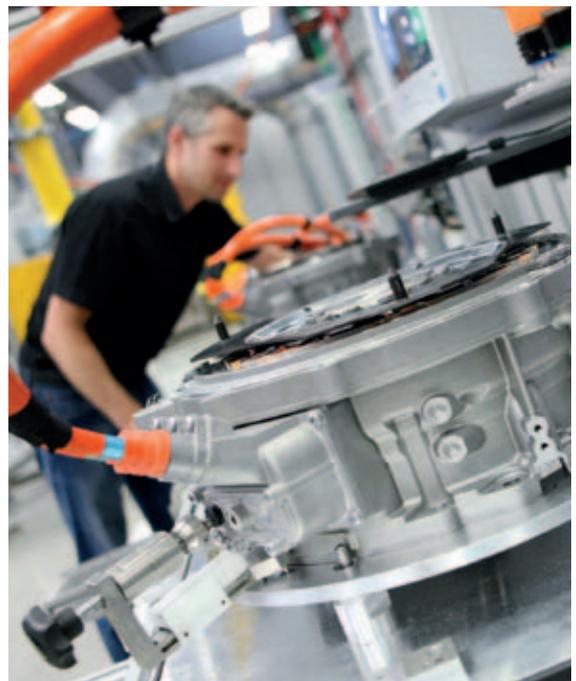
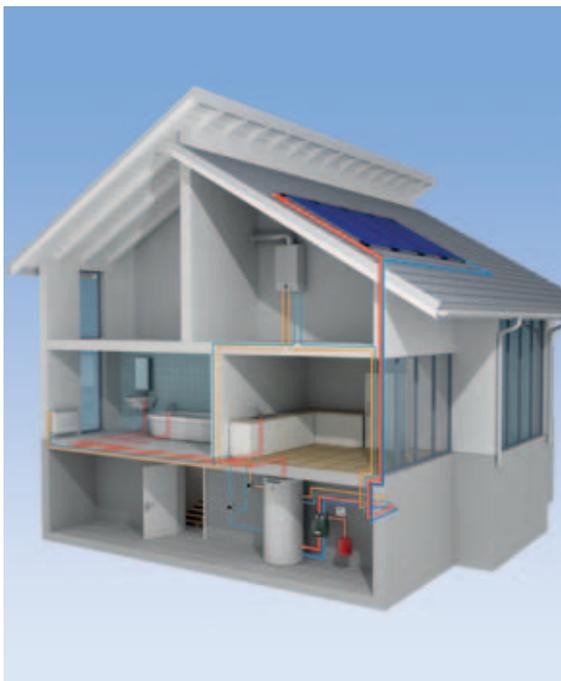


**Dezentral, ressourcenschonend, effizient:**

## Bausteine einer zukunftsfähigen Energieversorgung



**Dezentral, ressourcenschonend, effizient:  
Bausteine einer zukunftsfähigen Energieversorgung**

Studie im Auftrag der Robert Bosch GmbH

Geschrieben von  
Tanja Kenkmann & Christof Timpe, Öko-Institut e.V.  
Merzhauser Str. 173, 79100 Freiburg  
[www.oeko.de](http://www.oeko.de)

Unter Mitarbeit von  
Anja Sachs, Öko-Institut e.V.

Gestaltung  
Tobias Binnig, [www.gestalter.de](http://www.gestalter.de)

Druck  
Brandenburgische Universitätsdruckerei und Verlagsgesellschaft Potsdam mbH, [www.bud-potsdam.de](http://www.bud-potsdam.de)  
Druck erfolgte auf 100% Recycling-Papier, FSC zertifiziert

Auflage 5000 Stück  
Redaktionsschluss Januar 2012

# INHALT

00

Vorwort .....	5
Zusammenfassung .....	6

01

Einleitung .....	10
------------------	----

02

<b>Szenario für eine „gemäßigt dezentrale“ Energiezukunft Deutschlands</b> .....	12
2.1 Vorbemerkung .....	12
2.2 Energienachfrage .....	13
2.2.1 Quantifizierung der Entwicklung der Endenergienachfrage .....	13
2.2.2 Integration von Stromerzeugung und -nachfrage .....	14
2.3 Energieerzeugung und -umwandlung .....	14
2.3.1 Stromerzeugung .....	14
2.3.2 Wärmebereitstellung .....	18
2.4 Stromübertragung, -verteilung und -speicherung .....	20
2.5 Ökonomische Wirkungen .....	21
2.5.1 Investitionen zur Erhöhung der Energieeffizienz auf Nachfrageseite .....	21
2.5.2 Investitionen in EE-Anlagen zur Wärme- und Stromerzeugung .....	21
2.5.3 Beschäftigungseffekte .....	22
2.5.4 Wirkungen auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) .....	22
2.5.5 Bewertung der ökonomischen Wirkungen .....	22

03

<b>Strategische Schlüsseltechnologien</b> .....	23
3.1 Wohngebäude der Zukunft .....	23
3.1.1 Problemstellung und politischer Rahmen .....	23
3.1.2 Markt- und Technologieentwicklung .....	25
3.2 Energieeffizienz industrieller Applikationen .....	34
3.2.1 Problemstellung und politischer Rahmen .....	34
3.2.2 Markt- und Technologieentwicklung .....	35
3.3 Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie .....	38
3.3.1 Problemstellung und politischer Rahmen .....	38
3.3.2 Markt- und Technologieentwicklung .....	40
3.4 Stromspeicher als Element einer intelligenten, dezentralen Strominfrastruktur .....	44
3.4.1 Problemstellung und politischer Rahmen .....	44
3.4.2 Markt- und Technologieentwicklung .....	45

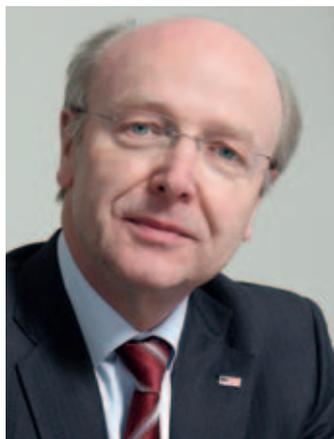
04

<b>Energiepolitische Handlungsempfehlungen</b> .....	50
4.1 Realisierung von Wohngebäuden der Zukunft .....	51
4.2 Erhöhung der Energieeffizienz industrieller Applikationen .....	53
4.3 Ausbau der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik .....	55
4.4 Entwicklung von Stromspeichern als Element einer intelligenten, dezentralen Strominfrastruktur .....	57

05

Literatur .....	60
-----------------	----





## Vorwort

Die im Sommer letzten Jahres beschlossene Energiewende bedeutet eine große Herausforderung für Unternehmen, Politik und Gesellschaft. Für den Standort Deutschland ist dieses Projekt zukunftsweisend und bedarf daher einer aktiven Mitwirkung aller Beteiligten.

Die Politik muss die Ziele setzen. Klare und berechenbare Rahmenbedingungen sind erforderlich. Nur so lassen sich die klima- und energiepolitischen Ziele erreichen, die mit der Energiewende verfolgt werden.

Gleichzeitig sind die Unternehmen gefordert. Ihre Investitionen und Innovationen sind die Grundvoraussetzungen für eine erfolgreiche Energiewende. Im Fokus stehen dabei Bereiche wie Erneuerbare Energien, Netze und Speichertechnologien, aber auch die Energieeffizienz von Gebäuden und Anlagen, Produkten und industriellen Prozessen.

Ebenso wichtig ist, dass alle Bürgerinnen und Bürger ihre Entscheidungen im Zusammenhang mit Energieversorgung und -nutzung sehr bewusst treffen. Das gilt für den Kauf energiesparender Haushaltsgeräte, die Nutzung von Photovoltaik oder Solarthermie sowie den Einsatz modernster Gebäudetechnik zur energetischen Sanierung von Häusern. Es kommt auf jeden Einzelnen an, nicht zuletzt auf die Anlieger von Energieerzeugungsanlagen oder neuen Stromtrassen.

Eine solche gesellschaftliche Aufgabe erfordert ein gemeinsames Verständnis des langfristigen Ziels, der richtigen Technologien und der politischen Instrumente, die wir nutzen müssen, um auf diesem Weg voranzukommen. Unser Selbstverständnis ist dabei: Die Robert Bosch GmbH will zum Gelingen der Energiewende beitragen. Ein intensiver und konstruktiver Dialog zwischen Politik, Unternehmen und den gesellschaftlichen Akteuren ist ein erster Schritt auf diesem Weg. Dabei spielt ein gemeinsames Verständnis der Fakten und des Status Quo eine wichtige Rolle.

Vor diesem Hintergrund hat das Öko-Institut in Freiburg mit Unterstützung von Experten aus unserem Unternehmen die vorliegende Studie erarbeitet. Wir wollen damit Impulse setzen in Richtung einer stärker dezentralen, effizienten und ressourcenschonenden Struktur von Energieerzeugung, -verteilung und -verbrauch.

Unser Dank gilt den Experten des Öko-Instituts und dem Bosch-Projektteam für den geleisteten Einsatz. Wir sind überzeugt, dass diese Veröffentlichung einen wertvollen Beitrag zur aktuellen energiepolitischen Diskussion und zur Entwicklung einer zukunftsfähigen Energieversorgung Deutschlands darstellt.

Franz Fehrenbach  
Vorsitzender der Geschäftsführung  
der Robert Bosch GmbH

Dr. rer. nat. Siegfried Dais  
Stellvertretender Vorsitzender der Geschäftsführung  
der Robert Bosch GmbH



## 00

## Zusammenfassung

Im Rahmen der „Energiewende“ hat sich Deutschland im Sommer 2011 dafür entschieden, aus der Nutzung der Kernenergie auszusteigen und die Energieversorgung schrittweise auf Erneuerbare Energien umzustellen. In diesem Zusammenhang sollen die Energieeffizienz von Gebäuden, Geräten und Anlagen massiv erhöht und die Kraft-Wärme-Kopplung ausgebaut werden. Die Umsetzung dieser Zielstellung ist entscheidende Voraussetzung dafür, dass Deutschland die aus Sicht des globalen Klimaschutzes erforderliche zügige und weitgehende Reduktion seiner Treibhausgas-Emissionen erreicht, die für die Industriestaaten nach aktuellen Erkenntnissen der Klimaforschung bis zum Jahr 2050 mindestens 90% gegenüber dem Stand des Jahres 1990 betragen muss.

Die hier vorgelegte Studie im Auftrag der Robert Bosch GmbH analysiert vier ausgewählte, für die Umsetzung dieser Zielstellungen strategisch besonders relevante Technologiefelder und identifiziert den politischen Handlungsbedarf für deren weitere Entwicklung im Rahmen der Energiewende. Hierbei wird ein „gemäßigt dezentraler“ Ansatz aufgezeigt, d.h. die Energie-Infrastruktur wird als Mischung

von dezentralen und zentralen Technologien entwickelt. Den dezentralen Optionen wird immer dann Vorrang gegeben, wenn die zentralen Alternativen nicht eindeutige Vorteile z.B. ökonomischer oder ökologischer Art aufweisen. Hierbei werden insbesondere dezentral einsetzbare Technologien berücksichtigt, mit deren Hilfe die Ziele der Energiewende voraussichtlich zu geringeren volkswirtschaftlichen Kosten erreicht werden können, als dies bei einer überwiegend auf zentrale Technologien setzenden Strategie der Fall wäre.

Den ersten Schritt dieser Analyse bildet ein **Szenario für die mögliche Entwicklung von Energiebedarf und Energiebereitstellung** in Deutschland bis zum Jahr 2050. Hierbei wurde der stationäre Energiebedarf betrachtet; der Verkehrssektor wurde bewusst ausgeblendet, um die Komplexität der Studie zu begrenzen. Auf der Grundlage der Studie für das Energiekonzept der Bundesregierung, ergänzt durch weitere aktuelle Langfristszenarien und eigene Einschätzungen des Öko-Instituts wurde ein aktuelles Szenario für die Entwicklung des Energiebedarfs erstellt. Demnach erscheint es erreichbar, bei Beibehaltung des Lebens-

standards und einer positiven wirtschaftlichen Entwicklung den Energiebedarf bis zum Jahr 2050 über alle Sektoren hinweg durchschnittlich um etwa 43% zu reduzieren.

Ein besonders großer Gewinn an Energieeffizienz erscheint im Bestand der Wohngebäude möglich, wo der Verbrauch um ca. 57% sinken könnte. Darüber hinaus kann bis 2050 etwa 80% der Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien erfolgen. Bei der Wärmebereitstellung in den privaten Haushalten, im Dienstleistungssektor und in der Industrie können ebenfalls bis 2050 Erneuerbare Energien zu etwa 50% eingesetzt werden. Durch die so beschriebene Entwicklung wäre es möglich, die Treibhausgas-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2050 um über 85% zu reduzieren. Die vorliegende Studie enthält auch eine Diskussion der wichtigsten ökonomischen Effekte eines solchen Szenarios.

Als erstes, für die Energiewende strategisch relevantes Technologiefeld wurden die **Wohngebäude der Zukunft** identifiziert. In diesem Bereich sieht die Bundesregierung ebenso wie viele Studien das größte Potenzial zur Treibhausgas-Minderung. Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht dementsprechend vor, den Gebäudebestand des Jahres 2050 weitgehend klimaneutral auszugestalten. Eine zentrale Herausforderung der deutschen Klimastrategie besteht also darin, den Energiebedarf der Wohngebäude, aber auch der Gewerbegebäude, durch höhere Energieeffizienz massiv zu senken und vorwiegend durch Einsatz Erneuerbarer Energien zu decken. Hierzu muss vor allem bei den heutigen Bestandsgebäuden die Sanierungsrate für die Gebäudehülle erheblich erhöht und als Zielzustand nach der Sanierung so rasch wie möglich der Passivhaus-Standard angestrebt werden.

Hier und im Neubau können durch die Kombination mit Photovoltaikanlagen und Stromspeichern auch Nullenergie- und Energieplushäuser realisiert werden. Im Zuge derartiger Gesamtansanierungen von Gebäuden, aber auch als Maßnahme bei derzeit aus technischen, wirtschaftlichen oder anderen Gründen nur eingeschränkt sanierbaren Gebäuden, können in den kommenden Jahren erhebliche Emissionsreduktionen durch hocheffiziente neue Heizungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien oder Erdgas, hier auch Systeme mit Kraft-Wärme-Kopplung, realisiert werden. Bei eingeschränkter Sanierbarkeit kann eine vorgezogene Heizungssanierung sinnvoll sein, in jedem Fall muss der aktuell bestehende Modernisierungstau bei Heizungsanlagen schnellstmöglich überwunden werden.

Bei der Durchführung von Heizungssanierungen sollten Erneuerbare Energien so weit wie irgend möglich eingebunden werden und die längerfristige Komplettansanierung des Gebäudes mitgedacht werden. Langfristig wird sich so die Beheizungsstruktur der Gebäude deutlich in Richtung der Erneuerbaren Energien verschieben, die bis zum Jahr 2030

einen Anteil von 32% an der Deckung des Heizenergiebedarfs erreichen könnten. Außerdem werden, abhängig von der erreichten Minderung des Heizenergiebedarfs, zunehmend Lüftungsanlagen mit Heizregistern größere Marktanteile gegenüber konventionellen Heizungstechnologien gewinnen.

Die zur Bereitung von Warmwasser eingesetzten Technologien werden sich ebenfalls weiter entwickeln und künftig vermehrt unabhängig von der Heizung betrieben werden. Die größten Potenziale bei den Gebäude-internen zentralen Systemen weist hier die Solarthermie auf. In dem Maße wie die Stromerzeugung auf Erneuerbare Energien umgestellt werden kann, wird es sogar sinnvoll, in energetisch sanierten Gebäuden eine dezentrale, elektrische Warmwasserbereitung zu installieren. Auch der Strombedarf von Gebäuden kann mittelfristig deutlich sinken. Hierzu tragen die absehbaren weiteren Entwicklungen bei den Haushaltsgeräten bei.

Das zweite strategisch relevante Technologiefeld ist die **Energieeffizienz industrieller Applikationen**. Derzeit entfallen etwa 28% des Endenergieverbrauchs in Deutschland auf die Industrie. Neben den speziellen Produktionsprozessen sind hierbei auch Querschnittstechnologien wie Motoren und Pumpen, Druckluft, Beleuchtung etc. von erheblicher Bedeutung. Bis zum Jahr 2030 kann ca. ein Viertel des industriellen Energiebedarfs eingespart werden, wenn die jeweils beste marktverfügbare Technik zum Einsatz kommt und sich der Strukturwandel des Industriesektors hin zu wissensintensiven Branchen vollzieht. Die wichtigsten Hemmnisse gegenüber den aus volkswirtschaftlicher Sicht oft sinnvollen Maßnahmen sind die hohen Erwartungen industrieller Akteure an die Verzinsung ihres eingesetzten Kapitals und an dessen Refinanzierungszeitraum. Hier könnte in Zukunft ein erfolgreiches Geschäftsmodell von auf Energieeffizienz spezialisierten Dienstleistern entstehen, die andere Erwartungen an die Kapitalverzinsung stellen. Um die Energieeffizienz-Potenziale im industriellen Bereich bestmöglich zu erschließen, ist ein systematisches Vorgehen sinnvoll, das auf die optimierte Nutzung von Exergie, die Rückgewinnung von Abwärme und die bedarfsangepasste Bereitstellung von Energie in entsprechend optimierten Anlagen setzt. Bei der Energieerzeugung sollten Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung vorrangig genutzt werden. Zudem sollte der zeitliche Verlauf des industriellen Energiebedarfs, in dem Maße wie dies möglich ist, an das lokale oder überregionale Angebot Erneuerbarer Energien angepasst werden. Hierbei können auch dezentrale eingesetzte Speichertechnologien eine Rolle spielen.

Die **Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie** wurde als drittes strategisch relevantes Technologiefeld identifiziert. In Europa bestehen in diesem Bereich bis zum Jahr 2020 klar definierte politische Zielstellungen und insbesondere in Deutschland auch ein stabiles politisches



Umfeld aufgrund der Priorisierung und Förderung durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Um das politische Ziel zu erreichen, bis zum Jahr 2030 die Hälfte des Strombedarfs in Deutschland durch Erneuerbare Energien zu decken, müssen jedoch das Fördersystem des EEG und das Design des Strommarktes so weiter entwickelt werden, dass marktnahe Technologien wie insbesondere die Onshore-Windkraft und bald auch die Photovoltaik erfolgreich und ohne Brüche in der Investitionstätigkeit in den Markt integriert werden können.

Die Offshore-Windkraft wird dagegen noch weiterhin erheblicher finanzieller und administrativer Unterstützung bedürfen. Zudem sind ein zügiger Umbau der Stromnetze und ein Ausbau der Stromspeicher erforderlich, damit der Strom aus Erneuerbaren Energien zu den Verbrauchszentren geleitet und Schwankungen in Erzeugung und Verbrauch aufgefangen werden können. Der gezielte Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeugung in den südlichen Bundesländern kann voraussichtlich dazu beitragen, einen Teil des ansonsten erforderlichen Netzausbaus zu vermeiden. Mit dem gleichen Ziel sollte auch eine effektivere Steuerung von dezentralen Stromerzeugern und insbesondere von gewerblichen und industriellen Stromverbrauchern im Rahmen von „Smart Grids“ realisiert werden.

Bis zum Jahr 2020 wird es auf Basis heutiger Preis- und Technologieentwicklung zu einer Parität zwischen dem Strompreis für Haushalte und den Erzeugungskosten der Photovoltaik einschließlich einer entsprechenden dezentralen Speicherkapazität in Deutschland kommen, die einen hohen Grad an Eigenverbrauch von rund 60% ermöglicht.

Die Hersteller von Windkraft- und Photovoltaik-Komponenten agieren inzwischen auf einem europäischen und

globalen Markt, dessen mittel- und langfristige Aussichten sehr gut sind. Neben der Nachfrage in Europa spielen auch die Märkte in Asien und in den USA eine große Rolle. Allerdings verstärkt sich der Wettbewerb mit Herstellern aus Asien zunehmend. Vor diesem Hintergrund gilt es die Stärkung des Standortes Deutschlands zu sichern, so dass die Position auf dem Weltmarkt gehalten werden kann. Wesentlich für die Rolle Deutschlands im Weltmarkt ist der technologische Vorsprung.

Als viertes strategisch relevantes Technologiefeld wurden **Stromspeicher** identifiziert. Wie im vorstehenden Abschnitt bereits beschrieben, können Speicher eine wichtige Rolle beim Aufbau einer intelligenten, dezentral orientierten Strominfrastruktur spielen. Hierbei geht es in erster Linie um den geplanten Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik sowie um die Bereitstellung von Regel- und Reserveenergie für ungeplante Schwankungen. Speicher können hier ebenso wie die Steuerung dezentraler Erzeugungsanlagen und das nachfragegeseitige Lastmanagement im Rahmen von „Smart Grids“ eine Ergänzung zum notwendigen Netzausbau darstellen und dessen Umfang begrenzen.

Dabei können sehr unterschiedliche Technologien zum Einsatz kommen, die von verschiedensten elektrochemischen Batteriesystemen über die Umwandlung von Strom in Wasserstoff und synthetisches Erdgas bis hin zu mechanischen Speichern reichen. Darüber hinaus können thermische Speicher im Kontext von KWK-Anlagen und von solarthermischen Kraftwerken zur Entkoppelung von Stromerzeugung und Wärmedargebot beitragen. Die vorliegende Studie gibt einen Überblick über die verfügbaren Stromspeichertechnologien, die jeweils spezifische Einsatzbereiche haben, und auch über deren jeweilige Grenzen und Entwicklungsbedarfe.

Bei den Speichertechnologien besteht ein hoher Bedarf nach weiterer Forschung und Entwicklung mit dem Ziel, anwendungsorientierte Systemlösungen mit einer wettbewerbsfähigen Kostenstruktur zu erreichen. Das Marktpotenzial für Stromspeicher ist in Europa wie auch weltweit als sehr groß einzuschätzen, mit weiterhin steigender Tendenz. So wird das globale Marktvolumen für das Jahr 2020 bereits auf 10 Mrd. € geschätzt. Hierbei können Synergien mit der Batterieentwicklung für Elektrofahrzeuge realisiert werden.

Aufbauend auf den Analysen des Szenarios für die langfristige Entwicklung des Energiesektors in Deutschland und der vier ausgewählten Technologiefelder leitet die Studie eine Reihe von **energiepolitischen Handlungsempfehlungen** ab, die eine angemessene Mischung von dezentralen und zentralen Lösungsoptionen für die Energiewende unterstützen. Durch die Umsetzung dieses Handlungsprogramms kann die deutsche Politik den Investoren und Technologieanbietern in den vier betrachteten Technologiefeldern die benötigte Planungssicherheit geben und die erforderlichen wirtschaftlichen Anreize setzen.

Dabei wurden folgende Empfehlungen formuliert:

#### **(a) Wohngebäude der Zukunft**

- Erhöhung der finanziellen Anreize für die energetische Gebäudesanierung
- Weitere Verschärfung der energetischen Vorgaben für Gebäude
- Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetzes
- Förderung der Stromeinsparung bei Haushalten und Gewerbe
- Verbesserung der Öffentlichkeitsarbeit und Information

#### **(b) Energieeffizienz industrieller Applikationen**

- Einführung einer Mengensteuerung für Energieeffizienz für Energielieferanten
- Verpflichtende Energiemanagement-Systeme für die Industrie
- Intensivierung der Förderung von Energieeffizienznetzwerken
- Prüfung der Einführung einer Wärmenutzungsverordnung / Wärmenutzungsgebot
- Weiterführung / Weiterentwicklung Ökodesign und Labelling

#### **(c) Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik**

- Verbesserung und Weiterentwicklung des Marktdesigns im Strommarkt
- Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)
- Entwicklung der relevanten Infrastrukturen, vor allem der Stromnetze
- Verbesserung der Planungsgrundlagen für Windkraft und Photovoltaik

#### **(d) Stromspeicher**

- Stärkere Förderung von Speichern durch das EEG
- Erleichterung des Einsatzes von Speichern im Stromnetz durch Netzbetreiber
- Anschubförderung für dezentrale Speicher
- Bereitstellung weiterer Fördermittel für technologische Innovationen

#### **Übergreifende Empfehlung:**

- Forschungsförderung in klimaschutzrelevanten Wissensfeldern intensivieren



## 01

## Einleitung

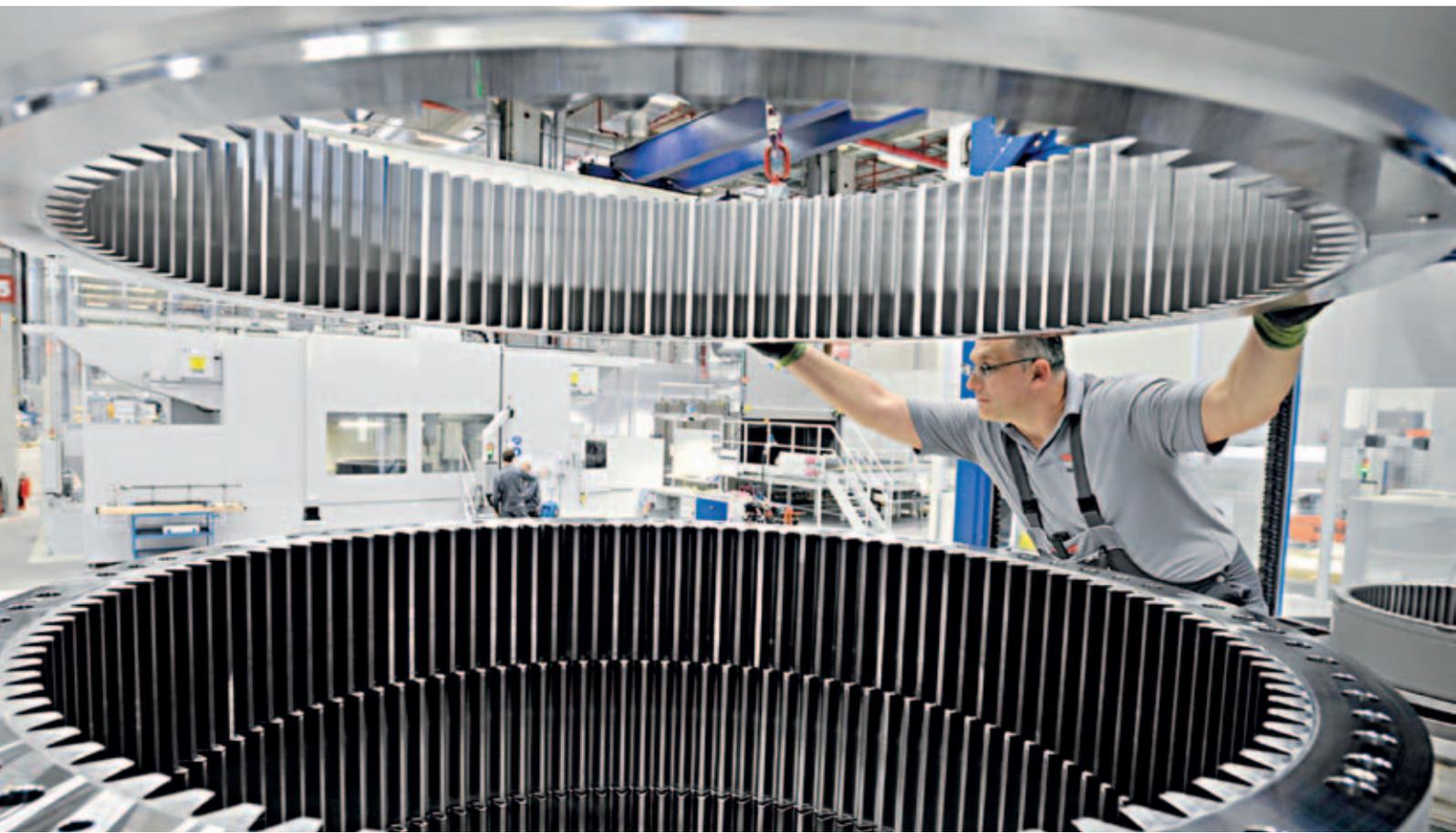
Mit den energiepolitischen Beschlüssen des Bundeskabinetts vom 6. Juni 2011 wurde eine weit reichende Veränderung der bis dahin geltenden Prämissen dieses Politikfeldes eingeleitet. Zusammen mit den bereits bestehenden mittel- und langfristigen politischen Zielen auf europäischer und nationaler Ebene zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen, zur Erhöhung der Energieeffizienz und zum Ausbau der Erneuerbaren Energien zeichnet sich ein denkbarer Pfad ab, in dem sich Deutschland neben dem Verzicht auf die Nutzung der Kernenergie mit größerem Elan als bisher absehbar dem Ausbau der Erneuerbaren Energien, der Energieeffizienz und der Kraft-Wärme-Kopplung widmet. Diese aktuell als „Energiewende“ bezeichnete und gesellschaftlich stark unterstützte Entwicklung könnte, wenn sie konsequent verfolgt und weiter entwickelt wird, Deutschland den Weg eröffnen, das Ziel einer weitgehenden Klimaneutralität bis etwa zum Jahr 2050 zu erreichen (d.h. eine absolute Reduktion der Treibhausgas-Emissionen um ca. 95% gegenüber dem Jahr 1990). Dieses Ziel ergibt sich aus Sicht der Klimawissenschaft als Anforderung für alle Industriestaaten. Zudem könnte die Rolle Deutschlands als Exporteur von Umwelttechnologien gefestigt werden.

Allerdings sind mit den Gesetzen zur Energiewende und den bereits bestehenden Maßnahmen der Energiepolitik noch bei weitem nicht alle Grundlagen geschaffen, um den nötigen Umbau des Energiesystems, der alle Bereiche von der Energieerzeugung und -umwandlung über deren Übertragung und Verteilung bis hin zur Nutzung der Energie umfasst, zu realisieren. Es kommt entscheidend darauf an, welche weiteren energiepolitischen Weichen in den nächsten Monaten und Jahren gestellt werden, um die heute proklamierte Wende in der Energiepolitik auch wirklich zu vollziehen. Hierbei geht es um die Frage der Marktgestaltung, der nötigen Anreizsetzung und der entsprechenden Gestaltung des ordnungsrechtlichen Rahmens, um die Akteure im Energiesektor zu den enormen Anstrengungen zu motivieren, die für die Energiewende nötig sind.

Die hier vorliegende Studie skizziert, abgestützt auf eine Analyse der aktuell relevanten Untersuchungen und Szenarien auf nationaler Ebene, einen Vorschlag für ein energiepolitisches Handlungsprogramm.

