



# Energiemix in Deutschland im Wandel

Treiber sind Energiewende und internationale Trends

23. Mai 2014

## Autoren

Josef Auer  
+49 69 910-31878  
josef.auer@db.com

Vasilios Anatolitis

## Editor

Lars Slomka

Deutsche Bank AG  
Deutsche Bank Research  
Frankfurt am Main  
Deutschland  
E-Mail: [marketing.dbr@db.com](mailto:marketing.dbr@db.com)  
Fax: +49 69 910-31877

[www.dbresearch.de](http://www.dbresearch.de)

DB Research Management  
Ralf Hoffmann

Aufgrund zahlreicher politischer Anreize, insbesondere rund um das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), versechsfachte sich der Anteil der Erneuerbaren seit 1997 sowohl am Primärenergieverbrauch (PEV, von 2% in 1997 auf knapp 12% in 2013) als auch in der Verstromung (von gut 4% auf 24%). Die deutsche Energiewende 1.0 verursachte nicht nur enorme Kosten, sondern auch Nebeneffekte bei Strompreisen, im Erzeugungsmix sowie dem Emissionshandel. Und trotz EEG lag der Beitrag von Wind/Solar am PEV 2013 bei lediglich gut 2%.

Die Bundesregierung versucht die Kostenexplosion durch eine Doppelstrategie aufzuhalten bzw. abzubremesen. Erstens erfolgt eine stärkere Anreizbündelung auf Photovoltaik und Windstrom, wo sie besonderes Fortschrittspotenzial vermutet. Zweitens werden künftig die Ausnahmen rund um die EEG-Umlage restriktiver. Per Saldo soll der „Grünstromanteil“ bis 2035 ca. 60% betragen. Aber: Wie werden – angesichts der Energiewende 2.0 der Regierung – die restlichen 40% des „Nicht-grün“-Stroms erzeugt? Die Energiewende 1.0 hat gezeigt, dass das Ziel eines stärkeren Gasanteils nicht erzielt wurde; der Anteil der Kohle stieg sogar von knapp 43% in 2009 auf über 45% in 2013. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen stiegen in Deutschland 2012 und 2013.

In einer für Kohle günstigen Konstellation (Szenario 1) verliert diese bis 2035 „nur“ 12%-Punkte auf 33%. Wandeln sich die Umwelt- und Politikbedingungen dagegen stärker „pro Gas“ (Szenario 2), büßt Kohle sogar 17%-Punkte auf 28% ein, also mehr als ein Drittel. Insbesondere Szenario 2 würde auch auf den PEV ausstrahlen, da es Erdgas neue Impulse im Wärmemarkt und in der Mobilität brächte. So begünstigten steigende Emissionskosten das relativ zu Benzin umweltfreundlichere Erdgas (vorausgesetzt der Verkehrssektor würde künftig Teil des Emissionshandels). Wenn die angepeilte Energiewende 2.0 per Saldo die steigenden Grünstrommengen mit der nun besonders erforderlichen größeren ökonomischen Rationalität versieht, könnte sie ein Vorbild/Muster auch für andere Länder werden.

Unsere Basisszenarien beruhen auf der Annahme, dass in der Prognosezeit bis 2035 insbesondere die regierenden Parteien zu ihren Ausbauzielen rund um die Erneuerbaren stehen. Die Hauptrisiken für unsere Szenarien sind: Erstens, ein fortgesetzt starker EEG-Kosten- und damit auch Umlageanstieg. Zweitens eine zu starke Verzögerung des geplanten Stromtrassenbaus, in dessen Folge punktuelle Blackouts erfolgen. Denkbar auch, drittens, dass die sinkende Auslastung fossiler Kraftwerke im Falle öffentlicher Eigner bei diesen und deren Gesamtpartei einen Politikschwenk erzeugt. Private und kommunale Versorger würden verstärkt die Einführung eines Kapazitätsmarktes fordern, um fossile Kraftwerke profitabler zu betreiben. Viertens könnten sich staatliche Eingriffe aufdrängen, um Kapazitäten zu sichern bzw. auszuweiten (Stichwort „Staatskraftwerke“).

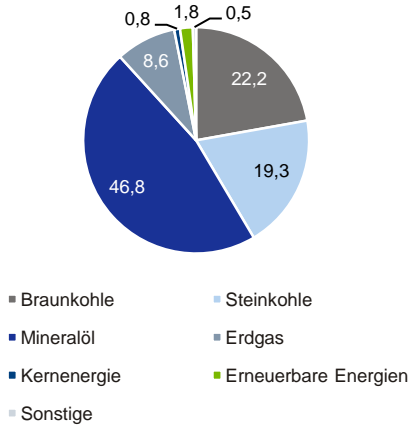


## Energiemix in Deutschland im Wandel

97% des Energieverbrauchs 1973  
entstammen fossilen Energieträgern

1

Anteile am Primärenergieverbrauch, in %, 1973

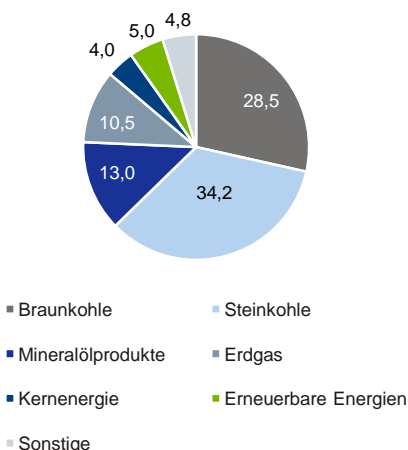


Quelle: AG Energiebilanzen

86% des Stroms in DE\* stammt 1973  
aus fossilen Energieträgern

2

Anteile an der Bruttostromerzeugung, in %, 1973



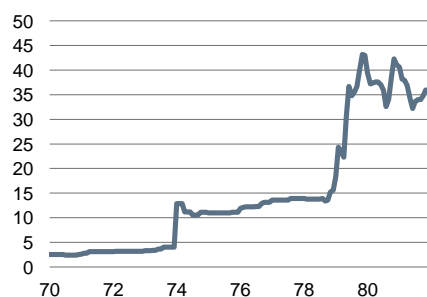
\* alte Bundesländer

Quelle: AG Energiebilanzen

Zwei Ölpreisschocks zeigen globale  
Ölabhängigkeit

3

Preis pro Barrel (Brent, Dubai, WTI) in  
Deutschland, in USD, 1970-81



Quelle: Hamburgisches Weltwirtschaftsinstitut

### Energiemix schon ab 1970er Jahren ein Thema

Wenig ist so typisch für den deutschen Energiemix wie der Wandel. Der Blick zurück zeigt dessen Dynamik. Während der Primärenergieverbrauch in den letzten vier Dekaden fast konstant blieb, gab es doch enorme Anpassungen in der Zusammensetzung der Einzelsegmente. Interessant und aufschlussreich ist dazu eine Zweiteilung der Zeitschiene in, erstens, eine Phase ab 1973 und, zweitens, die Periode ab etwa 1997.

