

EUROPEAN RES-E POLICY ANALYSIS

Eine modellbasierte Studie über die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in Europa und die Auswirkungen auf den konventionellen Strommarkt

Zusammenfassung



INHALT

AUSGANGSLAGE UND MOTIVATION	03
INFOBOX	05
METHODIK UND SZENARIEN	06
ERGEBNISSE	07
FAZIT UND POLITISCHE HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	11

Diese Zusammenfassung bezieht sich auf die Studie „European RES-E Policy Analysis – Eine modellbasierte Studie über die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in Europa und die Auswirkungen auf den konventionellen Strommarkt“. Die Studie wurde vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln erstellt und betrachtet einen Analysezeitraum von 2007 bis 2030.

Die Autoren der Studie sind:

Michaela Fürsch, Christiane Golling, Marco Nicolosi, Ralf Wissen and PD Dr. Dietmar Lindenberger.

Die Studie wurde unterstützt von:

Land Nordrhein-Westfalen, BDEW, Eurelectric, VGB Power Tech, Alpiq, E.ON, EWE, RWE, Stadtwerke München und Vattenfall.

Veröffentlicht im:

April 2010

Herausgeber:

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
Alte Wagenfabrik, Vogelsanger Straße 321
50827 Köln

Fotos:

iStockphoto

Design und Produktion:

Vierviertel, Köln/Deutschland

Abkürzungsverzeichnis:

RES: Erneuerbare Energiequellen
(renewable energy sources)

RES-E: Erneuerbare Energiequellen
zur Stromerzeugung (renewable energy
sources for electricity generation)



AUSGANGSLAGE UND MOTIVATION

Europa ist Vorreiter in der Förderung erneuerbarer Energien. Auf keinem anderen Kontinent sind mehr Stromerzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien installiert. Die Abbildung 1 zeigt, wie sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Europa in den letzten zwei Jahrzehnten entwickelt hat. Dabei fällt auf, dass die absoluten Mengen zwar stark angestiegen sind, der Anteil am Stromverbrauch (schwarze Linie) aufgrund des EU-weiten Verbrauchsanstieges jedoch nur wenig gewachsen ist. Dies verdeutlicht, wie ehrgeizig das aktuelle Ziel ist, den erneuerbaren Anteil am Stromverbrauch bis 2020 zu verdoppeln, was erforderlich ist, um das 20%-Ziel der erneuerbaren am

gesamten Endenergieverbrauch (inkl. Wärme und Kraftstoffe) bis 2020 zu erreichen. Umso wichtiger erscheint vor diesem Hintergrund die Frage nach den adäquaten politischen Rahmenbedingungen.

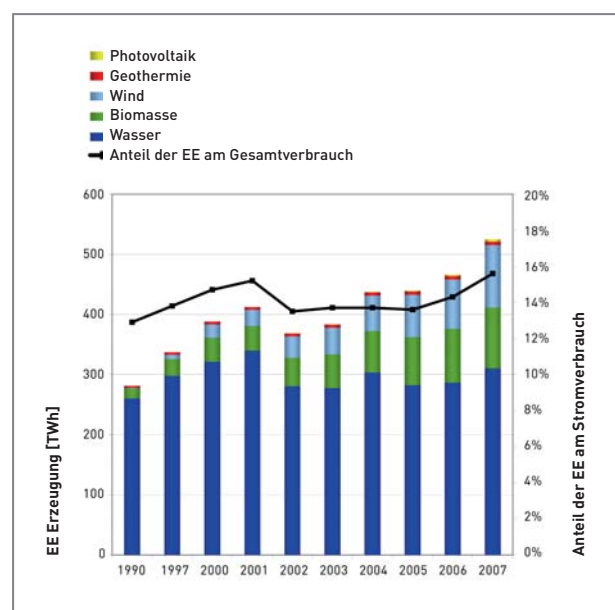


ABBILDUNG 1:

Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und des Anteils am Stromverbrauch in Europa

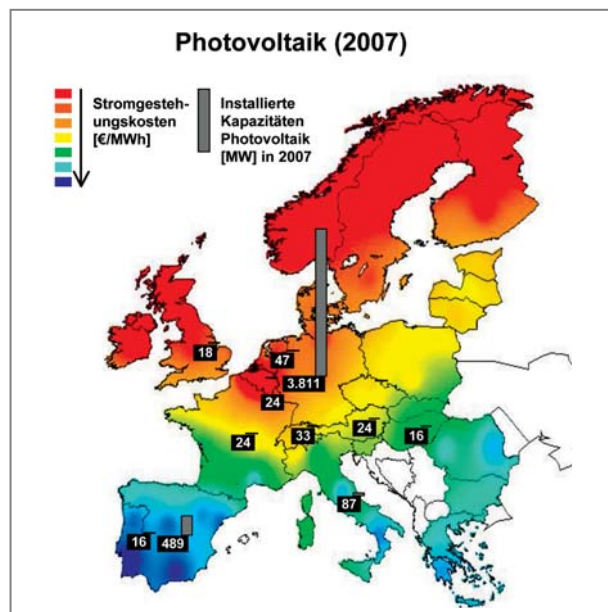
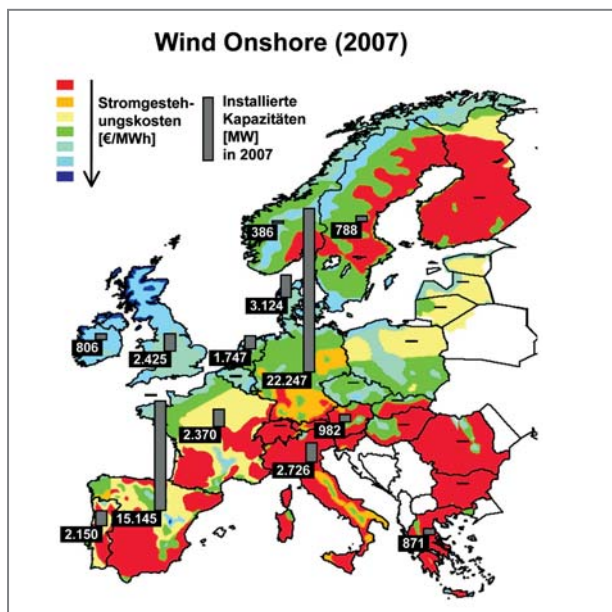