Besondere Aufgabenstellung dabei war die Darstellung einer „gemäßigt dezentralen“ Entwicklung des Energiesektors, in dem dezentralen Optionen dann der Vorzug gegeben wird, wenn die Vorteile einer dezentralen Strategie gegenüber den (ökonomischen oder anderweitigen) Vorteilen einer zentraleren Struktur der Energieerzeugung und -verteilung überwiegen.

In der vorliegenden Studie wird in einem ersten Schritt, basierend auf öffentlich verfügbaren Langfriststudien, ein Szenario für die Energiezukunft Deutschlands bis zum Jahr 2050 beschrieben. Dies geschieht, um die potenziellen strategischen Implikationen einer weitgehenden Klimaneutralität Deutschlands auch bei einer kurzfristigeren Fragestellung zu berücksichtigen. Die mögliche Entwicklung ausgewählter strategischer Schlüsseltechnologien wird im nächsten Schritt mit einem Zeithorizont bis 2030 detailliert dargestellt. Dies geschieht auf der Grundlage entsprechender Literaturquellen sowie der Einschätzungen der Robert Bosch GmbH und des Öko-Instituts. Aufbauend hierauf werden energiepolitische Handlungsempfehlungen auf nationaler Ebene formuliert, welche kurz- und mittelfristige Handlungsbedarfe adressieren und zugleich die Implikationen einer langfristigen Strategie hin zu einer weitgehenden Klimaneutralität berücksichtigen. Angesichts der bestehenden Unsicherheiten über die konkreten Rahmenbedingungen und die weiteren technischen Entwicklungen konzentrieren sich die energiepolitischen Handlungsempfehlungen überwiegend auf den Zeitraum bis etwa zum Jahr 2020.



## 02

## Szenario für eine „gemäßigt dezentrale“ Energiezukunft Deutschlands

### 2.1 Vorbemerkung

Um die klimapolitischen Ziele Deutschlands zu erreichen, ist eine vollständige Umstrukturierung der Energiewirtschaft, sowohl seitens der Energienachfrage als auch seitens des Energieangebots, notwendig. Bis zum Jahr 2050 werden sich massive Änderungen in den eingesetzten Technologien zur Erzeugung von Wärme und Strom und auch bei der Nutzung von Energie in allen Lebensbereichen ergeben. Zu einem großen Teil können die konkreten technologischen Entwicklungen über die nächsten 40 Jahre hinweg verständlicherweise nicht im Detail prognostiziert werden. Derzeit aktuelle Forschungsschwerpunkte lassen jedoch eine Abschätzung der möglichen Entwicklungen zu.

In den folgenden Kapiteln wird ein Szenario für eine „gemäßigt dezentrale“ Energiezukunft Deutschlands entworfen. Das Szenario beruht auf den derzeit von führenden Beratungs- und Forschungsinstituten erstellten Zukunfts-Szenarien: „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ (Prognos, 2010), „BMU-Leitstudie“ (Nitsch et al, 2010), „Modell Deutschland – Vom Ziel her denken“ (Prognos/Öko-Institut, 2009). Auf Wunsch des Auftraggebers wurde, wo immer dies möglich und sinnvoll erschien, die Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ (Prognos, 2010) zu Grunde gelegt, da diese den aktuellen energiepolitischen Entscheidungen der Bundespolitik als Basis dient. Zudem wurden aktuelle eigene Einschätzungen des Öko-Instituts und des Unternehmens Bosch berücksichtigt. Der Verkehrsbereich wurde bewusst ausgeklammert.

## 2.2 Energienachfrage

### 2.2.1 Quantifizierung der Entwicklung der Endenergienachfrage

Die drei vorstehend genannten energiewirtschaftlichen Szenariostudien gehen von einer Reduktion des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2050 um 40 bis 58% aus (Prognos, 2010, Nitsch et al, 2010, Prognos/Öko-Institut, 2009). Die verschiedenen Sektoren tragen dabei in unterschiedlichem Maße zur Reduktion des Endenergieverbrauchs bei. Die im Folgenden dargestellte Entwicklung beruht vollständig auf den Ergebnissen der Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Szenario 1 A (Prognos, 2010).

Demnach reduziert sich der Endenergieverbrauch im Sektor Industrie, trotz einer um 22% steigenden Industrieproduktion, bis 2050 um 37%. Erreicht wird dies zum einen durch die Änderung der Branchenstruktur weg von energie- hin zu wissensintensiven Industrien und durch den technologischen Strukturwandel hin zu Materialien, Produkten und Prozessen mit höherer Wertdichte bei geringerer Massendichte. Zum anderen nimmt die Marktdurchdringung von immer effizienter werdenden Technologien zu. (Prognos, 2010)

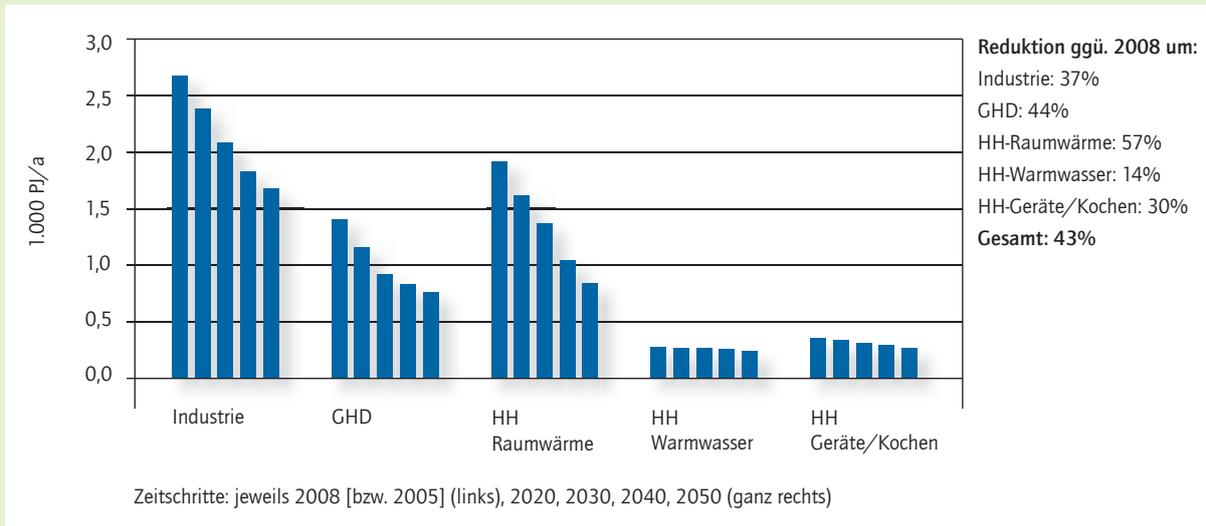
Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) kann nach Prognos (2010), bei einem Wachstum von mehr als 50% bis zum Jahr 2050 eine Reduktion des Endenergieverbrauchs um 44% erreicht werden. Auch in diesem Sektor erfolgt ein technologischer Strukturwandel wie im Industriesektor und es findet ein Wandel der Branchenstruktur statt. Stark wachsende Branchen sind Gesundheit, Verkehr/Nachrichten, Kredit/Versicherungen, Handel, und Bildung/Erziehung sowie sonstige private (personennahe und industrienah) Dienstleistungen. Die genutzte Gebäudfläche und die Zahl der Arbeitsplätze im Dienstleistungssektor nehmen zu, der Einsatz effizienter Technologien und eine Reduktion des Raumwärmebedarfs um über 90% (vgl. dazu Kasten S.26) führen jedoch zu dem genannten sinkenden Endenergieverbrauch.

Bei den Privathaushalten findet nach diesem Szenario die größte Reduktion des Endenergiebedarfs im Bereich der Raumwärme statt. Dies erscheint möglich, obwohl die Wohnfläche um 10% zunimmt. Durch massive Anstrengungen bei der energetischen Gebäudesanierung mit mindestens einer Verdopplung der aktuellen Sanierungsrate, der Realisierung großer Sanierungstiefen, durch den Einbau effizienterer Heizungsanlagen sowie durch Ersatzneubau kann der Endenergieverbrauch bis 2050 um 57% reduziert werden.

Beim Endenergiebedarf für die Warmwasserbereitstellung in den Haushalten sind nach Prognos (2010) die Reduktionspotenziale geringer, es wird lediglich eine Reduktion um etwa 14% erreicht. Dies gelingt durch einen Anstieg der Nutzungsgrade der Warmwasserbereitungsanlagen sowie in Folge des unterstellten Bevölkerungsrückgangs um etwa 13% bis zum Jahr 2050.

Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte für den Betrieb von Elektrogeräten sinkt nach diesem Szenario bis 2050 um 30%. Hier sind neben Weiße-Ware-Haushaltsgeräten, Kochfeldern und Backöfen auch Unterhaltungselektronik, private Kommunikationstechnik, Kleinelektrogeräte und Beleuchtung enthalten. Diese Reduktion kann trotz zunehmender Geräteausstattung durch eine deutliche Erhöhung der Geräteeffizienz erreicht werden.

Abbildung 1  
Mögliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren  
Quelle: Prognos (2010)



## 2.2.2 Integration von Stromerzeugung und -nachfrage

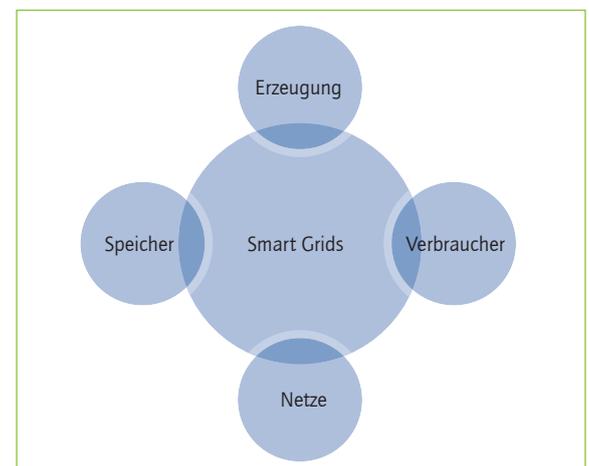
Die Erhöhung der Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien führt zu einer zeitweise steigenden Diskrepanz zwischen Stromangebot und Stromnachfrage. Der Netzausbau, und der dadurch über weite Distanz ermöglichte Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage, ist ein Weg zum Umgang mit dem zunehmend schwankenden Stromangebot. Allein sind Netzausbaumaßnahmen jedoch nicht ausreichend, da auch über größere Entfernungen ähnliche meteorologische Bedingungen auftreten können, die zu einem reduzierten oder überhöhten Stromangebot führen. Daher sind sowohl die Kurzzeitspeicherung zum Ausgleich kurzfristiger Diskrepanzen als auch die Langzeitspeicherung von Elektrizität zum Ausgleich saisonaler Schwankungen ein für den Ausgleich von Stromerzeugung und -nachfrage erforderlicher Schritt.

Die dritte Möglichkeit ist die (intelligente) Steuerung von Nachfrage und Erzeugung. Durch das Erzeugungs- und Lastmanagement können Verbraucher optimiert ins Versorgungssystem eingebunden und regelbare Erzeuger gezielt eingesetzt werden. Wesentlich ist die Glättung von Nachfragespitzen durch Steuerung der Stromnachfrage bei den Abnehmern (Demand Side Management). Diese Nivellierung der Lastspitzen könnte durch die automatische Steuerungen und Kontrolle von Verbrauchsanlagen erfolgen.

Die Strominfrastruktur der Zukunft wird durch intelligente Stromnetze, den „Smart Grids“, gesteuert. Ziel ist die Opti-

mierung und Überwachung aller Bestandteile des Stromversorgungssystems und damit die Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs. Smart Grids sind in der Lage, Zustandsinformationen und Lastflussdaten aus den einzelnen Netzelementen in Echtzeit abzurufen, zu verarbeiten und entsprechende Steuerungen vorzunehmen. Gerade in diesem Themenfeld besteht noch erheblicher Bedarf zur weiteren Entwicklung, Pilotierung und letztlich zum flächendeckenden Einsatz.

Abbildung 2  
Smart Grids als Steuerungselemente der Bestandteile des Stromversorgungssystems



## 2.3 Energieerzeugung und -umwandlung

### 2.3.1 Stromerzeugung

Im Rahmen der von der Bundesregierung 2010 beschlossenen „Energiewende“ kommt der Umstrukturierung der Stromerzeugung eine herausragende Bedeutung zu. Elemente dieser Umstrukturierung sind der Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022, der Ausbau der EE-Stromerzeugung auf 80% des Stromverbrauchs bis 2050 und die sukzessive Reduktion konventioneller Stromerzeugung. Dieser von Leprich (2011) als erneuerbarer Paradigmenwechsel bezeichnete Transformationsprozess hin zu einer erneuerbaren Stromversorgung muss bis 2050 vollzogen sein.

Er besteht in einer ersten Phase in der breiten Entwicklung und Verbesserung der Technologien der Erneuerbaren Stromerzeugung. Außerdem in der Gewährung eines mengenmäßig unbegrenzten Marktzutritts durch eine gesicherte Abnahme und Vergütung und in der mit der Erhöhung der EE-Strom-Einspeisung einhergehenden Verdrängung konventioneller Stromerzeugung (Leprich, 2011).

In einer zweiten Phase der Systemtransformation muss in den kommenden Jahrzehnten der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien bis zu einer systemisch und ökonomisch sinnvollen Gesamtkapazität sichergestellt werden. Da in Deutschland die Potenziale aus grundlastfähiger Laufwasserkraft sowie der Biomasse und Geothermie vergleichsweise begrenzt sind, erfolgt der EE-Ausbau hier überwiegend durch die Erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik. Strom aus den im Inland installierten fluktuierenden EE-Anlagen muss durch heimische regelbare EE-Anlagen, durch Speicher und ggf. durch EE-Stromimporte ergänzt werden. Stromerzeugung auf fossiler Basis wird nur noch in dem Maße betrieben, wie es zur Absicherung für das auf Erneuerbaren Energien basierende System erforderlich ist.

#### Gemäßigte Dezentralität des Stromversorgungssystems

Im Zuge des weiteren Ausbaus der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien besteht die Chance für einen Strukturwandel weg von der bisher dominierenden Versorgung durch zentrale Großkraftwerke hin zu einer stärker dezentralen Stromerzeugung: Bei der Entwicklung der künftigen Stromversorgungsstruktur sollte generell die Chance zu einer deutlichen Erhöhung der verbrauchernahen Stromerzeugung aus den auf kommunaler und regionaler Ebene verfügbaren Erneuerbaren Energiequellen genutzt werden. Hierzu können von Privathaushalten betriebene Kleinstanlagen ebenso einen Beitrag leisten wie größere EE-Anlagen und Heizkraftwerke sowie die Nutzung dezentraler Speicher und von nachfrageseitigem Lastmanagement.

Zentrale Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien, wie z.B. Offshore Windkraft, sollten in dem Maße ergänzend zu den genannten dezentralen Ressourcen eingesetzt werden, in dem die vorhandenen Potenziale auf mittlere bis längere Sicht günstiger zu erschließen sind.

Der optimale Anteil dezentraler Technologien zur Stromversorgung aus EE sowie die Möglichkeiten, durch eine systematisch geplante Entwicklung dieser dezentralen Optionen einen Teil des bei einem stärker zentralisierten System erforderlichen Netzausbaus zu vermeiden, sind bisher nicht ausreichend untersucht.

Auf Grund der oben beschriebenen Entwicklung des Endenergiebedarfs der verschiedenen Sektoren kommt es nach dem Szenario für das Energiekonzept der Bundesregierung zu einem Rückgang des Strombedarfs von 2008 bis zum Jahr 2050 um 23%: von 523,8 TWh/a auf 402 TWh/a (Prognos, 2010). Nach der Leitstudie 2010 des BMU wird der Strombedarf bis zum Jahr 2050 nur auf rund 466 TWh/a reduziert (Nitsch et al, 2010). Die verstärkte Stromnachfrage aus dem Wärme- und Verkehrssektor (Wärmepumpen, Elektromobilität) wirkt der Reduzierung des Strombedarfs entgegen, wird jedoch nicht zu einem absoluten Anstieg des Stromverbrauchs führen.

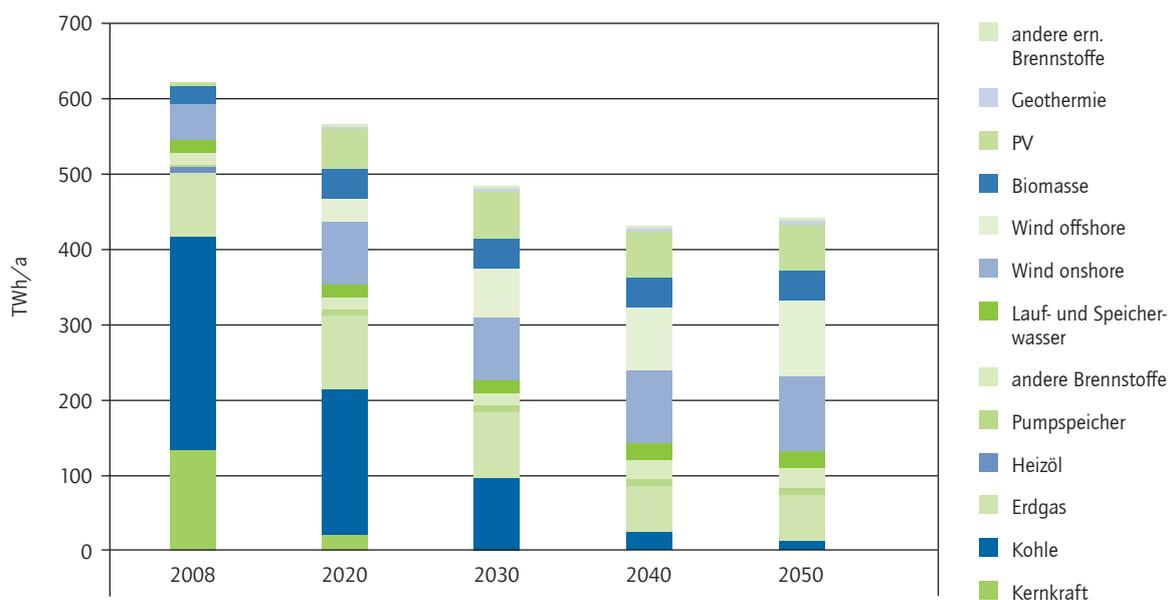
In den derzeit verfügbaren deutschlandweiten Langfristszenarien sind jeweils Berechnungen zur Entwicklung des inländischen Anlagenbestandes zur Stromerzeugung enthalten. Abbildung 3 zeigt eine mögliche Entwicklung der Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 auf der Grundlage der Arbeiten von Prognos (2010, Szenario 1A) und Nitsch et al (2010, Basisszenario 2010 A), die jedoch an die Beschlüsse vom Sommer 2011 zum schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie angepasst wurden. Nach diesem Szenario können, verglichen mit den oben genannten Zahlen zum Strombedarf für das Jahr 2050, 70-80% des Strombedarfs aus in Deutschland installierten EE-Stromanlagen gedeckt werden.

Abbildung 3

Mögliche Nettostromerzeugung nach Energieträgern im Jahr 2050

Quelle: Eigene Berechnung nach Prognos (2010, Szenario 1A);

Entwicklung PV, Wind onshore, Kohle und Erdgas nach Nitsch et al (2010)



Der mögliche Deckungsgrad des Strombedarfs aus heimischen Erneuerbaren-Energien-Anlagen hängt ganz maßgeblich von der Realisierung der entsprechenden Einsparpotenziale im Stromverbrauch in allen Sektoren, vom erreichten Ausbau der EE-Kraftwerke und von der Verbreitung der Elektromobilität ab.

Alle drei hier untersuchten Langfristszenarien gehen von einem erheblichen Stromimport nach Deutschland aus, der etwa ab dem Jahr 2030 notwendig wird. Der Stromimport

liegt zwischen 50 und 124 TWh/a und besteht nach Prognos/Öko-Institut (2009) und Nitsch et al (2010) vollständig aus Erneuerbarem Strom. Prognos (2010) geht von einem (geringen) Anteil nicht Erneuerbaren Stroms im Import aus. Deutschland wird sich demnach perspektivisch, nach Abschalten der Atomkraftwerke und der schrittweisen Reduzierung fossiler Kraftwerke, von einem Importeur fossiler Energieträger (Kohle, Öl und Gas) bzw. von Uran zu einem anteiligen Stromimporteur entwickeln (vgl. Prognos, 2010, Prognos/Öko-Institut, 2009, Nitsch et al, 2010).

### EU-Elektrizitätsbinnenmarkt und EE-Stromerzeugung in der EU

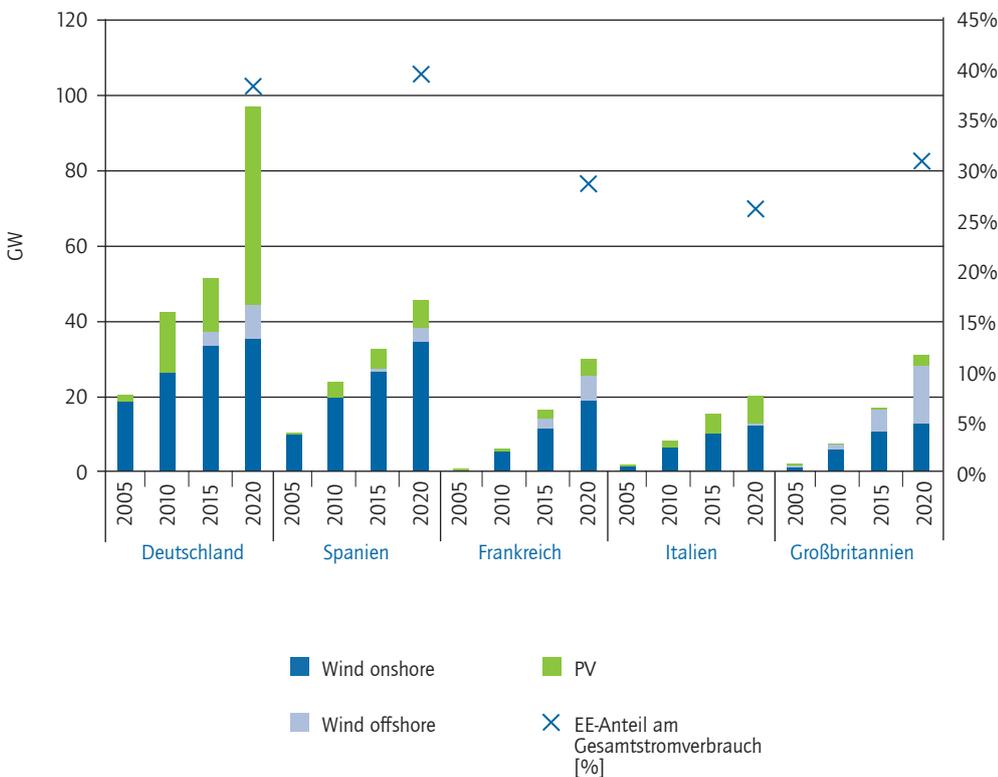
Der EU-Binnenmarkt für Strom soll bis 2014 vollendet werden. Dazu ist unter anderem der Ausbau der trans-europäischen Stromübertragungsnetze und insbesondere der Grenzkupplungsstellen erforderlich.

In der EU-Richtlinie 2009/28/EG werden für jedes Mitgliedsland individuelle Ziele für den Anteil Erneuerbarer Energien am Energieverbrauch vorgegeben. Jedes Mitgliedsland musste bis Juni 2010 die Richtlinie mit Aktionsplänen in nationales Recht umsetzen. In diesen Aktionsplänen haben sich alle EU-Mitgliedstaaten Ziele für den Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergiebedarf gestellt, die zu einem starken Ausbau der EE-Stromerzeugung führen.

Die jeweiligen Zielstellungen für den Ausbau der volatilen Erneuerbaren Energien Wind und PV in den Nationalen Aktionsplänen der größten EU-Mitgliedsstaaten zeigt Abbildung 4. Insgesamt soll die Windenergie in der EU bis 2020 auf 214 GW installierte Leistung und die Photovoltaik auf 84,4 GW installierte Leistung ausgebaut werden.

Die Zahlen machen deutlich, dass die Probleme der Stromnetze, die sich unter anderem durch den Ausbau der volatilen Erneuerbaren Energien ergeben, nicht auf Deutschland beschränken. Dies macht eine harmonisierte Herangehensweise bei der Systemtransformation der Stromwirtschaft innerhalb der Europäischen Union erforderlich.

Abbildung 4  
 Erwarteter Ausbau von Windkraft und PV-Strom in der EU: Zielstellungen der größten Mitgliedsstaaten und Anteil Erneuerbarer an der Stromversorgung bis 2020  
 Quelle: EEA, 2011



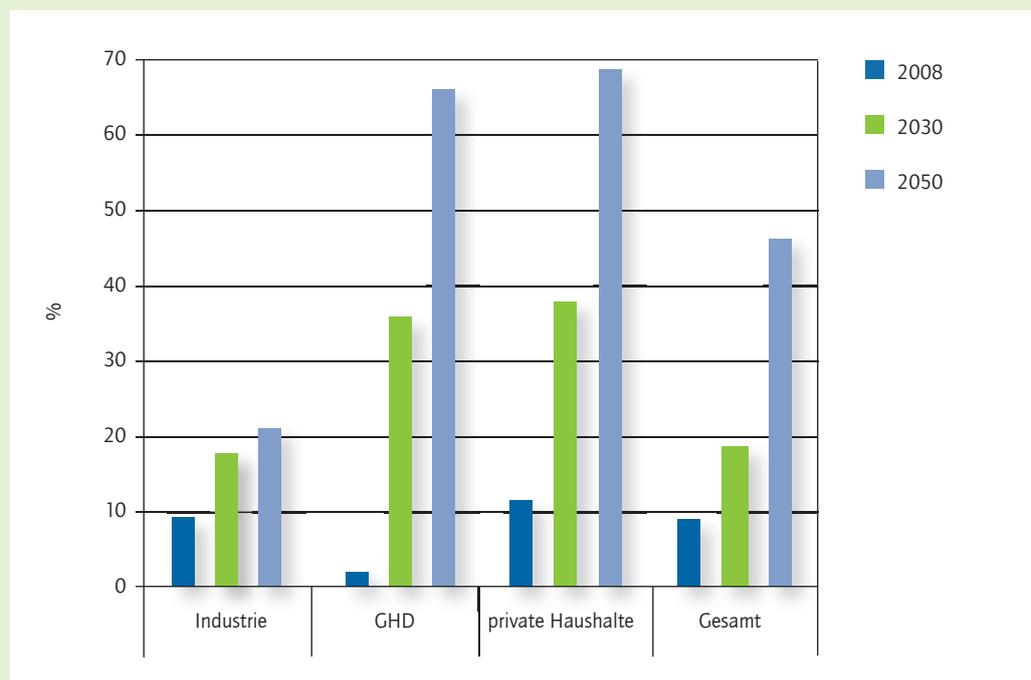
### 2.3.2 Wärmebereitstellung

Um die klima- und energiepolitischen Zielstellungen der Bundesregierung zu erreichen ist es notwendig, die bisher in der Wärmebereitstellung dominierenden fossilen Energieträger durch Erneuerbare Energien zu ersetzen. Als Erneuerbare Energien im Wärmemarkt gelten nach dem EEWärmeG Solarthermie, Umweltwärme aus Luft, Wasser und Erdreich sowie aus Biomasse gewonnene Wärme. Im Folgenden wird am Beispiel des Szenarios 1 A der Energie-szenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung (Prognos, 2010) kurz dargestellt, wie sich die künftige Wärmebereitstellung auf die Energieträger verteilen könnte. Die

Verwendung von Strom für die Wärmebereitstellung wird in diesem Kapitel nicht betrachtet.

Nach dieser Szenariorechnung sind 2050 noch knapp über die Hälfte der eingesetzten Energieträger fossilen Ursprungs, 47% sind erneuerbar. Die Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Wärme in den betrachteten Sektoren zeigt Abbildung 5. Bei den fossilen Energieträgern dominiert Erdgas, welches zu etwa 38% (2030) bzw. 35% (2050) am Endenergieverbrauch für die Prozess- und Raumwärmebereitstellung eingesetzt wird.

Abbildung 5  
Mögliche Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung nach Sektoren 2030 und 2050 (ohne Strom und Kraftstoffe)  
Quelle: Eigene Berechnung nach Prognos (2010), Szenario 1A



Im **Industriesektor** wird der Anteil fossiler Energieträger an der Prozess- und Raumwärmebereitstellung mit etwa 82% im Jahr 2030 und 78% in 2050 weitaus höher sein als in den anderen Sektoren. Die Anteile der besonders klimawirksamen Energieträger Kohlen und Mineralölprodukte gehen zwar zurück, jedoch sind Kohlen im Jahr 2050 noch mit über 10% und Mineralölprodukte mit 4% im Energieträgermix für die Wärmeerzeugung vertreten. Der Erdgasanteil steigt nur geringfügig von 49% im Jahr 2008 auf 52% in 2050. Mit Erdgas wird also nach wie vor der größte Anteil des Wärmebedarfes gedeckt.

Der Anteil Erneuerbarer Energien steigt nur leicht an. Dies ist vor allem begründet in den rückläufigen Raumwärmebedarfen, für deren Deckung nach Prognos (2010) Erneuerbare Energien hauptsächlich eingesetzt werden. Verfahren der solaren Prozesswärmebereitstellung (für Prozesswärme unterhalb von 250°C), die sich derzeit in der Entwicklung befinden und kurzfristig einsetzbar sein könnten (DSTTP, 2010), sind in diesem Szenario für den Sektor Industrie noch nicht berücksichtigt. Nach Prognos (2010) werden hier nur biogene Abfälle für die Prozesswärmebereitstellung eingesetzt.

Im **Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)** verschwindet Kohle bereits etwa 2020 aus dem Energieträgermix, Mineralölprodukte werden 2050 ebenfalls nicht mehr zur Wärmebereitstellung eingesetzt. Der Anteil Erneuerbarer Wärme steigt bis 2050 auf zwei Drittel an. Am größten ist der Biomasseanteil, der vorwiegend für die Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt wird. Die Nutzung von Umweltwärme mit Hilfe von Wärmepumpen und der Einsatz von Solarthermie nehmen ebenfalls deutlich zu. Sie

werden vor allem für die Erzeugung von Warmwasser und Niedertemperatur-Prozesswärme, für die Kälteerzeugung im Sommer sowie als Vorstufe bei der Prozesswärmeerzeugung eingesetzt. Die Nachfrage nach Raumwärme im Sektor GHD verliert massiv an Bedeutung.