Dem Jahr 1973 ging der lange Zeitraum der Nachkriegsphase voraus. Prägend war hier der Wiederaufbau der Wirtschaftsstrukturen, der freilich in Westdeutschland merklich dynamischer verlief als in Ostdeutschland. Die ungleiche wirtschaftliche Gesundung war ein wichtiger Grund, weshalb die Bevölkerungszahl in Westdeutschland allein von 1950 bis 1970 um rund 11 Mio. zulegte, während sie im Ostteil um mehr als 1 Mio. Menschen sank. Das demografische und wirtschaftliche Wachstum zeigte in Deutschland bis dahin die typischen energie-wirtschaftlichen Implikationen, nicht zuletzt einen verstärkten Energiebedarf.

### Erste Ölpreiskrise und Club of Rome-Perspektive verunsichern ...

Für 1973 als Orientierungspunkt spricht, dass im Herbst des Jahres die erste Ölpreiskrise begann, die vielen Industrieländern und insbesondere auch (damals noch West-) Deutschland ihre Energieimportabhängigkeit verdeutlichte. Das neue Abhängigkeitsgefühl verschmolz in jener Zeit vielerorts mit der damaligen Drohkulisse einer globalen Energieverknappung, die infolge des Club of Rome-Berichts „The Limits to Growth“ 1972 aufgekommen war und nicht abebben wollte.

Im deutschen Primärenergiemix spielte Mineralöl, die neue globale „Problemenergie“, nämlich 1973 unangefochten die Hauptrolle; immerhin 47% des Primärenergieverbrauchs (PEV) entfielen auf sie. Zusammen mit der Braunkohle und der (immer stärker subventionierten heimischen) Steinkohle beruhten auf Öl und Kohle damit 88% des deutschen Primärenergieverbrauchs. Rechnet man dazu noch das Erdgas hinzu, das in der Dekade davor (zunächst) dank der Erschließung heimischer Vorkommen, einer intelligenten Preispolitik (Stichwort Ölpreisbindung) sowie vielfältiger Infrastrukturmaßnahmen immer attraktiver wurde, so dominierten die fossilen Energieträger 1973 zu 97% den PEV. Im Vergleich dazu noch recht klein waren die Beiträge der zu jener Zeit noch „jungen“ Hoffnungsträger, der Kernenergie und der erneuerbaren Energien, die bei nicht mehr als 1% bzw. 2% lagen. Während aber die Kernenergie damals zum Wunschenergiemix der großen, etablierten Parteien zählte, fanden die Erneuerbaren noch wenig Unterstützung – abgesehen von der Wasserkraft, die zu jener Zeit den Löwenanteil der grünen Energien beisteuerte.

### ... und führen zu Anpassungen, die auch die Wiedervereinigung erfordert

In der Zeit bis zum Beginn von Phase zwei, also die zweite Hälfte der 1990er Jahre, wirkte auf den deutschen Energiemix eine Vielzahl von Einflussfaktoren ein. Wichtige Treiber kamen aus dem Ausland und Deutschland selbst:

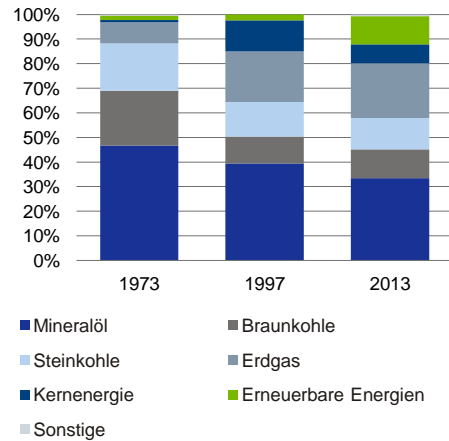
- Global mit am wichtigsten war wohl die zweite Ölpreiskrise 1979/80 rund um die Islamische Revolution im Iran. Stieg der Preis pro Barrel in der ersten Krise 1973/74 nominal von USD 3 auf USD 12 USD, so wurden in der zweiten Krise bereits USD 38 erreicht. Die vielen Politiken, die bereits nach der ersten Preiskrise angestoßen wurden, bekamen zusätzliche Unterstützung und wurden fortgesetzt. Dazu zählten die weitere Diversifizierung des Energiemix sowie Strategien zu einem sparsameren Umgang mit Energie.



## Energiemix in Deutschland im Wandel

### PEV-Anteile ändern sich 4

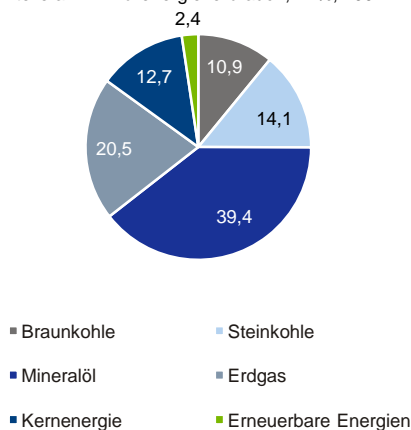
Anteile am Primärenergieverbrauch, in %



Quelle: AG Energiebilanzen

### Erdgas & Kernenergie steigern Anteil am Energieverbrauch bis 1997 5

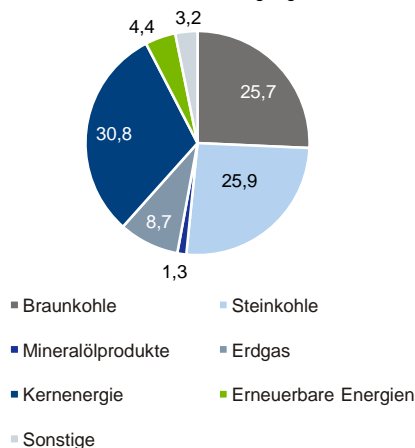
Anteile am Primärenergieverbrauch, in %, 1997



Quelle: AG Energiebilanzen

### Kernenergie trägt 1997 knapp 31% zur Bruttostromerzeugung bei 6

Anteile an der Bruttostromerzeugung, in %, 1997



Quelle: AG Energiebilanzen

— Auf nationaler Ebene strahlte die deutsche Wiedervereinigung auf die Energiebereitstellung und deren Verbrauch aus. Dies führte schon deshalb zu Anpassungen im deutschen Energiemix, weil Teile der ostdeutschen Industrie – wie die dortige Automobilindustrie – den Transformationsprozess nicht ohne massive Neujustierung überleben konnte. Überdies kam es zu merklichen Anpassungen in den ostdeutschen Kraftwerks- und Energieverbrauchsstrukturen rund um Wohnen (z.B. Gebäudeheizungen und -dämmung) und Mobilität bis hin zu Information und Kommunikation.