ABBILDUNG 2:

Regionale Stromgestehungskosten aus Windkraft und PV sowie installierte Kapazitäten in Europa 2007

In Europa unterliegt die Förderung erneuerbarer Energien derzeit der nationalstaatlichen Verantwortung. Diese historisch gewachsene Verantwortung entspricht der Souveränität der Mitgliedsstaaten über den Energiemix, bedeutet aber, dass in der EU derzeit eine Vielzahl unterschiedlicher Fördersysteme gilt. Dies führt zu Ineffizienzen. Im Bereich der erneuerbaren Energien wird nicht an den Standorten investiert, wo die Stromgestehungskosten am geringsten sind, sondern dort, wo die staatliche Förderung am höchsten ist.

Abbildung 2 zeigt dies anhand der Diskrepanz zwischen vorteilhaften Standorten und installierten Kapazitäten. Dies treibt die Gesamtkosten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in die Höhe oder verhindert, dass bei gleich hoher Investitionssumme so viel Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wird wie es möglich wäre, wenn an den besten Standorten gebaut würde.

Die vom **Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln** angefertigte Studie untersucht die möglichen Effizienzgewinne bei einer Harmonisierung der Fördersysteme auf europäischer Ebene bzw. verstärkter europaweiter Kooperation. Die Studie konzentriert sich auf zwei wesentliche Fragen:

1. Was ist der Kostenunterschied zwischen einer nationalen und einer europaweit einheitlichen Förderung erneuerbarer Energien? Der hierdurch erzielbare Kostenvorteil wird als Harmonisierungsgewinn bezeichnet. Er ergibt sich aus der Platzierung der verschiedenen Technologien an den jeweils besten Standorten.
2. Was ist der Kostenunterschied zwischen einer nationalen technologiespezifischen Förderung und einer europäischen technologieneutralen Förderung? Diese Frage adressiert die Summe aus zwei Effekten: Erstens die Gewinne aus einer Harmonisierung plus zweitens die Gewinne durch Konzentration auf die EU-weit kostengünstigsten Technologien.

Darüber hinaus zeigt die Studie, welche Rückwirkungen sich auf den **konventionellen Kraftwerkspark** ergeben, wenn der Anteil erneuerbarer Energien im Stromsystem auf die politisch avisierte Menge ansteigt.

INFOBOX

FÖRDERSYSTEME FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN

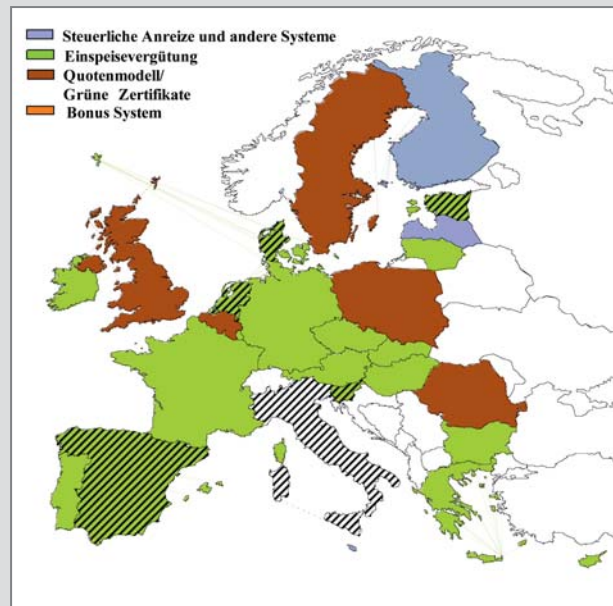


ABBILDUNG A:

Übersicht der verschiedenen Europäischen Fördersysteme

Die in **Abbildung A** beschriebene Ausbaudynamik der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hängt stark von der Ausgestaltung der staatlichen Förderungen in den Mitgliedsländern ab. Diese Infobox bietet eine Übersicht über grundsätzliche Ausgestaltungsmöglichkeiten von Fördersystemen.

Bei der Ausgestaltung einer Förderung lassen sich drei Dimensionen unterscheiden, deren jeweilige Ausprägungen sich frei kombinieren lassen:

- **Technologiespezifisch vs. technologieneutral:**
Fördersysteme können so ausgestaltet sein, dass sie spezifische Anreize für einzelne Technologien setzen, also auch solche, die noch weit von der Marktreife entfernt sind. Alternativ werden alle Technologien gleich gefördert und die günstigsten Technologien setzen sich im Wettbewerb durch.
- **Mengen- vs. preisgesteuert:**
Ein Fördersystem ist mengengesteuert, wenn eine Zielmenge erneuerbaren Stroms fest vorgeschrieben wird und sich die Vergütung auf Basis von Angebot und Nachfrage nach Grünen Zertifikaten selbst an einer Börse bildet. Alternativ kann ein fester Vergütungssatz pro Energieeinheit definiert sein. Das Marktergebnis ist dann der jeweilige Ausbau der erneuerbaren Kapazität.
- **National vs. EU harmonisiert:**
Derzeit findet die Förderung erneuerbarer Energien ausschließlich auf nationaler Ebene statt. Alternativ könnte ein gemeinsames „harmonisiertes“ Fördersystem für ganz Europa ausgestaltet werden.