Am stärksten steigt der Anteil der Erneuerbaren Wärme im **Sektor der privaten Haushalte**. Er könnte nach Prognos, 2020, von 12% 2008 bis auf etwa 69% im Jahr 2050 steigen. Nach Prognos/Öko-Institut (2009) steigt der Anteil Erneuerbarer Energien für die Raumwärmebereitstellung bis 2050 auf 76% bis 86%, je nachdem, ob die Fernwärme erneuerbar bereitgestellt werden kann (der Stromverbrauch ist hier nicht berücksichtigt). In beiden Szenarien ist Erdgas der fossile Energieträger mit dem größten verbleibenden Anteil an der Raumwärmebereitstellung (25% [Prognos, 2010] bzw. 13% [Prognos/Öko-Institut, 2009]).

Die Entwicklung der verschiedenen Erneuerbaren Wärmetechnologien wird in den Szenarien sehr unterschiedlich dargestellt. So wird nach Prognos der weitaus größte Anteil der EE-Wärme (etwa 41%) von Biomasse gedeckt werden, darunter 38% von fester Biomasse. Nach Prognos/Öko-Institut (2009) wird jedoch Solarthermie mit 46% im Jahr 2050 den größten Beitrag zur Wärmebereitstellung der Wohngebäude leisten. Auf Grund der Unsicherheiten bezüglich der Verfügbarkeit von Biomasse und der zu erwartenden Kostensenkungen bei der Solarthermie ist die Dominanz der Solarthermie im Raumwärmesektor im Jahr 2050 wahrscheinlicher. In Kapitel 3.1.2 weiter unten wird detailliert auf die Entwicklung der Energieträgerstruktur für die Raumwärmebereitstellung der Haushalte eingegangen.

### Zukunft der kommunalen Gasnetzinfrastruktur

Im Raumwärmebereich wird der Anteil von Erdgas an der Beheizungsstruktur, und vor allem auch der absolute Gasverbrauch (auf Grund der sinkenden Raumwärmebedarfe), stetig weiter abnehmen. Die Wirtschaftlichkeit der kommunalen Gasverteilnetze wird dann nicht mehr überall gegeben sein, deren Zukunft ist somit teilweise unsicher. Einige Akteure (vgl. z.B. Strategieplattform Power to Gas und „e-gas“-Projekt der AUDI AG) setzen große Hoffnungen in das sogenannte „Windgas“, für das zunächst durch Elektrolyse unter Einsatz von überschüssigem Windstrom Wasserstoff erzeugt wird, welcher dann in einem zweiten Schritt durch Einsatz von CO<sub>2</sub> methanisiert wird und ins Erdgasnetz eingespeist werden kann. Dafür ist auch anderer überschüssiger Erneuerbarer Strom einsetzbar.

Angesichts des hohen Aufwands und der Verluste dieses Prozesses ist unsicher, ob dieses synthetische Erdgas jemals in größeren Mengen als Substitut für fossiles Erdgas für die Raumwärmebereitstellung verfügbar sein wird. Probleme stellen hierbei vor allem die Verfügbarkeit der für die Methanisierung notwendigen Mengen an CO<sub>2</sub>, die hohen Verluste in den Umwandlungsstufen und die hohen Kosten der Technologien dar. Wahrscheinlicher ist, dass erneuerbares Methan in begrenzten Mengen zur saisonalen Stromspeicherung erzeugt und ins Gasnetz eingespeist wird. Dort kann es nach der Zwischenspeicherung entweder wieder verstromt oder z.B. im Verkehrssektor eingesetzt werden.

## 2.4 Stromübertragung, -verteilung und -speicherung

Im Gegensatz zur Energienachfrage und zur Energiebereitstellung, die in den vorliegenden Langfristszenarien dokumentiert sind, werden kaum Aussagen zur qualitativen Entwicklung der Stromnetze und der Speichersysteme getroffen. Klar ist, dass für die Transformation des Stromversorgungssystems hin zu einer von fluktuierenden Erneuerbaren Energien dominierten Stromversorgung auch die Stromübertragung, -verteilung und -speicherung entsprechend transformiert bzw. ausgebaut werden muss.

Die Anstrengungen, die hinsichtlich des deutschlandweiten Netzausbaus erforderlich sind, wurden in den letzten Jahren insbesondere entlang der beiden dena Netzstudien aus den Jahren 2005 und 2010 diskutiert. In der ersten Studie wird für den Anschluss von offshore-Windparks die Einrichtung von vier im Meer gelegenen Netzanschlusspunkten vorgeschlagen, die eine Bündelung der Seekabel im Küstenbereich ermöglicht. Demnach ist ein zusätzlicher Ausbau von Höchstspannungsleitungen an Land im Umfang von 850 km bis ins Jahr 2015 notwendig, von denen bis zur Fertigstellung der zweiten Netzstudie im Herbst 2010 ca. 90 km gebaut wurden.

In der dena-Netzstudie II wird der anschließende Zeitraum ab dem Jahr 2015 bis 2020 mit einem Ausblick bis 2025 untersucht. Unter Berücksichtigung eines möglichen Ausbauszenarios für EE-Strom werden Varianten entwickelt und Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Dabei wurde ein Netzausbau, eine mögliche Kapazitätserhöhung bestehender Leitungen durch Freileitungsmonitoring oder Hochtemperaturseile ebenso berücksichtigt wie der Ausbau von Speichermöglichkeiten und die Anwendung unterschiedlicher Übertragungstechnologien (z.B. der Aufbau eines Hochspannungs-Gleichstromnetzes).

Der notwendige Neubau im Übertragungsnetz liegt demnach je nach Variante zwischen 1.700 und 4.200 km. Momentan wird unter der Leitung der Bundesnetzagentur auf Basis des novellierten § 12a EnWG ein Bundesbedarfsplan für den Stromnetzausbau entwickelt. Hierfür wird aktuell der energiewirtschaftliche Rahmen, also die unterstellte Entwicklung von Stromverbrauch und -erzeugung, in Form von drei Szenarien ermittelt. Zudem arbeitet die dena der-

zeit an einer Studie zum deutschen Verteilnetz. Hierbei muss weitergehend untersucht werden, wie sich die Bedarfe zum Netzausbau unter Berücksichtigung einer stärker dezentral ausgerichteten Stromerzeugung (vgl. Kasten S.15) sowie möglichen Systemdienstleistungen der Erneuerbaren Energien verringern. Dies fand im Rahmen der dena Netzstudien bisher keine hinreichende Berücksichtigung.

Für den Ausgleich von Schwankungen in der Stromerzeugung ist zudem ein Ausbau der Speicherkapazitäten erforderlich. Ein zeitlicher Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch ist sowohl kurzfristig als auch saisonal erforderlich. Die Frage nach dem Umfang des Speicherbedarfs ist noch nicht endgültig beantwortbar, aber Nitsch et al. gehen in der „Leitstudie 2010“ ab einem Anteil der EE an der Stromerzeugung von 20% von 20 – 40 TWh zwischengespeichertem Strom aus. Prognos/Öko-Institut (2009) rechnen für 2050 mit einer installierten Speicherleistung von 20,4 GW mit einer Nettostromerzeugung von 55 TWh. Demgegenüber steht eine gegenwärtige Speicherleistung der deutschen Pumpspeicherkraftwerke von 5,4 GW mit einer Nettostromerzeugung von 7,1 TWh (Prognos/Öko-Institut, 2009).

Qualitative Beschreibungen der Zukunft für Bau und Betrieb von Speichern, die über die Quantifizierung des notwendigen Speicherbedarfes hinausgehen, sind in den betrachteten Szenarien eher vage enthalten. Dazu zählen Angaben zu den eingesetzten Speichertechnologien. Aktuell diskutierte Ansätze sind die in der Entwicklung befindlichen Druckluftspeicher, die allerdings schlechte Wirkungsgrade aufweisen, oder die Erzeugung von Erneuerbarem Methan mit anschließender Rückverstromung zur saisonalen Stromspeicherung im Gasnetz (vgl. Kapitel 3.4).

## 2.5 Ökonomische Wirkungen

Die Aussagen zu den gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen des beschriebenen Szenarios und dessen einzelner Elemente werden hier, wie auch wesentliche Teile des Szenarios selbst, aus den genannten deutschlandweiten Langfristszenarien übernommen. Zur Methodik der Berechnung der zitierten Zahlen und zur ausführlichen Beschreibung der Ergebnisse vgl. Prognos (2010), Nitsch et al (2010) und Prognos/Öko-Institut (2009). In den folgenden Absätzen werden, wo immer dies möglich ist, Ergebnisse aller drei Studien vorgestellt. Da die Studie von Prognos für das Energiekonzept der Bundesregierung die Entwicklung des Kraftwerksparks auf Grund der jüngeren Beschlüsse zum schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie nicht mehr rich-

tig abbilden kann, schien eine alleinige Konzentration auf diese Zahlen nicht sinnvoll.

Beim Vergleich der unterschiedlichen Zahlen für die Investitionskosten aus den verschiedenen Studien ist zu beachten, dass selbstverständlich die Zielzustände und auch die Entwicklungspfade für das Jahr 2050 nach den verschiedenen Studien und Szenarien unterschiedlich sind und sich allein aus diesem Grund unterschiedliche Investitionskosten ergeben müssen. Die folgenden Zahlen sind daher nicht direkt vergleichbar. Sie geben lediglich eine Größenordnung und Spannweiten der erforderlichen Anstrengungen wieder.

### 2.5.1 Investitionen zur Erhöhung der Energieeffizienz auf Nachfrageseite

Die in den Szenarien gesteckten Ziele zur Reduktion des Energieverbrauchs sind nur mit hohen Investitionen in Gebäudesanierungen und andere Energieeffizienztechnologien zu erreichen. Nach Prognos (2010) liegen die Mehrinvestitionen gegenüber der angenommenen Referenzentwicklung kumuliert bis zum Jahr 2050 bei ca. 520 Mrd. €. Dies entspricht zusätzlichen jährlichen Investitionen von etwa 15 Mrd. € oder etwa 0,5% des Bruttoinlandsproduktes (Prognos, 2010). Ohne den Verkehrssektor beträgt die kumulierte Investitionsdifferenz bis 2050 etwa 400 Mrd. €. Den größten Anteil daran hat mit etwas mehr als 300 Mrd. € die energetische Sanierung der Wohngebäude.

In Prognos/Öko-Institut (2009) werden dagegen bis 2050 doppelt so hohe energetisch bedingte Mehrkosten im Wohngebäudesektor von etwa 600 Mrd. € ausgewiesen. Damit würden sich die möglichen Investitionsmehrkosten

für die energetische Sanierung des Gebäudebestandes gegenüber einer Referenzentwicklung zwischen 300 und 600 Mrd. € bewegen. Für Investitionen zur Reduktion des Stromverbrauchs der privaten Haushalten sind nach Prognos (2010), etwas mehr als 30 Mrd. € Investitionen fällig, nach Prognos/Öko-Institut (2009) sind es 19 Mrd. €.

Demgegenüber stehen Investitionen in Höhe von etwa 20 Mrd. € für zusätzliche Energieeffizienzverbesserungen in der Industrie und etwas mehr als 25 Mrd. € für die Erhöhung der Energieeffizienz des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (Prognos, 2010). Auch hier liegen die Szenarioergebnisse von Prognos/Öko-Institut (2009) wesentlich höher. Für Gewerbe, Handel, Dienstleistungen betragen demnach die Mehrinvestitionen bis 2050 kumuliert 41 Mrd. €, im Sektor Industrie sogar 79 Mrd. €.

### 2.5.2 Investitionen in EE-Anlagen zur Wärme- und Stromerzeugung

Nach Prognos (2010) sind bis 2050 weiterhin zusätzliche Investitionen in Anlagen zur Erzeugung von EE-Wärme von etwa 7 Mrd. € (Industrie und GHD) und etwa 14 Mrd. € (private Haushalte) notwendig. Nach Prognos/Öko-Institut (2009) sind hierfür bis 2050 etwa 2,2 Mrd. € aufzubringen.

Nitsch et al (2010) beleuchtet die Entwicklung der Investitionen zur Energieumwandlung ebenfalls. Demnach bleibt das Investitionsvolumen in alle EE-Anlagen bis 2030 mit 17-18 Mrd. €<sub>2009</sub> (Preisbasis 2009) relativ konstant. Von 2030 bis 2050 wächst es dann auf etwa 22 Mrd. €<sub>2009</sub> jährlich. Das kumulierte Investitionsvolumen beträgt etwa 200 Mrd. € pro Dekade.

### 2.5.3 Beschäftigungseffekte

Beschäftigungseffekte der Transformation des Energiesystems wurden nur von Prognos (2010) errechnet. Nach dieser Studie (Szenario 1A) gäbe es im Jahr 2050 über 100.000 Beschäftigte mehr als in der Referenzentwicklung. Aufgeschlüsselt auf die vier Dekaden bis 2050 ist die Bilanz jedoch nicht immer positiv. In der zweiten Dekade bis 2030 weist das Szenario einen negativen Beschäftigungseffekt aus. Demnach ist die Zahl der Beschäftigten im Jahr 2030 um 63.000 Personen geringer als in der Referenzentwicklung.

Von der in den vorstehenden Kapiteln beschriebenen Entwicklung profitiert vor allem das Baugewerbe, große Teile des verarbeitenden Gewerbes, hier besonders die Hersteller von Investitionsgütern, sowie die damit verbundenen unternehmensnahen Dienstleistungen. Konsumnahe Branchen, wie Handel und konsumnahe Dienstleistungen verlieren jedoch vorübergehend auf Grund der Kaufkraftverluste durch die anstehenden Investitionen. Prozentual fallen diese Verluste jedoch kaum ins Gewicht. (Prognos, 2010)

### 2.5.4 Wirkungen auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP)

Die deutliche Reduktion des Energieeinsatzes durch die Erhöhung der Energieeffizienz führt zu einer ebenso deutlichen Reduktion der Energieträgerimporte. Diese Umstände führen zu einem kontinuierlichen Anstieg des BIP gegenüber der Referenzentwicklung bis 2050.

Diese Entwicklung ist letztlich jedoch nur möglich, wenn sich das internationale Umfeld günstig entwickelt, d.h. wenn zum Beispiel andere Länder verstärkt deutsche Effizienz- und EE-Technologien nachfragen und deutschen Unternehmen keine gravierenden Wettbewerbsnachteile drohen (Prognos, 2010).

### 2.5.5 Bewertung der ökonomischen Wirkungen

Nach Nitsch et al (2010) zeigen sich je nach Preisentwicklung für fossile Energieträger ab 2025 oder ab etwa 2030 positive volkswirtschaftliche Wirkungen. Zu diesen Zeitpunkten werden die Gestehungskosten von Erneuerbaren Energien im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor günstiger sein als ihre fossil-nukleare Alternativen inkl. des entsprechenden Brennstoffbedarfs und ebenfalls der Betriebskosten. Ab diesen Zeitpunkten kommt es volkswirtschaftlich betrachtet beim Einsatz Erneuerbarer Energien zu einer Kostenersparnis. Nach dem hier betrachteten Basisszenario 2010 A dieser Studie sind dann bereits bis 2040 die erhöhten Kosten des EE-Ausbaus aus der Anfangsphase der Energiewende ausgeglichen. Bis 2050 führt demnach die Umstellung auf eine Versorgung mit Erneuerbaren Energien bereits zu einer Kostenersparnis in Höhe von 665 Mrd. € im Vergleich zu einer Weiterführung der fossilen Energieversorgung. (Nitsch et al, 2010).

fossiler Ressourcen, Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten und Weiterentwicklung von zukunftsfähigen Technologien zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffen aus Erneuerbaren. Dieser Nutzen ist in der Regel nicht ohne Weiteres quantifizierbar und daher in entsprechenden Kostenrechnungen der Marktteilnehmer nicht enthalten (Nitsch et al, 2010).

Aus diesem Grunde ist auch die Verwendung des BIP als singuläres Wohlfahrtsmaß einer Gesellschaft kritisch zu sehen. Bei dieser Betrachtung fließen z.B. die erst in Zukunft anfallenden Kosten (z.B. für Endlager für Abfälle aus der Kernenergie) oder Nutzen (wie z.B. der begrenzte Klimawandel) nicht in die Quantifizierung der Effekte ein (Prognos, 2010).

Bei den Überlegungen zu den Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und der Umsetzung von Energieeffizienz und -einsparung wird zudem der gesellschaftliche Nutzen in der Regel außer Acht gelassen. Dieser Nutzen besteht in der Umsetzung zentraler Ziele wie dem Aufbau einer nachhaltigen Energieversorgung, der Verringerung langfristiger Klimaschäden und deren Kosten, Schonung

Letztendlich hängen die berechneten Zahlen maßgeblich von internationalen Entwicklungen ab, die schwer vorherzusagen und noch weniger zu beeinflussen sind. Die größten Potenziale für den Export deutscher Umwelttechnologien bestehen bei einem abgestimmten internationalen Vorgehen zum Klimaschutz. Entscheidenden Einfluss hat zudem die Entwicklung der internationalen Energiepreise (Prognos, 2010).



## 03

## Strategische Schlüsseltechnologien

## 3.1 Wohngebäude der Zukunft

## 3.1.1 Problemstellung und politischer Rahmen

Für die Raumwärmebereitstellung in Gebäuden werden in Deutschland etwa 42% des gesamten Endenergieverbrauchs der Sektoren Haushalte, Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen aufgewendet, 2008 waren es 765 TWh/a. Davon wurden 509 TWh/a für die Beheizung von Wohngebäuden verwendet. Für die Bereitstellung von Warmwasser wurden 2008 119 TWh/a eingesetzt (AGEB, 2011).

Gleichzeitig befindet sich die weit überwiegende Mehrzahl der Gebäude in einem schlechten energetischen Zustand und verfügt über eine ineffiziente, veraltete Heizungstechnologie<sup>1</sup>. In der energetischen Sanierung der Gebäude und der Modernisierung der Wärmeversorgungssysteme liegt daher ein gewaltiges Potenzial für die Minderung der Treib-

hausgasemissionen. Sowohl in der öffentlichen Wahrnehmung als auch zum Teil in der Energiepolitik dominieren jedoch noch immer Fragestellungen aus dem Stromsektor (z.B. Atomausstieg, Netzausbau). Angesichts der oben genannten Zahlen ist es jedoch dringend geboten, die Themen Energieeffizienz und CO<sub>2</sub>-Reduktion im Wärmesektor noch stärker in den Fokus von Öffentlichkeit und Politik zu stellen. [➔](#)

Die aktuelle bundespolitische Zielstellung sieht einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 vor (Energiekonzept der Bundesregierung). Die Endenergieverbräuche sollen durch umfassende Sanierungsmaßnahmen konsequent vermindert, der Primärenergiebedarf um etwa 80% reduziert werden. Auch im Bereich der Warmwasser-

*Vergleiche Handlungsempfehlung S. 53, Gebäude 5*

<sup>1</sup> Nach Aussagen des Bundesindustrieverbandes der Haus-, Energie- und Umwelttechnik entsprechen nur 12% der Heizungen im Gebäudebestand dem Stand der Technik. ([www.bdh-koeln.de](http://www.bdh-koeln.de))

bereitstellung soll der Bedarf an Primärenergie reduziert werden. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmeerzeugung soll nach dem Energiekonzept der Bundesregierung bis zum Jahr 2020 auf 14% ausgebaut werden.

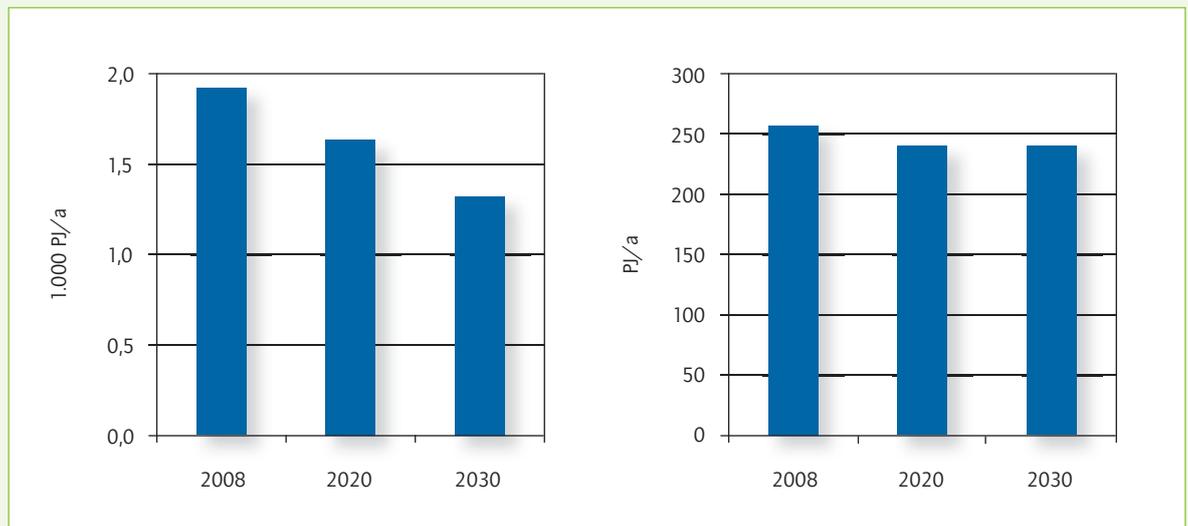
Die Herausforderung für die nächsten Jahrzehnte besteht also in der sozialverträglichen und möglichst wirtschaftlichen Transformation des Gebäudebestandes hin zu Energieeffizienz und Klimaneutralität. Für die energetische Sanierung der Gebäudehülle bedeutet dies, dass die Sanierungsrate ab sofort auf mindestens 2,5%/a angehoben werden und der energetische Zielzustand der Gebäude nach der Sanierung möglichst dem eines Passivhauses entsprechen sollte. Auch im Neubau muss der energetische Standard entsprechend angehoben werden. Neben Passivhäusern sind auch Nullenergiehäuser und Energieplushäuser erreichbar, was nur über eine entsprechende technische Ausstattung in Kombination mit Solarenergienutzung gelingen kann (vgl. Kasten S.24).

Gleichzeitig sollten die Gebäude mit hocheffizienten Heizungs- und Klimatechnologien, möglichst auf der Basis Erneuerbarer Energien, sowie moderner, effizienter Gebäudeautomation ausgestattet werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Gebäudehülle von ca. 1,6 Mio. Wohngebäuden (20%) nur eingeschränkt sanierbar sind, da ca. 630.000 Wohngebäude denkmalgeschützt sind und ca. 980.000 Wohngebäude geschützte Fassaden aufweisen (IWU, 2010). In diesen Fällen kann jedoch durch moderne, heute bereits verfügbare Heiz- und Klimatechnik die Energieeffizienz deutlich verbessert werden (Branchenschätzungen 30 - 50%). Nach Prognos (2010) kann, bei Umsetzung der entsprechenden Maßnahmen, eine Reduktion des Endenergiebedarfs der Wohngebäude für Raumwärme bis 2030 um 31% und der Endenergie für die Warmwasserbereitung um 7% erreicht werden (Abbildung 6).

Abbildung 6

Szenario für die Entwicklung des Endenergieverbrauchs für die Raumwärme- (links) und die Warmwasserbereitung (rechts) in Wohngebäuden

Quelle: Prognos (2010), Szenario IA



### Energieplushaus

Unter Energieplushaus versteht man ein Gebäude, welches mehr Energie produziert als es von außen, in Form von Strom und anderen Energieträgern, bezieht. Die Bilanzierung erfolgt dabei auf der Basis von Primärenergie. Die Energieproduktion, bzw. -umwandlung, erfolgt

dabei üblicherweise über Solarenergie. In Kombination mit einem möglichst geringen spezifischen Heizenergiebedarf durch einen hohen energetischen Standard der Gebäudehülle und hocheffizienter Heizungstechnologie stellt dies ein sinnvolles Konzept dar.

Der Verwirklichung dieser Zielstellung dienen eine Reihe EU-, bundes- oder landesweit gültiger ordnungsrechtlicher Instrumente. Auf EU-Ebene regelt die EU-Gebäuderichtlinie (EPBD) die Entwicklung der energetischen Standards der Gebäude. Sie enthält Mindestanforderungen an die Energieeffizienz von Neubauten („Niedrigstenergiegebäude“ ab 2021, für öffentliche Gebäude bereits ab 2019), an die Gesamteffizienz bestehender Gebäude bei Sanierungen, einschließlich der gebäudetechnischen Systeme, sowie wesentliche Anforderungen hinsichtlich der Qualitätssicherung der Gebäudeenergieausweise. Außerdem enthält sie Regelungen zu Kontroll- und Informationspflichten. Die aktuelle EPBD 2010 muss bis 2012 in nationales Recht umgesetzt werden.

In Deutschland sind derzeit die Energieeinsparverordnung 2009 (EnEV) und das Erneuerbare Energien Wärme Gesetz (EEWärmeG) aus dem Jahr 2009 die bundesweit gültigen ordnungsrechtlichen Instrumente, die die Minderung der Treibhausgasemissionen des Gebäudebestandes betreffen. Die EnEV regelt die energetischen Anforderungen an Neubauten und bei größeren Sanierungen von Bestandsgebäuden, das EEWärmeG schreibt für Neubauten einen bestimmten Anteil Erneuerbarer Energien an der Wärmeversorgung (einschließlich der Warmwasserbereitung und ggf. der Kühlung) vor. Das Land Baden-Württemberg hat durch die Auflage eines eigenen Erneuerbare Wärmegesetzes zusätzlich den Einsatz erneuerbarer Energieträger im Gebäudebestand durch Mindestvorgaben bei Sanierungen geregelt.

Die Umsetzung des EEWärmeG wird durch das Marktanzreizprogramm (MAP) finanziell unterstützt. Noch 2009 wurden aus dem MAP 374 Mio. € Investitionszuschüsse für Anlagen zur Erneuerbaren Wärmeerzeugung bewilligt und damit ein Investitionsvolumen von 3 Mrd. € ausgelöst. 2010 wurde das Programm in Folge einer Haushaltssperre für mehrere Monate ausgesetzt. Letztendlich lag die Förder-summe bei 307 Mio. €, mit denen Investitionen in Höhe von 2,15 Mrd. € ausgelöst wurden. Für 2011 stehen für das MAP 352 Mio. € zur Verfügung<sup>2</sup>. Das Impulsprogramm zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen war ebenfalls von der Haushaltssperre 2010 betroffen und wurde rückwirkend zum 1.8.2009 vollständig ausgesetzt. Die stagnierenden bzw. rückläufigen Installationszahlen für Erneuerbare-Wärme-Technologien (vgl. Kapitel 3.1.2.3) sind Beleg dafür, dass die vorhandenen Instrumente nicht ausreichend sind, um den Ausbau dieser Technologien nachhaltig zu sichern.



Für die Wohngebäude der Zukunft, die nicht nur Energiekonsumenten, sondern auch Energieproduzenten, und damit „Prosumer“ sein können, sind zudem das Erneuerbare-Energien- und das KWK-Gesetz relevant. Diese Gesetze regeln u.a. die Einspeisung und Vergütung von Strom aus Photovoltaikanlagen, die auf oder an Gebäuden montiert sind, und gebäudeintegrierten Mini-KWK-Anlagen in das öffentliche Stromnetz.

*Vergleiche Handlungsempfehlung S. 51ff, Gebäude 1-3*



### Gewerbegebäude

Dem **Raumwärmebedarf** von Wohngebäuden in Höhe von 509 TWh/a steht ein Raumwärmebedarf für Nichtwohngebäude von 260 TWh/a gegenüber. Davon entfallen 203 TWh/a auf den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und 53 TWh/a auf den Sektor Industrie. 4,3 TWh/a sind dem Verkehrssektor zuzuordnen. (Bezugsjahr 2008, AGE, 2011).

Für Gewerbegebäude werden ähnliche Anstrengungen zur Reduzierung des Raumwärmebedarfs unternommen wie für Wohngebäude. Gleichzeitig weisen Gewerbegebäude größere Erneuerungsraten auf als Wohngebäude, da ältere Gebäude häufiger abgerissen und durch energetisch günstigere ersetzt werden. Außerdem mindern hohe innere Wärmelasten den Heizenergiebedarf. Daher wird auch hier mittelfristig eine maßgebliche Reduktion des Raumwärmebedarfs erfolgen.

Nichtwohngebäude (NWG) unterliegen jedoch den unterschiedlichsten Nutzungen, so dass der Raumwärmebedarf nur ein Aspekt des Energiebedarfs ist. Ein Großteil des Energiebedarfs von Gewerbegebäuden wird durch **Gebäudetechnik** verursacht, z.B. auf Grund der Anforderung nach einem hohen mechanischen Luftwechsel sowie dem Bedarf an aktiver Kühlung. Der Bedarf an maschineller Lüftung und Kühlung stieg in der Vergangenheit in Folge höherer innerer (z.B. hohe

Raumbelegung und IT-Systeme in Bürogebäuden) und äußerer (z.B. Glas-Architektur) Wärmelasten an. Bei einzelnen Nutzungen (Labore, Rechenzentren) kann der spezifische Energieverbrauch von Nichtwohngebäuden dem Vielfachen des Wertes von Wohngebäuden entsprechen. Durch den Einsatz effizienterer Motoren und Anlagen, sowie deren Steuerung durch elektronische Vorschaltgeräte kann (und muss) dem steigenden Ausstattungsgrad an Kühlungs- und Lüftungsanlagen entgegengewirkt werden.

Zusätzlich bietet die Gebäudeautomation ein erhebliches Energieeinsparpotenzial, welches politisch derzeit unterschätzt wird. Mit Gebäudeautomation ist ein nutzungs- und bedarfsgerechtes, energieeffizientes und sicheres Betreiben der Gebäudetechnik möglich. Sie umfasst die automatische Steuerung, Regelung, Überwachung, Optimierung und Bedienung versorgungstechnischer Anlagen wie z.B. Heizung, Raumlufttechnik und Beleuchtung. Durch Einsatz von Gebäudeautomation kann der Energieverbrauch eines Gebäudes bei kurzen Amortisationszeiten nachhaltig um 10-30% reduziert werden (Expertenschätzung Robert Bosch GmbH, auf der Basis von ZVEI, 2011).

Die EPBD und die EnEV finden auch im Gewerbegebäudebereich Anwendung.

### 3.1.2 Markt- und Technologieentwicklung

Derzeit gibt es in den Wohngebäuden in Deutschland ca. 18 Mio. Wärmeerzeugungsanlagen. 3,4 Mio. Anlagen (20%) sind älter als 24 Jahre und bedürfen dringend der Modernisierung. Seit Beginn des Jahrtausends ist in Deutschland die Zahl der jährlich installierten Heizungsanlagen von 854.000 im Jahr 2000 auf 612.500 im Jahr 2010 gesunken. Eine Prognose für 2011 geht von 639.000 installierten Heizungsanlagen aus<sup>3</sup>.