Per Saldo setzten in der Zeit nach der ersten Ölkrise viele Entwicklungen ein, die zuvor nicht erwartet wurden. So nahm der PEV weitaus weniger zu als noch Anfang der 1970er Jahre von Marktbeobachtern befürchtet wurde. Damit zusammenhängend war das Phänomen, dass die tatsächliche Entwicklung der Energiepreise (z.B. von Öl) hinter den teils dramatischen Langfristprognosen, die Anfang der 1970er Jahre kursierten, merklich zurückblieb. Zu diesen für die Verbraucher erfreulichen Entwicklungen trugen viele Faktoren bei wie gesellschaftlicher und ökonomischer Strukturwandel (nicht zuletzt in den ostdeutschen Bundesländern), ein zunehmend energiesparender technischer Fortschritt, steuerliche Anreize, aber auch gesetzgeberische Vorgaben sowie das – anfangs oft unterschätzte – zunehmende Spar- und Umweltbewusstsein immer größerer Bevölkerungsgruppen.

### Bis 1997 PEV quantitativ kaum verändert, aber Energiemix im Wandel

All dies schlug sich auch im Primärenergiemix nieder. Vergleicht man den Energieverbrauch von 1997 mit jenem aus 1973, sind zumindest zwei bedeutsame Entwicklungen erkennbar: Erstens lag der Primärenergieverbrauch in Deutschland 1997 kaum höher als 1973. Dabei spielte die Energieeinsparung rund um das Zusammenwachsen beider deutscher Teile zwar eine Rolle. Aber die Verbrauchsentwicklung insgesamt zeigt auch, dass trotz Wirtschaftswachstum hohe Einsparungen möglich waren.

Zweitens sind merkliche Anpassungen im eigentlichen Energiemix erkennbar. Erste Erfolge zeigte die Politik des „weg vom Öl“. Immerhin steuerte Erdöl 1997 nur noch 39% zum Primärenergieverbrauch bei, also immerhin 8%-Punkte weniger als noch 1973. Zuwächse verzeichneten dagegen Erdgas und die Kernenergie. Erdgas profitierte von seiner steigenden Beliebtheit im Wärmemarkt. Für die Hausbesitzer waren die neuen Gasheizungen oftmals bequemer als Ölheizungen, da nicht zuletzt die Anforderungen an die Öltanks immer anspruchsvoller wurden. Und ein besonderes Gaspreisrisiko verhinderte – wie bereits bemerkt – die Anbindung an den Ölpreis. Hinzu kam, dass Erdgas auch im Sekundärenergiemix, also der Verstromung, immer beliebter wurde. Dazu trug die Kombination aus relativ überschaubaren Investitionskosten und vergleichsweise hoher Stromerzeugungsflexibilität der Gaskraftwerke bei. Unter dem Strich konnte Erdgas seinen Anteil am Primärenergieverbrauch von 9% 1973 auf 21% im Jahr 1997 mehr als verdoppeln.

Zweiter großer Gewinner im Primärenergiemix war die Kernenergie, die 1973 erst 1% zum Energieverbrauch beitrug, aber 1997 auf stattliche 13% kam. Da Kernenergie nur zur Elektrizitätserzeugung genutzt wird, ist der schnelle Zubau umso beachtlicher. Dieser Zubau kompensierte einen Teil des rückläufigen Einsatzes der beiden Kohlearten. Lange Jahre wurde an teuren heimischen Erzeugungsquellen festgehalten, was zu einer verminderten Steinkohleverstromung führte. Die verminderte Braunkohleverstromung hing in Ost und West mit der vereinigungsbedingten Strukturbereinigung zusammen.

Neben Erdgas, Kernenergie und den beiden Kohlearten war eine weitere wichtige Entwicklung der Ausbau der „grünen“ Stromerzeugung; diese beeinflusste damit aber freilich auch den Primärenergiemix. Absolut und in Relation zu den

