktion Geld zahlen zu müssen.

Wenn der Wind weht und/oder die Sonne scheint, produzieren alle Windkraft- beziehungsweise PV-Anlagen in derselben Wetterzone gleichzeitig Strom. Sobald eine signifikante Anzahl von Windkraft- und PV-Anlagen im System ist, hat dies einen Preiseffekt an der Strombörse: Da viel Strom mit Grenzkosten von nahe null angeboten wird, sinkt der Börsenpreis, da nun Kraftwerke mit teureren Grenzkosten nicht zum Einsatz kommen und Kraftwerke mit günstigeren Grenzkosten den Börsenpreis bestimmen (*Merit-Order*-Effekt). In Deutschland sind derzeit jeweils etwa 30 GW Windkraft und Photovoltaik installiert. Im sonnigen Monat Mai 2012 lag der Börsenpreis tagsüber oft bei nur circa 30 Euro/MWh; die frühere Mittagsspitze des Strompreises aufgrund des dann höchsten Verbrauchs existiert an sonnigen Tagen nicht mehr. Ein Beleg hierfür sind auch die Prognosen der Netzbetreiber: Um die Erlöse aus dem Verkauf des EEG-Stroms an der Börse abzuschätzen, greifen sie auf sogenannte Marktwertfaktoren der Erneuerbare-Energien-Strommengen zu. Diese beschreiben, ob der Börsenpreis zum Zeitpunkt der Stromeinspeisung über oder unter dem Jahresdurchschnitt liegt. Die prognostizierten Marktwertfaktoren von Windkraft und Photovoltaik für 2013 liegen dabei bei 89 Prozent (Windkraft) beziehungsweise 98 Prozent (PV). Noch für 2012 wurde für die Windkraft ein Faktor von 90,5 Prozent und für Photovoltaik von 105 Prozent angenommen.<sup>38</sup>

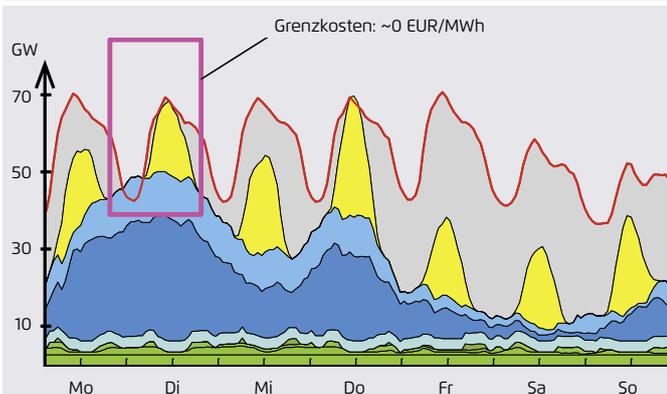
Die Folge dieser Entwicklung ist: Windkraft- und PV-Anlagen machen sich in dem auf Grenzkosten basierenden Spotmarkt ihren eigenen Preis kaputt. Dieser Effekt verstärkt sich, je mehr Windkraft- und PV-Anlagen zugebaut werden, die zum gleichen Zeitpunkt Strom produzieren (siehe Abbildung 11).

---

<sup>38</sup> Vgl. 50Hertz et al. (2012); 50Hertz et al. (2013)

### Einfluss hoher Wind- und PV-Stromproduktion auf den Börsenpreis im Jahr 2022 am Beispiel einer Woche im August

11



- Zwischen Montagnacht und Dienstagabend decken Windkraft und PV (plus kleine Mengen anderer Erneuerbarer Energien) die gesamte Stromnachfrage in Deutschland.
- Der Börsenpreis, der sich auf Grenzkostenbasis ergibt, wird über etwa 18 Stunden konstant gegen null EUR/MWh tendieren.

Eigene Darstellung basierend auf Agora Energiewende (2012a)

### Daher können sich Windkraft und PV am Grenzkostenmarkt prinzipiell nicht refinanzieren – selbst wenn ihre Vollkosten unter denen von Kohle und Gas liegen

Die Folge dieses Effekts ist, dass sich Windkraft- und PV-Anlagen an der Strombörse prinzipiell nicht refinanzieren können – selbst wenn ihre durchschnittlichen Stromgestehungskosten niedriger sind als die von Kohle oder Gas. Das Problem ist jedoch: Windkraft und Photovoltaik können an der Börse diese durchschnittlichen Stromgestehungskosten grundsätzlich nicht erzielen – denn der Preis ist immer dann niedriger als im Durchschnitt, wenn der Wind weht und/oder die Sonne scheint und sie aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit Strom produzieren (müssen). Bei hohen Windkraft- und PV-Anteilen dürfte der Börsenstrompreis sogar bei Starkwind beziehungsweise intensivem Sonnenschein stetig auf das erwartbare Mindestniveau am Strommarkt von 1 bis 2 ct/kWh<sup>39</sup> sinken. Simulationen mit Strom-

marktmodellen haben diesen theoretischen Effekt anhand des bestehenden Kraftwerksparks bestätigt.<sup>40</sup>

### Hohe CO<sub>2</sub>-Preise ändern daran grundsätzlich nichts

Selbst eine Verschärfung des EU-Emissionshandelssystems mit der Folge steigender CO<sub>2</sub>-Preise könnte das Problem nicht lösen, da hohe CO<sub>2</sub>-Preise nichts an der Tatsache ändern, dass Windkraft und PV Grenzkosten von nahe null haben. Hohe CO<sub>2</sub>-Preise führen zwar dazu, dass die Stromproduktionskosten der Kohle- und Gaskraftwerke steigen und in Schwachwind- beziehungsweise sonnenarmen Zeiten die in Teillast laufenden Wind- und Sonnenkraftwerke in diesen Stunden höhere Einnahmen erzielen werden, weil sie von den höheren Grenzkosten des dann zum Einsatz kommenden Kohle- und Gaskraftwerks profitieren. Diese höheren Einnahmen können jedoch nicht die (vielen) Stunden überkompensieren, in denen die Windkraft- und Solaranlagen aufgrund guter Wetterbedingungen viel Strom produzieren und dabei sehr geringe Preise an der Börse erzielen werden.

Das Ansinnen, die Erneuerbaren Energien marktfähig zu machen und dann den weiteren Ausbau vom bestehenden Markt bestimmen zu lassen, steht insofern vor einem fundamentalen Problem: In den bestehenden (Grenzkosten-) Markt können Windkraft und PV nicht integriert werden, da dieser aufgrund seines Designs prinzipiell nicht in der Lage ist, die Investitionskosten dargebotsabhängiger Energieträger zu refinanzieren. Ohne ein – wie auch immer gestaltetes – Instrument für Strom aus Erneuerbaren Energien käme insofern die Energiewende zum Erliegen.

tiv, ist zu erwarten, dass neue Nachfrager am Strommarkt auftreten. So können etwa Wärmeverbraucher mit sehr niedrigen Investitionskosten Strom in Wärme umwandeln (das sogenannte Tauchsieder-Prinzip), sodass das Mindestpreisniveau am Strommarkt 1 bis 2 Cent/kWh ist, in Abhängigkeit von den Gaspreisen als Opportunitätskosten im Wärmemarkt.