Die Modernisierung veralteter Heizungsanlagen birgt ein enormes Effizienz- und Marktpotenzial. So kann der Brennstoffeinsatz durch Austausch des Kessels, Optimierung der Heizanlage und Kombination mit einer Solarthermieanlage um 30-50% reduziert werden.

Zur Beseitigung des Modernisierungsstaus ist eine Anhebung der Anzahl der jährlichen Neuinstallationen dringend erforderlich. Ziel sollte, parallel zur Verdopplung der Sanierungsrate im Wohngebäudebestand, eine Verdoppelung der Modernisierungsrate von derzeit ca. 3,8% auf 7,6% p.a. sein. Damit würden jährlich ca. 1,3 Mio. Heizungsanlagen installiert.

### 3.1.2.1 Entwicklung der Beheizungsstruktur

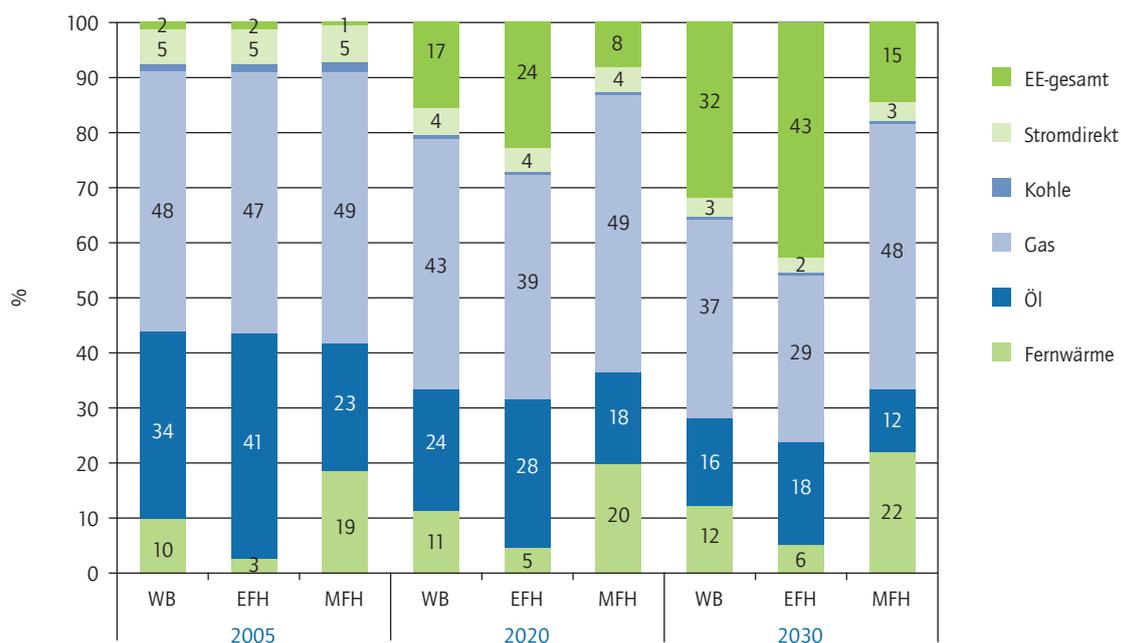
Die Berechnungen für das Innovationsszenario in der Studie „Modell Deutschland“ von Prognos/Öko-Institut (2009) zur möglichen Entwicklung der Beheizungsstruktur in Deutschland brachten folgendes Ergebnis: Im Jahr 2020 könnten 17% der Wohnfläche in Deutschland mit Erneuerbaren Energien beheizt werden, 2030 könnten es 32% sein. In Ein- und Zweifamilienhäusern erfolgt die Umstellung auf Heizungssysteme auf der Basis erneuerbarer Energien rascher als im Geschosswohnungsbau. Der Anteil erneuerbarer Energien in der Raumwärmebereitstellung kann hier 2020 schon 24% und 2030 43% betragen. Erdgas ist mit einem Anteil von 36% voraussichtlich auch 2030 noch der wichtigste Energieträger, während sich der Heizölanteil gegenüber 2005 halbiert. Die durch Nah- und Fernwärme beheizte Wohnfläche wird leicht zunehmen (Abbildung 7).

Die Versorgung mit leitungsgebundener Wärme kann sowohl für Neubaugebiete als auch für städtische Quartiere mit hoher Bebauungsdichte im Bestand eine sinnvolle Option der Energieversorgung darstellen. Als Wärmeerzeuger kommen hocheffiziente KWK-Technologien auf Erdgas- oder Biomasse-Basis sowie innovative Erneuerbare Systeme auf der Basis von Wärmepumpen oder Solarthermie in Frage. Die Nutzung innerstädtischer bzw. siedlungsnaher industrieller Abwärme bietet ebenfalls ein großes Potenzial (vgl. Kapitel 3.2). Die Priorität wird dabei beim Ausbau bzw. der Optimierung bestehender Netze liegen. Um eine solche Entwicklung tatsächlich zu ermöglichen sind entsprechende Rahmenbedingungen unabdingbar. Beispiele sind die Fortentwicklung des EEWärmeG. [☞](#)

Bei einem mittel- bis langfristig zunehmenden Anteil von Passivhäusern werden Technologien, bei denen die Raumwärmebereitstellung über Lüftungsanlagen und nicht mehr über hydraulische Systeme erfolgt, eine starke Marktdurchdringung erreichen.

*Vergleiche Handlungsempfehlung S. 52, Gebäude 3*

**Abbildung 7**  
Szenario für die Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsbestand (in % der Wohnfläche) bis 2030  
WB: Wohnungsbestand gesamt, EFH: Ein- und Zweifamilienhäuser, MFH: Mehrfamilienhäuser  
Quelle: Prognos/Öko-Institut (2009), Innovationsszenario



Die einzelnen erneuerbaren Heizungstechnologien werden nach Prognos/Öko-Institut (2009) jeweils erheblich ausgebaut. Solarthermie wird demnach 2030 mit einem Anteil von etwa 17% an der beheizten Wohnfläche die am häufigsten eingesetzte EE-Technologie sein, gefolgt von Biomasse mit ca. 8% und Wärmepumpen mit ca. 7% (Abbildung 8). Um einen ausgewogenen Technologiemarkt innerhalb der EE-Wärmetechnologien zu ermöglichen, sind technologieoffene Instrumente erforderlich. [↩](#)

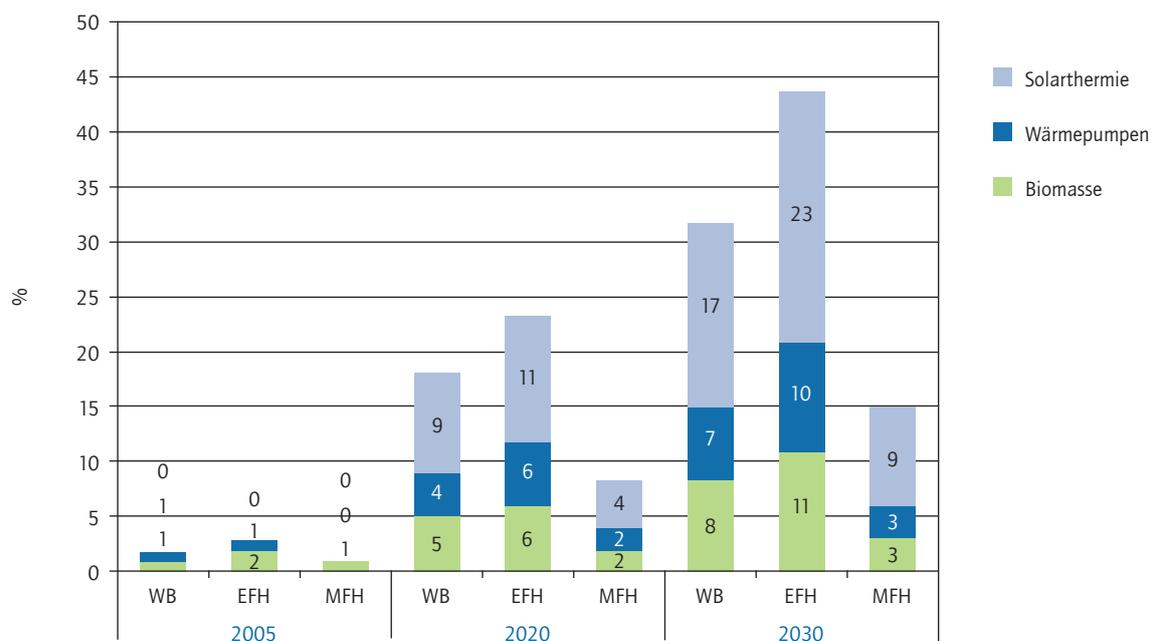
Vergleiche Handlungsempfehlung S. 51, Gebäude 1-3

Abbildung 8

Szenario für die Entwicklung der Anteile Erneuerbarer Energien-Technologien an der Beheizungsstruktur des Wohngebäudebestandes (in % der Wohnfläche) bis 2030

WB: Wohnungsbestand gesamt, EFH: Ein- und Zweifamilienhäuser, MFH: Mehrfamilienhäuser

Quelle: Prognos/Öko-Institut, 2009, Innovationsszenario



### 3.1.2.2

#### Entwicklung der Struktur der Warmwasserversorgung

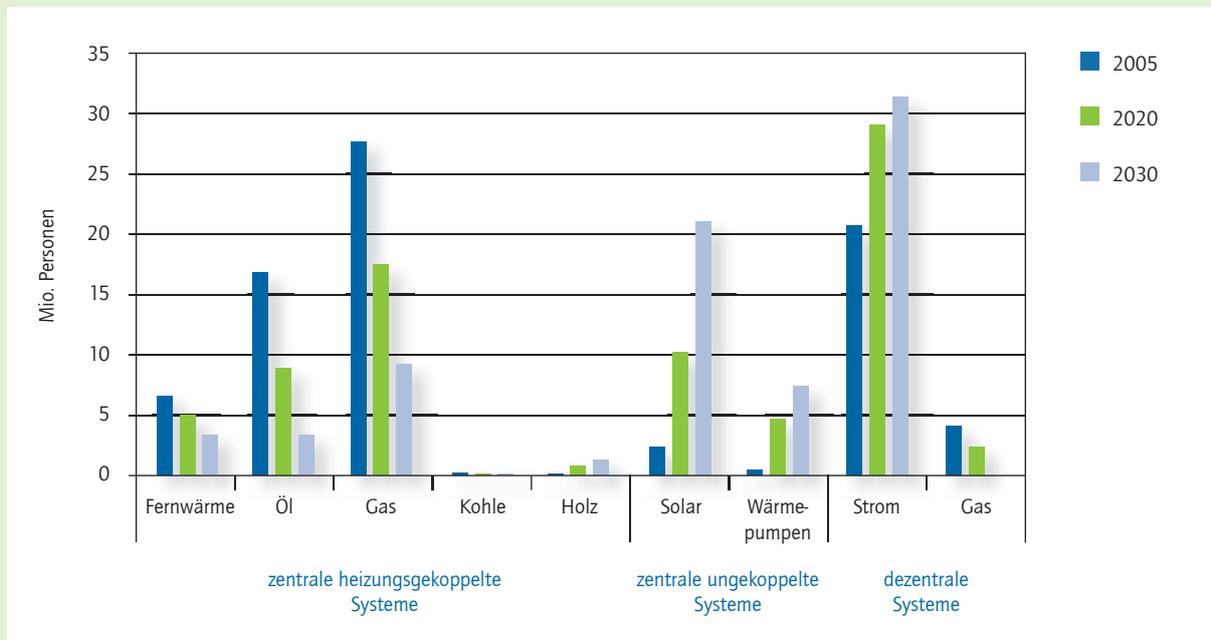
Über die künftige Struktur der Warmwasserbereitstellung können derzeit keine eindeutigen Aussagen getroffen werden. Aktuell steigt der Anteil erneuerbarer Systeme (Solarthermie und Wärmepumpen) zu Lasten fossiler und strombetriebener Anlagen, was sich voraussichtlich auch in der Zukunft fortsetzen wird. Abhängig vom zukünftigen Durchdringungsgrad mit Passivhaustechnologien könnte die Warmwasserbereitung im Wohngebäude der Zukunft

zunehmend von der Raumwärmebereitstellung entkoppelt werden. Die Zahl zentraler ungekoppelter und dezentraler Anlagen würde dann, insbesondere in Wohngebäuden mit geringen Heizenergiebedarfen, zunehmen. Dezentrale, strombasierte Systeme könnten demnach schon 2030 die wichtigsten Warmwasser-Bereitungs-technologien sein, gefolgt von solarthermischen Anlagen. Abbildung 9 zeigt diese Entwicklung in den privaten Haushalten bis zum Jahr 2030 nach dem Innovationsszenario von Prognos/Öko-Institut (2009).

Abbildung 9

Szenario für die Entwicklung der Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung (in Mio. Personen) bis 2030

Quelle: Prognos/Öko-Institut (2009), Innovationsszenario



### 3.1.2.3 EE-Wärmetechnologien

Die Marktentwicklung für die Erneuerbaren Wärmetechnologien Solarthermie, Wärmepumpen und Biomasseanlagen verzeichnete in den vergangenen 10 Jahren ein starkes Wachstum, welches jedoch seit 2008/2009 abflachte. Zu den Ursachen dieser Stagnation gehörten die vergleichsweise niedrigen Preise für fossile Energieträger sowie das teilweise Aussetzen bzw. die Reduktion von Fördermitteln im Marktanreizprogramm des Bundes.

Trotz der gegenwärtig rückläufigen Marktentwicklung ist anzustreben, dass sich die Marktanteile erneuerbarer Wärmetechnologien in den kommenden Jahren und Jahrzehnten vervielfachen, um die nationalen Zielvorgaben zur CO<sub>2</sub>-Reduktion erreichen zu können. Weiter sinkende Wärmegestehungskosten der EE-Technologien, steigende Öl- und Gaspreise sowie Anreizsysteme werden hier die notwendigen Impulse geben.

Nachfolgend werden Prognosen zur Marktentwicklung der jeweiligen Branchenverbände zitiert. Sie sind jeweils optimistischer als die der zuvor zitierten technologieübergreifenden Szenariorechnungen.

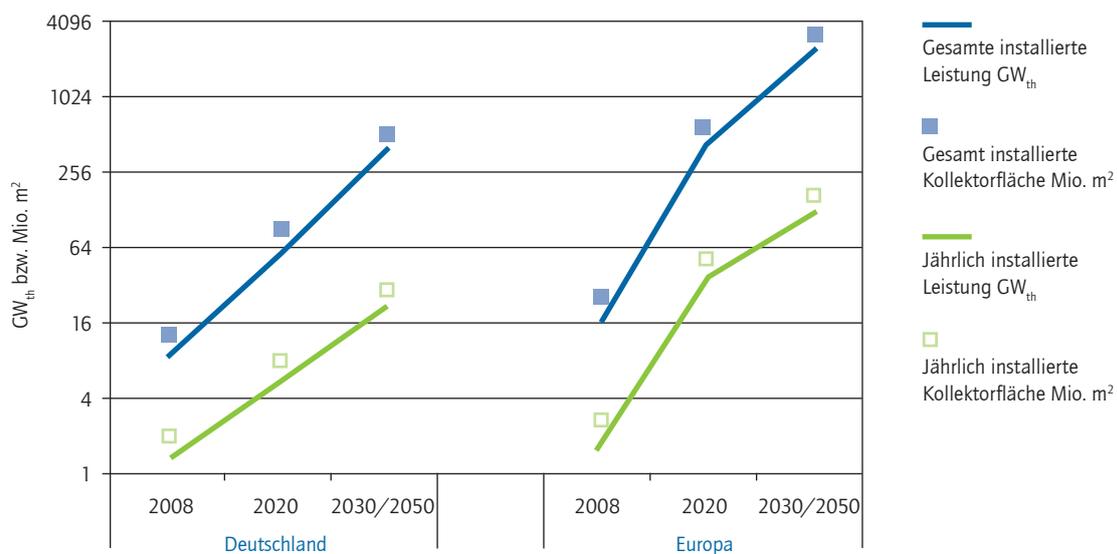
2010 gab es bei **Solarthermie-Anlagen** einen Rückgang der Zahl neu installierter Anlagen. Der Endkundenumsatz der deutschen Solarthermie-Branche betrug 2010 rund 1 Mrd. €, 2009 waren es noch 1,5 Mrd. €. Auf deutschen Dächern waren 1,2 Mio. Solarthermie-Anlagen installiert<sup>4</sup>. Trotz der gegenwärtigen negativen Marktentwicklung ist für die Zukunft, bei Schaffung des entsprechenden Rahmens [\[2\]](#), mit einem starken weiteren Ausbau der Solarthermie zu rechnen. Nach BSW (2011) könnten Solarthermieanlagen bis 2030 30% des deutschen Wärmebedarfs und einen erheblichen Anteil des Kühlungsbedarfs der Gebäude decken.

Unter der Voraussetzung einer starken Absenkung der spezifischen Investitionskosten könnte sich die jährlich installierte Leistung bis 2020 gegenüber 2005 nahezu vervielfachen, von 1,5 GW<sub>th</sub> auf 5,7 GW<sub>th</sub>. Für ganz Europa ist eine Steigerung von 1,9 GW<sub>th</sub> in 2005 auf 35 GW<sub>th</sub> in 2020 denkbar (DSTTP, 2010). Nach diesen Berechnungen der Deutschen Solarthermie-Technologieplattform (DSTTP) ist bis 2050, je nach Forschungsanstrengungen auch schon bis 2030, sogar eine weitere Vervielfachung der installierten Leistung auf 24 GW<sub>th</sub> in Deutschland und 120 GW<sub>th</sub> in Europa möglich (Abbildung 10).

*Vergleiche Handlungsempfehlung S. 51ff.*

4 [www.renewables-made-in-germany.com](http://www.renewables-made-in-germany.com)

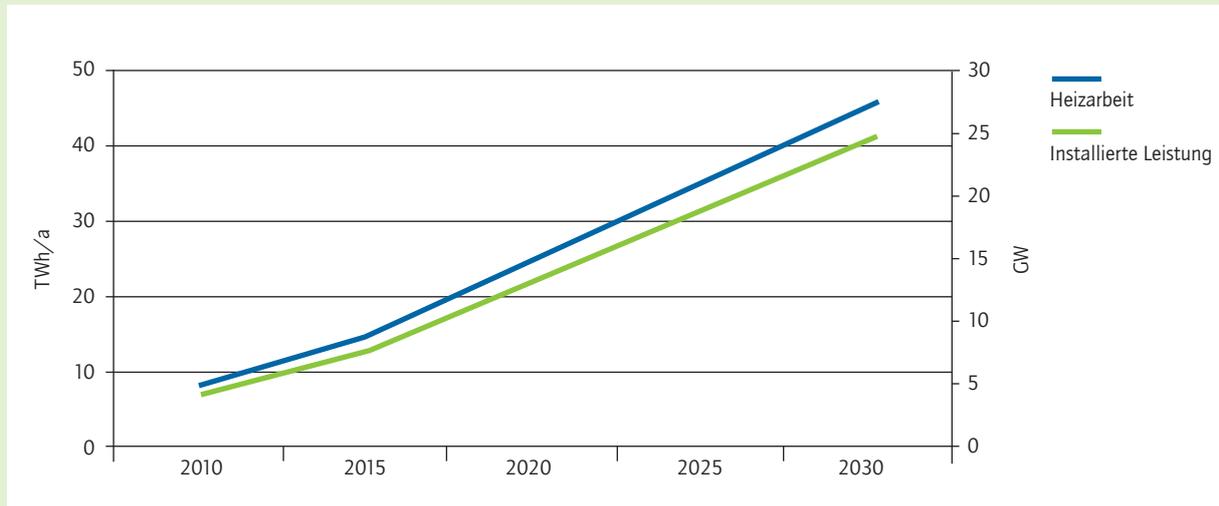
Abbildung 10  
Mögliche Entwicklung der installierten Leistung bzw. Kollektorfläche Solarthermie bis 2030/2050  
Quelle: DSTTP (2010), logarithmische Skala



Wesentliches Ziel der Technologieentwicklung bei **solarthermischen Systemen** ist die Senkung der Wärmekosten. Nach DSTTP (2010) sind bei der Herstellung von Solarthermie-Kollektoren noch deutliche Kostenminderungspotenziale realisierbar. Außerdem kann eine Erhöhung des Systemertrags durch eine Diversifizierung und Optimierung der Kollektoren für verschiedene Anwendungen erreicht werden. Dazu gehört auch die Entwicklung von Kollektoren für neue Anwendungsbereiche. Weitere Kostenpotenziale bergen die Erhöhung der Betriebssicherheit der Kollektoren und die optimierte Integration großer Kollektorflächen in Dach und Fassade. (DSTTP, 2010)

Bei **Wärmepumpen** zur Raumwärmebereitstellung gab es 2004 bis 2008 eine Vervielfachung der Absatzzahlen. 2009 ging der Absatz jedoch auch hier um mehr als 10% gegenüber 2008 zurück. Die Prognosen des Branchenverbandes sind jedoch positiv. So könnten Wärmepumpen im Jahr 2030 12-20% des deutschen Heizenergiebedarfs bereitstellen. Die installierte Leistung könnte dann knapp 25  $\text{GW}_{\text{th}}$  betragen, die geleistete Heizarbeit 46 TWh/a (Abbildung 11). Optimistischere Schätzungen gehen sogar von einer installierten Leistung von bis zu 40  $\text{GW}_{\text{th}}$  bis 2030 aus. (BWP, 2011)

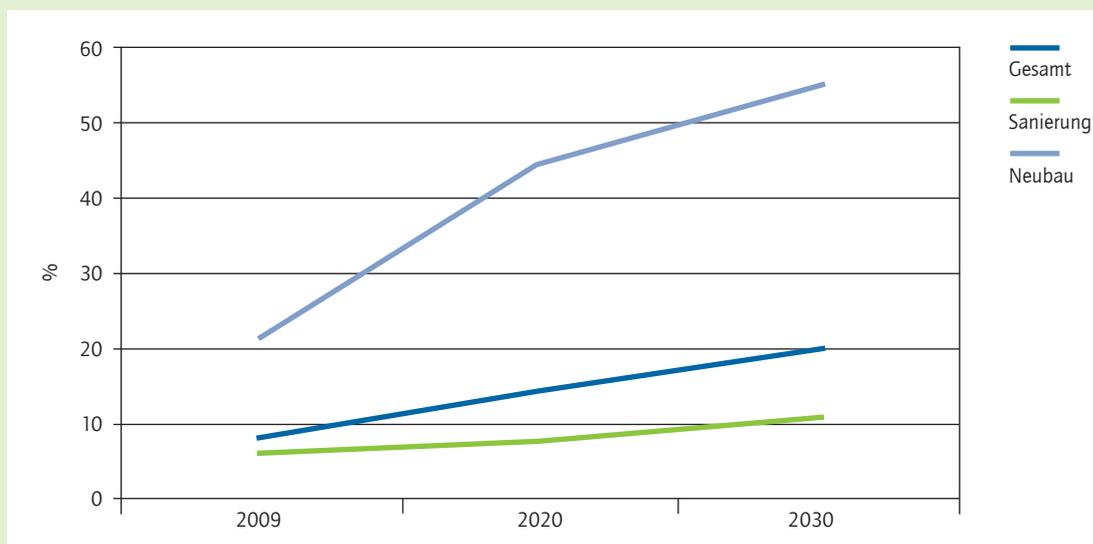
Abbildung 11  
Wärmepumpen: Mögliche Entwicklung der installierten Leistung und erzeugten Wärme bis 2030  
Quelle: BWP (2011)



Der Absatz an Wärmepumpen könnte nach dieser optimistischen Prognose im Jahr 2020 in Deutschland 100.000 bis 175.000 Anlagen pro Jahr betragen. Im Neubau könnten dann 55% der Gebäude mit Wärmepumpen ausgestattet

sein, im Altbaubestand wären es knapp über 10%. Auf diese Weise könnten 10-17% der Wärmeerzeuger im gesamten Gebäudebestand bis zum Jahr 2030 Wärmepumpen sein (Abbildung 12).

Abbildung 12  
Möglicher Anteil der Wärmepumpen am Wärmeerzeuger-Markt bis 2030  
Quelle: BWP (2011)



Die Fortschritte der technologischen Entwicklung von **Wärmepumpen** zur Umweltwärmenutzung bis 2030 werden sich vor allem in der Steigerung der Jahresarbeitszahlen (JAZ) zeigen. Für Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme sind JAZ über 5 (Wasser/Wasser-Wärmepumpen), über 4 für Luft/Wasser-Wärmepumpen und knapp unter 5 für Sole/Wasser-Wärmepumpen denkbar (BWP, 2011). Für Wärmepumpen zur Warmwasserbereitstellung können Jahresarbeitszahlen von 2,5 erreicht werden.

Innerhalb der Strom-betriebenen Wärmepumpentechnologien werden Luft/Wasser-Wärmepumpen weiter an Bedeutung gewinnen. Ihr Anteil am gesamten Markt dieser Wärmepumpen könnte von heute über 50% auf 70% in 2030 steigen. Die Bedeutung der Sole/Wasser-Wärmepumpen wird abnehmen von derzeit 42% Marktanteil auf 28%. Der Anteil von Wasser/Wasser-Wärmepumpen sinkt bis 2030 ebenfalls auf 2-3%. Hier werden vor allem Großanlagen eingesetzt. (BWP, 2011)

**Biomassekessel** werden überwiegend in ländlichen Gebieten Deutschlands, wo lokal ausreichend nachhaltig erzeugte Biomasse zur Verfügung steht, weiter an Bedeutung gewinnen. Eine bundesweite Option für den flächendeckenden Ersatz fossiler Energieträger zur Deckung des Raumwärmebedarfs stellt Biomasse nicht dar, da die Potenziale, abhängig von konkurrierenden Nutzungen, begrenzt sind. Der Marktanteil von Klein- und Kleinstanlagen wird dennoch weiter steigen. Sie sind technisch weitgehend ausgereift und sogar mit Brennwertechnik verfügbar. Die Potenziale für eine weitere Wirkungsgraderhöhung sind begrenzt, eine deutliche Reduktion der spezifischen Investitionskosten durch Lern- und Skaleneffekte sowie durch neue Anlagen-Designs ist jedoch absehbar. (Nitsch et al, 2010)

### 3.1.2.4 Fossile Wärmetechnologien

Fossile Heizungssysteme weisen heute eine ausgereifte und etablierte Technologie mit nur noch geringem Optimierungspotenzial im Gesamtsystem auf. Die Nutzungsgrade können nur noch um wenige Prozentpunkte gesteigert werden.

Fossile Energieträger, insbesondere Erdgas, werden in den kommenden zwei Jahrzehnten vor allem in Kombination mit erneuerbaren Energieträgern noch eine große Bedeutung aufweisen. So sind bei Kombination mit Solarthermieanlagen Verbesserungen des Gesamtsystems um 30-50% möglich. In der Erdgasnutzung wird eine Diversifizierung der Applikationen stattfinden. Während die Einsatzhäufigkeit von (alleiniger) Erdgas-Brennwertechnik stark abnehmen wird, werden hybride Technologien (zur Kombination mit regenerativen Energieträgern), Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen <50kW elektrischer Leistung (Mini-KWK) und Gaswärmepumpen an Bedeutung gewinnen.

KWK-Anlagen mit Gas-Brennstoffzellentechnologie werden weiter entwickelt und zunehmend an Relevanz gewinnen. Eine Brückentechnologie dorthin sind KWK-Anlagen mit fossilen Verbrennungsmotoren. Die Zahl der Mini-KWK-Anlagen wird vor allem in solchen Gebäudebeständen zunehmen, in denen auf Grund von Denkmal- und Ensembleschutz keine hohen energetischen Sanierungsqualitäten erreicht werden können. Dort stellen mit Erdgas betriebene KWK-Anlagen eine effiziente Alternative für die Wärmebereitstellung dar.

Gas-betriebene Wärmepumpen werden stärker im Bestand vertreten sein als heute, wenn auch auf niedrigem Niveau (Unternehmensangabe Robert Bosch GmbH). Erdgas kann teilweise durch biogenes Erdgas (auf Erdgas-Qualität aufbereitetes Biogas), insbesondere für den Einsatz in KWK-Technologien, ersetzt werden.

Heizölkessel werden zunehmend verdrängt. Grund dafür sind zum einen die im Vergleich zum Erdgas stärker ansteigenden Heizölpreise für Endverbraucher (bei einer Entkopplung des Gaspreises vom Ölpreis). Vor dem Hintergrund der CO<sub>2</sub>-Problematik ist zudem der Ersatz von Heizölkesseln durch emissionsärmere Technologien (Erdgas und Erneuerbare Energien) anzustreben. [↩](#)

### 3.1.2.5

#### Gebäudetechnik

Mit abnehmenden Raumwärmebedarfen in Niedrigenergie- und Passivhäusern gewinnen Lüftungstechnologien und neuartige Haustechniksysteme, die alle Funktionen (Lüftung mit Wärmerückgewinnung, Heizung zur Restwärmebereitstellung, Warmwasserbereitung und -speicherung) vereinen, verstärkt an Bedeutung. Hocheffiziente Lüftungstechnologien mit bis zu 80% Wärmerückgewinnung, Zuluftheizung und Nachheizregister bergen daher ein erhebliches Marktpotenzial. Dieses ist im Detail letztendlich abhängig von den umgesetzten Sanierungstiefen im Altbau bzw. den realisierten Neubaustandards, also der Zahl der Niedrigenergie- und Passivhäuser im Gebäudebestand.

### 3.1.2.6

#### Haushaltsgeräte

Der mittlere Stromverbrauch von Weiße-Ware-Großgeräten im Bestand sinkt bis 2030 voraussichtlich um 33-51% (Abbildung 13). Bei Waschmaschinen und Trocknern bietet der „Sinersche Kreis“ aus Mechanik, Waschmittel, Zeit und Temperatur weiterhin Optimierungsmöglichkeiten hinsichtlich des Energieverbrauchs. Hier geht der Trend weiterhin

zu geringeren Temperaturen. Die Anwendung der Wärmepumpentechnologie bei Wäschetrocknern wird sich bis 2030 durchsetzen. Damit kann der Energieverbrauch hier sogar auf ein Drittel des heutigen Verbrauchs reduziert werden. Bei Kühl- und Gefriergeräten wird derzeit an mehreren Technologieoptionen gearbeitet. Energieeinsparungsmöglichkeiten bietet die Weiterentwicklung vakuumisolierter Isolations-Paneele, die schon seit einiger Zeit eingesetzt werden.