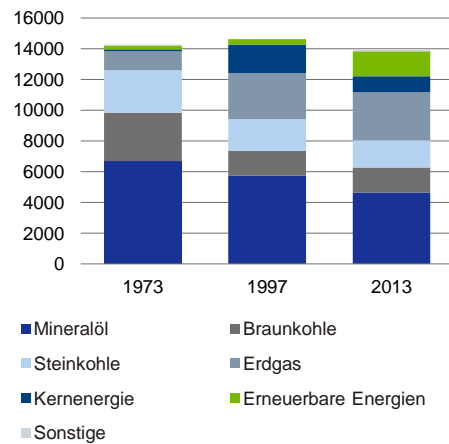


## Energiemix in Deutschland im Wandel

### Deutscher PEV im Wandel

7

Aufbau des Primärenergieverbrauchs, in Petajoule

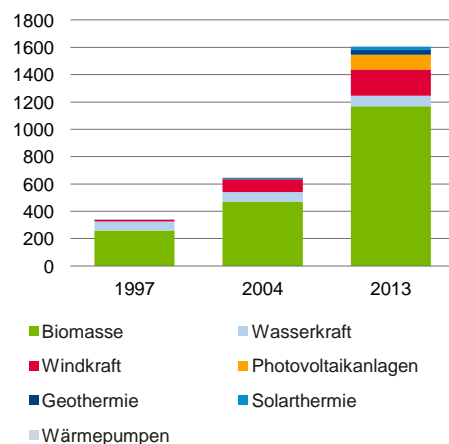


Quelle: AG Energiebilanzen

### Biomasse führend; Wind/Solar zuletzt mit mehr Dynamik

8

Beiträge Erneuerbarer am PEV, in Petajoule

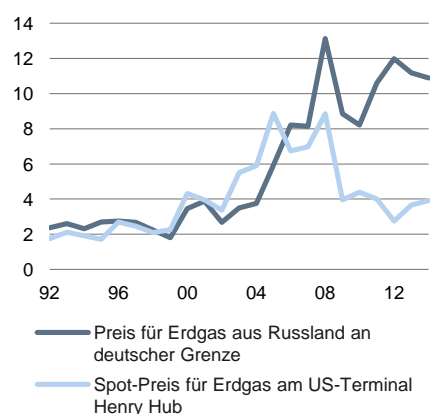


Quelle: AG Energiebilanzen

### Erdgas in den USA viel billiger als in Deutschland

9

USD pro Million metrische BTU, 1992-2014



Quelle: IWF

anderen Energiequellen war der Zubau der Erneuerbaren nicht spektakulär; ihr Anteil am Primärenergiemix erreichte erst gut 2%. Hier spielten erste Förderprogramme eine Rolle, z.B. für die Photovoltaik 1990/91.

### Ende der 1990er Jahre wichtige neue Weichenstellungen ...

Für das Jahr 1997 als Referenzpunkt sprechen mehrere Gründe: So hatte Deutschland erste wichtige, vereinigungsbedingte Anpassungen im Energiesektor vollzogen. Auf den europäischen Energiemärkten versprach die angestrebte Liberalisierung der leitungsgebundenen Energien (die Binnenmarkt-Richtlinie für Elektrizität trat 1997 in Kraft, die für Erdgas 1998) eine Zeitenwende dank mehr internationalem Wettbewerb bei Strom und Gas.

Aus eher globaler Perspektive war nicht zuletzt die damalige Entwicklung des Preises für den nach wie vor wichtigsten Energieträger, das Erdöl, von Bedeutung. Die Phase beginnt nämlich in einer Zeit, in dem der Ölpreis „nach unten“ korrigiert und sogar tagesweise – während der Asienkrise Ende 1998 – ein Tief von USD 10 pro Barrel erreicht. Dies wiederum strahlte – aufgrund der Ölpreisbindung des Gaspreises – auch dämpfend auf die deutschen Importpreise für Erdgas aus und erhöhte damit dessen Wettbewerbsfähigkeit z.B. in der Verstromung. Zusätzlich zu all diesen internationalen Ereignissen und wettbewerbpolitischen Weichenstellungen spricht freilich nicht zuletzt ein aus deutscher Sicht besonders wichtiger Grund für die Periodenabgrenzung. Die Bundestagswahl 1998 brachte nämlich die erste SPD/Grüne-Koalition in Deutschland. Und diese einigte sich bald auf eine neue Energiepolitik mit für alle Akteure wichtigen Akzentverschiebungen.

Auf der Agenda der neuen Regierung Ende der 1990er Jahre standen insbesondere zwei grundsätzliche Weichenstellungen, die vor allem den Elektrizitätssektor reformieren sollten: Erstens die allmähliche Beendigung der Kernenergieerzeugung in Deutschland, also das Auslaufen eines noch wenige Jahre zuvor von der Mehrheit als Hoffnungsträger angesehenen Energieträgers. Zweitens der rasche Aufbau neuer Energieerzeugungs- und Nutzungsstrukturen rund um erneuerbare Energien.

### ... strahlen bis heute auf den Energiemix aus

In der sich anschließenden Periode bis 2013 kam es in Deutschland zu vielfältiger energiepolitischer Einflussnahme. Trotz mehrfacher Regierungswechsel in der langen Phase – also zunächst zu Schwarz-Rot und später dann zu Schwarz-Gelb – blieben die zuvor genannten wichtigen, grundsätzlichen politischen Weichenstellungen aber relativ stabil. Eine nennenswerte Ausnahme war die Anfangszeit der Regierung Schwarz-Gelb, in der sich eine merkliche Verlängerung der unter Rot-Grün gekürzten Laufzeit für die Kernenergieerzeugung abzeichnete. Dieser Kurswechsel fand allerdings rasch infolge der Probleme in Japan 2011 – Stichwort Fukushima – eine Neujustierung. Unter dem Strich bedeutete dies – abgesehen von Details – erstens eine Rückkehr der deutschen Energiepolitik auf den bereits zuvor eingeschlagenen Ausstiegspfad. Zweitens wurde die Förderung von Neuanlagen erneuerbarer Energien weniger gekürzt als zuvor in Aussicht gestellt, was deren Boom verlängerte.

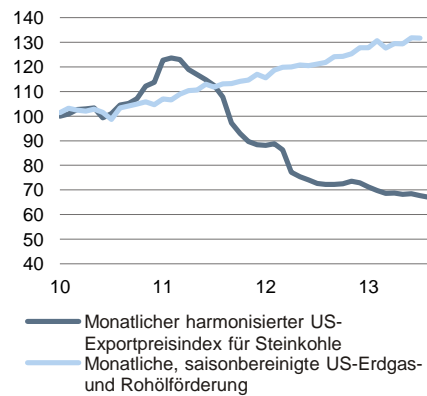
Die Veränderungen des deutschen Energiemix reflektieren neben all dem auch weitere Trends. So gab der Beginn des Emissionsrechtshandels in Europa den Klimaeffekten der unterschiedlichen Energieträger einen Preis. Dieser Handel dämpfte zumindest zu Beginn (also ab 2005), als hohe Preise resultierten, Investitionsentscheidungen zugunsten von Kohlekraftwerken. Neben diesen ordnungspolitischen Neujustierungen kam es auch zu völlig neuen, bis dato kaum zu erwartenden Techniktrends und -sprüngen. Vor allem strahlte der Durch-



## Energiemix in Deutschland im Wandel

Steigende Erdgasförderung in den USA begünstigt fallende US-Steinkohlepreise **10**