Faktisch dominieren preisbasierte Systeme, die überwiegend technologiespezifisch ausgestaltet sind. Die Motivation hierfür ist es, derzeit noch teure Technologien durch spezifische Förderung anzureizen, um Lerneffekte und Kostensenkungen zu erzielen. Das „idealtypische“ Pendant zu einer technologiespezifischen Einspeisevergütung ist ein technologieneutrales Quotensystem. Von Seiten der politischen Ökonomie wird diesem Fördersystem, welches EU-weite Mengenziele voraussetzt, tendenziell eher zugestimmt, eine Einigung für eine Harmonisierung zu ermöglichen als einem Fördersystem, welches einen europaweit einheitlichen Fördersatz für jede Technologie benötigt. Ein mengenbasiertes Quotensystem würde der Logik des Emissionshandels entsprechen, bei dem europaweite CO₂-Emissionsmengen vorgegeben werden – nicht eine (einheitliche) Steuer pro Tonne CO₂.

METHODIK UND SZENARIEN

Zur Berechnung der EU-weiten Kosteneinsparungen durch alternative Fördermechanismen für erneuerbare Energien und der Rückwirkungen auf den konventionellen Strommarkt wurden zwei Kostenminimierungsmodelle des Energiewirtschaftlichen Instituts eingesetzt. Die Modelle wurden so hintereinandergeschaltet, dass der konventionelle Markt den Teil der Nachfrage decken muss, der nicht bereits durch Strom aus erneuerbaren Energien gedeckt wird. Dies entspricht im Wesentlichen der Vorgehensweise der meisten europäischen Fördersysteme, die eine priorisierte Einspeisung erneuerbarer Energien vorschreibt. Das konventionelle Strommarktmodell DIME (Dispatch and Investment Model for Europe) wurde für die spezifische Fragestellung auf die EU-27 plus Norwegen und Schweiz erweitert.

DATENBANK UND FÖRDERSYSTEME IN EUROPA

Für die Vielzahl an Zubauoptionen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Europa wurde eine Datenbank aufgebaut, die neben den bestehenden Erzeugungsanlagen regionenscharfe Ausbaupotentiale auf Basis meteorologischer Daten beinhaltet. Es sind über 2.200 geografisch und technologisch differenzierte Zubauoptionen pro Jahr für erneuerbare Energien hinterlegt. Darüber hinaus wurden alle Fördersysteme der Mitgliedsstaaten analysiert und mit ihren spezifischen Designcharakteristika abgebildet. So gibt es beispielsweise die im deutschen EEG vorgesehene Degression nicht in allen Ländern, die eine Einspeisevergütung anbieten. Andere haben z.B. einen Inflationsausgleich. In jedem Fall haben die Länder spezifische Fördersätze für die einzelnen Technologien. Da Anpassungen der Fördersysteme kaum vorhersehbar sind, wurden die derzeit bestehenden Systeme im Rahmen der Modellierung fortgeschrieben.

MODELLIERUNG UND SZENARIEN

Das LORELEI Model (Linear Optimization Model for Renewable Electricity Integration in Europe) wurde im Rahmen dieser Studie entwickelt und optimiert den Zubau von Kapazitäten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei vorgegebenem Fördersystem. Das LORELEI Modell simuliert die Fördersysteme durch unterschiedliche Lösungsalgorithmen. Bei der Simulation eines technologiespezifischen Einspeisevergütungsmodells, wie dem deutschen EEG, baut das Modell bestimmte Technologien an Standorten zu, an denen die Fördersätze ausreichen, um die Kosten der Erzeugungsanlage zu decken. Unterstellt man ein technologieneutrales Quotensystem, wie es bei-

spielsweise in Schweden implementiert ist, werden zuerst die Technologien an den besten Standorten zugebaut, die kostenoptimal sind bevor auf die nächstbesten Technologien und Standorte ausgewichen wird.

Es wurden drei Hauptszenarien gerechnet, die unter Zuhilfenahme zweier weiterer Hilfsszenarien vergleichbar gemacht wurden.

- **Business-As-Usual (BAU):** 5 Länder mit nationalen Quotensystemen, übrige 24 Länder mit Einspeisetarifen oder Bonuszahlungen
- **Europäische Harmonisierung samt technologieneutraler Förderung:** alle Länder erfüllen ein gemeinsames Mengenziel
- **Handelscluster:** nur die 5 Länder mit Quotensystemen: Belgien, Großbritannien, Polen, Rumänien und Schweden schließen sich zusammen, ansonsten wie BAU

Ziel der Modellierung ist es, die Effekte der spezifischen Design-Unterschiede zwischen den Szenarien herauszustellen. Aus diesem Grund sind die Ergebnisse der Modellierung nicht als Prognosen zu verstehen, vielmehr handelt es sich um Szenarien, die die Auswirkungen unterschiedlicher Fördersysteme, insbesondere im Hinblick auf Förderkosten, Technologiewahl und Standortentscheidungen, analysieren.