39 Wird der Strompreis an der Börse nahe null oder sogar nega-

40 Vgl. Kopp et al. (2012)

---

## These 9

# Ein neuer Energiewende-Markt ist erforderlich

---

Der zukünftige Energiewende-Markt sollte zwei Funktionen erfüllen:

- den Einsatz der Kapazitäten steuern, um eine effiziente Synchronisation von Angebot und Nachfrage zu erreichen
- Investitionssignale für Erneuerbare Energien einerseits sowie konventionelle Anlagen, Flexibilisierung der Nachfrage und (langfristig) Speicher andererseits senden

Vor dem Hintergrund der Analysen in den Thesen 7 und 8 ist es notwendig, ein neues Marktdesign für die Energiewende zu konzipieren (siehe Abbildung 12). Der zukünftige Energiewende-Markt sollte zwei Funktionen erfüllen: Er sollte – wie bisher – im Rahmen des *Energy-only*-Marktes Angebot und Nachfrage auf der Basis des Grenzkostenprinzips so effizient wie möglich synchronisieren. Erneuerbare Energien, Kraftwerke und Speicher werden in der Reihenfolge ihrer Grenzkosten je nach Nachfragelast eingesetzt. Daneben sollte der neue Markt jedoch auch die erforderlichen Investitionen in Erneuerbare Energien einerseits sowie in konventionelle Anlagen, Nachfrageflexibilität und Speichertechnologien andererseits sicherstellen. Hierbei geht es darum, dass nicht nur der bestehende Kraftwerkspark optimal zum Einsatz kommt, sondern auch die notwendigen Investitionen zum weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie zur dauerhaften Gewährleistung der Versorgungssicherheit getätigt werden. Dabei sollten die fossilen Anlagen, die Nachfrage und die Speicher miteinander darum konkurrieren, die benötigten flexiblen Kapazitäten zum Ausgleich der fluktuierenden Stromproduktion aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen am kostengünstigsten bereitzustellen.

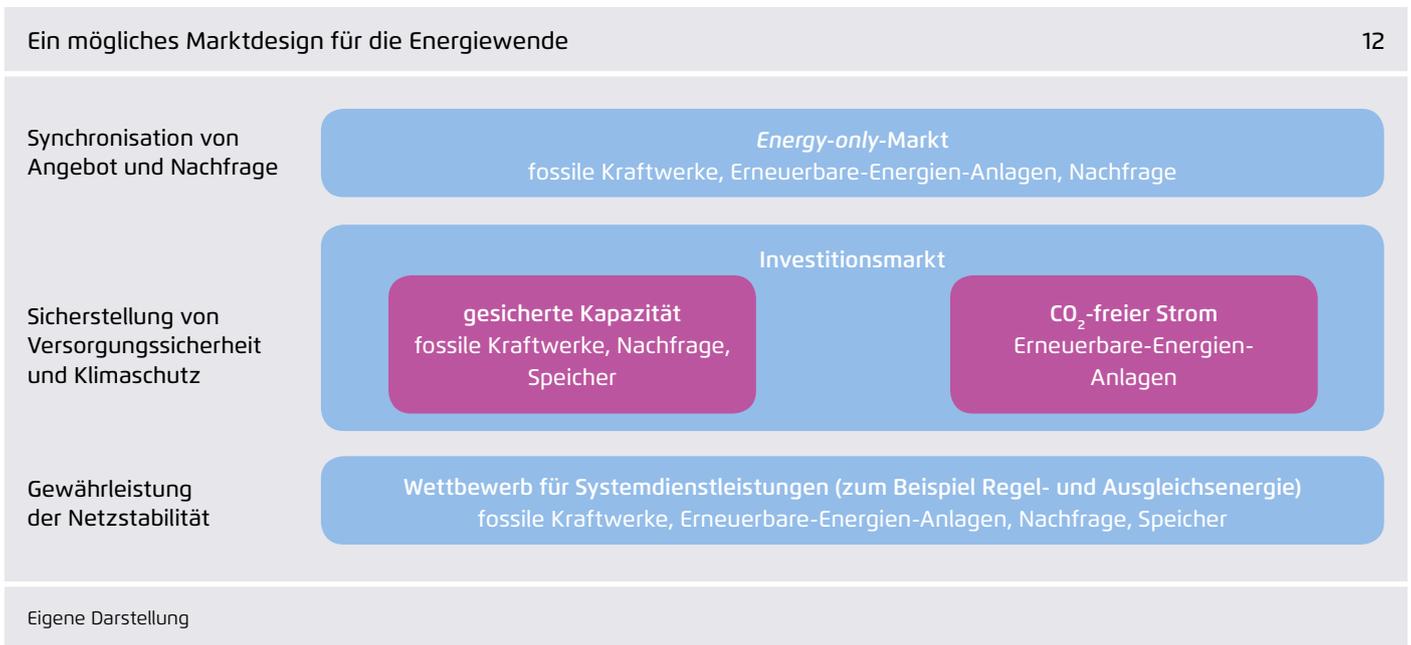
Dabei werden zwei Zahlungsströme entstehen:

- Erlöse (wie bisher) aus einem Markt für Strommengen (MWh) – grenzkostenbasierter *Energy-only*-Markt
- Erlöse an einem neuen Markt für Investitionen in Kapazität (MW)

Der neue Energiewende-Markt wird für beide Funktionen eigene Mechanismen zur Verfügung stellen, damit die entsprechenden Zahlungsströme entstehen. Der bestehende *Energy-only*-Markt wird fortbestehen, aber ergänzt um einen neuen Markt für Investitionen in Kapazität. Betreiber von EE-Anlagen, fossilen Kraftwerken und Stromspeichern erhalten dann Erlöse an beiden Märkten und sichern so Investition und Betrieb ihrer Anlagen.

**Daneben gibt es einen Wettbewerb für Systemdienstleistungen (zum Beispiel Regelernergie), bei dem fossile Kraftwerke, Erneuerbare Energien, Nachfrage und Speicher miteinander konkurrieren**

Der Regel- und Ausgleichsenergiemarkt wird weiterhin notwendig sein, um die Systemdienstleistungen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität zu gewährleisten. Er sollte jedoch in seinen Präqualifikationsanforderungen so modifiziert werden, dass neben fossilen Kraftwerken auch Erneuerbare Energien und Nachfragelasten schneller und variabler an den Ausschreibungen teilnehmen können. Zudem sollten die Kosten für die Regelernergie vollständig von den Bilanzkreisbetreibern getragen werden, anstatt wie bisher zu zwei Dritteln über die Netzentgelte umgelegt (also sozialisiert) zu werden. Damit ließe sich die Prognoseverantwortung für die am nächsten Tag zu erwartende Stromproduktion sowie die Entwicklung der Nachfragelast klar zuordnen.