Die Smart-Grid-Fähigkeit von Weiße-Ware-Großgeräten wird in den kommenden 5-10 Jahren marktfähig sein. Sie bringt in Kombination mit Smart Meters voraussichtlich jedoch nur geringe Kostenvorteile für den Verbraucher. Daher ist unsicher, ob bzw. in welchem Zeitraum sich die Technologie am Markt durchsetzen wird.

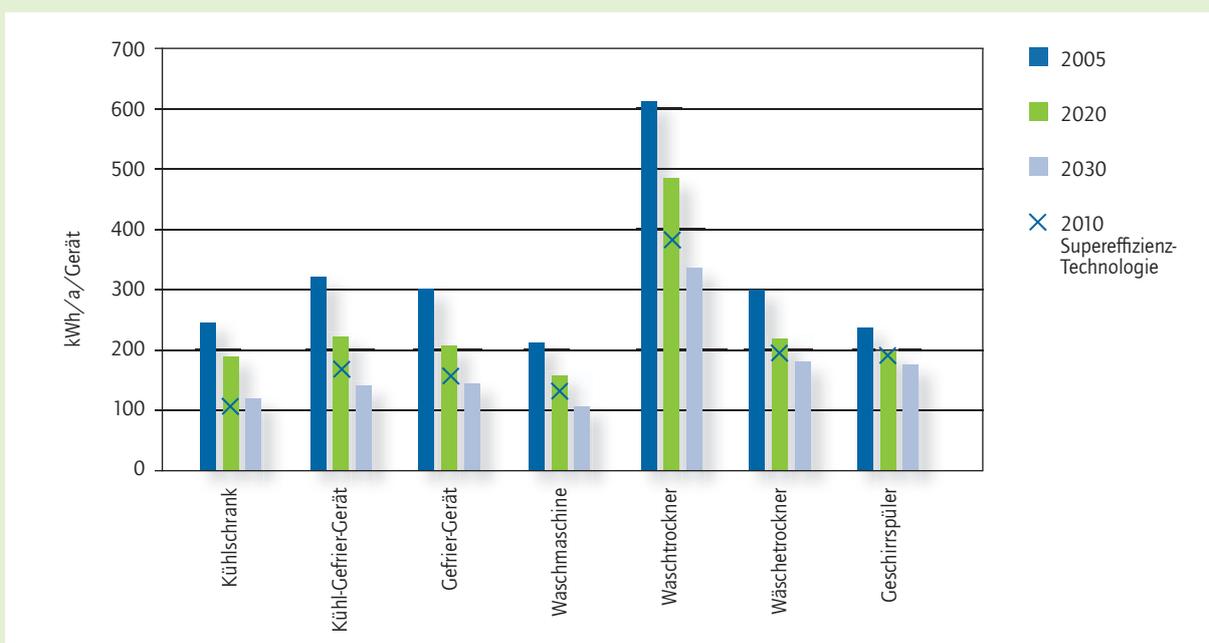
Neben der Weiterentwicklung der Haushaltsgeräte zu energieeffizienteren Technologien ist jedoch der Austausch von Geräten im Bestand durch effizientere Neugeräte zu forcieren. Altgeräte sind dabei geordnet zu entsorgen. Zur Realisierung weiterer Energieeffizienzpotenziale ist zudem in den kommenden Jahren die verstärkte Fokussierung auf den Stromverbrauch von Kleinlektro-Haushaltsgeräten notwendig. [☞](#)

*Vergleiche Handlungsempfehlung S. 53, Gebäude 4*

Abbildung 13

Mögliche Entwicklung des mittleren spez. Stromverbrauchs von Weiße-Ware-Großgeräten im Bestand bis 2030

Quelle: Prognos (2010), Prognos/Öko-Institut (2009), 2010-Supereffizienz-Technologie: Berechnung Öko-Institut nach NEI (2010)



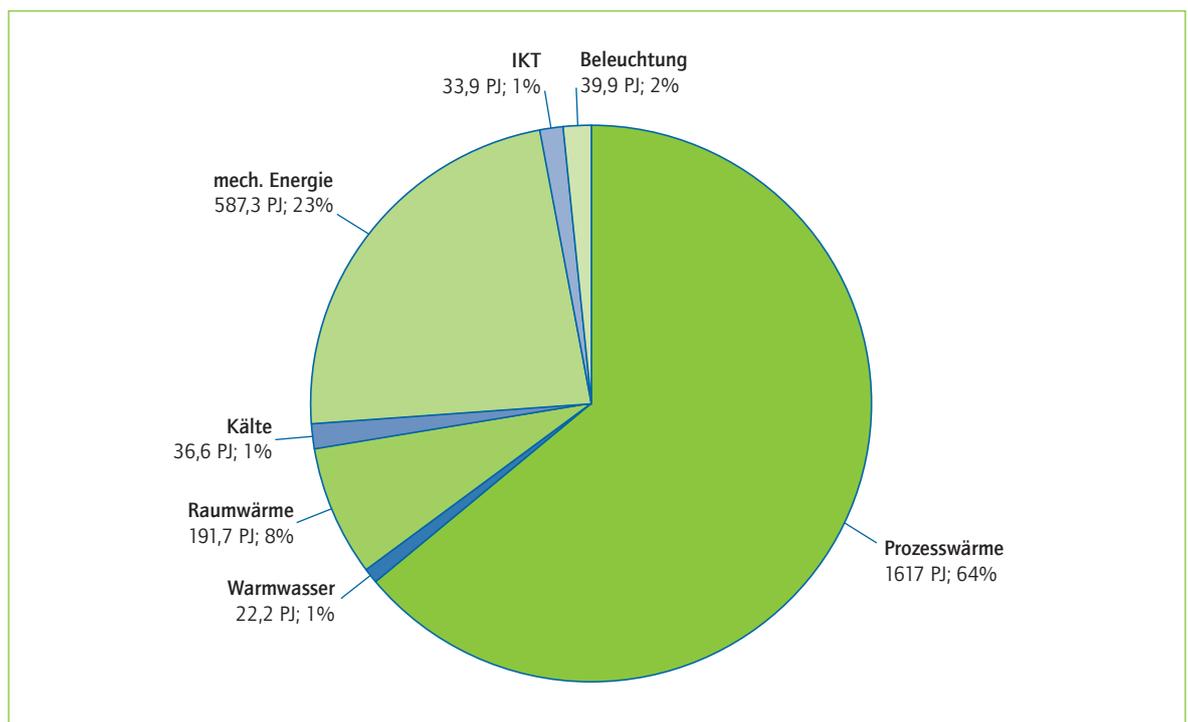
## 3.2 Energieeffizienz industrieller Applikationen

### 3.2.1 Problemstellung und politischer Rahmen

Im Jahr 2010 verbrauchte der industrielle Sektor in Deutschland 706 TWh Endenergie, das entspricht 28% des Endenergieverbrauchs Deutschlands. Die Aufteilung nach industriellen Anwendungen zeigt Abbildung 14. Die Potenziale für die Reduktion des Endenergieverbrauchs in diesem Sektor sind beträchtlich. In den Energieszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung wird mit einer Reduzierung des Verbrauchs des Industriesektors gegenüber 2008 um 12% bis 2020 und um 23% bis 2030 gerechnet (Prognos, 2010).

Einige Industrieunternehmen haben sich in Selbstverpflichtungen eigene Ziele für die Reduktion der spezifischen Treibhausgasemissionen gesteckt, z.B. Robert Bosch GmbH (-20% bis 2020<sup>5</sup>), Siemens (-20% im Geschäftsjahr 2011<sup>6</sup>) und BASF (-25% bis 2020 in Vergleich zu 2002<sup>7</sup>). Selbstverpflichtungen sind jedoch nur dann wirksam, wenn die jeweiligen Ziele tatsächlich durch interne Maßnahmen zur Reduktion des Endenergieverbrauchs erreicht werden. Allein durch den Einkauf erneuerbaren Stroms aus abgeschriebenem Wasser- und Windkraftanlagen wird kein zusätzlicher Nutzen für den Klimaschutz erreicht.

Abbildung 14  
Endenergieverbrauch der Industrie nach Anwendungsbereichen  
Bezugsjahr 2008, Quelle: AGEB (2011)



Der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen, und damit der Realisierung der vorhandenen Effizienzpotenziale in den Unternehmen, stehen zahlreiche Hemmnisse entgegen. So wird die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen in der Regel anhand einer hohen Verzinsung sowie unter der Vorgabe geringer Amortisationszeiten bewertet. Eine Wirtschaftlichkeit ist unter diesen Bedingungen jedoch oft

nicht gegeben. Hier könnten möglicherweise spezialisierte Energie-Contractoren mit anderen Renditezielen unterstützend wirken. Neben finanziellen Hemmnissen gibt es auch nicht finanzielle Hemmnisse. Dazu zählt z.B. der Eingriff in laufende Produktionsprozesse, der für die Durchführung eigener Maßnahmen notwendig ist. [↩](#)

Vergleiche Handlungsempfehlung S. 54f., Industrie 1-5

<sup>5</sup> Robert Bosch GmbH

<sup>6</sup> [www.siemens.com](http://www.siemens.com)

<sup>7</sup> [www.basf.com](http://www.basf.com)

Auf EU-Ebene werden im Rahmen der Ökodesign-Richtlinie (RL) zunehmend verbindliche Regelungen für den Energieverbrauch industrieller Applikationen geschaffen. So enthält die Durchführungsverordnung „Elektromotoren“ von 2009 Anforderungen an diese Motoren und den Einsatz von Frequenzumrichtern. Das Einsparpotenzial durch effizientere Elektromotoren in Deutschland gegenüber heute liegt bis 2020 bei ca. 27 Mrd. kWh Strom und 16 Mio. t CO<sub>2</sub> (DENA, 2010a). Ab 2013 gelten Energieeffizienzindizes für Umwälzpumpen; weitere industrierelevante Produkte werden folgen. In Deutschland wird die Ökodesign-Richtlinie durch das Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz (EVPG) umgesetzt. Nicht standardisierbare, komplexe technische Systeme (z.B. Werkzeugmaschinen, Fertigungslinien) sind jedoch über die Ökodesign-RL nur eingeschränkt adressierbar. ☒

Seit April 2006 gibt die Europäische Union in der EU-Richtlinie zu Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen (2006/32/EG, EDL-Richtlinie) Energieeffizienzziele vor. So sollten nach dieser Richtlinie innerhalb von 9 Jahren 9% Endenergie gegenüber der Referenzperiode 2001 bis 2005 eingespart werden. Gemäß dieser Richtlinie sind die EU-Mitgliedstaaten verpflichtet, in Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplänen (NEEAP) der EU über ihre Maßnahmen zur Sicherstellung der Umsetzung der EDL-Richtlinie zu berichten. Am 31.08.2011 hat das Bundeskabinett den 2. NEEAP beschlossen. Er enthält die verschiedenen in Deutschland vorhandenen Programme zur Erhöhung der Energieeffizienz auch für die Sektoren Industrie und Gewerbe sowie deren Energieeinsparungspotenzial.

*Vergleiche Handlungsempfehlung S. 54f., Industrie 1-5*

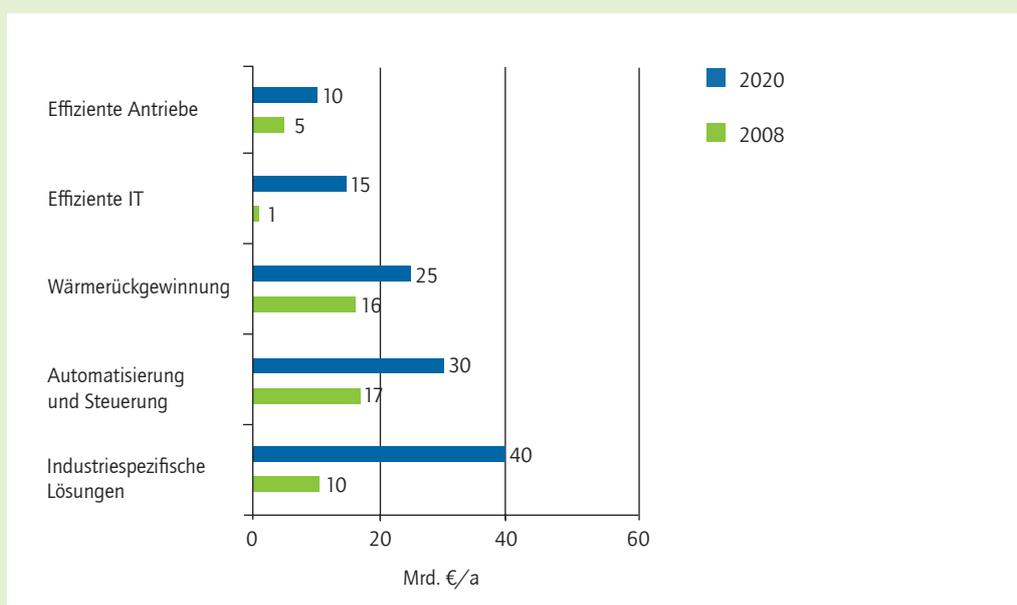
### 3.2.2 Markt- und Technologieentwicklung

Das weltweite Marktpotenzial für energieeffiziente Applikationen ist enorm. So liegt zum Beispiel allein der Anteil an Hocheffizienzmotoren (Klasse IE3) in Deutschland und Europa derzeit bei weniger als 1%. In den USA dagegen liegt ihr Anteil bereits bei 16%, da dort schon seit Jahren Mindesteffizienzstandards für Motoren gelten (DENA, 2010a). Abbildung 15 zeigt, dass das weltweite Marktpotenzial für

industrielle Effizienztechnologien im Strombereich nach McKinsey (2009) bis 2020 bei 120 Mrd. €/a liegt. Diese Zahlen zeigen, dass innovative Technologien für diesen Bereich bei der Erschließung der entsprechenden Absatzmärkte ein enormes Marktpotenzial bergen. Das Potenzial für industrielle Thermotechnik ist bisher noch gar nicht quantifiziert, der Bedarf ist hier jedoch ebenfalls gewaltig.

Abbildung 15

Mögliches globales Marktpotenzial für Branchen-unabhängige Lösungen zur Steigerung der Energieeffizienz bis 2020  
Quelle: McKinsey (2009)



Die nachhaltige **Reduktion des Energieverbrauchs industrieller Applikationen** ist durch ein systematisches Vorgehen möglich. Ziel muss es sein, den Verbrauch zu senken und gleichzeitig die Produktivität bei allen Maßnahmen mindestens zu erhalten. In jedem technischen System lässt sich für alle Energieformen eine allgemeingültige Systematik darstellen, um eine optimale Energieeffizienz zu erreichen. Diese umfasst vier Maßnahmen, die im Folgenden erläutert werden.

Darüber hinaus könnten fossile Energieträger wo immer dies möglich ist durch Erneuerbare Energien ersetzt werden. So sollten Unternehmen ihre Möglichkeiten zur regenerativen Stromerzeugung ausschöpfen. Auch die Bereitstellung industrieller Prozesswärme bietet die Möglichkeit zum verstärkten Einsatz erneuerbarer Energieträger.

#### A) Exergieeffiziente Komponenten und Systeme

Ein Drittel des industriellen Endenergieverbrauchs wird durch Strom gedeckt, davon entfallen ca. 70% auf elektrisch angetriebene Systeme (AGEB, 2011). Effizienzmaßnahmen im Bereich elektrischer Motoren und Antriebssysteme weisen ein hohes wirtschaftliches Potenzial auf, dessen Realisierung für die Unternehmen durchaus attraktiv sein kann. Nach DENA, 2010b, können hier häufig kurze Amortisationszeiten (<3 Jahren) und hohe Kapitalrenditen (>30%) realisiert werden. Die Einsparpotenziale betragen bei Pumpen und Ventilatoren ca. 35%, bei Kompressoren ca. 15% und bei sonstigen Anlagen ca. 25% (McKinsey, 2009).

*Vergleiche Handlungsempfehlung S. 54, Industrie 4*

Wenn der Einsatz von exergieeffizienten Komponenten und Systemen verfolgt wird, sollte die benötigte Endenergie soweit wie möglich aus möglichst niederwertiger Energie (d.h. Niedertemperatur-Wärme) bereit gestellt werden, während Energie mit hohem Exergie-Anteil wie z.B. Strom oder Hochtemperatur-Wärme nur für solche Anwendungen eingesetzt werden sollte, für die diese Exergie zwingend benötigt wird.

#### B) Energierecycling

Energie, die am Ort und zur Zeit Ihrer Umwandlung nicht benötigt wird, sollte

- zu einem Ort transportiert werden an dem sie Verwendung finden kann, oder
- am Ort ihrer Entstehung so lange gespeichert werden bis dort wieder Bedarf besteht, oder
- in eine andere, nutzbare Energieform umgewandelt werden
- bzw. in Kombinationen aus diesen Optionen genutzt werden.

Wie oben aufgezeigt, werden knapp zwei Drittel des industriellen Energiebedarfs für die Bereitstellung von Prozesswärme verwendet. Die nach der Wärmenutzung vorhandene Abwärme wird jedoch häufig nicht genutzt. IZES (2010)

bezieht das theoretische Abwärmepotenzial aus dem verarbeitenden Gewerbe Deutschlands in Abhängigkeit von der eingesetzten Berechnungsmethode auf 283 bis 299 TWh/a. Davon könnten 231 bis 269 TWh/a für reine Wärmeanwendungen im Niedertemperaturbereich zur Verfügung stehen. Alternativ könnten durch den Einsatz von Dampfturbinen oder Organic Rankine Cycle (ORC)-Prozessen 36 bis 44 TWh/a Strom erzeugt werden. Das CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial liegt bei 63 bis 73 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu/a bei einer Nutzung der Abwärme als Wärme bzw. 22 bis 27 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu/a bei einer Verstromung der Abwärme (IZES, 2010).

Bei einem Raumwärmebedarf der Wohngebäude von 509 TWh/a im Jahr 2008 (AGEB, 2011) könnten mit diesem theoretischen Wärmepotenzial 45-53% des Raumwärmebedarfs aller Wohngebäude Deutschlands gedeckt werden. Auch wenn in der zitierten Untersuchung keine technische oder wirtschaftliche Validierung der tatsächlichen Nutzbarkeit der Abwärme durchgeführt wurde, lassen die Zahlen doch einen erheblichen Handlungsbedarf erkennen.

Im Bereich der Prozesswärmeerzeugung und -nutzung gibt es demnach zwei wesentliche Maßnahmenfelder zur Erhöhung der Energieeffizienz: die Reduzierung des Energieeinsatzes zur Wärmeerzeugung durch höhere Wirkungsgrade und Effizienz der Erzeugungsanlagen und die Umsetzung von Exergienutzungs-Kaskaden, die eine Nutzung der Abwärme bzw. eine Mehrfachnutzung der erzeugten Wärme ermöglichen. In diesem letztgenannten Bereich sind große Potenziale vorhanden, die bisher nicht ausreichend adressiert werden. ☒ Die Realisierung von Exergie-Kaskaden erfordert eine vollständig neue Betrachtungsweise im industriellen Umfeld.

Zentrale Herausforderungen für die kommenden Jahre sind also in den Themenfeldern Optimierung der Wärmeerzeugungsanlagen und -prozesse, Transformierung, Speicherung und Transport von Wärme zu finden. Darüber hinaus müssen die Wärmequellen und -senken unterschiedlichster Leistung und Temperaturniveaus in einer Fabrik bekannt sein, um sie in geeigneter Weise miteinander vernetzen zu können. Eine gewerbliche Abwärmenutzung außerhalb der Fabrik ist eine weitere Option. Dazu ist eine Abstimmung zwischen Erzeuger und Abnehmer notwendig, bei der die Versorgungssicherheit beider Parteien jederzeit gewährleistet sein muss. Der Begriff „Smart Grid“ als Synonym für ein intelligentes Stromnetz sollte auf ein intelligentes Wärmenetz erweitert werden, in das weitere Energieverbraucher zusätzlich eingebunden werden können.

Eine weitere Option des Energierecyclings ist die Rückgewinnung von Bremsenergie bei industriellen Antrieben. Dieses Potenzial kann und sollte durch den Einsatz entsprechender Technologien weitestmöglich erschlossen werden.

### C) Bedarfsgesteuerter Energieeinsatz

Nutzenergie sollte nur dann erzeugt werden, wenn diese auch wirklich benötigt wird. Somit kann ein weiteres Einsparpotenzial über die Bedarfsregelung ausgeschöpft werden. Bislang mussten beispielsweise Pumpenantriebe gewährleisten, dass die Maschinen jederzeit auf ihre volle Leistung zurückgreifen können. Also liefen bei vielen Pumpen und Lüftern die Elektromotoren die gesamte Zeit auf Vollast. Moderne Sensoren und Software können aber mittlerweile genau erkennen, welche Leistung die Maschine aktuell wirklich braucht, und passen die Pumpenleistung daran an.

So werden aktuell nicht benötigte Verbraucher automatisch in den energiesparenden Stand-by-Modus geschaltet oder Bewegungen so optimiert, dass sie weniger Energie verbrauchen. Damit kann zum Beispiel der Energieverbrauch von Werkzeugmaschinen um rund 30% gesenkt werden. Durch den Einsatz drehzahlvariabler Pumpenantriebe kann der Strombedarf der Pumpen beispielsweise um bis zu 70% reduziert werden. Bei sehr energieintensiven Produktionsverfahren wie dem Druckguss von Metall kann die Einsparung sogar bei mehr als 80% liegen (Unternehmensangabe BoschRexroth AG).

### D) System Design

Bei der Projektierung eines technischen Systems ist durch eine systematische Gesamtbetrachtung eine bedarfsgerechte Auslegung aller Komponenten durchzuführen. Dies kann beispielsweise durch vorherige Simulationen oder Beratungsgespräche erreicht werden. Energieberater mit

Industrienerfahrung müssen in den Fabriken die Einsparpotenziale quantifizieren. Ein intelligentes Energiemanagement, z.B. mit Softwaretools zur Taktzeit- und Energieanalyse, stellt ein geeignetes Steuerungselement dar. Bessere Rahmenbedingungen, wie mehr Information, Anreize und auch die Verpflichtung, Energiemanagementsysteme einzusetzen, können dazu führen, diesen Schritt zur Realisierung von Effizienzmaßnahmen umzusetzen. 

### Ausblick und Anforderungen an eine Fabrik der Zukunft

Idealerweise ergibt sich die Energieverwendung in einer Fabrik der Zukunft aus der Umsetzung der oben beschriebenen Handlungsfelder A) bis D).

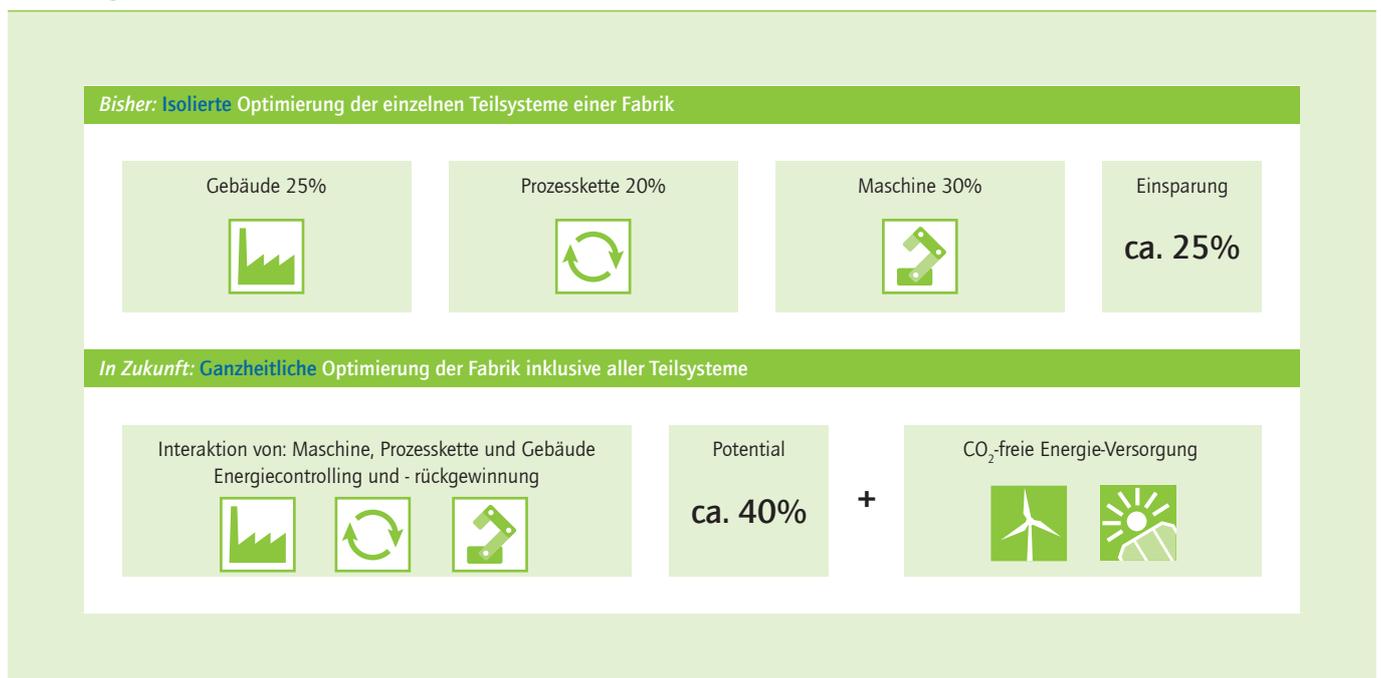
Bei der Energieversorgung sollten zudem die vorhandenen Potenziale zur Eigenerzeugung durch Erneuerbare Energien oder in Kraft-Wärme-Kopplung vollständig ausgeschöpft werden. Zuvor müssen diese Potenziale quantifiziert werden. Durch Eigenerzeugung nicht zu deckende Strombedarfe könnten möglichst durch den Einkauf „grünen“ Stroms gedeckt werden, wobei durch den Strombezug ein Beitrag zum Ausbau zusätzlicher Erneuerbarer Energien geleistet werden sollte. Eine Fabrik-interne Schaffung von Stromspeichermöglichkeiten könnte das Konzept der nachhaltigen Fabrik ergänzen. Sie böte die Möglichkeit, den Lastgang der Fabrik zu beeinflussen und variable Energietarife, sofern diese vorhanden sind, optimal ausnutzen zu können.

 Die Fabrik könnte zudem als Teilnehmer am Energiemarkt agieren und ihre Abhängigkeit vom Energieversorger verringern. Abbildung 16 illustriert das Prinzip der Fabrik der Zukunft.

*Vergleiche Handlungsempfehlung S. 54f., Industrie 1-5*

*Vergleiche Handlungsempfehlung S. 57f., Speicher 1-4*

Abbildung 16  
Isolierte vs. ganzheitliche Optimierung in der Fabrik der Zukunft  
Nach: Fachgebiet PTW, TU Darmstadt



### 3.3 Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie

#### 3.3.1 Problemstellung und politischer Rahmen

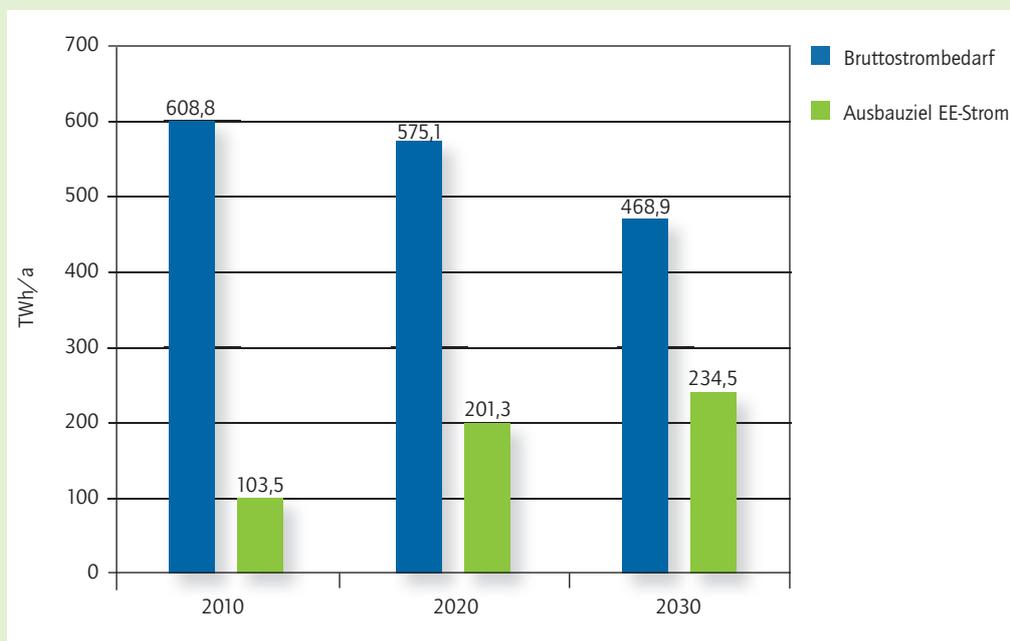
Der Ausbau Erneuerbarer Energien spielt bei der Umsetzung der Energiewende nicht nur in Deutschland die entscheidende Rolle. Dies trifft insbesondere auf den Ausbau der Photovoltaik und der Windenergie zur Stromerzeugung zu. Die Europäische Union gibt in der **EU-Richtlinie Erneuerbare Energien (EU-RL 2009/28/EG)** das Ziel vor, europaweit im Jahr 2020 20% des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu decken. In der Bundesrepublik Deutschland ist der Nationale Aktionsplan Erneuerbare Energien die Umsetzung der EU-RL 2009/28/EG. Er enthält die Strategien und Maßnahmen zur Erreichung der vorgegebenen Ziele. Der EU-Binnenmarkt im Energiebereich soll bis 2014 vollendet werden (vgl. Kasten S.17).

Das Ausbauziel Deutschlands für Erneuerbaren Strom ist im **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012** ausgewiesen. Demnach sollen 2020 mindestens 35% und 2030 mindestens 50% des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen abgedeckt werden. Gemäß dieser Zielstellung und den nach Prognos (2010) erwarteten Strombedarfen müssen demnach im Jahr 2020 mindestens 201 TWh/a und 2030 mindestens 235 TWh/a EE-Strom erzeugt werden (Abbildung 17).