In den Szenarien werden aufgrund verschiedener Zubaudynamiken unterschiedliche Gesamtmengen erreicht. Um dennoch eine Vergleichbarkeit herzustellen, wurden zusätzlich zwei Hilfsszenarien berechnet, die als Bindeglieder fungieren.

- **Hilfsszenario 1:** unterstellt nationale Quotensysteme in allen 29 modellierten Ländern. Es dient dazu, den Vergleich zum Harmonisierten Quotensystem herzustellen und damit den Effekt des Wettbewerbs zwischen den Regionen, d.h. Harmonisierungsgewinne, zu identifizieren.
- **Hilfsszenario 2:** nimmt die Mengen des Business-as-usual Szenarios und gibt diese als Quotenziel für ein zweites Harmonisiertes Quotenszenario vor. Durch die Gleichstellung der Ausbaumengen kann der Gesamteffekt der Einführung von Wettbewerb zwischen Regionen und Technologien quantifiziert werden.

ERGEBNISSE

DER MARKT FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN

Durch eine europäisch harmonisierte Förderung erneuerbarer Energien, hier also dem Vergleich des Harmonisierten Quotensystems mit nationalen Quotensystemen (Hilfsszenario 1), können zwischen 2008 und 2020 innerhalb des Marktes für erneuerbare Energien Kosten in Höhe eines Barwertes von 118 Mrd. € eingespart werden. Dies entspricht einer Kosteneinsparung von einem knappen Fünftel der Kosten des Nationalen Quotensystems. **Abbildung 3** stellt die Effekte dar, die durch den Szenarienvergleich erfasst werden.

Der Vergleich zwischen dem Business-as-usual Szenario und dem Harmonisierten Quotensystem erfasst die erzielbaren Kosteneinsparungen durch Wettbewerb zwischen Regionen und Technologien. Hier ist eine Kosteneinsparung zwischen 2008 und 2020 im Barwert von 174 Mrd. € erzielbar, was einer Kosteneinsparung von etwa einem Viertel gegenüber dem BAU Szenario entspricht.

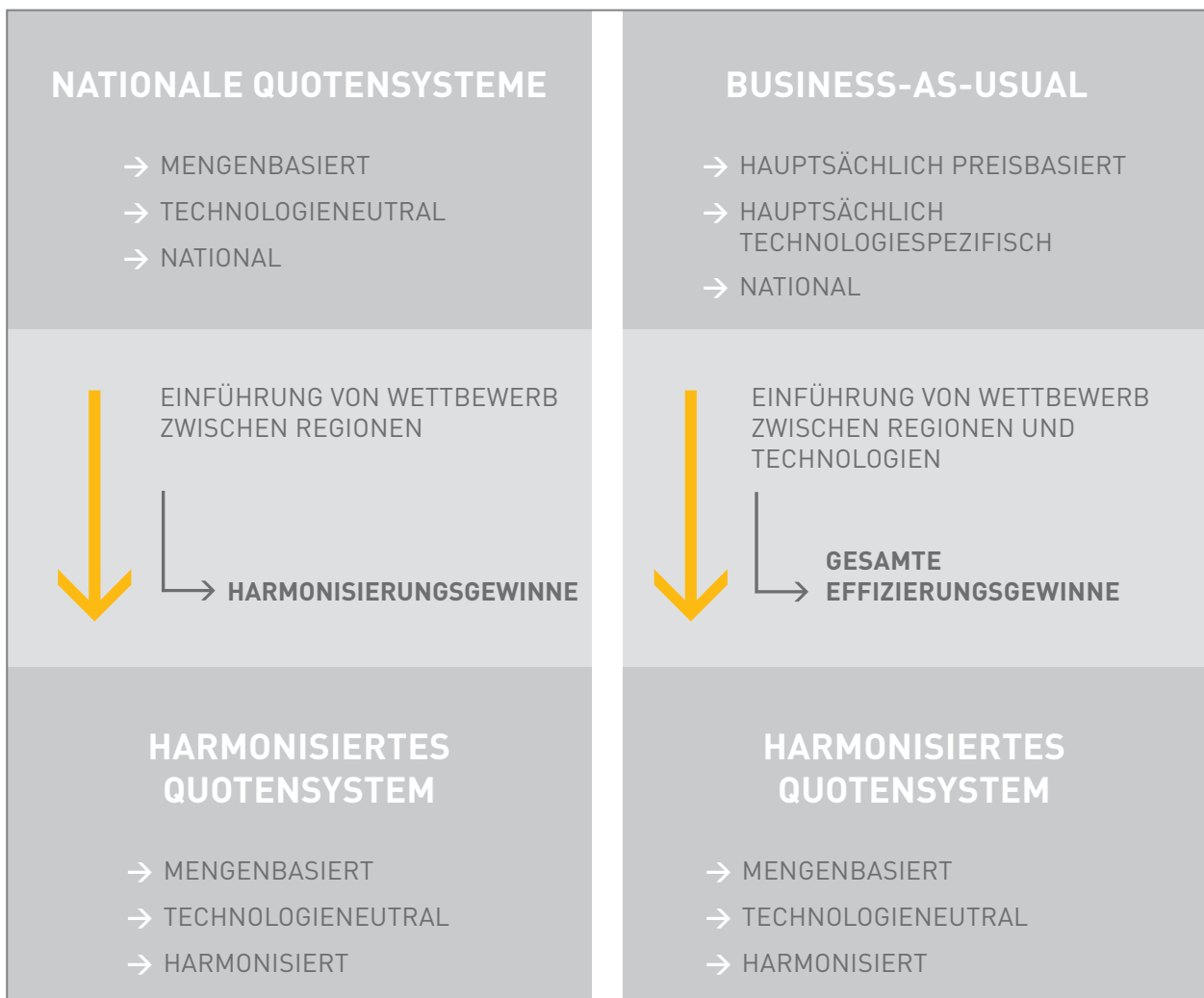


ABBILDUNG 3:

Identifizierung von Kosteneinsparungen durch Szenarienvergleiche

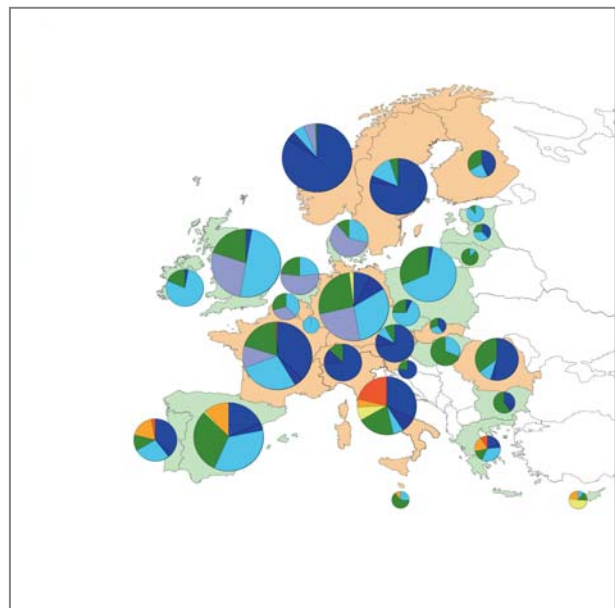
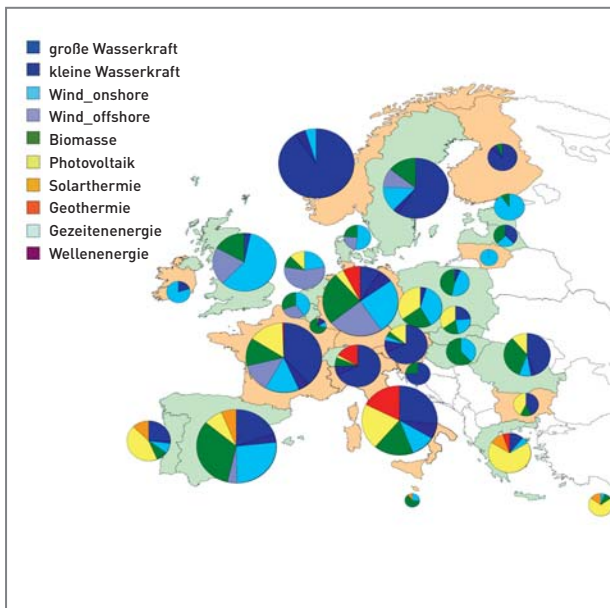


ABBILDUNG 4:

Verteilung des Zubaus erneuerbarer Energien im Business-as-usual Szenario (links) und des harmonisierten Quotensystems (rechts)

Der Kostenunterschied lässt sich anhand von **Abbildung 4** erklären. Hier werden die jeweiligen Anteile der verschiedenen erneuerbaren Energien in den Mitgliedsstaaten für das Zieljahr 2020 in den beiden Szenarien, Harmonisiertes Quotensystem und Business-as-usual, gegenübergestellt.

Die höheren Kosten im Business-as-usual Szenario sind neben der teilweise ineffizienten Standortwahl auf die Investitionen in teure Technologien, vor allem in Photovoltaik zurückzuführen. Bei einem Vergleich der beiden erneuerbaren Energiemixe fällt unmittelbar auf, dass die Photovoltaik im Business-as-usual Szenario (linkes Bild) in relativ nördlichen EU-Ländern mit vergleichsweise wenigen Sonnenstunden zugebaut wird. Im Gegensatz dazu werden im Harmonisierten Quotensystem (rechtes Bild) verstärkt die kostengünstigeren Wind- und Biomassetechnologien ausgebaut und solare Technologien im südlichen Europa genutzt.

Da innerhalb des Harmonisierten Quotensystems die effizientesten Standorte genutzt werden, findet ein Austausch der Grünen Zertifikate zur Erreichung der nationalen Zielvorgaben statt. Da diese Ziele (siehe **Tabelle 1**) unter Berücksichtigung des nationalen GDP ermittelt wurden, findet tendenziell ein Transfer von Zertifikaten in die Länder statt, die gemessen an ihren nationalen Erneuerbaren-Zielen ein vergleichsweise teures Erneuerbaren-Potential aufweisen. Im Ergebnis zeigt sich, dass die alten Mitgliedsstaaten insgesamt eher von der Importmöglichkeit Grüner Zertifikate profitieren, da sie ihre Ziele nicht zu vergleichsweise hohen Kosten innerhalb der Landesgrenzen erfüllen müssen, während die neuen Mitgliedsstaaten ihre

nationalen Zielvorgaben übererfüllen und zusätzliche Gewinne aus den Transfers generieren.