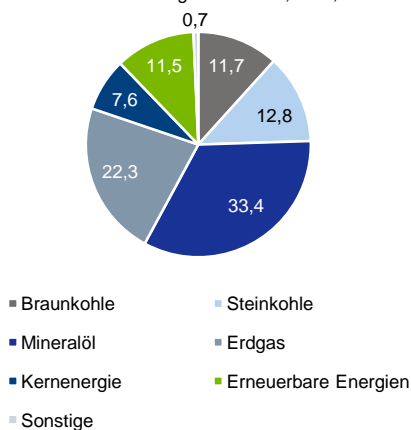
Juli 2010=100



Quellen: Bureau of Labor Statistics, Federal Reserve Bank

Energieverbrauch in DE zuletzt 12% aus Erneuerbaren Energien **11**

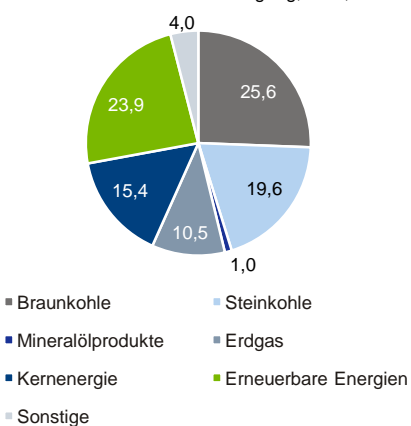
Anteile am Primärenergieverbrauch, in %, 2013



Quelle: AG Energiebilanzen

Erneuerbare steuern 2013 knapp 24% zur Bruttostromerzeugung bei **12**

Anteile an der Bruttostromerzeugung, in %, 2013



Quelle: AG Energiebilanzen

bruch in den USA hin zu preisgünstigem, unkonventionellem Erdgas (shale gas) auch auf Europa und selbst das durch eine besonders eigenwillige Energiepolitik geprägte Deutschland aus. Letzteres indirekt, denn das billige unkonventionelle Gas verdrängte in den USA die Steinkohle, die wiederum „verbilligt“ per Schiff den Weg nach Deutschland fand – und damit unseren Energiemix beeinflusst(e). In kurzer Zeit stiegen die USA zu einem der wichtigsten Kohlelieferanten Deutschlands auf.

### Politik startet 2013/14 Energiewende 2.0

Trotz Wirtschaftswachstum seit dem Jahr 1997 lag der PEV 2013 immerhin knapp 5% unter dem damaligen Niveau. Dabei kam es in der Betrachtungsperiode zu neuartigen, quantitativ und qualitativ spürbaren Veränderungen des Energiemix: So basierte der deutsche PEV „nur noch“ zu 80% auf fossilen Energien; 5%-Punkte weniger als 1997.

Überraschend erscheint, dass die steigende Förderung „grüner“ Energien nicht zu Lasten der traditionellen und stromaffinen Energieträger ging, also Kohle und Gas. Der Anteil von Stein- und Braunkohle zusammen (also 24,5%) lag 2013 lediglich 0,5%-Punkte unter dem Niveau von 1997. Erdgas lieferte 2013 trotz der in den letzten Jahren gestiegenen Sorgen in der Verstromung mit 22,3% sogar 2%-Punkte mehr zum PEV bei als 1997. Der Hauptgrund für den gesunkenen PEV-Anteil der fossilen Energien liegt eindeutig beim Erdöl; dessen sinkende Bedeutung im Wärmesegment sowie die vielfältigen Effizienzanstrengungen im Mobilitätssektor ermöglichten einen um 6%-Punkte verminderten PEV-Anteil. Zweiter großer „Verlierer“ im Energiemix war – hauptsächlich induziert durch die heimische Politik infolge der Japan-Krise vor drei Jahren – die Kernenergie, deren PEV-Anteil gegenüber 1997 um rund 5%-Punkte auf 7,6% einbüßte. Die Erneuerbaren schafften aufgrund vielfältiger politischer Einflussnahmen in der Betrachtungsperiode den größten Sprung „nach oben“ von gut 2% 1997 auf knapp 12%; auf Solar/Wind entfallen 2,3%-Punkte.

Bis heute ist der stärkste Treiber für den Bedeutungsgewinn der Erneuerbaren im Primärenergiemix das EEG; und dies trotz der mehrfachen Anpassungen. Kamen die Erneuerbaren 1997 erst auf einen Anteil von gut 4% an der deutschen Bruttostromerzeugung, wobei die Wasserkraft fast das Fünffache zusteuerte im Vergleich zu Windenergie und Biomasse zusammen, so waren es 2013 bereits rund 24%. Während der Anteil der Wasserkraft aber in etwa stagnierte, wird dieser nun bereits merklich übertroffen von Windkraft, Biomasse und Photovoltaik, denn diese kamen 2013 zusammen auf beachtliche rund 20%. Weiterer „Gewinner“ im Stromerzeugungsmix in der Gesamtperiode war Erdgas, das 2013 fast 11% nach knapp 9% 1997 erreichte. Allerdings trug Erdgas vor 2013 zum Teil noch 3%-Punkte und damit spürbar mehr bei. Anteilsverluste in der Periode musste neben der Kernenergie auch die Steinkohle hinnehmen; immerhin minus ein Fünftel auf nur noch 20%. Die Braunkohle dagegen steuerte letztes Jahr in etwa den gleichen Anteil bei wie zu Beginn der Periode. Dies war keineswegs abzusehen zu Beginn des Handels mit Emissionsrechten.

### Ein Hauptgrund der Energiewende 2.0 sind die steigenden Kosten

Die bisherige Energiepolitik hat zu einem starken Anstieg der Kosten geführt. So summiert sich allein die Förderung für Erneuerbare 2014 auf rund EUR 24 Mrd. Deshalb stieg die EEG-Umlage für 2014 auf 6,24 Cent/kWh von 2013 5,28 Cent/kWh und immerhin „nur“ 3,27 Cent/kWh noch 2012. Die Antwort von Schwarz-Rot ist eine Doppelstrategie zur Bändigung der Kostenexplosion. Erstens konzentriert sich die EEG-Förderung künftig vor allem auf die Erneuerbaren mit dem erwarteten größten Fortschrittspotential, also vor allem Windenergie und Photovoltaik. Zweitens sollen die Ausnahmeregelungen rund um die EEG-



## Energiemix in Deutschland im Wandel

### Zielvorgaben im EEG 2.0

13

Das kürzlich beschlossene Gesetz zur Reform des EEG, auch „EEG 2.0“ genannt, soll die steigenden Kosten der Energiewende bremsen.

Um das vorgegebene Ziel eines Anteils der erneuerbaren Energien von 80% am Bruttostromverbrauch von 2050 zu erreichen, wurden folgende Zwischenziele definiert:

- ein Anteil Erneuerbarer von 40-45% am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2025 und
- ein Anteil von 55-60% bis 2035.