Abbildung 17

Strombereitstellung zur Erreichung der EE-Strom Ausbauziele bis 2030

Quelle: BMU (2011), Strombedarf nach Prognos (2010), Szenario IA



Abbildungen 18 und 19 zeigen den weiteren Ausbau von PV und Windenergie in Deutschland, wie er von aktuellen Langfristszenarien bis zum Jahr 2030 prognostiziert wird. Auf Grund unterschiedlicher Annahmen gibt es zwischen den Szenario-Ergebnissen stärkere Abweichungen. Dies

kann als Beleg dafür interpretiert werden, dass die weitere Entwicklung des EE-Ausbaus stark von vorhandenen Bedingungen abhängt. Der politische Rahmen sollte daher stabil und wirksam gestaltet werden. ☒

*Vergleiche Handlungsempfehlung S. 55ff., EE-Strom1-4*

Abbildung 18

Mögliche Entwicklung der Anlagenkapazität und der Stromerzeugung der Photovoltaik in Deutschland bis 2030

Quelle: BMU (2011), Prognos (2010): Szenario IA, Nitsch et al (BMU, 2010): Basis Szenario 2010A, RolandBerger/Prognos (2010): NAP-Szenario

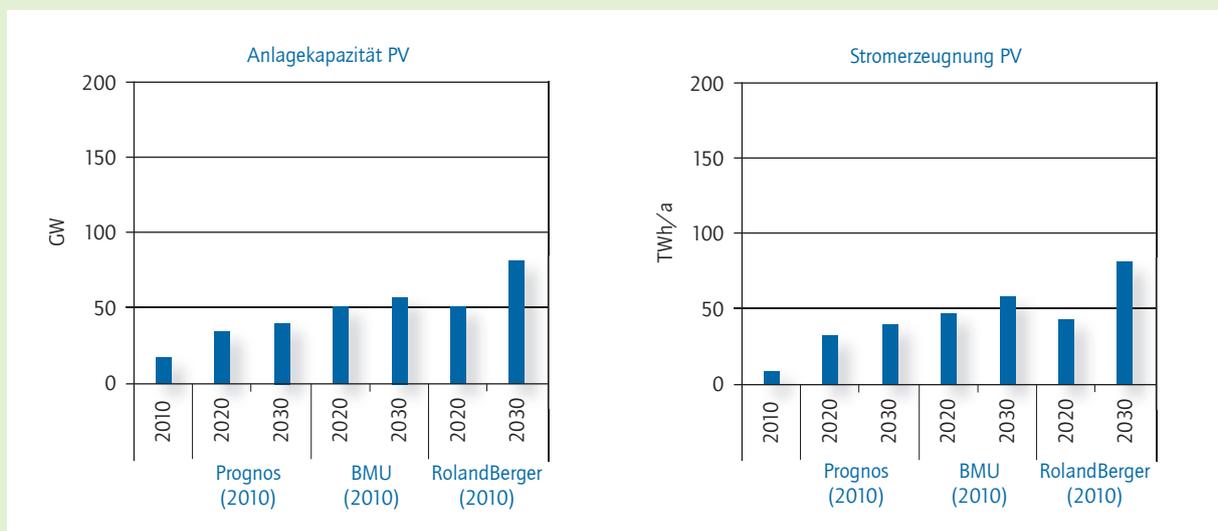
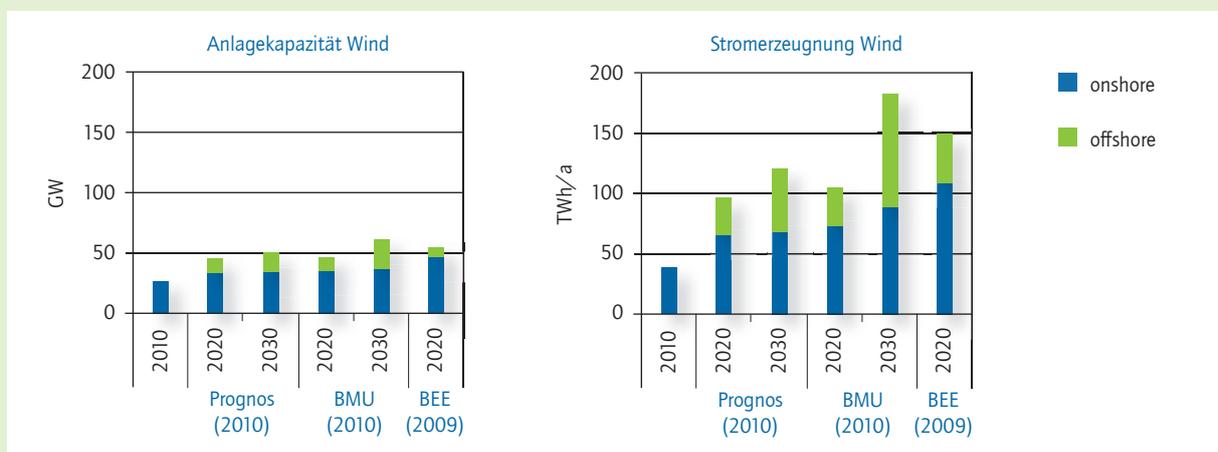


Abbildung 19

Mögliche Entwicklung der Anlagenkapazität und der Stromerzeugung der Windenergie in Deutschland bis 2030

Quelle: BMU (2011), Prognos (2010): Szenario IA, Nitsch et al (BMU, 2010): Basis-Szenario 2010 A, BEE (2009)



Die bisherige Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz hat den Erfolg Deutschlands beim Ausbau der Erneuerbaren und die Technologieführerschaft deutscher Unternehmen bei der Entwicklung und Produktion von Anlagen möglich gemacht. Es sollte, angepasst an die technologische und kostenseitige Entwicklung, fortgeführt werden. ☒

Vergleiche Handlungsempfehlung S. 56, EE-Strom 2

Für die nahe Zukunft ist darüber hinaus eine Anpassung des Marktdesigns an die Bedingungen eines Strommarktes mit überwiegend erneuerbaren Energien dringend erforderlich. Ein besonders wichtiger Aspekt dabei sind die Probleme bei der Strompreisbildung an der Börse. Dort kann es in Zeiten mit hohem EE-Stromangebot und geringer Nachfrage zu negativen Strompreisen kommen, was dem Verkauf von EE-Strom an der Börse entgegensteht. Die Rolle des Eigenverbrauchs von Strom aus erneuerbaren Energien muss definiert und mit angemessenen Maßnahmen unterstützt werden. ☒ Anzustreben ist ein hoher Anteil des Verbrauchs nahe am Ort der Stromerzeugung, unter Einbeziehung von Stromspeichern, mit dem Ziel, den Netzausbaubedarf zu verringern. Dafür sollten auch die Rahmenbedingungen für den Speicherbetrieb angepasst werden. Für den Überschussstrom aus Anlagen zur Eigenversorgung muss der Einspeisevorrang aufrecht erhalten werden.

Vergleiche Handlungsempfehlung S. 56, EE-Strom 2, und S. 57f., Speicher 1, 2 und 4

### 3.3.2 Markt- und Technologieentwicklung

Das **europa- und weltweite Potenzial** für den Ausbau von Photovoltaik und Windenergie ist enorm. Allein in Europa ist nach einer optimistischen Schätzung von RolandBerger/Prognos (2010) bis 2020 eine Verfünfachung der installierten PV-Leistung möglich. Diese Schätzung liegt noch weit höher als die Zielstellung der Europäischen Union. Die PV-Anlagenkapazität in Asien könnte nach dieser Studie bis 2020 um das 26-fache und die in den USA um das 32-fache steigen (RolandBerger/Prognos, 2010; siehe auch Abbildung 20). Ziel des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW) ist es, bis 2020 einen Weltmarktanteil von 12% zu halten. Die Exportrate soll mittelfristig bei 50% liegen. Mit diesen Produktionszahlen könnten mittel- bis langfristig die derzeit vorhandenen rund 100.000 bis 130.000 Arbeitsplätze in der deutschen PV-Industrie gesichert werden (RolandBerger/Prognos, 2010).

Abbildung 20  
Mögliche Entwicklung des globalen Marktes für Photovoltaik-Anlagen  
Quelle: RolandBerger/Prognos (2010)

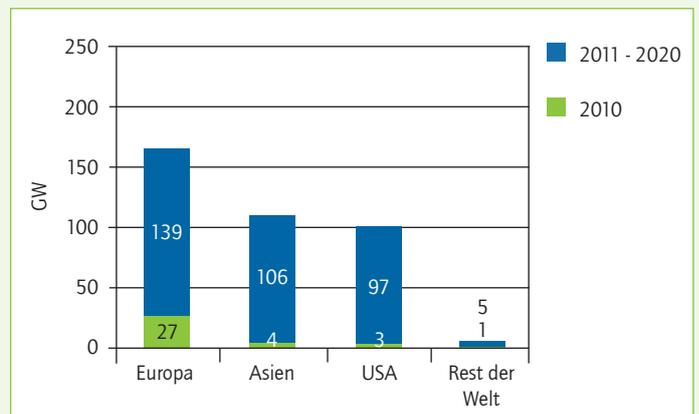


Abbildung 21  
Mögliche Entwicklung des globalen Marktes für Windenergie-Anlagen  
Quelle: www.ewea.org; www.gwec.net



2010 wurden weltweit neue Windenergieanlagen mit 35,6 GW Kapazität installiert, allein in China, den USA und der Europäischen Union zusammen etwa 31,5 GW. Damit waren allein in diesen drei Regionen insgesamt 166,5 GW installiert. Bis zum Jahr 2020 könnte die Anlagenkapazität in China und der Europäischen Union insgesamt fast 400 GW ansteigen<sup>8</sup>. Der Global Wind Energy Council (gwec) rechnet für 2030 sogar mit einer globalen Anlagenkapazität von 2.300 GW (BWE, 2011b). (Abbildung 21)

Im **deutschen Onshore-Markt** ergeben sich große Potenziale aus dem Ausbau der Windenergie in den süddeutschen Bundesländern. So will die grün-rote Landesregierung Baden-Württembergs bis 2020 ca. 1.000 neue Windenergieanlagen errichten, um die Zielstellung von 7 TWh/a (bzw. 10% des Strombedarfs) zu erreichen (Koalitionsvertrag Baden-Württemberg, 2011). In Bayern sollen bis 2021 6,8 TWh/a (bzw. 6% des Stromverbrauchs) durch Windenergie bereitgestellt werden (Bayerische Staatsregierung, 2011). Dafür müssen, je nach Größe, ebenfalls 1.000 bis 1.500 Windenergieanlagen neu errichtet werden. Auch das Bundesland Hessen will die Windkraftnutzung massiv ausbauen und in einem ersten Schritt 2% der Landesfläche als Windvorranggebiete ausweisen<sup>9</sup>. Auf dieser Fläche könnten theoretisch bis zu 28 TWh/a Windstrom erzeugt werden (IWES, 2010)

Weitere Potenziale im Binnenmarkt bestehen im Repowering älterer Anlagen. Der Bundesverband Windenergie schätzt, dass bis 2015 über 9.400 Windräder ins „Repowering-Alter“ kommen und ersetzt werden könnten. Durch Repowering kann bei einer Halbierung der Anlagenzahl und gleichzeitiger Verdoppelung der Leistung durch effizientere Nutzung der Standorte eine Verdreifachung des Ertrags erreicht werden. Durch Repowering kann im nächsten Jahrzehnt ein jährlicher Markt von bis zu 1.000 MW entstehen, das entspräche einem Umsatz von rund 1,5 Milliarden Euro. (BWE, 2010).

Der Realisierung der genannten Potenziale stehen jedoch zahlreiche Hemmnisse entgegen. Dies sind zum Beispiel unzureichende Flächenausweisungen und strenge Abstands- und Höhenbegrenzungen.

In Europa wird der Markt für **Offshore-Windenergieanlagen** aller Voraussicht nach eine rasante Entwicklung durchlaufen. Allein in Deutschland können und müssen in den kommenden Jahren und Jahrzehnten die bisher genehmigten 24 Offshore-Windparks realisiert werden, von denen bisher erst zwei fertig gestellt wurden. Nach dem Nationalen Aktionsplan Erneuerbare Energien der Bundesrepublik Deutschland soll bis 2020 eine Kapazität von 10 GW

installiert sein und 37 TWh/a Strom produziert werden. Allerdings sind die Hemmnisse, die einer Realisierung dieser Zielstellung entgegenstehen, noch immer sehr groß. Dazu gehören Probleme für die Finanzierung der Anlagen ebenso wie Probleme bei der Netzanbindung und der Anlagentechnologie. Hier müssen die Rahmenbedingungen so gesetzt werden, dass die Zielerreichung unterstützt wird. 

*Vergleiche Handlungsempfehlung S. 56, EE-Strom 4*

Die Zahl der Arbeitsplätze in der Windindustrie lag in Deutschland 2009 bei 102.000 Personen, wovon 17.300 Arbeitsplätze auf Wartung und Betrieb entfielen. Für die Zukunft werden in der Offshore-Branche bis 2020 bis zu 28.000 neue Arbeitsplätze erwartet (WAB, 2011). In Deutschland wird mit einem Beschäftigungszuwachs in der Produktion von Windkraftanlagen – insbesondere für den Export – und im Service gerechnet. Die Exportquote deutscher Hersteller und Zulieferer beträgt aktuell über 80%.

Die Teilhabe deutscher Unternehmen am globalen Ausbau der betrachteten Technologien ist von enormer wirtschaftlicher Bedeutung für die deutsche Industrie. Für die kommenden 20 Jahre gilt dies insbesondere für die Märkte in den USA und in Asien.

Dringendster Handlungsbedarf zur Erreichung der genannten Ausbauziele ist die weitere Reduktion der Stromgestehungskosten aus Sonne und Wind. Dies wird erreicht durch technische Verbesserungen, wie der Erhöhung der Wirkungsgrade, und durch die Verringerung der Systemkosten, zum Beispiel durch Materialeffizienz, Lerneffekte und weitere Skaleneffekte. Allein bei PV-Anlagen konnten die Systemkosten in den letzten fünf Jahren um 44% reduziert werden<sup>10</sup>. Die Realisierung der Netzintegration der Erneuerbaren Energien ist essentiell.

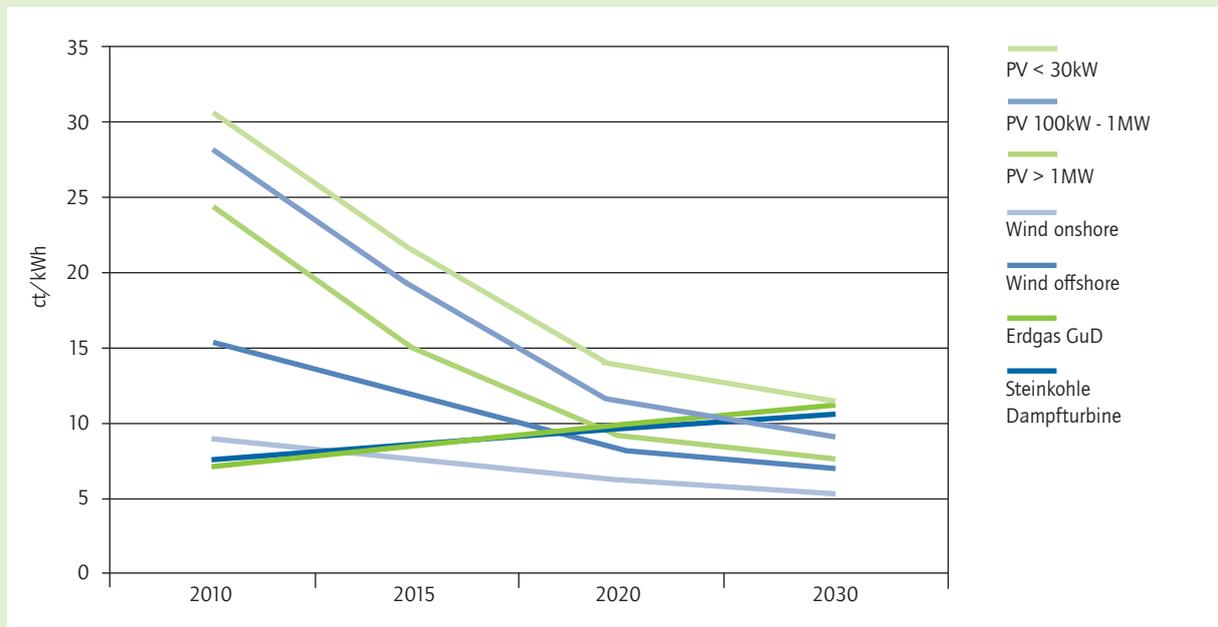
Die **Stromgestehungskosten** von Photovoltaik- und Windstrom werden in den nächsten 20 Jahren kontinuierlich weiter abnehmen. Neu installierte PV-Großanlagen über 1 MW installierter Leistung werden voraussichtlich bereits 2020 zu geringeren Kosten Strom produzieren können als herkömmliche Kohle- und Gas-Kraftwerke. Mittelgroße dezentrale PV-Anlagen bis 30 kWp erreichen dies voraussichtlich bis ca. 2030. Offshore-Windenergieanlagen könnten bereits vor 2020 geringere Stromgestehungskosten erreichen als fossile Kraftwerke (Nitsch et al, 2010, siehe auch Abbildung 22).

<sup>8</sup> [www.gwec.net](http://www.gwec.net)

<sup>9</sup> [www.energieipfel.hessen.de](http://www.energieipfel.hessen.de)

<sup>10</sup> [www.solarwirtschaft.de](http://www.solarwirtschaft.de)

Abbildung 22  
Mögliche Entwicklung der Stromgestehungskosten für Neuanlagen in Deutschland bis 2030  
Quellen: Nitsch et al (2010)



Ein Erreichen des Kostenniveaus von Haushaltsstrom für PV-Anlagen inkl. Speicher ist bis 2020 möglich (Vetter, 2011; Bost, M. et al, 2011). Damit ist prinzipiell eine kostendeckende Eigennutzung des selbst erzeugten PV-Stroms in Haushalten möglich. Hier profitiert die Solarindustrie auch von der Batterieentwicklung im Rahmen der Elektrifizierung der Automobilindustrie. Mit Systemen aus PV-Anlagen und Speichern kann ein Eigenverbrauch von bis zu 80% erreicht werden (Bost, M. et al, 2011).

Ein reduzierter Bezug von Strom über das Netz wird jedoch zu einem erhöhten Strompreis auf Grund geringerer Abnahmemengen führen. Dem entgegenzusetzen ist der möglicherweise durch einen erhöhten Eigenverbrauch der Haushalte gesenkte Bedarf zum Ausbau der Verteilnetze, der ggf. vergütet werden könnte, sowie die Möglichkeit, Systemdienstleistungen zu erbringen. Letztendlich bieten sich durch die Erhöhung des Eigenverbrauchs technologische Möglichkeiten, einen höheren Grad an Dezentralität in der Stromversorgung zu erreichen. Deren Chancen und die notwendigen Rahmenbedingungen, darunter auch für die Erbringung von Systemdienstleistungen, müssen weiter untersucht werden. [☞](#)

Vergleiche Handlungsempfehlung S. 56, EE-Strom 3

Für die **Photovoltaik** ist bis 2030 folgende **Technologieentwicklung** wahrscheinlich (nach FVEE, 2010, und Unter-

nehmensangabe Robert Bosch GmbH):

- Photovoltaik auf Basis kristallinen Siliziums bleibt die dominierende Technologie, gefolgt von Dünnschichttechnologien, die in 10-15 Jahren größere Marktanteile erreichen könnten. Organische Solarzellen werden bis 2030 noch nicht nennenswert im Markt vertreten sein.
- Die vom Hersteller garantierte Lebensdauer von Solarmodulen beträgt 20 bis 25, tatsächlich liegt diese bei rund 30 Jahren
- Die Wartungskosten betragen im Mittel 0,5% der Investitionskosten pro Jahr
- Modulwirkungsgrade für kristalline Konzepte liegen bei durchschnittlich 20%, die Performance Ratio (Verhältnis zwischen Nutzertrag und Sollertrag) für PV-Anlagen bei rund 85%
- Durch die Weiterentwicklung effizienter und langlebiger Wechselrichter, optimierter Aufständersysteme und Verbindung von PV mit Stromspeichern entstehen „selbsttragende Systeme“, die eine zunehmend dezentrale Stromversorgung für Haushalte ermöglichen.
- Weltweit hat die gebäudeintegrierte Photovoltaik (BIPV) eine große Bedeutung erlangt (in Deutschland bisher weniger ausgeprägt).
- PV gewinnt an Bedeutung bei gebäude- und domänenübergreifenden Applikationen, z.B. durch Verbindung zu (elektrischen) Heiz- und Kühltechnologien.

Bei der **Windenergienutzung** werden bei der **Technologieentwicklung** folgende Schwerpunkte verfolgt:

- Verbesserung einzelner Komponenten der Windkraftanlage durch: Einsatz geeigneter Werkstoffe, Innovative Turmbaukonzepte, Weiterentwicklung des Triebstrangs bei Anlagen, Innovative Konzepte bei Gondeln und Weiterentwicklung der Rotorblätter, besonders im Hinblick auf Aerodynamik, Akustik, leistungsbezogenes Gewicht
- Verbesserung der Gesamtanlage durch: Verbesserung der aerodynamischen Eigenschaften von Windparks (Nachlaufströmung), Einsatz von Condition Monitoring Systemen zur Schadensfrüherkennung und präventiven Wartung, Bestimmung der Strömungsverhältnisse in großen Höhen, Produktionsautomatisierung und Qualitätssicherung bei der Produktion, Optimierung von Wartung und Betriebsführung, Entwicklung noch größerer Offshore-Turbinen, Verbesserung der Netzeinbindung von Windanlagen, Systemdienstleistungen und des umweltverträglichen Anlagenrückbaus

Im Energieversorgungssystem der Zukunft werden sowohl Windenergie- als auch PV-Anlagen in Verbindung mit Speichertechnologien in größerem Maße **Systemdienstleistungen** erbringen, d.h. Spannungsspitzen absenken und im möglichen Rahmen Regelernergie im Stromnetz bereitstellen. Dadurch kann die Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze erhöht und der Ausbaubedarf verringert werden. Ein möglicher Technologieansatz für PV-Anlagen ist derzeit bereits

die Erbringung von Blindleistung. Sie kann nach dem EEG auf der Mittelspannungsebene bereits seit 2009 vom Netzbetreiber gefordert werden. Für die Photovoltaik wurden jedoch Übergangsfristen vereinbart, die mehrfach verlängert wurden, so dass die Vorschriften erst ab 01.04.2011 wirksam wurden. Im Niederspannungsnetz gilt die Blindleistungsregelung ab dem 01.01.2012.

Weitere technologische Lösungsansätze sind die Begrenzung der Wirkleistung auf 70% (welches unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten wenig zielführend erscheint), automatische Spannungsbegrenzung und regelbare Transformatoren. Bei diesen Ansätzen muss weiterhin an der technologischen Verfügbarkeit, dem Erreichen der Wirtschaftlichkeit sowie der Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen gearbeitet werden (Stetz, T., 2011).

Seit 01.08.2011 gilt die VDE-Anwendungsregel VDE AR 4105: „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, die eine Lösung für die sogenannte 50,2 Hz-Problematik (vgl. Kasten S.43) auf den Weg bringt. Für PV-Anlagen am Niederspannungsnetz wird diese Anwendungsregel ab dem 01.01.2012 verbindlich, für alle anderen Anlagen am Niederspannungsnetz zum 01.07.2012. Sie beschreibt u.a. Anforderungen an eine frequenzabhängige Wirkleistungssteuerung, um insbesondere die Systemstabilität im Falle von Überfrequenz zu gewährleisten. (VDE, 2011).

#### 50,2 Hz. Problematik

Stromerzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz trennen sich ab einer Frequenz von 50,2 Hz vom Netz. Dies erfolgt auf Grundlage der bisher gültigen Normen EN 50438:2007 und DIN VDE 0126. Die normale Netzfrequenz beträgt 50 Hz, bei Ungleichgewicht zwischen Einspeisung und Verbrauch weicht die Netzfrequenz von 50 Hz ab. Die zeitgleiche Abschaltung aller Kleinerzeuger (insb. der zunehmenden Zahl von PV-Anlagen) gefährdet jedoch die Systemsicherheit des

europäischen Verbundsystems. Bestandsanlagen müssen daher technisch angepasst werden. Möglich sind die Streuung des Überfrequenzwertes als Abschaltkriterium und das automatische Wiedereinschalten bei Unterschreiten der individuellen Abschaltfrequenz. Für Neuanlagen geht nach dem Inkrafttreten der Anwendungsregel VDE AR 4105 keine Gefährdung der Systemsicherheit mehr aus. (Fürst, 2011)

Zu den Systemdienstleistungen, die von Windenergieanlagen erbracht werden können, gehören die statische Netzstützung durch erweiterte Bereitstellung von Blindleistung am Netzverknüpfungspunkt und die dynamische Netzstützung bei Netzfehlern. Bei Erbringung dieser Leistungen wird nach dem EEG für Anlagen, die zwischen 2001 und 2009 errichtet wurden, ein Systemdienstleistungsbonus vergütet. Außerdem unterliegen die WEA einem Erzeugungsmanagement durch den Netzbetreiber.

Nach einer aktuellen Studie des Bundesverbandes Windenergie ist die Abschaltung von Windenergieanlagen 2010 im Vergleich zu 2009 um 69% gestiegen. Zahlenmäßig stehen 285 Abschaltungen 2009 1.085 Abschaltungen 2010 gegenüber. Bis zu 150 GWh sind dadurch 2010 „verloren gegangen“, dies entspricht 0,4% der in Deutschland im Jahr 2010 insgesamt eingespeisten Windenergie (Ecofys, 2011).

## 3.4 Stromspeicher als Element einer intelligenten, dezentralen Strominfrastruktur

### 3.4.1 Problemstellung und politischer Rahmen

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird in den kommenden Jahren und Jahrzehnten deutlich erhöht werden. Gemäß den Zielstellungen aus dem EEG 2012 sollen bis 2020 35% und bis 2030 50% der Stromversorgung aus regenerativen Quellen bereitgestellt werden. Im Energieversorgungssystem der Zukunft werden neben zentralen Kraftwerken eine Vielzahl dezentraler Anlagen Strom aus erneuerbaren Quellen oder aus Kraft-Wärme-Kopplung in Nieder- und Mittelspannungsnetze einspeisen. Das macht einen Ausgleich dieser überwiegend fluktuierenden Stromerzeugung notwendig. Dies ist durch eine Kombination verschiedener Maßnahmen erreichbar.

Dazu gehören neben dem Netzausbau die Elemente Stromspeicherung, Steuerung dezentraler Erzeugungsanlagen und nachfrageseitiges Lastmanagement, die in eine intelligente Netzinfrastruktur (Smart Grids) eingebettet sind. Diese Maßnahmen ergänzen sich und sind Stützsäulen einer modernen, dezentralen und nachhaltigen Energieversorgung. Die fluktuierende Stromerzeugung kann allein durch Netzausbau nicht ausgeglichen werden. Eine massive Erhöhung der Speicherkapazitäten ist bei einer mehrheitlich erneuerbaren Stromversorgung daher unumgänglich. Regionale und dezentrale Speicherkonzepte zum Ausgleich des Über- und Unterangebots im Stromnetz, im Tagesverlauf wie auch saisonal, werden dabei an Bedeutung gewinnen.

Die Zahl der Einsatzmöglichkeiten dezentraler Stromspeicher ist groß und umfasst u.a. lokale Regelaufgaben, Netzstabilisierung, Lastverschiebungen, Bereitstellung von Regelenergie, die Überbrückung kurzzeitiger Versorgungsunterbrechungen und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (u.a. bei Zusammenschluss zu „virtuellen Großspeichern“). Die Nützlichkeit des Speichers und seine Vorteile gegenüber Alternativen ergeben sich v.a. aus der Fähigkeit, mehrere Anwendungen zu kombinieren, und dadurch die Wirtschaftlichkeit zu steigern. Aufgrund ihrer Modularität können Speicher, den Bedürfnissen der Betreiber entsprechend, schrittweise in die Energieversorgungsstruktur integriert werden.

Die wichtigsten Rahmenbedingungen für Ausbau und Betrieb von Speichern regeln derzeit das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie das Stromsteuergesetz. Netzbetreiber können die Effizienzeffekte von Speichern derzeit nicht nutzen. Grund ist das Unbundling, also die Trennung des Netzbetriebs von den anderen Stufen der Wertschöpfung in der Stromversorgung im Zuge der Liberalisierung des Strommarkts. In Folge dessen ist den Netzbetreibern der Speicherbetrieb verwehrt, da diese als Erzeugungsanlage gelten. [☞](#)

Die Bundesregierung bekennt sich in ihrem Energiekonzept allgemein zum Bau neuer Speicher sowie zur Optimierung des gesamten Stromversorgungssystems und plant, Vorschläge für ein zukunftsfähiges Marktdesign erarbeiten zu lassen. Dezentrale, stationäre Speicher sind im Energiekonzept der Bundesregierung derzeit nicht konkret adressiert. Die zügige Weiterentwicklung entsprechender Speichersysteme und deren rasche Implementierung in das Stromversorgungssystem bedürfen jedoch einer Anpassung des politischen und energiewirtschaftlichen Rahmens sowie einer weitergehenden Unterstützung.

Der Beitrag dezentraler Speicherkapazitäten für ein effizientes Energiesystem, insbesondere für eine Reduzierung des erforderlichen Netzausbaus, wurde bisher nicht ausreichend untersucht. Auch die vorliegende Netzstudie der Deutschen Energieagentur (dena) berücksichtigt Speichertechnologien nicht im angemessenen Umfang. Daher haben die dort vorgelegten Daten nur eine begrenzte Aussagekraft.

Ebenso spiegelt sich im ordnungsrechtlichen Instrumentarium die wachsende Bedeutung von Stromspeichern bisher nicht ausreichend wider. Der Rechtsrahmen für Bau und Betrieb von Speichern ist derzeit noch widersprüchlich und bedarf dringend einer Systematisierung. So verhindert die aktuelle Gesetzgebung den Speicherausbau zwar nicht, er wird jedoch auch nicht befördert.

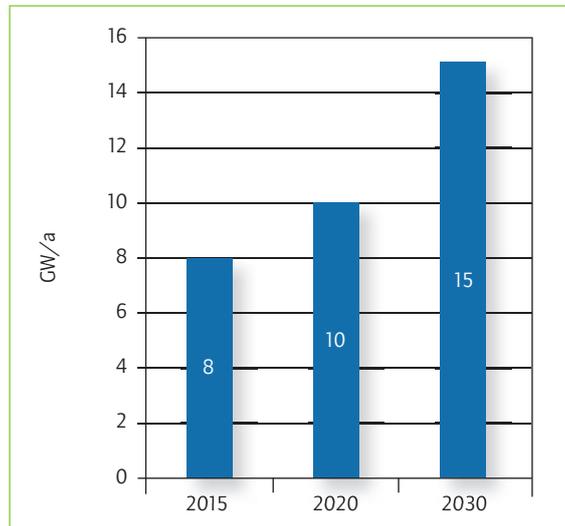
Beispiele dafür gibt es sowohl im EnWG als auch im EEG. Das EnWG adressiert in erster Linie die Speicherung von Strom aus Erneuerbaren Energien durch Umwandlung in Wasserstoff oder Methan. Im EEG führt z.B. der Vergütungsanspruch bei Zwischenspeicherung (§16 Abs.2 EEG 2012) in der Praxis zu vielfältigen Restriktionen für die Stromspeicherung. Ein Beispiel ist der Ausschluss übergreifender regionaler Speicherlösungen von der Vergütung (Müller, 2011).