Land	2020 EE Ziel (Gesamt)	2007 EE aktuell (Strom)	2020 EE Ziel (Strom)
Belgien	13%	4%	22%
Bulgarien	16%	8%	22%
Dänemark	30%	29%	55%
Deutschland	18%	15%	30%
Estland	25%	2%	15%
Finnland	38%	26%	42%
Frankreich	23%	13%	32%
Griechenland	18%	7%	29%
Irland	16%	9%	40%
Italien	17%	14%	37%
Lettland	40%	36%	60%
Litauen	23%	5%	19%
Luxemburg	11%	4%	25%
Malta	10%	0%	16%
Niederlande	14%	8%	30%
Österreich	34%	60%	79%
Polen	15%	4%	18%
Rumänien	24%	27%	47%
Portugal	31%	30%	42%
Schweden	49%	52%	65%
Slowakei	14%	17%	30%
Slowenien	25%	22%	42%
Spanien	20%	20%	36%
Tschechische Republik	13%	5%	19%
Ungarn	13%	5%	21%
Vereinigtes Königreich	15%	5%	28%
Zypern	13%	0%	19%
EU-27	20%	16%	34%

TABELLE 1:

Ziele für erneuerbare Energien

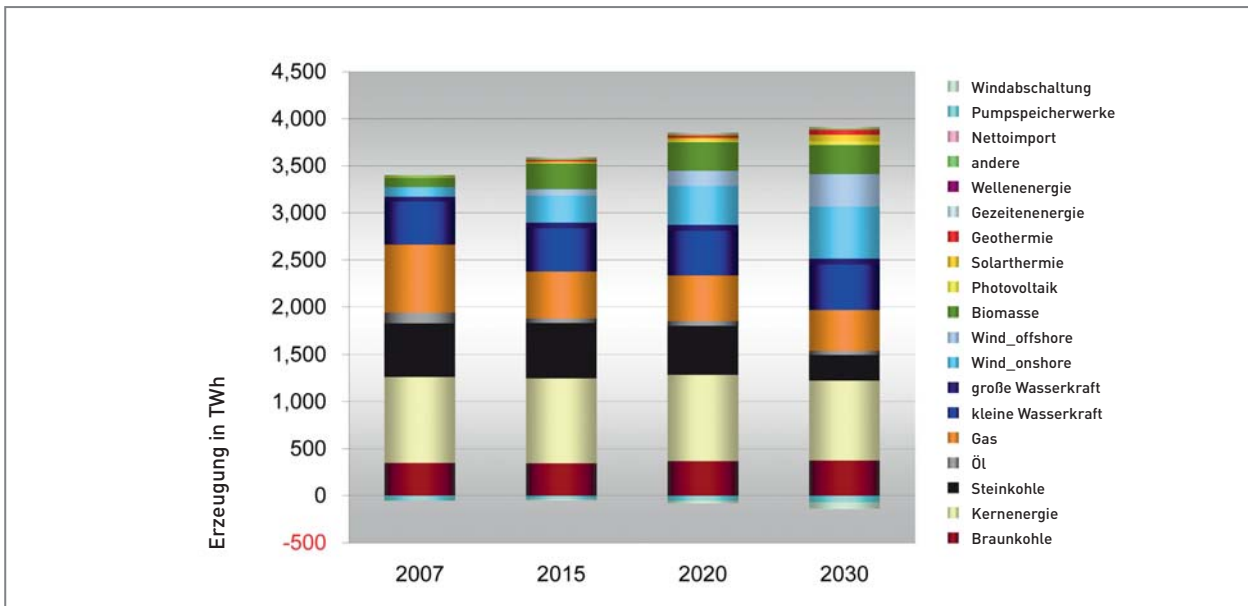


ABBILDUNG 5:

Erzeugungsmengen aus erneuerbaren und konventionellen Energiequellen

RÜCKWIRKUNG AUF DEN KONVENTIONELLEN STROMMARKT

Da das Ziel der Erneuerbaren-Direktive die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch ist, sinkt der Anteil der Erzeugung aus konventionellen Energieträgern zwangsläufig. **Abbildung 5** zeigt anhand des Harmonisierten Quotenszenarios, wie sich die einzelnen Energieträger unter den getroffenen Annahmen entwickeln. Windenergie expandiert stark, sowohl an Land als auch längerfristig vor den Küsten. Im Harmonisierten Quotenszenario erfolgt bis 2020 insbesondere eine systematische Erschließung der besten Windstandorte in den Ländern Großbritannien, Deutschland, Polen, Spanien und Frankreich (onshore) sowie Großbritannien, Niederlande, Deutschland, Frankreich und Dänemark (offshore). Zudem werden die günstigsten Biomassebrennstoffe genutzt, bevor auf teurere Technologien zurückgegriffen wird. Die höchste Stromerzeugung aus Biomasse haben Spanien, Deutschland, Frankreich, Polen und Großbritannien. Diese Länder setzen vor allem auf Großanlagen zur Verstromung fester und gasförmiger Biomasse. Die Verteilung der konventionellen Energieträger basiert vor allem auf den zugrunde gelegten Annahmen über zukünftige Brennstoff- und CO₂ Zertifikatekosten.

Durch den Anteil von 34% erneuerbarer Energien im Stromsystem in 2020 und 45 % in 2030 kommt es zu erheblichen Auswirkungen auf den konventionellen Strommarkt. In einigen Zeiten kommt es durch den hohen Anteil der Windenergie zu einem Überangebot an Strom, während es in anderen Zeiten zu einem Strommangel kommt. Aus diesem Grund wird das zukünftige Stromsystem eine Vielzahl an Flexibilitätsoptionen nutzen müssen, die

diese Volatilität berücksichtigt. **Abbildung 6** stellt den Wandel hin zu einer flexibleren konventionellen Erzeugungsstruktur dar. Dadurch, dass erneuerbare Energien zeitweise einen großen Anteil des Strombedarfs decken, wird der konventionelle Kraftwerkspark zukünftig eine geringere Auslastung haben.