Die bisherige Ausgestaltung des EEG hat zu hohen Kosten der Energiewende geführt. Deshalb fokussiert sich die Förderung des EEG 2.0 auf den Ausbau der kostengünstigsten Technologien mit folgenden Ausbaukorridoren:

Bei der Offshore-Windenergie sollen 6,5 GW bis 2020 und 15 GW bis 2030 installiert werden

- Onshore-Windenergie soll jährlich um 2,5 GW (netto) ausgebaut werden
- Photovoltaik soll jährlich um 2,5 GW (brutto) ausgebaut werden
- Biomasse soll jährlich um ca. 100 MW ausgebaut werden
- Geothermie und Wasserkraft benötigen keine Maßnahmen zur Mengensteuerung

Quelle: Gesetzentwurf des novellierten EEG, Bundesregierung

Umlage künftig strenger ausgelegt werden und damit zu einem Rückgang der umlagebefreiten Unternehmen führen. Beides erscheint zwar zweckmäßig, wird jedoch den EEG-bedingten Preisanstieg „lediglich“ dämpfen, den Preisrückstand zu anderen Industrieländern wie den USA aber keineswegs ausgleichen.

### Energiemix der Zukunft (2035) von vielen Faktoren abhängig

Wichtige Zielwerte für den künftigen deutschen Energiemix und dessen Zusammensetzung haben Schwarz-Rot bereits gesetzt. Diese haben nämlich neue Zielmarken für den künftigen Grünstromanteil vereinbart, und zwar 40 bis 45% bis 2025 sowie 55 bis 60% bis 2035. Wir halten beide Ziele für erreichbar, da sie von den in Deutschland zahlenmäßig größten Parteien getragen werden. Dennoch glauben wir, dass dies weitere Kostensteigerungen bewirkt, von denen Öffentlichkeit und Unternehmen überzeugt werden müssen, insbesondere wenn Deutschland weitaus ambitionierter agiert als viele Länder. In anderen Koalitionen künftiger Jahre dürfte stets die größte Partei dominieren, was grundsätzliche Zielstabilität verspricht. Sollten bis 2035 auch „Bündnis 90/Die Grünen“ mitregieren, sollten eher 60% realisiert und damit angenommen werden.

Auf der Basis der von der Politik angestrebten Anteile der Erneuerbaren am künftigen Energiemix drängt sich folgende Frage auf: Wie wird wohl – insbesondere vor dem Hintergrund der Energiewende 2.0 und der absehbaren globalen Entwicklung der Energiemärkte – der Rest der deutschen Stromversorgung bzw. des Primärenergieverbrauchs bis 2035 ausfallen? Also z.B. bei Elektrizität: Welche Energieträger liefern 2035 die restlichen 40% des „Nicht-grün“-Stroms?

Letztlich drängen sich zwei Szenarien auf, um die Differenz der Erneuerbaren zu 100% einzufangen. Da nämlich 2035 erstens schon über eine Dekade zuvor die Kernenergieerzeugung auslief, konzentriert sich die Analyse zunächst allein auf die Konkurrenz zwischen den verbleibenden fossilen Energieträgern. Zweitens verkleinert sich der Untersuchungsbereich weiter, denn aus heutiger Sicht hat Erdöl in Deutschland in der Verstromung keine Zukunft. Im Kern geht es daher um den aktuellen und künftigen Wettbewerb zwischen Kohle und Erdgas. Und hier erscheinen zumindest zwei Szenarien überlegenswert, deren Verlauf bzw. Ausgang von den jeweiligen Zukunftserwartungen abhängt.

Den künftigen Energiebedarf determinieren eine Vielzahl von Einflussfaktoren; nicht zuletzt die unterstellte Bevölkerungsentwicklung, das Wirtschaftswachstum sowie die Preise der einzelnen Energieträger und der CO<sub>2</sub>-Zertifikate, die ein wichtiges Kostenelement sind. All dies beeinflusst wiederum Effizienz- und Einsparanstrengungen sowie – ganz allgemein – den technischen Fortschritt rund um Energieerzeugung und -verbrauch. Während die Prognosen hinsichtlich des Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums relativ verlässlich erscheinen, streuen die Ansichten bezüglich der künftigen Energie- und Zertifikatspreise; deshalb unsere unterschiedlichen Szenarien.

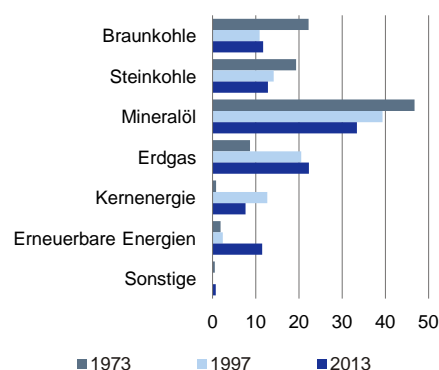
Die Bevölkerungszahl für Deutschland sinkt bis 2035 auf rund 75 bzw. 77 Mio. Einwohner von aktuell etwa 80,5 Mio., je nachdem, ob man eine Nettozuwanderung p.a. von 100.000 oder 200.000 Personen unterstellt. Das sind trotz positiver Zuwanderungssalden Rückgänge um immerhin 5,5 oder 3,5 Mio. Personen bzw. -7% oder -4%. Dies mindert den Energiebedarf.

Auch das Wirtschaftswachstum, also der Zuwachs des Bruttoinlandsprodukts (BIP), das bis 2035 – aufgrund auch des demographisch bedingt schrumpfenden Erwerbersonnenpotenzials – um bestenfalls 1% p.a. zulegen dürfte, spricht eher für einen rückläufigen Energiebedarf. Gestützt wird dies vom energiesparenden technischen Fortschritt, der Alterung der Bevölkerung sowie der Arbeitsplatzverschiebung Richtung Dienstleistungssektor.