## Der neue Markt für Investitionen in Kapazitäten generiert Vergütungen für:

- das Produkt „gesicherte flexible Leistung“ beziehungsweise „gesicherte flexible Lastverschiebung“ zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit
- das Produkt „CO<sub>2</sub>-freie Strommengen“ zur Sicherstellung des kontinuierlichen Umstiegs auf Erneuerbare Energien

Ein zukünftiger Markt für Investitionen in Kapazität muss zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sowohl Angebot als auch Nachfrage im Blick haben, das heißt die Produkte so definieren, dass sowohl steuerbare Kraftwerke als auch flexible Nachfrage und Speicher eingebunden werden. Durch den steigenden Anteil von Windkraft und Photovoltaik müssen Kraftwerke und die Verschiebung der Nachfragelast hochflexibel sein und schnelle An- und Abfahrvorgänge gewährleisten können (steile Rampen).

Für den Bereich der Erneuerbaren Energien sollte ein Markt geschaffen werden, der Anreize für Investitionen liefert, mit denen einerseits die Ausbauziele sicher erreicht und andererseits die Gesamtsystemkosten auf das erforderliche Maß begrenzt werden.

## Die Ausgestaltung dieses neuen Marktes bedarf noch genauerer Analysen; verschiedene Optionen (Prämien/Boni, Ausschreibungen, Zertifikate), deren Wirkungen noch genauer betrachtet werden müssen, sind möglich

Bei einem Investitionsmarkt gibt es grundsätzlich verschiedene Optionen:

- Es kann einen Zuschlag auf den am *Energy-only*-Markt erzielten Preis geben (Prämien- beziehungsweise Bonus-Modelle).
- Alternativ kann ein zentraler Verantwortlicher bestimmt werden (zum Beispiel die Übertragungsnetzbetreiber oder die Bundesnetzagentur), der Ausschreibungen organisiert und dem günstigsten Anbieter den Zuschlag erteilt (Ausschreibungs- beziehungsweise Auktionsmodelle).
- Als dritte Option kann den Stromvertreibern die Pflicht auferlegt werden, verbunden mit dem Verkauf von Strom eine bestimmte Leistung zu erfüllen, etwa eine bestimmte Menge von EE-Strom beziehungsweise Versorgungssicherheitszertifikaten einzukaufen (Zertifikate- beziehungsweise Quotenmodelle).

Diese verschiedenen Modelle sind für den Ausbau der Erneuerbaren Energien vielfältig diskutiert und mit ihren

jeweiligen Vor- und Nachteilen erörtert worden.<sup>41</sup> Für die Herstellung von Versorgungssicherheit werden primär die beiden letztgenannten Optionen diskutiert sowie die Einführung einer strategischen Reserve.<sup>42</sup>

Im Kontext der Energiewende gilt es, diese verschiedenen Optionen neu zu analysieren. Denn entscheidend für den neuen Markt für Kapazität im Kontext der Energiewende ist es, dass die zu vergütenden Technologien (seien es Windkraft- und Solaranlagen, Kapazitäten zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sowie perspektivisch auch Stromspeicher) alle dadurch gekennzeichnet sind, dass fast die gesamten Kosten bei der Investition entstehen, während die Betriebskosten vernachlässigbar sind beziehungsweise – im Fall von fossilen Kapazitäten zur Versorgungssicherheit wie Gasturbinen – aufgrund geringer Betriebszeiten keinen angemessenen *Return on Investment* einfahren können.

### Ein Umstieg von der Einspeisevergütung für Erneuerbare Energien auf einen neuen Mechanismus ist nur gerechtfertigt, wenn eine Effizienzsteigerung zu erwarten ist

Die Schaffung eines Marktes für Erneuerbare Energien ist aus volkswirtschaftlicher Sicht kein Wert an sich. Vielmehr muss das Marktdesign erwarten lassen, dass Effizienzvorteile für Verbraucher und die Gesellschaft gegenüber dem bestehenden System der Einspeisevergütung generiert werden.

Das System der Einspeisevergütung im EEG hat seine Probleme darin, dass der Gesetzgeber bei der Festlegung der Vergütung für Strom aus Erneuerbaren Energien irren kann oder sich durch Partikularinteressen beeinflussen lässt. Bei einem Umstieg auf einen neuen Mechanismus sind insbesondere drei Aspekte zu beachten:

- Die Steuerungsmöglichkeit einmal gebauter Anlagen bei den zentralen Technologien Windkraft und Photovoltaik geht gegen null, das heißt, es kommt ausschließlich auf die Investitionsentscheidung an. Vor dem Hintergrund der unterschiedlichen, standortabhängigen Einspeiseprofile von Windkraft- und PV-Anlagen ist es daher wichtig, dass ein neuer Markt für Investitionsentscheidungen die richtigen Anreize liefert, neue Anlagen so zu bauen, dass sie für das Gesamtsystem effizient sind.
- Windkraft- und PV-Anlagen sind sehr kapitalintensive Investitionen. Dies stellt ein hohes Risiko für den Investor dar, wenn die spätere Erlössituation unklar ist. Das System der Einspeisevergütung schaltet durch die festen, 20-jährigen Tarife dieses Preisrisiko aus. Ein Marktmodell, das das Risikoprofil einer sehr kapitalintensiven Investition nicht ausreichend beachtet, läuft Gefahr, die Kosten für die Verbraucher durch unnötig hohe Risikozuschläge in die Höhe zu treiben.
- Der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist bisher zu großen Teilen durch die Bürgerinnen und Bürger und kleine und mittelständische Unternehmen (KMU) erfolgt beziehungsweise finanziert worden. Dies hat dazu beigetragen, dass es einen großen Rückhalt in der Bevölkerung für die Energiewende gibt. Ein Marktdesign, das diese Aktivitäten der Bürger und KMUs nicht mehr ermöglicht, würde die Zukunft der Energiewende infrage stellen.

Vor diesem Hintergrund ist es geboten, Alternativen zum bestehenden Einspeisesystem sorgfältig auf ihre Auswirkungen in einem von Windkraft und PV dominierten Stromsystem zu analysieren. Ein überhasteter Umstieg auf einen neuen Mechanismus birgt die Gefahr, dass am Ende ein weniger effizientes System entsteht und die Kosten der Energiewende unnötig steigen.