### 3.4.2 Markt- und Technologieentwicklung

Verschiedene Studien und aktuelle Entwicklungen legen nahe, dass sich in den kommenden Jahren und Jahrzehnten ein großer globaler Markt für Speichertechnologien entwickeln wird. Das weltweite Marktpotenzial für Stromspeicher wird bis zum Jahr 2020 kumuliert auf voraussichtlich 9 bis 31 GW anwachsen, und einen jährlichen Zubau von 3 bis 10 GW im selben Jahr betragen (Robert Bosch GmbH, siehe auch Abbildung 23).

Die Penetration der stationären Speicher hängt i.W. von der erfolgreichen Durchführung von Demonstrationsprojekten, einer hohen Akzeptanz und Machbarkeit im Vergleich zu Alternativen, wie auch von einer nachhaltigen Anreizsetzung ab. Die größten Bedarfe bestehen in den „Triademärkten“ Europa, USA und Asien, hier vor allem in China, Indien und Japan. Wird, insbesondere in den Industrienationen, eine Speicher-bezogene Regulierung vollzogen, ist mit einem deutlich größeren Marktpotenzial und einer schnelleren Durchdringung zu rechnen (BCG, 2011). Für Deutschland wird das Marktvolumen im Jahr 2020 derzeit auf ca. 1 GW/a geschätzt.

Abbildung 23  
Globales Marktvolumen für Stromspeicher bis 2030  
Quelle: Robert Bosch GmbH



Die sich aus dem enormen globalen Marktpotenzial ergebenden wirtschaftlichen Chancen sollten auch deutsche Unternehmen wahrnehmen können. Durch eine entsprechende Unterstützung könnte die Bundespolitik dazu beitragen, dass sich für einheimische Unternehmen die Chance ergibt, eine globale Markführerschaft zu übernehmen. [↔](#)

Vergleiche Handlungsempfehlung S. 55f., Speicher 1-4

Zur Speicherung von Elektrizität stehen unterschiedliche Technologien auf der Basis chemischer oder mechanischer Verfahren zur Verfügung. Je nach Anwendung sind unterschiedliche Speichertechnologien aufgrund ihrer Eigenschaften gut oder weniger gut geeignet. Die folgende Tabelle (S.44f.) gibt eine Übersicht über die verschiedenen Stromspeichertechnologien.



## Typisierung von Strom-Speichertechnologien

Speichertyp	Beispiele	Erläuterung
Elektrochemische Speicher	Hochtemperaturspeicher: Natrium-Schwefel (NaS), Natrium-Nickelchlorid (NaNiCl)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Derzeit am weitesten verbreitet</li> <li>■ Hohe Energiedichten ermöglichen kompakte Systeme mit geringem Flächenbedarf</li> <li>■ Verschiedene Systemgrößen können aus kleinen Einheiten aufgebaut werden (Modularität)</li> <li>■ Anzahl der möglichen Lade- und Entladezyklen (Zyklusfestigkeit) bei NaNiCl. vergleichsweise gering</li> <li>■ Betriebstemperaturen zwischen 270 und 350 °C</li> </ul>
	Niedertemperaturspeicher, wie Lithium-Ionen (Li) und energiedichtegesteigerte Bleibatterien der nächsten Generation (advPb)	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Hohe Zykluswirkungsgrade &gt;80%</li> <li>■ Hohe Modularität</li> <li>■ Energiedichten für Li-Ionen-Batterien hoch, für Bleibatterien gering</li> <li>■ Zyklusfestigkeit für Bleibatterien hoch, für Li-Ionen-Batterien gering</li> <li>■ Bleibatterien bereits seit Jahrzehnten zur Notstromversorgung im Einsatz</li> </ul>
	Wasserstoff und erneuerbares Methan aus Windenergie durch Brennstoffzellenwandler	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Vielseitiger Einsatz der Produkte (Wasserstoff, Methan) möglich, z.B. als Brennstoff (Wärme) oder als Kraftstoff (Mobilität)</li> <li>■ Rückumwandlung in elektrischen Strom ist technisch möglich, aber durch sehr geringen Gesamtwirkungsgrad (Zykluswirkungsgrad) unattraktiv</li> <li>■ Enorme Speicherkapazität im dt. Gasversorgungssystem vorhanden; hinreichend ausgebaute Gasinfrastruktur erforderlich</li> <li>■ Methanisierung erfordert große Mengen an CO<sub>2</sub>, dessen Bereitstellung aus nicht fossilen Quellen noch nicht gesichert ist</li> </ul>
	Redoxflow-Batterien, z.B. Vanadium (V), Zink-Brom (ZnBr <sub>2</sub> ), Eisen-Chrom (FeCr).	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Durch Entkopplung von Leistung und Energie besonders kosteneffektiv in Langzeitspeicherung geeignet (&gt; 8 h)</li> <li>■ Eine technische Herausforderung stellen die im Vergleich zu anderen Speichersystemen geringeren Zyklusfestigkeiten und Zykluswirkungsgrade dar</li> <li>■ Die Ersatzkosten bei Erreichen der Zykluszahl sind jedoch geringer, da lediglich Einzelkomponenten (z.B. Stack und Pumpen) ausgetauscht werden müssen, wodurch die Wettbewerbsfähigkeit zu anderen Speichersystemen je nach Anwendung gegeben ist</li> </ul>

Mechanische Speicher	Pumpspeicher	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Seit langem erprobte und vielfach eingesetzte Speichertechnologie, allerdings im Ausbau und Nutzen geographisch limitiert</li> <li>■ Große Infrastrukturprojekte mit teils negativen Auswirkungen auf Natur und Bevölkerung</li> <li>■ Lange Genehmigungsprozesse</li> <li>■ Aktuelle Pilotprojekte für Windpark-integrierte Pumpspeicherwerke: Oberbecken im WEA-Turm integriert, Kapazität im unteren zweistelligen MW-Bereich</li> </ul>
	Schwungradspeicher	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Leistungsanwendungen mit etwa 15-30 Minuten Speicherbedarf</li> <li>■ Aus Kosteneffizienzgründen nicht für Anwendungen mit mehrstündiger Dauer geeignet</li> </ul>
	Isothermische Luftdruckspeicher im MW-Bereich	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Sehr hohe Zyklentfestigkeit</li> <li>■ Hohe Kosteneffektivität bei langen Entladezeiten, derzeit in Erprobung</li> </ul>
Thermische Speicher (in Verbindung mit Stromerzeugung)		<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Anwendung an solarthermischen Kraftwerken zur Herstellung der Grundlastfähigkeit der Stromerzeugung</li> <li>■ Anwendung an stromgeführten KWK-Anlagen (um Anbieten von Regelleistung zu ermöglichen)</li> </ul>

nach VDE (2008) überarbeitet



Die Mehrzahl der beschriebenen Technologien ist bereits verfügbar und wird v.a. in den USA in Demonstrationsprojekten erprobt. Jedoch stehen bisher die noch hohen Kosten einer breiten Anwendung im Wege. Unter den sog. „Emerging Technologies“ dominieren derzeit bereits industrialisierte Hochtemperaturbatterien (NaS, NaNiCl) den Markt, die heute zur Lastverschiebung eingesetzt werden.

Diverse Redoxflow-Batterien, die durch die Entkopplung von Energie und Leistung wesentliche Vorteile und Flexibilität bringen, drängen zunehmend im Rahmen von Demonstrationen in dieses Applikationsfeld. Durch ihre Modularität können diese Redoxflow-Typen sowohl für große Speicheranlagen für eine Nutzung im Energieversorgungsbereich und in der Industrie ausgelegt, als auch als Einzelmodul für Haushalte- oder kleine kommerzielle Anwendungen genutzt werden.

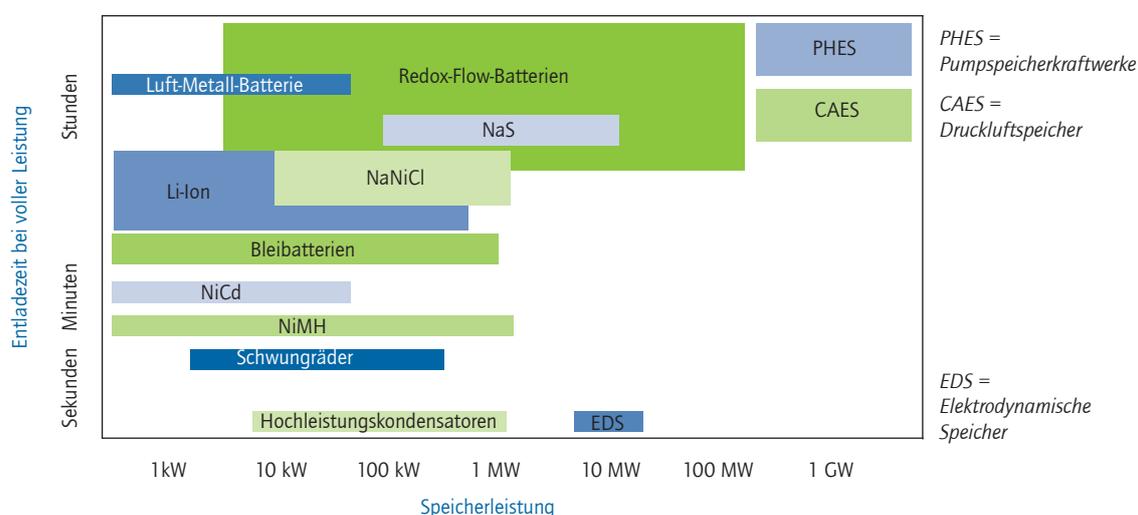
Konventionelle Bleibatterien gelten als eher weniger attraktiv für stationäre Anwendungen. Jedoch ergibt sich ein interessantes Potenzial für Energiedichte-gesteigerte Bleibatterien der nächsten Generation und auch für Lithium-Ionen-Batterien. Innovative Ansätze im frühen For-

schungsstadium zeigen sich bei Wasserstoff-Brom (HBr) und Natrium-Ionen (Na-Ion)-Batterien (Unternehmensangabe Robert Bosch GmbH).

Neben den bereits oben genannten Anwendungen liegen relevante Applikationen in der standortnahen Speicherung von Strom aus EE-Kraftwerken zur Entlastung der Verteilnetze. Dies sind an Windparks und PV-Freiflächenanlagen installierte Speicher im MW-Bereich, die den erzeugten Strom bei Überangebot und geringer Last zwischenspeichern und damit den Bedarf an Netzausbau bzw. zur Abregelung von EE-Stromerzeugung verringern.

Weitere Anwendungsmöglichkeiten sind die Zwischenspeicherung für die verstärkte Eigennutzung von PV-Strom, v.a. auf Haushaltsebene im kleinen kW-Bereich, und für die Entkopplung von Strom- und Wärmeproduktion in KWK-Anlagen. Von stationären Speicher-Systemen können derzeit Leistungsklassen bis ca. 100 MW und bis zu einigen Stunden (ca. 12h) Speicherkapazität abgedeckt werden. In Abbildung 24 sind Speicherkapazität und Entladezeit der wichtigsten Speichertechnologien dargestellt.

Abbildung 24  
Typisierung von Speichertechnologien  
Quelle: Robert Bosch GmbH



An der Weiterentwicklung der Technologien von Speichersystemen für den stationären Bereich wird derzeit intensiv geforscht. Notwendig ist die Entwicklung von anwendungsorientierten Systemlösungen mit einer wettbewerbsfähigen Kostenstruktur. Entscheidend bei der Technologieentwicklung sind dabei Produktionskosten und Lebensdauer (nach Vollzyklen), die zusammen die Speicherkosten bestimmen, sowie die Sicherheit des jeweiligen Speichersystems. Ein wesentlicher Aspekt ist die Rezyklierbarkeit der Speicher, die zum Beispiel bei Vanadium-Redox-Flow-Batterien sehr gut, bei Lithium-Ionen-Batterien jedoch weniger gut ist. Welche Technologien sich in welcher Anwendung durchsetzen werden, ist derzeit schwer prognostizierbar.

Für eine schnelle Kostenreduktion ist der Einsatz einer Technologie für verschiedene Anwendungen von Vorteil. Dies würde zwar technologische Kompromisse erfordern, jedoch durch die entstehenden Skaleneffekte trotzdem zu einer rascheren Reduktion der Speicherkosten führen. Die spezifischen Speicherkosten elektrochemischer Speicher sind bei der Vielzahl der in der Entwicklung befindlichen Systeme sehr unterschiedlich. Sie liegen heute zwischen 200 €/kWh und 1.000 €/kWh (Hauer, A., et al, 2010). Die Energiedurchsatzkosten liegen heute zwischen 0,30 und 0,40 €/kWh. Ziel muss eine Reduktion der Energiedurchsatzkosten auf Werte zwischen 0,10 €/kWh – 0,18 €/kWh sein.

Batteriespeichersysteme zur Zwischenspeicherung von dezentral erzeugtem PV-Strom auf Haushaltsebene werden heute bereits am Markt demonstriert. Sie ermöglichen eine Steigerung des Eigenverbrauchs auf bis zu 60-70% und entlasten in Kombination mit multifunktionalen Wechselrichtern gleichzeitig das Niederspannungsverteilstromnetz, indem sie in Spitzenproduktionszeiten Strom speichern und in Spitzenlastzeiten die gespeicherte Energie zur Verfügung stellen. Die Speicher haben eine Größe von 5-10 kWh. In den derzeit verfügbaren Systemen werden Lithium-Ionen- oder Blei-Säure-Batterien eingesetzt. Die Wirtschaftlichkeit der Systeme wird stark von der Lebensdauer und Zyklenfestigkeit der Batterie bestimmt. Li-Ion-Batterien erreichen einen Wirkungsgrad von bis zu 95% bei einer voraussichtlichen Lebensdauer von 20 Jahren und 60% Entladetiefe pro Tag. Eine Wirtschaftlichkeit des Systems allein zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils ist bei derzeitigen Speicherkosten nicht gegeben. Durch Schaffung entsprechender Marktbedingungen könnten dezentrale PV-Speicher auch gebündelt am Regel-Energiemarkt teilnehmen und dadurch einen wirtschaftlichen Betrieb erreichen (BINE, 2010). Ob sich der Eigenverbrauch gegenüber der Netzeinspeisung lohnt, hängt neben den Investitions- und Betriebskosten auch von der Einspeisevergütung und den Kosten des Strombezugs ab. Unsicherheiten bestehen noch bei der Bewertung und der möglichen Anrechnung potenzieller Netzentlastungseffekte durch die Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils.

„Große Speichersysteme“ im Leistungsbereich von mehreren hundert kW bis mehrere MW und einer Speicherkapazität von mehreren Stunden können bei industriellen Großverbrauchern, Energieversorgungsunternehmen oder Betreibern von größeren erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen angesiedelt sein. Mögliche Systemdienstleistungen umfassen Lastverschiebung, verbesserte Integration Erneuerbarer Energien, Vermeidung von Netzausbau und Bereitstellung von Regelleistung. Die Kombination mehrerer Anwendungen in einer Anlage wird angestrebt, um die Wirtschaftlichkeit des Speichers zu erhöhen. Die Ein- und Ausspeicherzeiten können anwendungsspezifisch sehr unterschiedlich sein, von mehreren Minuten bis zu mehreren Stunden. Für diese Applikationen kommen elektro-chemische aber auch dezentrale mechanische Speichersysteme in Frage.

Einige Marktakteure setzen derzeit auf die Entwicklung dezentraler mechanischer Speichersysteme auf Basis von isothermischen Druckluftspeichern (isoCAES). Der Leistungsbereich dieser Systeme deckt sowohl den niedrigen als auch höheren MW-Bereich ab. Ebenfalls in der Diskussion sind dezentrale Pumpspeicherwerke mit im Turm einer Windenergieanlage integrierten Oberbecken. Hier muss die weitere Entwicklung zeigen, ob diese Technologien in den kommenden Jahren zur Anwendungsreife bzw. zur Anwendung gebracht werden können.



## 04

## Energiepolitische Handlungsempfehlungen

Für den Aufbau eines zukunftsfähigen, klimaverträglichen Energiesystems sind umfassende energiepolitische Weichenstellungen erforderlich. Hierzu gehört beispielsweise die Festschreibung langfristiger, verbindlicher Klimaschutzziele einschließlich geeigneter Verfahren zum Monitoring der entsprechenden Fortschritte in den einzelnen Sektoren der Wirtschaft.

Als zentrales, übergreifendes Instrument der Klimaschutzpolitik muss zudem der Emissionshandel entsprechend der mittel- bis langfristigen Klimaschutzziele weiter entwickelt werden. Der Fokus der in diesem Kapitel vorgelegten Handlungsempfehlungen wurde jedoch bewusst auf diejenigen Instrumente gelegt, die die Potenziale zum Klimaschutz in den Bereichen der vier Schlüsseltechnologien aus den vorhergehenden Kapiteln erschließen können.

Zur Verfügung der Politik stehen dabei folgende Typen von Instrumenten: (a) Veränderung des Marktdesigns durch geeignete Regulierung, (b) Schaffung finanzieller Anreize und (c) ordnungsrechtliche Vorgaben. In Abhängigkeit von den konkreten Umsetzungsbedingungen im einzelnen Handlungsfeld sollten die Instrumente in der hier genannten Reihenfolge eingesetzt werden.

Dem vorangestellt wird die Empfehlung, die Forschungsförderung in klimaschutzrelevanten Wissensfeldern zu intensivieren. Entwicklung und Erprobung innovativer Verfahren und Technologien, sowie die gesellschaftswissenschaftliche Begleitforschung ist eine wesentliche Voraussetzung für die Erreichung der klimapolitischen Zielstellungen.

## 4.1 Realisierung von Wohngebäuden der Zukunft

### Handlungsempfehlungen Gebäude:

1. Erhöhung der finanziellen Anreize für die energetische Gebäudesanierung
2. Weitere Verschärfung der energetischen Vorgaben für Gebäude
3. Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetzes
4. Maßnahmen zur Stromeinsparung bei Haushalten und Gewerbe
5. Verbesserung der Öffentlichkeitsarbeit und Information

Der Wohngebäude-Sektor ist einer der wichtigsten Handlungsbereiche der Energiewende und zur Erreichung der Klimaziele. Die übergeordnete Zielstellung ist die umfassende Reduzierung der Treibhausgasemissionen und des Primärenergiebedarfs von Gebäuden. Von besonderer Bedeutung sind hierbei die Wohngebäude und insbesondere der Gebäudebestand, der auch bis zum Jahr 2050 den Energiebedarf für Raumwärme dominieren wird. Erreicht werden kann diese übergeordnete Zielstellung durch folgende Maßnahmen:

- Erhöhung der Sanierungsintensitäten im Bestand an (Wohn-) Gebäuden (signifikante Vergrößerung von Sanierungsquote und Sanierungstiefe)
- Kurzfristige Aufhebung des Modernisierungstaus bei Heizungssystemen
- Erhöhung des Marktanteils von Wärmesystemen auf Basis Erneuerbarer Energien
- Ausbau der Wärmenetze zur Raumwärmeversorgung, wo energieverorgungstechnisch sinnvoll (u.a. zur Nutzung vorhandener industrieller oder gewerblicher Abwärmepotenziale), inkl. Integration von Wärmespeichern
- Verringerung des Stromverbrauchs in (Wohn-) Gebäuden

Eine zentrale Voraussetzung für die Erreichung der Klimaziele ist es, die Interessen der verschiedenen Akteure im Gebäudesektor in Einklang mit diesen Zielstellungen zu bringen: Das Nutzer-Investor-Dilemma muss aufgelöst werden, um im Mietwohnungsbereich Investitionen in Gebäudesanierung und in EE-Systeme zu vereinfachen. Mieter und Vermieter müssen von entsprechenden Investitionen gleichermaßen profitieren. Dazu sollte das Mietrecht entsprechend angepasst werden. Da die zur Erreichung der weitgehenden Klimaschutzziele erforderlichen umfassenden Sanierungen aus Sicht der Investoren und der Mieter oft nicht wirtschaftlich sind, ist zudem für viele Investitionsmaßnahmen eine öffentliche Förderung erforderlich.

Eine umfassende Neuordnung und ggf. Integration der ordnungspolitischen Instrumente EnEV und EEWärmeG sowie der entsprechenden Regelungen auf Landesebene, ggf. als Zusammenlegung zu einem „Energie- und WärmeGesetz“ für Neubau und Bestand sowie mit bundesweit einheitlicher Gültigkeit, erscheint derzeit nicht realistisch. Solange diese Instrumente parallel bestehen, müssen sie so entwickelt werden, dass keine Inkompatibilitäten zwischen ihnen bestehen.

### HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Um ambitionierte Klimaschutz-Ziele im Bereich der Gebäude zu realisieren, muss ein gut abgestimmter Mix aus finanzieller Förderung, ordnungsrechtlichen Vorschriften und Änderung der Marktbedingungen eingesetzt werden.

#### *Handlungsempfehlung Gebäude 1:*

#### ***Erhöhung der finanziellen Anreize für die energetische Gebäudesanierung***

Zur Erreichung der politischen Zielstellungen für die energetische Gebäudesanierung sollten den Investoren für die Vorhaben in diesem Bereich ausreichende Fördermittel langfristig sicher bereitgestellt werden. Das notwendige Fördervolumen für zinsvergünstigte Kredite und direkte Investitionszuschüsse umfasst mindestens 10 Mrd. EUR/a.<sup>11</sup>

Darüber hinaus sollte die steuerliche Absetzbarkeit von Investitionen in die energetische Gebäudesanierung als weiterer finanzieller Anreiz wieder eingeführt werden. Dies umfasst eine langfristige Abschreibung der getätigten Investitionen. Hierbei sollte die soziale Ausgewogenheit des Förderimpulses, z.B. durch Steuergutschriften anstelle von Steuerabschreibungen, sichergestellt werden.

Unter bestimmten Bedingungen können auch Heizungsmodernisierungen gefördert werden. Zu diesen Bedingungen

<sup>11</sup> Die Deutsche Energieagentur spricht von einem Fördermittelbedarf in Höhe von 5 Mrd. €. Allerdings betrifft dies die Sanierungskosten für die heute realisierten energetischen Standards. Da zur Erreichung der Klimaschutzziele eine Erhöhung der energetischen Standards bei der Gebäudesanierung erforderlich ist (vgl. vorhergehende Kapitel), liegt das notwendige Fördervolumen nach Einschätzung des Öko-Institutes eher weit darüber. Nach Untersuchungen des NABU (2011) beträgt das Fördervolumen im Jahr 2015 5 Mrd./a, bis 2020 steigt es auf knapp 9 Mrd. €/a.

gehört die Vermeidung einer Verzögerung umfassender Gebäudesanierungen, z.B. durch einen Fokus auf Gebäude, deren umfassende energetische Sanierung auf absehbare Zeit aus technischen, wirtschaftlichen oder anderen Gründen nicht möglich oder als nicht sinnvoll erscheint. Das langfristige energiepolitische Ziel des weitgehenden Ersatzes fossiler Energieträger durch Erneuerbare Energien für 2050 darf dabei nicht aus den Augen verloren werden.

Es sollte geprüft werden ob eine Möglichkeit besteht, die notwendigen Fördermittel für die energetische Sanierung durch eine bundesweite Umlagefinanzierung, ähnlich dem EEG, auf die fossilen Brennstoffpreise zur Verfügung zu stellen. Die Vorteile einer solchen Lösung wären die Bereitstellung der erforderlichen Mittel unabhängig von staatlichen Budgets und verstärkte ökonomische Anreize für die Installation erneuerbarer oder effizienter fossiler Heizungssysteme. Ein Nachteil dieser Lösung wäre die soziale Unausgewogenheit einer pauschalen Preiserhöhung der Energieträger. Hier müsste ggf. ein geeigneter Ausgleich geschaffen werden, um besondere Härten zu vermeiden.

Die hier genannten Maßnahmen dienen der Flankierung der weitgehenden ordnungsrechtlichen Vorgaben für die Gebäudesanierung (siehe die nachfolgende Handlungsempfehlung Gebäude 2).

#### **Handlungsempfehlung Gebäude 2:**

##### **Weitere Verschärfung der energetischen Vorgaben für Gebäude**

Durch geeignete Novellen der Energieeinspar-Verordnung (EnEV) sollten die Grundlagen dafür geschaffen werden, dass der Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 komplett und energetisch hochwertig saniert wird. Die Novellen sollen die Entwicklung innovativer Technologien stimulieren und die Rahmenbedingungen zu deren Einsatz im Markt schaffen. Sanierungen bis 2020 müssen dabei mindestens das Niveau von Niedrigenergiehäusern erreichen („3-Liter-Haus“), danach müssen Sanierungen auf das Niveau von Passiv-, Nullenergie- bzw. Energieplushäusern erfolgen.

Der Katalog der pflichtauslösenden Tatbestände der EnEV sollte ausgeweitet werden. Angesichts der vielen nicht-finanziellen Hemmnisse (z.B. bei Eigentümergemeinschaften) sind unter bestimmten Ausnahmbedingungen Sanierungspflichten vorzusehen, die mit einer attraktiven Förderung gekoppelt werden. Eine solche Sanierungspflicht könnte analog zur gesetzlichen Vorgabe der Bauverpflichtung auf innerstädtischen Grundstücken eingeführt werden.

Alternativ oder ergänzend zur Förderung (siehe Handlungsempfehlung Gebäude 1) könnte in der EnEV eine Austauschpflicht für besonders alte Heizungsanlagen (>25 Jahre) vorgesehen werden. Eine solche Austauschpflicht

könnte ggf. auch über die Verordnungen zum BlmschG implementiert werden.

Weiterhin sollte das Wirtschaftlichkeitsgebot des Energieeinsparungsgesetzes (EnEG) weiter gefasst werden. Dieses sollte künftig die mittel- und langfristig zu erwartenden höheren Energiepreise antizipieren, längere Fristen für die Refinanzierung der Maßnahmen vorsehen und die Zumutbarkeit als Leitkriterium anstelle der Wirtschaftlichkeit einführen.

Die energetischen Anforderungen der EnEV für Neubauten sind ebenfalls schrittweise weiter zu verschärfen.

Zur wirksamen Überwachung der Einhaltung der energetischen Vorgaben bei Sanierungen und Neubauten sollten regelmäßige Stichproben durch eine personell entsprechend aufgestockte Bauaufsicht vorgesehen werden. Verstöße sollten durch empfindliche Sanktionen geahndet werden. Eine denkbare Alternative zur Aufstockung der Bauaufsicht wäre die „Privatisierung“ des Vollzugs durch Übertragung der operativen Vollzugskontrolle auf anerkannte Sachverständige.

#### **Handlungsempfehlung Gebäude 3:**

##### **Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetzes**

Um den Technologieanbietern langfristige Planungssicherheit zu geben, sollten im Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz (EEWärmeG), aufbauend auf bestehenden indikativen Zielen bis 2020, langfristige Mindestziele für den Anteil von EE-Wärme an der nationalen Bereitstellung von Wärme und Kälte festgelegt werden.

Eine Möglichkeit der Optimierung der konkreten Regelungen des EEWärmeG ist die Einführung eines Bonusmodells als Ersatz für die bisher geltende Mindestanteilsregelung für EE-Wärme im Neubau. Dieses Modell könnte nach dem Vorbild des Vergütungssystems des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Stromsektor ausgestaltet werden. Ein Bonus- (oder auch Prämien-)modell bietet eine hohe Investitionssicherheit für Investoren in EE-Wärmetechnologien, verbunden mit einer guten Lenkungswirkung. Da Resonanz und Inanspruchnahme der Prämie unsicher ist, besteht ein Mengenrisiko, welches einer regelmäßigen Nachsteuerung durch den Gesetzgeber bedarf. Dies zieht einen gewissen Verwaltungsaufwand nach sich, der jedoch die Vorteile einer solchen Regelung bei weitem nicht übersteigt. Die Preisaufschläge für die Privathaushalte bleiben vermutlich moderat, für industrielle Großabnehmer mit entsprechender Marktmacht bleiben sie noch unter denen für Privathaushalte. (Seefeldt, F., 2011; Nast, M, et al, 2006) Ein Bonusmodell kann als Ersatz oder auch Ergänzung für das Marktanreizprogramm (MAP) implementiert werden.

Bei Beibehaltung einer Nutzungsverpflichtung für EE-Wärme nach der Mindestanteilsregelung sollte eine bundesweite Ausweitung der Nutzungsverpflichtung auf den Gebäudebestand erfolgen. Die EE-Mindestanteile sollten für Neubau und Bestand schrittweise erhöht werden mit dem langfristigen Ziel, fossile Energien vollständig durch Erneuerbare Energien abzulösen.

Das EEWärmeG sollte darüber hinaus um konkretisierte Vorgaben zur Klimatisierung von Gebäuden auf Basis Erneuerbarer Energien ergänzt werden.

Eine wirksame Vollzugskontrolle des EEWärmeG sollte sichergestellt werden. Dies könnte in Kombination mit der verstärkten Überwachung der Einhaltung energetischer Vorgaben bei Sanierungen und Neubauten erfolgen (vgl. Handlungsempfehlung Gebäude 2).

#### **Handlungsempfehlung Gebäude 4: Maßnahmen zur Stromeinsparung bei Haushalten und Gewerbe**

Die systematische Erhöhung der Energieeffizienz von Haushaltsgeräten sollte künftig nach dem Top-Runner-Prinzip erfolgen. Das bedeutet, dass die regulativen Instrumente der EU ständig dynamisch und ambitioniert angepasst werden müssen. Zu diesen Instrumenten zählt die Energiekennzeichnung mit immer neuen Klassen und Verbotsmaßnahmen im Rahmen der Ökodesign-Richtlinie. Dazu kann auch der gerätespezifische Stromverbrauch der jeweiligen Bestgeräte mit in die Betrachtung einfließen. Da dies im Kompetenzbereich der EU liegt, sind entsprechende Initiativen auf europäischer Ebene zu ergreifen.

Die Energieverbrauchskennzeichnung sollte auf bisher nicht adressierte Haushaltsgeräte, z.B. auf Kleinelektrogeräte und Unterhaltungselektronik, ausgeweitet werden. Maßgebliche Parameter wie unterschiedliche Leistungsklassen sind dabei zu berücksichtigen.

Durch flankierende finanzielle Förderung kann die Anschaffung von Bestgeräten bestimmter Gerätekategorien vorangetrieben werden.