### Erneuerbare werden wichtiger

14

Anteile am Primärenergieverbrauch, in %



Quelle: AG Energiebilanzen

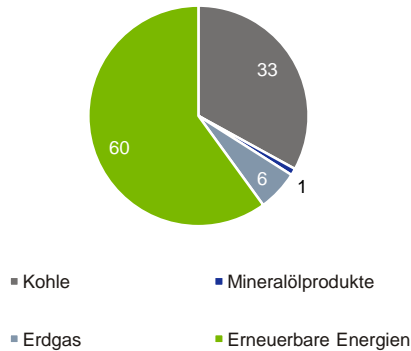


## Energiemix in Deutschland im Wandel

### Szenario 1: Kohle weiterhin wichtiger Teil der Stromerzeugung 2035

15

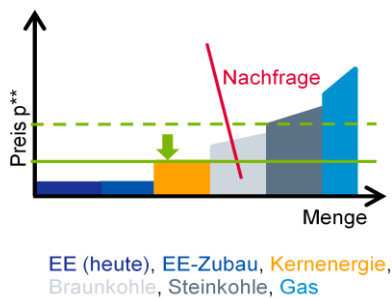
Anteile an der Bruttostromerzeugung, in %, 2035



Quelle: Deutsche Bank Research

### Aktueller EE-Zubau führt zu Merit-Order-Effekt auf Strommarkt

16

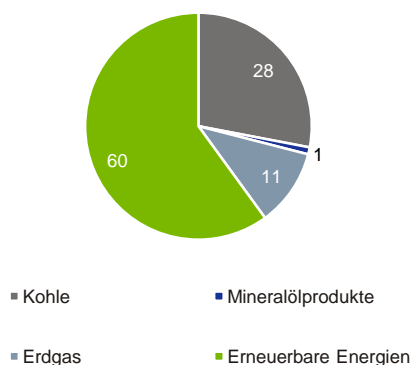


p\*\* = Großhandelspreis morgen  
Quelle: Deutsche Bank Research

### Szenario 2: Erdgas kann seine Position in der Verstromung 2035 stabilisieren

17

Anteile an der Bruttostromerzeugung, in %, 2035



Quelle: Deutsche Bank Research

### Szenario 1: Kohle bleibt wichtig für die Elektrizitätserzeugung

In Deutschland wird Kohle heutzutage überwiegend zur Elektrizitätserzeugung und teilweise auch für Wärmezwecke genutzt. Aber Stein- und Braunkohle unterscheiden sich merklich: Die heimische Braunkohle ist nämlich aufgrund des niedrigen Energieinhalts kaum exportfähig. Die Nutzung dieses relativ emissionshaltigen, aber preislich wettbewerbsfähigen Energieträgers hat die deutsche Industriestruktur über Dekaden hinweg mitgeprägt. Im Unterschied zur Braunkohle gibt es für Steinkohle einen funktionsfähigen Weltmarkt.

Mit dem vereinbarten Auslaufen der heimischen Steinkohleförderung 2018 und dem Aufkommen des Emissionshandels wurde mancherorts ein rasches Ende der Steinkohlenutzung (und auch der Braunkohle) vorhergesehen. Das Zusammentreffen mehrerer Trends verhinderte dies aber: Erstens schwächten sich die Emissionspreise nach der Einführungsphase – z.B. wegen des EEG – spürbar ab, was die preisliche Wettbewerbsfähigkeit der Kohle verbesserte. Hinzu kam zweitens die Korrektur der Weltkonjunktur 2008/09, welche wiederum die Energienachfrage dämpfte und – angesichts global üppiger Kohlekapazitäten – zu Preiszugeständnissen bei Steinkohle führte. Drittens sorgte der Schiefergasboom in den USA zu einer Substitution der dortigen Kohlekraft; die damit überschüssige US-Kohle drängte zusätzlich auf den Weltmarkt und fand auch in Deutschland – dank günstiger Wettbewerbspreise – steigenden Absatz.

Die Kohlenutzung hat in Deutschland bis 2035 unter bestimmten Annahmen eine günstigere Perspektive als lange Zeit erwartet wurde. Und dies ist durchaus unabhängig davon, dass der heimische Steinkohlebergbau programmgemäß bis 2018 endet, es also ab 2019 keine Steinkohleförderung mehr gibt. Für einen nur gemäßigt rückläufigen Kohlebeitrag spräche, was derzeit durchaus plausibel erscheint, dass – erstens – die Preise am globalen Steinkohlemarkt weiterhin niedrig bleiben. Hinzu kommt, zweitens, die Prämisse einer nur relativ verhaltenen Erholung der Emissionspreise – auch nach 2020. Darauf deutet nicht zuletzt die EU-Politik hin, die auch von vergleichsweise kohleintensiven Ländern mitgestaltet wird; diese dürften nämlich auch künftig – wie bereits in den letzten Jahren zu beobachten – gegen allzu stark steigende Belastungen infolge eines aus ihrer Sicht allzu rasch und stark verknappten Emissionshandels agieren. Neben der Stein- profitierte davon per Saldo auch die deutsche Braunkohle. Drittens sehen wir keine Trendumkehr in dem bis zuletzt rasch aufstrebenden, neuen Kohleexportland, den USA. Grund hierfür ist, dass wir auch keineswegs mit einem allzu raschen Ende des gegenwärtigen Gasbooms in Nordamerika rechnen. Überdies mindert, viertens, die spezielle Preisfindung bei Erdgas bei uns dessen Wettbewerbsfähigkeit zusätzlich. Trotz vielfältiger Bemühungen gibt es nämlich immer noch eine gewisse Nähe der Importpreise von östlichem Pipelinegas zum Ölpreis.

### Szenario 2: Erdgas stabilisiert sich in der Stromproduktion

Im Erdgasszenario bekommt der Energieträger künftig Impulse aus mehreren Richtungen. Da wir mit der Realisierung der Erneuerbaren-Ziele in Deutschland bis 2035 rechnen, müssten die Impulse von anderer Seite kommen. So erscheint, erstens, ein rascheres Anziehen der Kohlepreise möglich, sollten z.B. die USA künftig weniger exportieren als erwartet. Zudem dürfte auch eine rasche und anhaltende Verbesserung der Weltkonjunktur die Preise für Kohle stärker stimulieren als die von Gas. Zweitens könnte – z.B. motiviert durch Umweltprobleme – die EU eine doch ehrgeizigere Klimastrategie anstimmen, die wiederum eine sprunghafte und massive Verteuerung der Emissionsrechte induziert. Da dies Kohle stärker als Gas betrafte, wäre Gas ein Profiteur. Drittens könnte letztlich in Deutschland als eine Folge des jüngsten Russland/Ukraine-Konflikts<sup>1</sup> ein Votum pro Fracking unkonventionellen Gases resultieren. Dies verbilligt Erdgas zusätz-

<sup>1</sup> Zu Details siehe Deutsche Bank Research, 2014, Standpunkt Deutschland: Die Ökonomie von Sanktionen: Der Westen kann Härte zeigen.