<sup>41</sup> Für aktuelle Überblicke vgl. Verbruggen/Lauber (2012); Fraunhofer ISI et al. (2012)

<sup>42</sup> Für einen aktuellen Überblick vgl. Agora Energiewende (2012b); dena (2012); zu den aktuell in Deutschland diskutierten Vorschlägen vgl. Consentec (2012); EWI (2012); Öko-Institut et al. (2012)

## These 10

# Der Energiewende-Markt bindet die Nachfrageseite aktiv ein

### Die Flexibilisierung der Nachfrageseite ist ein entscheidender Baustein, um mehr Windkraft- und PV-Strom nutzen zu können

Je mehr Lasten aus sonnen- und windarmen Zeiten in sonnen- und windreiche Zeiten verschoben werden, desto mehr Windkraft- und PV-Strom kann in das Stromsystem integriert werden, ohne dass auf teure Speicher zurückgegriffen werden muss (siehe Abbildung 13). Bisher reagiert die Stromnachfrage allerdings sehr unflexibel auf unterschiedliche Strompreise im Verlauf eines Tages – derzeit werden nur etwa zwei bis drei Prozent der Nachfragelast variabel gesteuert (etwa 1,5 GW bei einer gesamten Last von 50 bis 80 GW). Das technische Potenzial ist hingegen deutlich höher: Langfristig könnten über 50 Prozent der heuti-

gen Nachfragelast auf die Erzeugung von Windkraft und PV reagieren.<sup>43</sup> Dass sie bisher in Deutschland nur wenig flexibel auf Strompreisänderungen reagiert, hat zwei Ursachen: Zum einen sind die Preisschwankungen innerhalb eines Tages nicht sehr groß, sodass eine Lastverlagerung keinen großen Wert hat. Zum anderen existieren – insbesondere bei den Netzentgelten – kontraproduktive Anreizstrukturen, die dies verhindern.

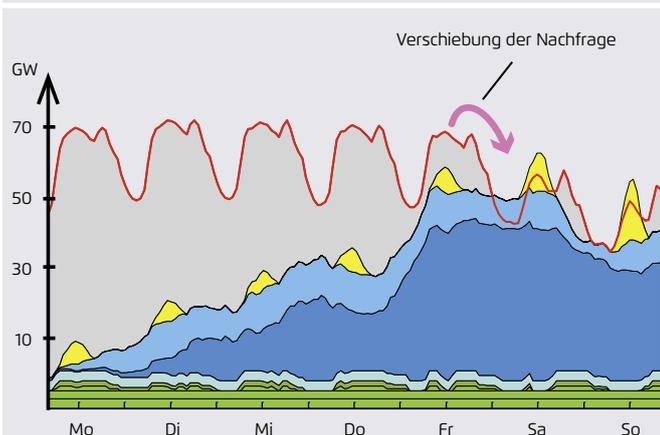
### Die Verschiebung der Nachfragelast ist oft kostengünstiger als die Speicherung von Strom oder die Vorhaltung von Kraftwerksleistung

Die Verschiebung von Nachfragelasten ist oft die kostengünstigste Flexibilitätsoption. So ist es etwa ohne größere Investitionen möglich, Kühlhäuser in windstarken Zeiten auf niedrigere Temperaturen als  $-18\text{ °C}$  zu kühlen, um dann in windschwächeren Zeiten auf den Strombezug zu verzichten. In der Industrie kann die Stromnachfrage vielfach ohne relevante Investitionen zeitlich verschoben werden, in vielen Fällen können kostengünstige Wärmespeicher oder Speicher für Zwischenprodukte wie Chemikalien errichtet werden. Erfahrungen aus den USA zeigen, dass die Kosten für die Flexibilisierung der Nachfrage häufig deutlich unter denen einer Vorhaltung von Kraftwerksleistung liegen. Bei dem im Osten der USA eingeführten Kapazitätsmarkt haben Angebote von der Nachfrageseite den weitaus größten Teil der Auktionen gewonnen. Dort wurden im Lieferjahr 2012/2013 steuerbare Kapazität von 11 GW erschlossen und den Konsumenten dadurch mehr als eine Milliarde US-Dollar gespart.<sup>44</sup>

43 Vgl. Bundesumweltministerium (2012b), S. 24 – 28

44 Vgl. Gottstein (2012)

Beitrag der Nachfrage zur Flexibilisierung im Jahr 2022 am Beispiel einer Woche im Februar 13



- In der Nacht von Freitag auf Samstag und am Samstagvormittag gibt es jeweils einen Überschuss an Strom; Freitagmittag/-nachmittag werden jedoch etwa 20 GW fossiler Erzeugung benötigt.
- Industriebetriebe und andere Stromverbraucher können ihre Nachfrage von Freitagmittag auf Freitagnacht beziehungsweise Samstagvormittag verlagern.

Eigene Darstellung basierend auf Agora Energiewende (2012a)



## Die bisherigen Regelungen bei Netzentgelten und Systemdienstleistungen, wie etwa bei den Regelenergiemärkten, laufen dem aber oft zuwider und sollten deshalb reformiert werden

Die Regelungen der Netzentgeltverordnung laufen in vielen Fällen den Flexibilitätsanforderungen der Energiewende zuwider. So werden bei vielen Industriekunden die Netzentgelte zumindest teilweise auf Basis von Leistungspreisen berechnet, die sich aus ihrer individuellen Höchstlast ergeben. Diese Kunden aber erleiden einen Nachteil, wenn aufgrund von Lastverlagerungen ihre individuelle Jahreshöchstlast steigt – auch wenn es aus Gesamtsicht vorteilhaft wäre, wenn die Höchstlast in Zeiten fällt, in denen zum Beispiel viel Strom aus Wind vorhanden ist.

Zudem wirken die Netzentgeltbefreiungen, die energieintensiven Betrieben ab 7.000 Nutzungsstunden pro Jahr gewährt werden, kontraproduktiv: Solange diese einen größeren ökonomischen Anreiz als eine Lastverschiebung darstellen, ist es für einen energieintensiven Betrieb niemals sinnvoll, die Lasten so zu verschieben, dass der Betrieb

unter diese Grenze fällt. Zudem ist es, wenn ein Betrieb nahe an der Schwelle steht, sinnvoll, mehr Strom zu verbrauchen, um in den Genuss der Netzentgeltbefreiung zu gelangen. Die 7.000-Stunden-Schwelle setzt insofern sowohl mit Blick auf die Stromeffizienz als auch auf die Flexibilisierung des Gesamtsystems falsche Anreize.

Bei der geplanten Verordnung über abschaltbare Lasten sollte daher darauf geachtet werden, dass diese durch die Nachfrageseite verfügbare Flexibilität nicht nur für den seltenen Fall eines notwendigen Lastabwurfs zur Netzstabilität gebunden wird, sondern insgesamt zur Flexibilisierung des Gesamtsystems zur Verfügung steht.

Bei den Märkten für Systemdienstleistungen, zum Beispiel dem Markt für Regelenergie, kann inzwischen die Nachfrageseite ebenfalls teilnehmen und zum Beispiel negative Lasten anbieten. Die Präqualifikationsanforderungen sind jedoch teilweise derart hoch, dass viele potenzielle Industriekunden bisher nicht teilnahmeberechtigt sind.