#### **Handlungsempfehlung Gebäude 5: Verbesserung der Öffentlichkeitsarbeit und Information**

In der öffentlichen Wahrnehmung und in den Medien werden mit der Energiewende noch immer hauptsächlich Themen aus dem Stromsektor in Zusammenhang gebracht. Letztlich ist der Wärmesektor jedoch von genauso großer Bedeutung für den Erfolg einer umfassenden Klimaschutzstrategie. Hier sind entsprechende Maßnahmen in der Öffentlichkeitsarbeit zur Verbesserung der Information zur Bedeutung dieses Sektors und über die zur Verfügung stehenden technischen Lösungen und ihrer Vorteile notwendig.

Der öffentliche Gebäudebestand sollte außerdem als Schaufenster für vorbildliche energetische Sanierungen mit großer Sanierungstiefe und für den Einsatz regenerativer Heizungstechnik entwickelt werden: Öffentlichen Gebäuden, die täglich von Millionen Menschen genutzt werden, kommt eine besondere Vorbildfunktion zu. Energetische Sanierungsmaßnahmen in diesen Gebäuden sollten in größtmöglicher Sanierungstiefe erfolgen und als Anlass für die vollständige Umstellung auf Erneuerbare Energien genutzt werden. (BEE, 2009)



## 4.2 Erhöhung der Energieeffizienz industrieller Applikationen

### Handlungsempfehlungen Industrie-Effizienz:

1. Einführung einer Mengensteuerung für Energieeffizienz für Energielieferanten
2. Verpflichtende Energiemanagement-Systeme für die Industrie
3. Intensivierung der Förderung von Energieeffizienznetzwerken
4. Prüfung der Einführung einer Wärmenutzungsverordnung, Wärmenutzungsgebot
5. Weiterführung / Weiterentwicklung Ökodesign und Labelling

Große Teile der Treibhausgas-Emissionen der Industrie unterliegen dem Emissionshandel. Die übergeordnete Zielstellung für ergänzende Maßnahmen im Industriesektor sollte daher sein, die Energieeffizienz beim Einsatz von Strom in industriellen Produktionsprozessen durch standardisierbare technische Einsparmaßnahmen zu erhöhen (z.B. bei Querschnittstechnologien wie Elektromotoren, Lüfter, Pumpen) sowie prozessbezogene Einsparmaßnahmen (Prozessoptimierung) zu realisieren. Ein besonderer Fokus sollte auf der Erhöhung der Effizienz in der Bereitstellung von Prozesswärme und auf der effizienten Nutzung industrieller Abwärme liegen.

### HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

#### **Handlungsempfehlung Industrie-Effizienz 1:** **Einführung einer Mengensteuerung für Energieeffizienz für Energielieferanten**

Die Lieferanten von Energie für den Einsatz in stationären Anlagen von Letztverbrauchern (alternativ: die Verteilnetzbetreiber) könnten zur Realisierung von Effizienzmaßnahmen bzw. zu deren Finanzierung über den Ankauf von „Weißen Zertifikaten“ verpflichtet werden. Die Verpflichtung sollte mit einer Verringerung von 1,5% des Endabsatzes von Energie des jeweiligen Unternehmens pro Jahr beginnen und könnte sukzessive ansteigen. Grundlagen des Systems sind eine Positivliste von Projekttypen und entsprechende Methoden zur Bestimmung der Baseline, auf deren Grundlage die in einer Maßnahme erzielte Energieeinsparung ermittelt wird. Die Kosten für die Maßnahmen werden auf die Energiepreise (bzw. Netzentgelte) aufgeschlagen. Dieses Instrument ist auch für die Stromanwendung der Privathaushalte und im Dienstleistungssektor geeignet. Hier sind die Ergebnisse weiterer Studien zur Umsetzbarkeit des Instrumentes abzuwarten.

#### **Handlungsempfehlung Industrie-Effizienz 2:** **Verpflichtende Energiemanagement-Systeme für die Industrie**

Die Unternehmen des produzierenden Gewerbes sollten verpflichtet werden, Energiemanagement-Systeme oder vergleichbare Instrumente einzuführen, um ihre Energieeffizienz systematisch zu verbessern. Dies könnte im Gegenzug zu den geltenden Ermäßigungen der Energiesteuern, z.B. zur Verringerung des Spitzensteuersatzes, erfolgen.

Ein besonderer Fokus bei der Implementierung der Energiemanagement-Systeme sollte auf der systematischen Erfassung und Verwendung der verfügbaren Abwärme liegen. Ziel ist es hierbei, durch eine detaillierte Quantifizierung der Abwärmemengen und -qualitäten eine Voraussetzung zur systematischen Abwärmenutzung zu schaffen.

#### **Handlungsempfehlung Industrie-Effizienz 3:** **Intensivierung der Förderung von Energieeffizienznetzwerken**

Derzeit werden in Deutschland 30 Pilotnetzwerke für die Energieeffizienz in mittelständischen Unternehmen gefördert. Bereits seit Mitte der 1980er Jahre liegen aus der Schweiz und seit Anfang des neuen Jahrtausends auch aus Deutschland positive Erfahrungen mit Energieeffizienznetzwerken vor. Demnach kann der Energieeffizienzfortschritt in den teilnehmenden Unternehmen verdoppelt werden<sup>12</sup>. Daher sollte die Förderung von Energieeffizienznetzwerken, verbunden mit einer entsprechenden Öffentlichkeitsarbeit und Beratung, möglichst rasch auf eine große Zahl von regionalen bzw. lokalen Netzwerken ausgeweitet werden.

#### **Handlungsempfehlung Industrie-Effizienz 4:** **Prüfung der Einführung einer Wärmenutzungsverordnung, Wärmenutzungsgebot**

Um die enormen Abwärmepotenziale der deutschen Industrie zu erschließen, sollte auch über den Erlass einer Wärmenutzungsverordnung neu nachgedacht werden. Möglichkeiten der Ausgestaltung einer solchen Verordnung, die hiermit verbundenen Kosten für die Unternehmen und der zu erwartende Nutzen für den Klimaschutz sollten für die

<sup>12</sup> [www.industrie-energieeffizienz.de](http://www.industrie-energieeffizienz.de)

aktuellen energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen wissenschaftlich untersucht werden.

In den ordnungsrechtlichen Rahmen des BImSchG sollte ein Wärmenutzungsgebot aufgenommen werden.

**Handlungsempfehlung Industrie-Effizienz 5:  
Weiterführung / Weiterentwicklung Ökodesign und Labelling**

Durch die Regelungen zum Ökodesign und der Energieverbrauchskennzeichnung sollten verstärkt auch Anreize zur Effizienz im gewerblichen und industriellen Bereich geschaffen werden. Die Aufnahme geeigneter, standardisierbarer Querschnittstechnologien in die Ökodesign-Richtlinie sollte forciert werden. Ein zusätzliches Labelling der Effizienz ist ebenfalls v.a. bei standardisierbaren Technologien wie z.B. Motoren, Pumpen etc. sinnvoll.

### 4.3 Ausbau der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik

**Handlungsempfehlungen EE-Strom:**

1. Verbesserung und Weiterentwicklung des Marktdesigns im Strommarkt
2. Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)
3. Entwicklung der relevanten Infrastrukturen, vor allem der Stromnetze
4. Verbesserung der Planungsgrundlagen für Windkraft und Photovoltaik

Zentrale Zielstellung in diesem Handlungsbereich ist die Ausschöpfung der wirtschaftlich nutzbaren Potenziale zur Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik, damit der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2030 auf mindestens 50% steigen kann. Hierbei sollten dezentrale EE-Potenziale dann vorrangig genutzt werden, wenn diese in einer Gesamtbetrachtung (inkl. der Effekte auf die Stromnetze) insgesamt Vorteile gegenüber zentralisierten EE-Technologien (z.B. Offshore-Windkraft, Desertec) aufweisen. Dafür sind die Schaffung eines entsprechenden Marktdesigns im Strommarkt und die konsequente Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) unabdingbare Voraussetzung. Ebenso notwendig ist die rechtzeitige Bereitstellung der erforderlichen Stromnetzinfrastuktur.

**HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN**

**Handlungsempfehlung EE-Strom 1:  
Verbesserung und Weiterentwicklung des Marktdesigns im Strommarkt**

Um die mittel- bis langfristige Umstellung der Stromversorgung auf Erneuerbare Energien zu ermöglichen, muss der Strommarkt so umgebaut werden, dass auch bei hohen EE-Anteilen angemessene Marktsignale für die Investition in und den Betrieb von Kraftwerken gegeben werden. Für die Weiterentwicklung des Marktdesigns der Strommärkte werden derzeit verschiedene strategische Optionen diskutiert:

Auf der Seite der konventionellen Kraftwerke wird die Einführung von Kapazitätsmärkten untersucht, die eine Vergütung für die verlässliche Verfügbarkeit von Kapazität zu bestimmten Zeiten ermöglichen, z.B. zu Spitzenlastzeiten. Über ein solches Instrument können ausreichende Einkommensströme für (neue) konventionelle Kraftwerke sichergestellt werden, mit denen mögliche Defizite in der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung ausgeglichen werden können. Neben einem umfassenden Kapazitätsmarkt, der auch bestehende Kraftwerke einbeziehen würde, kommen zu diesem Zweck auch selektive Kapazitätsmechanismen in Betracht (z.B. selektive Ausschreibungen oder festgelegte Prämien für die Bereitstellung von bestimmten Erzeugungsleistungen), an deren Konzeption und Bewertung derzeit gearbeitet wird. (Matthes, F.C., 2011)

Auf der Seite der erneuerbaren Stromerzeuger bestehen die Optionen der Weiterführung von Vorrangregelung und Einspeisevergütung durch das EEG und, alternativ oder ergänzend hierzu, die Umstellung des Fördersystems auf stärker auf Marktmechanismen basierende Systeme (siehe auch Handlungsempfehlung EE-Strom 2). (Matthes, F.C., 2011)

Zudem können die verstärkte Förderung der Möglichkeiten zur Beeinflussung von steuerbaren dezentralen Stromerzeugern und Verbrauchern sowie der Ausbau von Speichern und Stromnetzen einen Teil der ansonsten erforderlichen Investitionen in den Netzausbau ersetzen. Der Handlungsbedarf besteht in diesem Fall in einer Erhöhung der Flexi-

bilität von Stromerzeugung und Nachfrageseite. Das heißt, es sollten die technischen und organisatorischen Voraussetzungen für stärker am aktuellen Strommarktpreis orientierte Endkundenpreise für Strom und Vergütungen für eingespeisten Strom geschaffen werden. Dazu gehört auch die Erhöhung der Steuerungsmöglichkeiten von Erzeugern und Verbrauchern. Die gezielte Nutzung erneuerbar erzeugten Stroms in Zeiten hoher Verfügbarkeit und die Dämpfung der Nachfrage in Zeiten geringer Verfügbarkeit sind wesentliche Elemente zur Erhöhung der Flexibilität und Gesamteffizienz des Systems. (vgl. auch Siegmeier, J.&C. v. Hirschhausen, 2011)

Die Erfordernisse einer künftigen Ausgestaltung der Strommärkte sollte dringend weiter erforscht werden. Dabei ist auch die Frage von Untergrenzen für den Preis zu thematisieren, den EE-Strom an der Börse vergütet bekommt.

#### **Handlungsempfehlung EE-Strom 2: Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)**

Das EEG ist das zentrale Instrument zur Markt- und Systemintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien. Die langfristige Perspektive des EEG sollte so bald wie möglich geklärt werden, um Unternehmen und Investoren eine verlässliche Planungsgrundlage zu geben. Auch wenn die einzelnen EE-Technologien sukzessive wettbewerbsfähig werden, so werden der Vorrang von EE-Strom bei Netzanschluss und Kraftwerkseinsatz weiterhin für viele EE-Technologien langfristig notwendig sein. Dies gilt auch für Regelungen zur Marktintegration und zur Förderung des Eigenverbrauchs von EE-Strom.

Das Instrument der Vergütungsregelung bedarf einer besseren Berechenbarkeit der Degressionspfade, um auch hier die Planbarkeit für Investoren und Hersteller zu verbessern. Bei Erreichen der Marktreife einer bestimmten EE-Technologie kann die Vergütungspflicht auslaufen, sofern der Strommarkt in der Lage ist, diese Technologie angemessen zu vergüten (vgl. Handlungsempfehlung EE-Strom 1). Die Vergütungsstruktur von PV-Strom sollte in den nächsten Jahren beobachtet werden. Ein Bedarf zu massiven kurzfristigen Eingriffen in die Vergütungsstruktur besteht nicht. Je nach den beobachteten Auswirkungen des Instruments auf die finanziellen Anreize für die Neuinstallation von PV-Anlagen ist es entsprechend weiterzuentwickeln.

Für den Eigenverbrauch von PV-Strom ist eine Weiterführung der derzeit befristeten EEG-Förderung notwendig, da damit die Ziele einer zunehmend dezentralen Energieerzeugung unterstützt werden und ein Anreiz für den Ausbau von Speichertechnologien erfolgt. Deren Wirksamkeit in Bezug auf diese Zielstellung ist regelmäßig zu bewerten, ggf. ist der Rahmen anzupassen.

Die Wirksamkeit des Instrumentes der Marktprämie im EEG 2012 sollte ebenfalls untersucht werden. Letztendlich ist ein sukzessiver Ersatz der Festvergütung durch die Marktprämie bei einzelnen EE-Technologien, z.B. bei günstig gelegenen Windparks, anzustreben, wenn sich diese der Marktfähigkeit nähern. In welcher Weise das Instrument der Marktprämie weiterentwickelt werden kann, sollte in Abhängigkeit von den Erfahrungen nach ihrer Einführung zeitnah analysiert werden.

Letztendlich sollten die Kosten des Ausbaus des EE-Stroms nicht weiter erhöht, sondern gesenkt werden. Durch die degressiven Vergütungssätze und die voraussichtlich langfristig weiter steigenden Preise für konventionell erzeugten Strom (steigende Brennstoffkosten, steigende CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten) erscheint dieses Ziel auch bei weiter wachsendem Anteil der Stromerzeugung aus EE erreichbar. Nach der BMU-Leitstudie 2010 zeichnen sich bei deutlich ansteigenden Kosten für fossile Brennstoffe bereits ab 2025 positive ökonomische Wirkungen der Erneuerbaren Energien ab, bei Windstrom im Mittel bereits ab 2020. Bei weniger stark steigenden Brennstoffkosten treten positive ökonomische Wirkungen erst ab 2032 auf (Nitsch et al, 2010).

#### **Handlungsempfehlung EE-Strom 3: Entwicklung der relevanten Infrastrukturen, vor allem der Stromnetze**

Generell sollte der Bedarf zum Netzausbau soweit wie möglich und in einer umfassenden wirtschaftlichen Betrachtung sinnvoll durch dezentrale Optionen der Stromerzeugung sowie durch dezentrale Stromspeicher (auch in Kombination von Photovoltaik- und Windenergieanlagen) und nachfrageseitiges Lastmanagement begrenzt werden. Die Frage, in welchem Umfang durch die genannten Maßnahmen die Notwendigkeit des Netzausbaus verringert werden kann, ist weiter zu untersuchen.

Darüber hinaus muss das europäische Stromnetz so transformiert werden, dass es die künftig erwünschten hohen Anteile von EE-Strom zuverlässig managen kann. Insbesondere die Kuppelstellen ins Ausland und wichtige Nord-Süd-Trassen müssen kurzfristig ausgebaut werden. Von hoher Bedeutung sind hierbei transparente Planungsprozesse und umfassende, frühzeitige Beteiligungsmöglichkeiten der Öffentlichkeit und der von den Leitungstrassen Betroffenen, damit die Planungs- und Genehmigungsverfahren insgesamt beschleunigt werden können.

#### **Handlungsempfehlung EE-Strom 4: Verbesserung der Planungsgrundlagen für Windkraft und Photovoltaik**

Durch verbesserte Planungsgrundlagen sollten die Voraussetzungen für den weiteren Ausbau der Onshore-Windkraft, insbesondere durch Repowering und den Ausbau der

Windenergie in Süddeutschland, geschaffen werden. Für Offshore-Windparks sind die Netzanschlussbedingungen proaktiv zu verbessern. Die Frage, inwieweit durch eine zentrale Stromspeicherung (z.B. nahe der Verknüpfungspunkte der Offshore-Anlagen ins Übertragungsnetz) die Notwendigkeit des Netzausbaus verringert werden kann, ist bisher nicht beantwortet und noch zu untersuchen.

Weiterhin sollten potenzielle Standorte für PV-Freiflächenanlagen im Rahmen der Regionalplanung ausgewiesen und die entsprechenden Genehmigungsverfahren erleichtert werden.

## 4.4 Entwicklung von Energiespeichern als Element einer intelligenten, dezentralen Strominfrastruktur

### Handlungsempfehlungen Speicher:

1. Stärkere Förderung von Speichern durch das EEG
2. Erleichterung des Einsatzes von Speichern im Stromnetz durch Netzbetreiber
3. Anschubförderung für dezentrale Speicher
4. Bereitstellung weiterer Fördermittel für technologische Innovationen

Übergeordnetes Ziel in diesem Handlungsbereich ist die Schaffung der notwendigen Rahmenbedingungen für die wirtschaftliche Errichtung und den Betrieb von Stromspeichern als Bestandteile einer dezentralen, intelligenten Strominfrastruktur. Hierzu ist es nicht nur erforderlich, die zur Verfügung stehenden Technologien für Stromspeicher zügig weiter zu erforschen und zu entwickeln; zugleich sind auch die nötigen Voraussetzungen im regulatorischen Bereich zu schaffen. Eine breite Markteinführung von Speichern wird jedoch ohne anfängliche Fördermaßnahmen nur schwer zu realisieren sein. Dieser Sachverhalt wird auch international ähnlich eingeschätzt, so zum Beispiel in China und den USA, wo vor kurzem diverse staatliche Programme zur Förderung von Speichertechnologien eingeführt wurden.

### HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

#### *Handlungsempfehlung Speicher 1:*

#### ***Stärkere Förderung von Speichern durch das EEG***

Im EEG sollte der Betrieb von Speichern in räumlicher Nähe zu den einspeisenden Anlagen zur verbesserten Regelung von Verbrauch, Speicherung und Einspeisung gefördert werden. Die bisherigen Einspeisetarife haben sich als wirkungsvolle Instrumente zur Förderung Erneuerbarer Energietechnologien erwiesen, sie führen allerdings auch zu einer wirtschaftlichen Benachteiligung von Speichern. Aus

diesem Gedanken heraus ist es sinnvoll, Speicher und somit den Grundgedanken, Stromerzeugung und -nachfrage in Einklang zu bringen, in die Fördertarife des EEG einzubeziehen.

Diese Situation ist aktuell in der Photovoltaik mit der Eigenverbrauchsregelung verwirklicht. In diesem Zusammenhang ist auch ein zusätzlicher Bonus für fluktuierende Erneuerbare Energietechnologien vorstellbar, wenn diese mit Speichern gekoppelt sind. Dieser Bonus sollte an weitere Anforderungen wie zum Beispiel an die Auslegung und den Betrieb des Speichers gekoppelt werden, um eine optimale Effizienz des Gesamtsystems zu erreichen.

Zugleich sollten auch räumlich von Erzeugung oder Verbrauch unabhängige Speicher angemessen gefördert werden (durch das EEG oder andere Regelungen, die über die Befreiung von Speichern von den Netzentgelten hinausgehen). Die Möglichkeiten einer pauschalen Prämie für vermiedene Netzausbaukosten sollten hierzu untersucht werden. Auch die Ausweitung des Systemdienstleistungsbonus' im EEG sollte geprüft werden.

Ziel aller Maßnahmen ist die Heranführung der Stromspeicher an den Markt.

***Handlungsempfehlung Speicher 2:  
Erleichterung des Einsatzes von Speichern im Stromnetz  
durch Netzbetreiber***

Dem optimalen Einsatz von Speichern durch die Netzbetreiber stehen derzeit mehrere Hemmnisse gegenüber. So sollten die Kosten des Speicherbetriebs künftig als Netzbetriebskosten anerkannt werden, damit der Ausbau der Speicherkapazitäten mit dem Netzausbau „auf Augenhöhe“ in den Wettbewerb treten kann. Zudem sollte die Einbindung von Stromspeichern in den Strommarkt zügig verbessert werden. Aufgrund des „Unbundlings“ ist Netzbetreibern derzeit nicht gestattet, selbst Speicher zu betreiben. Zugleich fehlt jedoch ein geeignetes Marktmodell für einen funktionierenden Markt für Speicherdienstleistungen, auf dem unabhängige Betreiber von Speichern aktiv sein könnten. Zur Auflösung dieser Problematik könnte den Netzbetreibern als Ausnahme vom Prinzip des Unbundlings der Betrieb von Speichern gestattet werden. Alternativ oder ergänzend hierzu könnten die Voraussetzungen für das erfolgreiche Agieren eines neuen, unabhängigen Marktakteurs „Speicherbetreiber“ geschaffen werden.

Im gleichen Maße sollte auch die Aggregation von kleinen Speichereinheiten (z.B. in Hausanwendungen) erleichtert werden, um diesen den Zugang zu attraktiven Märkten wie der Strombörse oder den Regelleistungsmärkten zu erleichtern. Wie in Kapitel 3.4.2 beschrieben, kann eine solche Kombination von Anwendungen die Auslastung des Speichers erhöhen und somit die Wirtschaftlichkeit verbessern.

***Handlungsempfehlung Speicher 3:  
Anschubförderung für dezentrale Speicher***

Die breite Markteinführung dezentraler Speicher sollte nach Erreichen der Marktreife der relevanten Technologien durch Steuervergünstigungen gefördert werden. Auf der Grundlage solcher Förderinstrumente ist zum Beispiel in Kalifornien (Self-Generation Incentive Program und Federal Investment Tax Credit) aktuell ein starker Anstieg der Investitionen in Speicherprojekte und Forschungsaktivitäten zu beobachten.

***Handlungsempfehlung Speicher 4:  
Bereitstellung weiterer Fördermittel für technologische Innovationen***

Auf Grund der großen, noch zu bewältigenden Herausforderungen bei der Forschung und Entwicklung im Bereich von Technologien für dezentrale Stromspeicher ist die Unterstützung von Forschungs- und Demonstrationsprojekten durch staatliche Förderung unverzichtbar. Hierbei gilt es sowohl innovative Speichertechnologien die sich noch in den Kinderschuhen befinden durch Forschungsgelder voranzutreiben, als auch marktnahe Technologien durch Unterstützung beim Aufbau von Demonstrationsprojekten an die industrielle Serienreife heranzuführen.





## 05

## Literatur

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), 2011: Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland im Jahr 2008

Bayerische Staatsregierung, 2011: Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“

BINE Informationsdienst, 2010: Multifunktionale Wechselrichter und Speicher für Solarstrom, projektinfo 10/10

Bost, M., et al, 2011: Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik – Beginn der dezentralen Energierevolution oder Nischeneffekt?

Brückmann, R., et al, 2011: Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RESINTEGRATION, National report: Germany

Bündnis 90/Die Grünen / SPD, 2011: Der Wechsel beginnt. Koalitionsvertrag Baden-Württemberg

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2011: Erneuerbare Energien in Zahlen

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2011b: Forschung für eine umweltscho-

nende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung; 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung

Bundesrepublik Deutschland, 2010: Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE), 2009: Wege in die moderne Energiewirtschaft: Ausbauprognose der EE-Branche, Teil 2: Wärmeversorgung

Bundesverband Wärmepumpe (BWP), 2011: Branchenstudie 2011

Bundesverband Windenergie (BWE), 2011: Repowering von Windenergieanlagen

Bundesverband Windenergie (BWE), 2011b: Windindustrie in Deutschland

Bundesverband Windenergie (BWE), 2010: AbisZ Fakten zur Windenergie

- Bundesverband Windenergie (BWE) & WindEnergy Network Rostock e.V., 2010: Positionspapier zur Offshore-Windenergie in Deutschland
- DENA, 2010a: Elektrische Motoren in Industrie und Gewerbe: Energieeffizienz und Ökodesign-Richtlinie
- DENA, 2010b: Elektrische Motoren in Industrie und Gewerbe: Motorenarten
- Deutsche Solarthermie-Technologie Plattform (DSTTP) 2010: Forschungsstrategie Niedertemperatur-Solarthermie 2030
- Ecofys, 2011: Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach EEG 2009, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie
- EWEC, 2009: Pure Power, baseline scenario; www.gwec.net
- Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE), 2010: Energiekonzept 2050
- Fürst, M., 2011: Das 50,2 Hz-Problem, Vortrag auf der BM-Wi-Gesprächsplattform „Zukunftsfähige Netze und System-sicherheit“, am 19.01.2011, Berlin
- Hauer, A., et al, 2011: Energiespeicher – Steigerung der Energieeffizienz und Integration erneuerbarer Energien. In: Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE): Themen 2010
- Institut für Wohnen und Umwelt (IWU), Bremer Energie Institut, 2010: Datenbasis Gebäudebestand
- Institut für ZukunftsEnergieSysteme IZESgGmbH, 2010: Industrielle Abwärme – Eine Potenzialstudie für Deutschland, Pressemitteilung vom 29.Oktober 2010
- Kleemann, M., 2007: Verdopplung des Modernisierungstempos bis 2020
- KPMG, 2010: Marktstudie: Offshore Windparks in Europa
- Naturschutzbund Deutschland (NABU), 2011: Anforderungen an einen Sanierungsfahrplan – Auf dem Weg zum klimaneutralen Gebäudebestand bis 2050
- Matthes, F.C., 2011: Strommärkte als Auslaufmodell? Die Rolle und das Design von Marktmechanismen in der „Großen Transformation“ des Stromversorgungssystems. In: Schütz, D. & B. Klüsmann (Hrsg.): Die Zukunft des Strommarktes, 2011
- McKinsey, 2009: Wettbewerbsfaktor Energie
- Müller, Thorsten, 2011: Der rechtliche Rahmen für den Speicherausbau - Zustandsbeschreibung und Defizitanalyse, Vortrag auf dem Kongress Energiewende - Perspektiven des Energiespeicherausbau, Stuttgart, 26.10.2011
- Nast, M. et al, 2006: Eckpunkte für die Entwicklung und Einführung budgetunabhängiger Instrumente zur Marktdurchdringung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, Projekt im Auftrag des BMU, Endbericht
- Niedrig-Energie-Institut (NEI), 2010: Besonders sparsame Haushaltsgeräte 2010/2011
- Nitsch, J., et al, 2010: Leitstudie Erneuerbare Energie 2010, im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit („BMU-Leitstudie“)
- Prognos, EWI, gws, 2010: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung (kurz: Prognos, 2010)
- Prognos, Öko-Institut, 2009: Modell Deutschland, Vom Ziel her denken
- Roland Berger, Prognos, 2010: Wegweiser Solarwirtschaft: PV-Roadmap 2020
- RolandBerger, 2010: Powertrain 2020: Li-Ion batteries – the next bubble ahead?
- Seefeldt, F., 2011: Entwürfe für ein haushaltsunabhängiges Instrument zur Förderung der EE im Wärmemarkt, Kurzfassung, unveröffentlicht
- Siegmeier, J. & C.v.Hirschhausen, 2011: Energiewende: Brauchen wir noch „Kapazitätsmärkte“ für konventionelle Kraftwerke? In: Schütz, D. & B. Klüsmann (Hrsg.): Die Zukunft des Strommarktes, 2011
- Stetz, T., 2011: Integration großer Anteile PV in bestehende Verteilnetze, Vortrag auf der ee11 - Jahreskonferenz Erneuerbare Energie, Berlin, 2011
- The Boston Consulting Group (BCG), 2011: Revisiting Energy Storage
- Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), 2010: Entwurf zur Anwendungsnorm VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“
- Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), 2008: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger: Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf
- Vetter, M, 2010: Innovative Stromspeichersysteme bei fluktuierende Strommengen. Vortrag auf Kongress „Energiewende - Die Perspektive des Energiespeicherausbau“, Stuttgart, 26.10.2011
- WAB (Windenergieagentur), 2011: Offshore-Windenergiemarkt in Deutschland, Branchenbericht 2011
- ZVEI, 2011: Energieeffizienz durch Gebäudeautomation mit Bezug zur DIN V 18599 und DIN EN 15232, Pressemitteilung 15.09.2011, www.zvei.org



### Fotonachweis

- Titel: links oben: Dem Sonnenstand nachgeführte Solarsysteme mit kristallinen Modulen, Foto: Bosch  
 rechts oben: Generatorgetriebe von Bosch Rexroth (hier unter der geöffneten Wartungsklappe) , Foto: Bosch  
 rechts unten: Energieeffiziente Serienproduktion von Elektromotoren in Hildesheim, Foto: Bosch  
 links unten: Wohngebäude mit Solarthermieheizung, Foto: Bosch
- S. 5: Franz Fehrenbach, Foto: Bosch; Dr. Siegfried Dais, Foto: Bosch  
 S. 6: Produktion hocheffizienter Gas-Brennwertsysteme in Wernau, Foto: Bosch  
 S. 8: Fertigung von Blockheizkraftwerken am Standort Lollar, Foto: Bosch  
 S. 10: Vestas-Windenergieanlagen V80, Foto: © Vestas Deutschland GmbH  
 S. 12: Innenverzahnung eines Windkraftgetriebes, Foto: Bosch  
 S. 23: Solarhaus von Architekturstudenten der TU Darmstadt, Foto: Bosch  
 S. 25: Produktion von Solarthermiekollektoren in Wetzringen, Foto: Bosch  
 S. 45: Solarkraftwerk in Arnstadt, Foto: Bosch  
 S. 47: Nordex-Windfarm Gamma Generation, Foto: © Nordex  
 S. 50: Energieeffizienzberater in der Industrie, Foto: Bosch  
 S. 53: moderne Flachkollektoren (Junkers FKT) in Indachmontage, Foto: Bosch  
 S. 60: Vestas-Windenergieanlagen mit Getrieben und hydraulischen Rotorblattverstellungen des Unternehmens Bosch Rexroth AG, Foto: Bosch

**Öko-Institut e.V.**

Geschäftsstelle Freiburg  
Merzhauser Straße 173  
D - 79100 Freiburg  
Tel.: +49 761 45295-0  
Fax: +49 761 45295-288

Büro Darmstadt  
Rheinstraße 95  
D - 64295 Darmstadt  
Tel.: +49 6151 8191-0  
Fax: +49 6151 8191-133

Büro Berlin  
Schicklerstr. 5-7  
D - 10179 Berlin  
Tel.: +49 30 405085-0  
Fax: +49 30 405085-388

[info@oeko.de](mailto:info@oeko.de)  
[www.oeko.de](http://www.oeko.de)