## Energiemix in Deutschland im Wandel

Risikofaktoren

18

Risikofaktoren für eine Abkehr von den Ausbauzielen der Erneuerbaren in der Stromversorgung:

- Blackouts in der Stromversorgung mit massiver Verschiebung des Wählerwillens
- Weiterer massiver Kostenanstieg aufgrund des EEG und damit der Umlage
- Ausbleibender bzw. verschleppter Ausbau der Stromtrassen
- Zukunft der EE-Anlagen ungewiss, welche aus der EEG-Förderung ausscheiden; abstellen, neue Förderung oder profitabel genug?
- Auslastung fossiler Kraftwerke geht stark zurück; niedrigere Auslastung nicht mehr profitabel; Druck durch private Anbieter und kommunale Erzeuger Kapazitätsmarkt einzuführen
- Staatliche Eingriffe möglich (Bundesnetzagentur) um Kapazitäten sicherzustellen; (fossile) „Staatskraftwerke“ für Versorgungssicherheit denkbar

Diese Entwicklungen können zu höheren Strompreisen führen, welche letztendlich die EEG-Akzeptanz der Wähler schmälert; Druck durch (kommunale) Stromerzeuger wird größer; Politik könnte somit von ihren EE-Zielen zurückrudern.

Quelle: Deutsche Bank Research

lich und erhöht damit dessen Wettbewerbsfähigkeit. In die gleiche Richtung wirkt, viertens, wohl ein massiver Ausbau der LNG-Infrastrukturen, denn letztlich käme Deutschland stärker in den Genuss der in einigen Weltregionen niedrigeren Gaspreise. Fünftens wäre ein Kapazitätsmarkt hilfreich, dessen Notwendigkeit derzeit noch kontrovers diskutiert wird.

Per Saldo stabilisiert Erdgas damit seine Position in der Verstromung. Die Gaskraftwerke würden wieder länger, weil wettbewerbsfähiger laufen. Dies wäre nicht nur aus Umweltsicht ein Vorteil, da durch die Expansion der Erneuerbaren künftig auch die Flexibilitätsanforderungen an den restlichen Kraftwerkspark steigen und bekanntlich Gaskraftwerke besonders flexibel sind.

### Fazit: Risiken in der kosteneffizienten Umsetzung

Der Strombeitrag fossiler Energien sinkt bis 2035 auf 40% von 2013 noch 56,5%. Unter für die Kohle günstigen Konstellationen (Szenario 1) verliert diese bis dahin „nur“ 12%-Punkte. Wandeln sich die Umweltbedingungen und Regulierungen stärker „pro Gas“ (Szenario 2), büßt Kohle sogar 17%-Punkte auf 28% ein. Insbesondere Szenario 2 würde auch auf den PEV ausstrahlen, da es Erdgas neue Impulse im Wärmemarkt und in der Mobilität brächte.

Derzeit sprechen für Szenario 1 insbesondere die günstigen Kohlepreise. Um das Gas-Szenario zu realisieren, erscheinen nicht zuletzt auf internationaler Ebene größere und schnellere Schritte rund um den Emissionshandel nötig, die derzeit wenig wahrscheinlich sind. Einen von all dem völlig losgelösten deutschen Alleingang rund um die Kohle, sprich ein schnelles Ende der Kohlenutzung in Deutschland, ist zwar nicht völlig auszuschließen. Ökonomische Rationalität und spezielle Interessen in den kohlenahen Bundesländern sprechen aber dagegen.

Unsere Szenarien basieren darauf, dass in der Prognosezeit die großen Volksparteien zu ihren Ausbauzielen rund um die Erneuerbaren stehen. Sollte – trotz all der Risiken und Herausforderungen – alles „glatt gehen“, ist unser Energiemix 2035 merklich nachhaltiger und umweltfreundlicher. Auch wenn die politische Zielsetzung klar ist, ist festzustellen, dass die kosteneffiziente Umsetzung der Energiewende problematisch bleibt. Zudem erstaunt die öffentliche und politische Fokussierung auf das EEG und hier insbesondere auf Solar und Wind (2,3% des PEV). Bedeutendere internationale Vereinbarungen beim Emissionshandel, die stärkere (nationale) Einbeziehung von Verkehr und Gebäudesanierung bei den Bemühungen, Emissionen zu senken und Energieeffizienz zu erhöhen, sollten stärker in den politischen Fokus rücken.

Josef Auer (+49 69 910-31878, josef.auer@db.com)

© Copyright 2014. Deutsche Bank AG, Deutsche Bank Research, 60262 Frankfurt am Main, Deutschland. Alle Rechte vorbehalten. Bei Zitaten wird um Quellenangabe „Deutsche Bank Research“ gebeten.

Die vorstehenden Angaben stellen keine Anlage-, Rechts- oder Steuerberatung dar. Alle Meinungsäußerungen geben die aktuelle Einschätzung des Verfassers wieder, die nicht notwendigerweise der Meinung der Deutsche Bank AG oder ihrer assoziierten Unternehmen entspricht. Alle Meinungen können ohne vorherige Ankündigung geändert werden. Die Meinungen können von Einschätzungen abweichen, die in anderen von der Deutsche Bank veröffentlichten Dokumenten, einschließlich Research-Veröffentlichungen, vertreten werden. Die vorstehenden Angaben werden nur zu Informationszwecken und ohne vertragliche oder sonstige Verpflichtung zur Verfügung gestellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Angemessenheit der vorstehenden Angaben oder Einschätzungen wird keine Gewähr übernommen.

In Deutschland wird dieser Bericht von Deutsche Bank AG Frankfurt genehmigt und/oder verbreitet, die über eine Erlaubnis der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht verfügt. Im Vereinigten Königreich wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG London, Mitglied der London Stock Exchange, genehmigt und/oder verbreitet, die in Bezug auf Anlagegeschäfte im Vereinigten Königreich der Aufsicht der Financial Services Authority unterliegt. In Hongkong wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG, Hong Kong Branch, in Korea durch Deutsche Securities Korea Co. und in Singapur durch Deutsche Bank AG, Singapore Branch, verbreitet. In Japan wird dieser Bericht durch Deutsche Securities Limited, Tokyo Branch, genehmigt und/oder verbreitet. In Australien sollten Privatkunden eine Kopie der betreffenden Produktinformation (Product Disclosure Statement oder PDS) zu jeglichem in diesem Bericht erwähnten Finanzinstrument beziehen und dieses PDS berücksichtigen, bevor sie eine Anlageentscheidung treffen.

Druck: HST Offsetdruck Schadt & Tetzlaff GbR, Dieburg