Daher ist in **Abbildung 6** zu sehen, wie der Anteil der Stromerzeugung aus Anlagen mit einer geringeren Auslastung steigt, während der Anteil der Kraftwerke mit einer hohen Auslastung zurück geht. Zugleich müssen Investitionen in einen alternden Kraftwerkspark getätigt werden, um die Spitzenlast für den Fall einer Windflaute sicher zu decken, sofern die Sicherstellung der Nachfragedeckung überwiegend aus dem konventionellen Kraftwerkspark stammt. **Abbildung 7** illustriert, dass beinahe der gesamte Zubau an erneuerbarer Erzeugungskapazität zusätzlich zum konventionellen Erzeugungssystem erfolgt. Innerhalb der Modelllogik werden zur gesicherten Spitzenlastdeckung kostenminimal Gasturbinen zugebaut. Abhängig von Technologie- und Kostenentwicklungen bis 2030 lassen sich diese auch als „Platzhalter“ für andere Optionen, z. B. Speicher oder Lastverschiebungen in Industrie oder privaten Haushalten interpretieren.

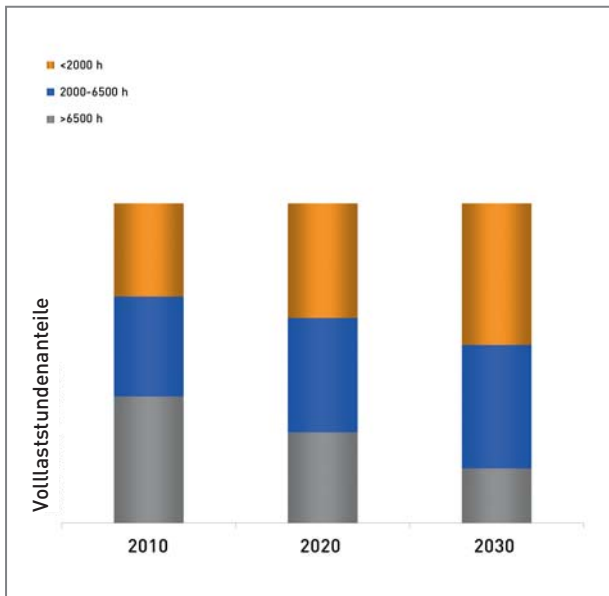


ABBILDUNG 6:

Auslastung der konventionellen Kapazitäten im Zeitverlauf

Die Modellierungsergebnisse unterstreichen ferner, dass sich diese Flexibilisierungsnotwendigkeiten im Stromsystem bei einer geografisch stärkeren Konzentration des Windanlagenzubaues erhöhen. Dies ist tendenziell bei einem harmonisierten Fördersystem der Fall, da die besten Windstandorte dann verstärkt genutzt werden. Auch der Bedarf nach einer stärkeren Vermaschung der nationalen Stromsysteme durch Netzausbau – wie derzeit durch das Nordsee-Netz diskutiert – erhöht sich durch regional stärker konzentrierten Ausbau der Stromerzeugung aus Windkraft. In Zeiten hoher Windeinspeisung und niedriger Nachfrage kann Windstrom nicht mehr in das System integriert werden. Speicherlösungen, flexiblere Nachfrageprozesse und eine angepasste Förderpolitik, welche die Bedarfsgerechtigkeit der Stromeinspeisung unterstützt, werden zwingend notwendig.