## Der neue Markt für Investitionen in Kapazität muss so ausgestaltet werden, dass die Nachfrageseite hier aktiv teilnimmt (über die Verschiebung von Nachfragelast)

Die im Markt für Investitionen in Leistung definierten Produkte (gesicherte Laständerung für einen bestimmten Zeitraum in einer bestimmten Geschwindigkeit) sollten so spezifiziert werden, dass sie nicht nur durch Kraftwerke, sondern auch durch nachfrageseitige Laständerungen geliefert werden können. So ist zum Beispiel zu berücksichtigen, dass Industrieunternehmen in der Regel keine mehrjährigen Lastmanagementverträge abschließen können, da ihr Lastmanagementpotenzial von der jeweiligen Auftragslage im Kerngeschäft abhängig ist. Insofern muss mindestens ein Teil der auszuschreibenden Produkte kurzfristiger Natur sein (zum Beispiel ein Jahr) und die besonderen Spezifika der Nachfrageseite berücksichtigen.

## These 11

# Der Energiewende-Markt muss im europäischen Kontext gedacht werden

Die zunehmende Integration des deutschen Stromsystems in das europäische System macht die Energiewende günstiger und einfacher, weil

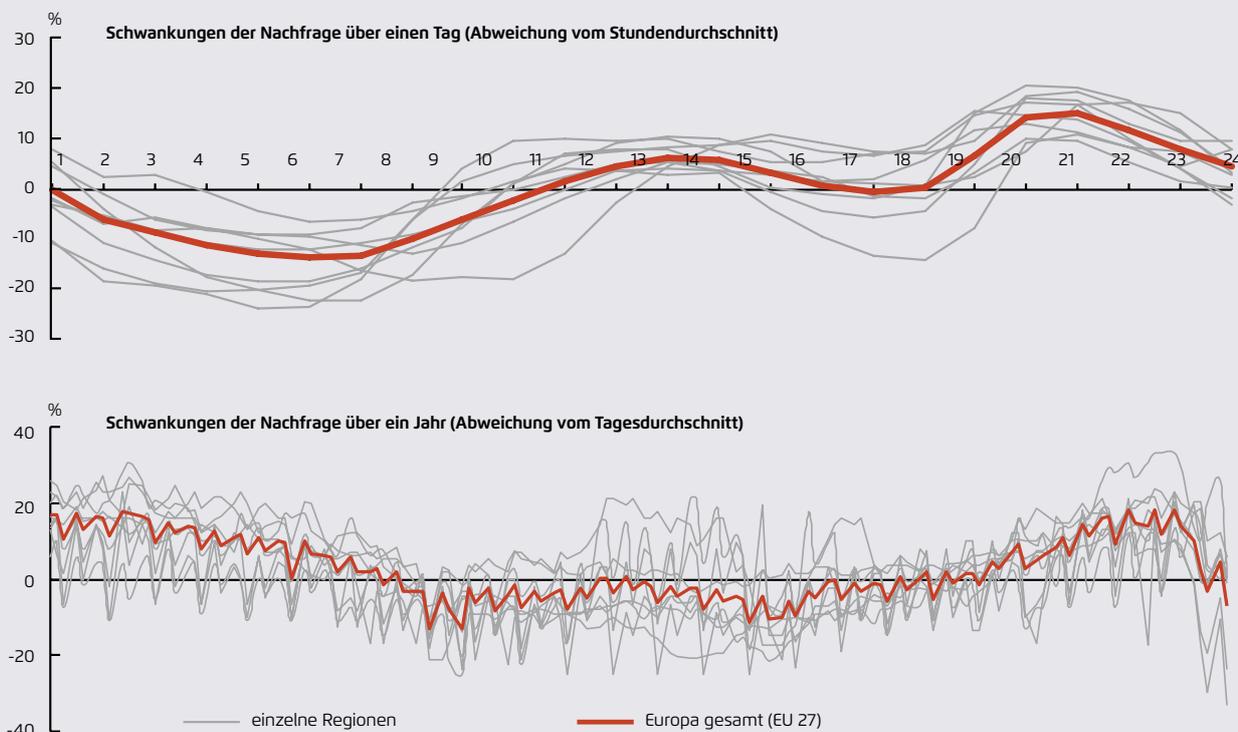
- sich Fluktuationen von Windkraft und Photovoltaik über die größere geografische Verteilung ausgleichen,
- gesicherte Leistung gemeinsam genutzt werden kann,
- günstige Flexibilitätsoptionen in Europa genutzt werden können (zum Beispiel Speicher in Skandinavien und den Alpenländern).

Der deutsche Strommarkt ist bereits heute eng mit den Nachbarmärkten verzahnt. Etwa 17 GW Grenzkuppelstellen, gekoppelte Märkte mit den westlichen Nachbarn sowie der regulatorische Rahmen des europäischen Energiebinnenmarktes führen eine rein nationale Sichtweise ad absurdum. Und diese Integration wird aller Voraussicht nach in den nächsten Jahren weiter zunehmen.

Für die deutsche Energiewende ist dies vorteilhaft. Denn eine verstärkte Vernetzung der Stromsysteme innerhalb Europas oder zumindest in Teilregionen kann Berechnungen zufolge deutlich Kosten sparen im Vergleich zu ei-

### Schwankungen der Stromnachfrage im regionalen Vergleich

14



Darstellung basierend auf ECF (2010)

ner nationalstaatlichen Lösung.<sup>45</sup> Hintergrund sind unterschiedliche Muster sowohl auf der Angebots- als auch der Nachfrageseite, die durch die größere geografische Ausdehnung des Systems wirkmächtig werden. Auf der Nachfrageseite zeigen sich deutliche Unterschiede in den Lastkurven der einzelnen Länder und Regionen – sowohl auf Tagesbasis als auch saisonal –, die in einer niedrigeren gemittelten Höchstlast resultieren (siehe Abbildung 14). Angebotsseitig begünstigen die regional unterschiedlichen Wind- und Sonnenverhältnisse das Ausbalancieren der fluktuierenden Produktion.

Hinzu kommen die unterschiedlichen geologischen Bedingungen, die etwa das begrenzte Potenzial an günstigen Pumpspeichern in Deutschland durch Speicherkraftwerke in Skandinavien oder den Alpenländern teilweise ausgleichen können – vorausgesetzt die notwendigen Netze werden gebaut. Unter dem Strich werden somit weniger Spitzenlastkraftwerke und geringere Ausgleichsenergie benötigt.