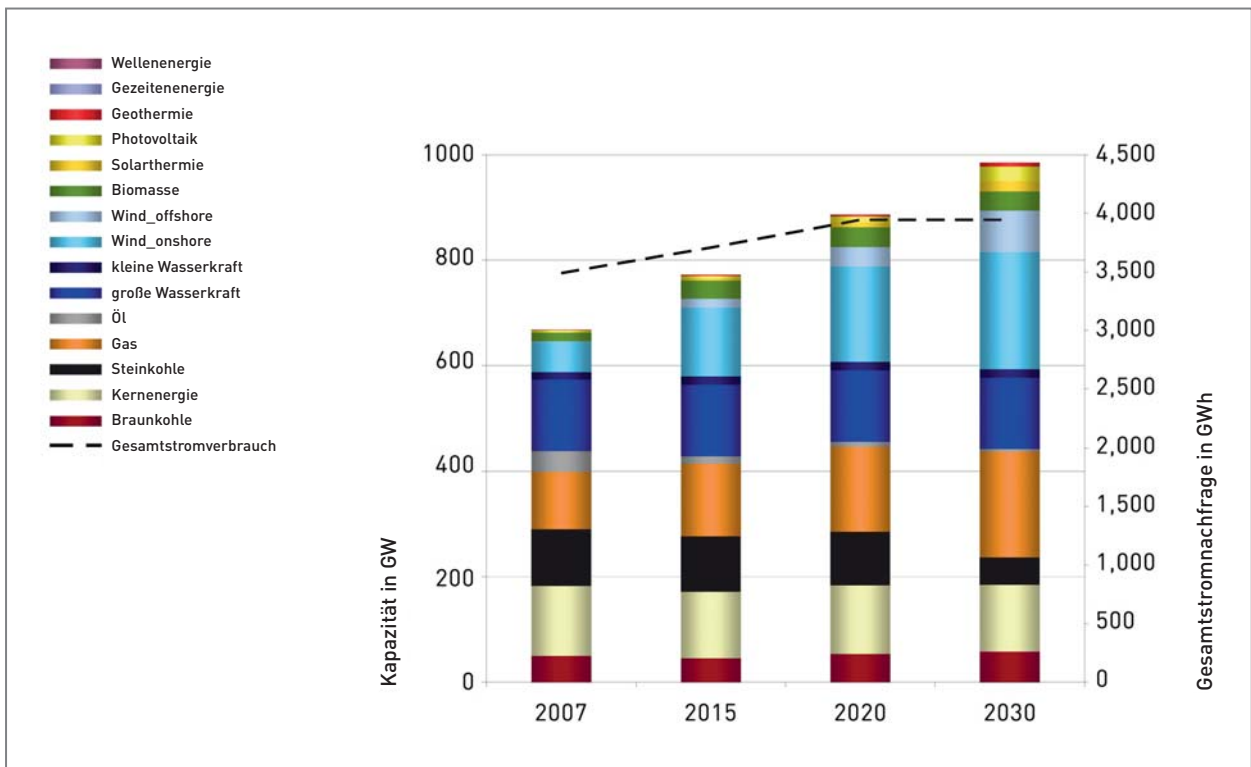


ABBILDUNG 7:

Entwicklung der erneuerbaren und Konventionellen Kapazitäten

FAZIT UND POLITISCHE HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die Rückwirkungen einer hohen, regional konzentrierten und wenig flexiblen (weil bevorzugten oder garantierten) Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das Elektrizitätssystem können massiv sein, insbesondere für die Netze und die konventionellen Kraftwerke. Ein Anzeichen dafür sind die in jüngster Vergangenheit an der Leipziger Strombörse aufgetretenen negativen Strompreise. Sie signalisieren einen Mangel an Flexibilität im Stromsystem.

Die Harmonisierung des erneuerbaren Teilsystems, ohne gleichzeitige Harmonisierung des Gesamtsystems, verstärkt diese Problematik. Abhilfe könnte eine vollständig europäisch integrierte Energiepolitik schaffen. Wenn die Verantwortung eines regional konzentrierten Zubaus erneuerbarer Energien mit der Netzausbauplanung koordiniert ist und gleichzeitig die am besten geeigneten, noch immer (zur Leistungsabsicherung) benötigten konventionellen Kraftwerke in die Regionen gebaut werden, in denen ihre technischen und ökonomischen Eigenschaften bestmöglich zum Tragen kommen, ist ein effizientes Gesamtsystem möglich. Auch wenn sich Europa mit dem Lissaboner Vertrag bereits deutlich in Richtung einer EU-weit koordinierten Energiepolitik bewegt, sieht das Abkommen allerdings nach wie vor die Teilung der Verantwortlichkeiten zwischen der Gemeinschaft und den Mitgliedsstaaten im Bereich der Energie vor. Um die Harmonisierung des Gesamtsystems dennoch weiter voranzutreiben, hat die EU den Mitgliedsstaaten drei flexible Mechanismen an die Hand gegeben:

- **Statistische Transfers von erneuerbaren Erzeugungsmengen zwischen Mitgliedsstaaten**
- **Gemeinsame Projekte zwischen Mitgliedsstaaten**
- **Gemeinsame Fördersysteme zwischen Mitgliedsstaaten**

Diese Möglichkeiten gilt es zu nutzen. Die Modellergebnisse der Untersuchung legen nahe, dass bereits eine schrittweise Harmonisierung der Förderung erneuerbarer Energien in Europa erhebliche Kosteneinsparungen im erneuerbar basierten Erzeugungssystem ermöglicht.

Bei vollständiger Harmonisierung liegt der Barwert der Kosteneinsparungen bis 2020 in der Größenordnung von über 100 Mrd. Euro. Allerdings wurden die Kosten der nötigen zusätzlichen Netzinfrastruktur nicht betrachtet, daher lassen sich Aussagen über einen effizienten Netzausbau nicht ableiten. In jedem Falle muss Infrastrukturausbau rechtzeitig erfolgen, um benötigte Systemflexibilität und -stabilität zu unterstützen.

Die Studie illustriert, dass die Forcierung der erneuerbaren Energien mit einer Flexibilisierung des gesamten Stromsystems einhergehen muss. Neben Netzausbau betrifft dies die Erzeugungsseite, Speichertechnologien und die Verbrauchsseite, z. B. durch Erforschung von und Investitionen in Smart-Grids gekoppelt mit Demand-Side Management Anwendungen in Industrie, Haushalten oder der gesteuerten Nutzung der Elektromobilität.

Eine sukzessive Harmonisierung der Erneuerbaren-Förderung sollte ferner Zug um Zug mit einer zunehmenden Marktintegration der nationalen Erzeugungssysteme durch Verstärkung grenzüberschreitender Übertragungskapazität erfolgen. Hierdurch wird ein „level playing field“ sowohl im Bereich der konventionellen als auch der erneuerbar basierten Stromerzeugung geschaffen.

Eine weitere wesentliche Herausforderung wird es sein, die Marktregeln so fortzuentwickeln, dass ausreichend Anreize bestehen, in konventionelle Erzeugungskapazitäten zu investieren, die am Markt bei starker erneuerbar basierter Stromspeisung nur wenig Auslastung realisieren, aber dennoch zur Gewährleistung einer sicheren Elektrizitätsversorgung benötigt werden.

**Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln**

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100
Fax: +49 (0)221 277 29-400