## Der europäische Stromhandel stabilisiert die Börsenpreise

Zwar verfolgen auch die anderen europäischen Staaten teilweise ambitionierte Ausbauziele für Erneuerbare Energien, aber Deutschland sticht hinsichtlich der absoluten Produktion fluktuierenden Stroms deutlich heraus. Grob gesprochen wird Deutschland im Jahr 2020 etwa doppelt so viel Strom aus Wind und Sonne produzieren wie der Rest der EU.<sup>46</sup> Da Windkraft- und PV-Strom über Grenzkosten von nahe null verfügen, senkt dies den Börsenpreis – ein Effekt, der heute bereits vor allem in der Mittagszeit zu beobachten ist (siehe These 8). In dieser Situation wirkt die grenzüberschreitende Nachfrage aus dem benachbarten Ausland

preisstabilisierend. Andersherum gilt: In Zeiten geringer Windkraft- beziehungsweise PV-Produktion in Deutschland können bei ausreichender Transportkapazität Strommengen aus den benachbarten Staaten nach Deutschland fließen und dämpfen so einen gegebenenfalls hohen Börsenpreis in Deutschland. Umgekehrt lässt sich dieser Effekt natürlich auch in den jeweiligen Nachbarstaaten beobachten.

## Langfristig wird der europäische Strommarkt vollständig integriert werden

Die Integration der europäischen Energiemärkte ist bereits seit zwei Jahrzehnten im Gange. Nachdem viele Schritte – etwa hinsichtlich der Entflechtung von Erzeugung und Netzbetrieb – bereits gegangen worden sind, steht derzeit und in den kommenden Jahren die Integration der *Energy-Only*-Märkte sowie der Systemdienstleistungen an. Nach derzeitigem Plan soll das Dritte Energiebinnenmarktpaket, das entsprechende Vorschriften zu *market coupling* und *network codes* enthält, bis 2015 vollständig umgesetzt werden.

Dagegen findet die Diskussion über Versorgungssicherheit, das heißt über Kapazitätsmärkte oder strategische Reserven in unterschiedlichen Ausgestaltungen, bisher ausschließlich auf der nationalen Ebene statt. Wie bereits ausgeführt, sind separierte Systeme zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit in einem verbundenen europäischen Markt nicht effizient. Die Debatte sollte daher relativ zügig auf die europäische Ebene gehoben werden. Wie die nationalen Kapazitätsmärkte harmonisiert werden können und sollten, bleibt zu diskutieren. Denkbar wären regionale Märkte als Zwischenschritt, bevor langfristig – nach einem Ausbau der Transportkapazitäten – eine einheitliche europäische Lösung gefunden wird.

<sup>45</sup> Vgl. ECF (2010), S. 59 ff. Berechnungen von KEMA und Oxford Economics für diese Studie nennen aufgrund von Modellrechnungen Einspareffekte von bis zu 40 Prozent, wenn das Stromnetz europaweit ausgebaut würde.

<sup>46</sup> Laut den jüngsten Zahlen der Nationalen-Erneuerbaren-Energien-Aktionspläne wird Deutschland im Jahr 2020 etwa 24 Prozent fluktuierenden Strom erzeugen (bei 35 Prozent Strom aus Erneuerbaren insgesamt), der Rest Europas liegt dann bei 13 Prozent, siehe: European Environmental Agency (2011).

## These 12

# Effizienz: Eine gesparte kWh ist die günstigste

### Ein effizienter Umgang mit Energie senkt die Gesamtkosten; die Steigerung der Energieproduktivität ermöglicht die Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch

Zur Energiewende gehören nicht nur die Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien, sondern auch die Energieeffizienzziele. So strebt die Bundesregierung an, bis 2020 den Stromverbrauch um 10 Prozent und bis 2050 um 25 Prozent gegenüber dem Niveau von 2008 zu senken. Insbesondere zur Erreichung der Klimaschutzziele ist die Stromeffizienz ein entscheidender Hebel, da ohne die Effizienzmaßnahmen eine deutlich größere Ausbaumenge im Bereich der Erneuerbaren Energien benötigt würde, um die gleiche Treibhausgasminderung zu erreichen.

Energieeffizienz bedeutet, dass die gleiche Menge an Gütern und Dienstleistungen mit weniger Energie hergestellt wird. Größerer Wohlstand geht dann nicht mit einem höheren Verbrauch an Ressourcen einher, Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch werden entkoppelt.

### Jede gesparte Kilowattstunde erfordert weniger

- Verbrennung von Gas und Kohle
- Investitionen in neue Kraftwerke – fossile und erneuerbare

Zahlreiche Studien haben nachgewiesen, dass eine solche Stromeffizienzsteigerung sowohl volkswirtschaftlich vorteilhaft, als auch betriebswirtschaftlich im Interesse von Unternehmen und lohnend für Privathaushalte ist. Denn viele Stromeffizienzmaßnahmen rechnen sich: Mit bereits heute verfügbarer Technologie können besonders in der Industrie interne Renditen von über 30 Prozent erzielt werden, was einer Amortisationszeit von etwa drei Jahren entspricht.<sup>47</sup> Dies ist auch volkswirtschaftlich vorteilhaft.

<sup>47</sup> Vgl. u.a. McKinsey (2007); Roland Berger (2011); Prognos et al. (2009); ZVEI (2008)

Denn je weniger Strom verbraucht wird, desto weniger Gas und Kohle muss importiert werden. Zudem müssen weniger Investitionen in erneuerbare und fossile Kraftwerke getätigt werden. Insgesamt steigert die Energieeffizienz die inländische Wertschöpfung und Beschäftigung.<sup>48</sup>

### Die Herausforderung liegt weniger in der Technik als in den Anreizen

Sowohl auf Anbieter- als auch auf Nachfrageseite existieren bereits heute marktreife Effizienztechnologien. Dass dennoch relativ wenige Maßnahmen realisiert werden, liegt in erster Linie an mangelnden Anreizstrukturen. So gehören Energiefragen in vielen Unternehmen nicht zum Kerngeschäft und haben nur einen geringen Anteil an den Gesamtkosten, sodass die Aufmerksamkeit der Geschäftsleitung und notwendige Investitionsentscheidungen – trotz einer hohen Rentabilität – nicht auf eine Steigerung der Energieeffizienz fokussiert werden. Vergleichbares gilt für die Haushalte: Da der Stromverbrauch für die meisten Menschen ein Randthema ist und der Anteil der Stromausgaben an den gesamten Konsumausgaben im Schnitt bei nur 2,3 Prozent liegt, werden viele rentable Effizienzpotenziale wie etwa ein Austausch der Heizungspumpe oder des Kühlschranks nicht realisiert.

Im Zuge der Umsetzung der EU-Energieeffizienz-Richtlinie besteht die Möglichkeit, ein neues Anreizsystem für Stromeffizienz zu schaffen. Entscheidend dabei wird es sein, die Nachfrage nach Energieeffizienz klar zu organisieren und Marktkräfte für Energieeffizienz-Dienstleistungen zu aktivieren. Energieeffizienz muss zu einem lohnenden Geschäftsmodell werden. Energieeffizienzmärkte in anderen Ländern können Vorbilder dafür sein, wie in Deutschland die großen, noch weitgehend ungenutzten Potenziale erschlossen werden können.

<sup>48</sup> Vgl. u.a. Prognos et al. (2009)

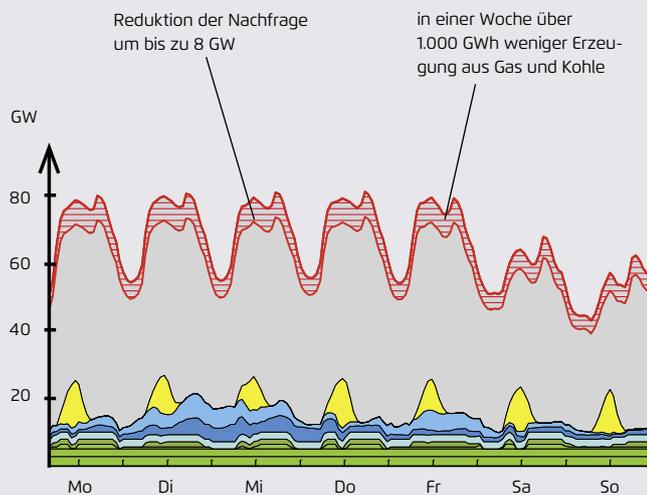
## Eine gesamthafte Betrachtung von Strom, Wärme und Transport ist erforderlich: Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge erhöhen den Strombedarf, sind aber kein Widerspruch zur Effizienz

Gerade bei der Energieeffizienz ist der gesamthafte Blick über die Grenzen des Stromsektors hinaus wichtig: Durch die Nutzung von Strom zur Wärmebereitstellung und die Zunahme der Elektromobilität kann es zu steigender Stromnachfrage kommen. Dies stellt jedoch keinen Widerspruch zur Energieeffizienz dar: Denn wenn Wind- oder Solarstrom zur Bereitstellung von Wärme oder Elektromobilität

genutzt werden, verdrängen sie damit die fossilen Energieträger Öl und Gas zu Heiz- und Mobilitätszwecken und reduzieren damit den Ressourcenverbrauch. Aber auch hier gilt: Das größte wirtschaftliche Potenzial liegt in der Energieeffizienz im Gebäude- beziehungsweise Verkehrssektor selbst, das heißt in der besseren Dämmung von Gebäuden beziehungsweise der Verbesserung der Antriebstechnologien.

Eine zunehmende Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr sowie die Verwendung von Wasserstoff beziehungsweise *Power-to-Gas*-Technologien führt mittelfristig zu einer immer stärkeren Integration der drei Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Dadurch wird auch die Synchronisationsaufgabe zwischen diesen verschiedenen Bereichen zunehmen.

Wirkung von Effizienzsteigerung im Jahr 2022 am Beispiel einer Woche im November



- Das Ziel der Bundesregierung ist es, die Energieeffizienz so zu steigern, dass der Stromverbrauch im Jahr 2020 um zehn Prozent niedriger ist als 2008; dies entspricht einer Reduktion des Bruttostromverbrauchs um etwa 60 Terawattstunden.
- Eine Reduktion der Stromnachfrage führt dazu, dass weniger Strom aus Kohle- und Gaskraftwerken produziert wird.
- Zudem sinkt der Bedarf an gesicherter Kapazität – in dieser Woche im November werden bis zu 8 GW weniger gesicherte Leistung oder verschiebbare Nachfragelast benötigt, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Eigene Darstellung basierend auf Agora Energiewende (2012a)

---

# Literaturverzeichnis

---

Agora Energiewende (2012a): *Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022*. Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland

Agora Energiewende (2012b): *Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?* Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 24.8.2012 im ProjektZentrum Berlin der Stiftung Mercator

Bundesumweltministerium (2012a): *Die wichtigsten Änderungen der EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012*, Hintergrundpapier auf [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de)

Bundesumweltministerium (2012b): *Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 4. August 2011* (EEG 2012), Hintergrundpapier auf [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de)

Bundesumweltministerium (2012c): *Bericht der Arbeitsgruppe Interaktion der Plattform Erneuerbare Energien; Anhang „Flexibilitätsoptionen: Potenziale und Hemmnisse“*

Consentec/r2b (2010a): *Voraussetzung einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem*. Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums

Consentec/r2b (2010b): *Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien*. Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums

Consentec (2012): *Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve*. Gutachten im Auftrag des BDEW.

Crampton/Ockenfels (2011): *Economics and design of capacity markets for the power sector*. *Zeitschrift für Energie-wirtschaft* (36) 2, S. 113 - 134

Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE) (2011): *Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland*. Gutachten im Auftrag der RWE AG

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2012): *Präsentationen auf der Conference on Capacity Mechanisms: Experiences in various European Countries*, zum Download unter <http://www.dena.de/veranstaltungen/archiv/conference-on-capacity-mechanisms-experiences-in-various-european-countries.html>

DIW/Fraunhofer ISI/CPI (2011): *Untersuchung des Energie-sparpotentials für das Nachfolgemodell ab dem Jahr 2013ff zu den Steuerbegünstigungen für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sowie der Land- und Forstwirtschaft bei der Energie- und Stromsteuer*. Gutachten im Auftrag des Bundesfinanzministeriums

DLR/Fraunhofer IWES/IfnE (2012): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums

DWD (2012): *Datenbank der monatlichen Temperaturen in Deutschland*, verfügbar unter [www.dwd.de](http://www.dwd.de) (unter Klimadaten online frei > Klimadaten Deutschland > Messstationen > Monatswerte)

EnBW (2012): *Entwicklung der Märkte für Flexibilität: Inwieweit wird eine flexible Fahrweise konventioneller Kraftwerke angereizt?* Präsentation auf dem dena-Dialogforum *Retrofit und Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke*

ECF (2010): *Roadmap 2050 – a practical guide to a prosperous, low carbon Europe*

- ECN (2011): *Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States – Summary report*. Studie im Auftrag der European Environment Agency
- E.ON Bayern (2011): *Netz der Zukunft*. Forschungsprojekt der E.ON Bayern AG
- EWI (2012): *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*. Bericht für das Bundeswirtschaftsministerium
- EWI/Energynautics (2011): *Roadmap 2050 – a closer look*
- Forschungsverbund Erneuerbare Energien (2010): *Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien*
- Fraunhofer ISI et al. (2012): *RE-Shaping – Shaping an effective and efficient European renewable energy market*. Gutachten im Auftrag der Exekutivagentur für Wettbewerbsfähigkeit und Innovation (EACI) der Europäischen Kommission
- Gerlach/Breyer (2012): *PV und Windkraft: Sich hervorragend ergänzende Energietechnologien am Beispiel Mitteldeutschlands*. Paper für das 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie Bad Staffelstein
- Gottstein (2012): *Müssen wir „beyond capacity markets“ denken? Erfahrungen mit US-Kapazitätsmärkten anhand einer Fallstudie*. Präsentation auf [www.raponline.org](http://www.raponline.org)
- IAEW/Consentec (2011): *Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen*. Studie im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft
- Ingenieurbüro Floecksmühle et al. (2010): *Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie*. Gutachten im Auftrag des Bundesumweltministeriums
- IRENA (2012a): *Renewable Energy Technology Cost Analysis – Solar Photovoltaics*
- IRENA (2012b): *Renewable Energy Technology Cost Analysis – Wind Power*
- IPCC (2011): *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*
- Fraunhofer ISE/ISI (2009): *Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement*. Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums
- Fraunhofer IWES (2009): *Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der EE-Branche*. Studie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbarer Energien
- Fraunhofer IWES (2010): *Energieziel 2050: 100% Strom aus Erneuerbaren Quellen*. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes
- IWR (2012): *Der IWR-Windertragsindex für Regionen*. [www.iwr.de/wind/wind/windindex](http://www.iwr.de/wind/wind/windindex)
- Kopp/Frey/Engelhorn (2012): *Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? Zeitschrift für Energiewirtschaft Online*
- McKinsey (2007): *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland*
- McKinsey (2009): *Wettbewerbsfaktor Energie*
- McKinsey (2010): *Transformation of Europe's Power System until 2050 – including specific considerations for Germany*
- Müsgens/Peek (2011): *Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? Eine kritische Analyse vor dem Hintergrund der Ökonomischen Theorie*. *Zeitschrift für neues Energierecht* 15 (6), S. 576 - 583

- 
- Prognos (2012): *Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende*. Studie im Auftrag des Weltenergieerat-Deutschland
- Prognos/EWI/GWS (2011): *Energieszenarien 2011*. Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums
- Prognos/IFEU/Fraunhofer ISI/GWS (2009): *Klimaschutz, Energieeffizienz und Beschäftigung*. Potenziale und volkswirtschaftliche Effekte einer ambitionierten Energieeffizienzstrategie für Deutschland. Projekt mit Unterstützung des Bundesumweltministeriums
- Öko-Institut/Prognos (2009): *Modell Deutschland*. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Bericht im Auftrag von WWF Deutschland
- Öko-Institut/LBD/Raue LLP (2012): *Fokussierte Kapazitätsmärkte*. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie im Auftrag von WWF Deutschland
- Roland Berger (2011): *Effizienzsteigerung in stromintensiven Industrien*
- SRU (2011): *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung*
- Süßenbacher/Schwaiger/Stigler (2011): *Kapazitätsmärkte und -mechanismen im internationalen Kontext*. Studie anlässlich der 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien
- TAB (2012): *Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung*. Arbeitsbericht Nr. 147 des Büros für Technikfolgen-Abschätzung im Auftrag des Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages
- Übertragungsnetzbetreiber (2011): *Prognose der EEG-Umlage 2012 nach AusglMechV*. Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB
- Übertragungsnetzbetreiber (2012): *Prognose der EEG-Umlage 2013 nach AusglMechV*. Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB
- VDE (2012a): *Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020*. ETG-Task Force Flexibilisierung des Kraftwerksparks
- VDE (2012b): *Demand Side Integration – Lastverschiebungspotentiale in Deutschland*. ETG-Task Force Demand Side Management
- Verbruggen/Lauber (2012): *Assessing the performance of renewable electricity support instruments*. *Energy Policy* 45, S. 635 – 644
- ZVEI (2010): *Weißbuch Energie-Intelligenz – Energie intelligent erzeugen, verteilen und nutzen*. 2. Auflage
-

---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## 12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt  
(Lang- und Kurzfassung)

## Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am  
24. August 2012 in Berlin

## Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am  
13. Februar 2013 in Berlin

## Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022

Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland.  
Analyse auf Basis von Berechnungen von Fraunhofer IWES

## Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve?

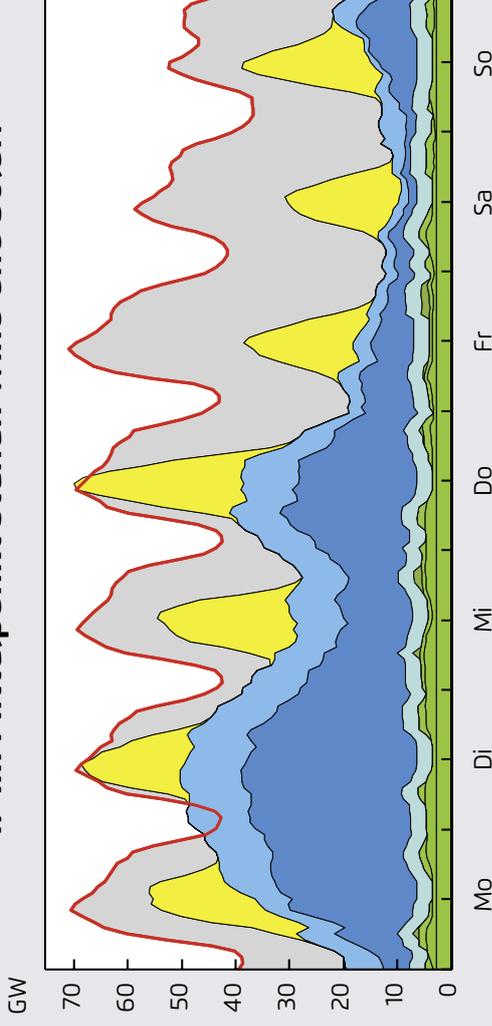
Ein Überblick über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der  
Versorgungssicherheit in Deutschland

## Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden

Analyse des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW)

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

# 1. Im Mittelpunkt stehen Wind und Solar!



## MERKMALE

- > dargebotsabhängig
- > schnell fluktuierend
- > nur Kapitalkosten

Windkraft und PV sind die günstigsten Erneuerbaren Energien

Das Potenzial anderer Erneuerbarer Energien ist begrenzt

Wie synchronisieren wir Nachfrage und Angebot?

Wie minimieren wir die Kosten?

Wie realisieren wir die Energiewende im europäischen Kontext?

## TECHNISCHES SYSTEM

2. „Grundlastkraftwerke“ gibt es nicht mehr:  
Gas und Kohle arbeiten Teilzeit
3. Flexibilität gibt es reichlich – nur lohnt sie sich bislang nicht
4. Netze sind billiger als Speicher
5. Die Sicherung der Höchstlast ist kostengünstig
6. Die Integration des Wärmesektors ist sinnvoll

## MARKTDESIGN UND REGULIERUNG

7. Der heutige Strommarkt handelt Kilowattstunden – er garantiert keine Versorgungssicherheit
8. Am Grenzkostenmarkt können sich Wind und PV prinzipiell nicht refinanzieren
9. Ein neuer Energiewende-Markt ist erforderlich
10. Der Energiewende-Markt bindet die Nachfrage ein
11. Er muss im europäischen Kontext gedacht werden

12. Effizienz: Eine gesparte kWh ist die günstigste

## Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

---



### **Agora Energiewende**

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49. (0)30. 284 49 01-00

F +49. (0)30. 284 49 01-29

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

