Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

Modul 0: Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie



Fraunhofer ISI
consentec
ifeu INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG HEIDELBERG

Projektleitung:
Fraunhofer ISI – Benjamin Pfluger
Consentec GmbH – Bernd Tersteegen
ifeu – Bernd Franke

Projektteam

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung: Christiane Bernath, Tobias Bossmann, Gerda Deac, Rainer Elsland, Tobias Fleiter, André Kühn, Benjamin Pfluger, Mario Ragwitz, Matthias Rehfeldt, Frank Sensfuß, Jan Steinbach

Consentec GmbH: Andreas Cronenberg, Alexander Ladermann, Christian Linke, Christoph Maurer, Bernd Tersteegen, Sebastian Willemsen,

IFEU: Bernd Franke, Benedikt Kauertz, Martin Pehnt, Nils Rettenmaier

Technische Universität Wien: Michael Hartner, Lukas Kranzl

M-Five: Wolfgang Schade

TEP Energy GmbH: Giacomo Catenazzi, Martin Jakob, Ulrich Reiter

Impressum

Benjamim Pfluger	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) Breslauer Straße 48 | 76139 Karlsruhe Benjamin.Pfluger@isi.fraunhofer.de
Bernd Testeegen	Consentec GmbH Grüner Weg 1 | 52070 Aachen tersteegen@consentec.de
Bernd Franke	ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH Wilckensstraße 3 | D-69120 Heidelberg, Deutschland bernd.franke@ifeu.de
Hintergrundbild Deckblatt	© shutterstock.com / vs148
Veröffentlicht	September 2017

Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen

In diesem Dokument werden die zentralen Ergebnisse und Schlussfolgerungen zusammengefasst, die in den Projekten „Langfrist- und Klimaszenarien" gewonnen werden. Die Schlussfolgerungen, die aus den Szenarien abgeleitet werden können, ergeben sich insbesondere aus dem Vergleich der Szenarien. Dieses Dokument wird im weiteren Projektverlauf mit dem zunehmenden Erkenntnisgewinn infolge der Modellierung weiterer Szenarien ergänzt und aktualisiert werden.

In das vorliegende Dokument sind die Erkenntnisse aus folgenden Szenarien eingeflossen, die bislang modelliert worden sind:

- *Referenzszenario (Modul 3)*
- *Basisszenario (Modul 3)*
- *Szenario „Geringerer Ausbau der Übertragungsnetze" (Modul 4)*
- *Szenario „Alternative regionale EE-Verteilung" (Modul 5)*
- *Restriktionsarmes Szenario (Modul 6)*

Die bisher untersuchten Szenarien fokussieren auf den unteren Rand des langfristigen Zielintervalls von 80 bis 95 % Emissionsreduktion im Jahr 2050. Im weiteren Projektverlauf wird auch der obere Rand verstärkt in den Blick genommen. Dabei ist nicht auszuschließen, dass es zu teilweise abweichenden Erkenntnissen kommt.

Übergeordnete Erkenntnisse

Die energie- und klimapolitischen Ziele sind sehr ambitioniert. Der erforderliche Transformationsprozess bedarf des Zusammenwirkens weiter Bereiche der Gesellschaft und der Energiewirtschaft.

Deutschland hat sich ambitionierte Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen gesetzt. An den Modellergebnissen für eine Reduktion der Emissionen um 80 % bis 2050 sind in vielen Bereichen große Herausforderungen erkennbar. In allen Sektoren müssen neue Technologien und Konzepte eingesetzt werden. Vielfach werden die technischen und ökonomischen Herausforderungen durch technologische Unsicherheiten verstärkt, z. B. bezüglich der Kosten zukünftiger Energiespeicher. In der Realität stellt die Sicherung der Akzeptanz für den ambitionierten Transformationsprozess aber vermutlich die wichtigste Aufgabe dar. Der in den Zielszena-

rien dargestellte Wandel erfordert von den Bürgern und Unternehmen die Bereitschaft, Verhalten, Investitionsentscheidungen oder Geschäftsprozesse zu ändern. Letzten Endes erfordert der Transformationsprozess auch die Bereitschaft, die damit einhergehenden Mehrkosten zu tragen, auch wenn der Nutzen durch vermiedene Klimaschäden zum Großteil erst späteren Generationen zugutekommt.

Energieeffizienz ist eine zentrale Säule, um die Klimaziele zu erreichen.

Kurz- und mittelfristig hilft eine rationelle Verwendung von Energie, Emissionen einzusparen. Langfristig ist sie zum einen bedeutsam, um knappe erneuerbare Ressourcen wie Biomasse nicht zu verschwenden. Auf der anderen Seite ermöglicht Effizienz aber häufig auch erst den Einsatz von Strom zur Verdrängung von fossilen Brennstoffen. So setzt ein sinnvoller Einsatz von Wärmepumpen voraus, dass die Gebäude gut gedämmt sind. Der effiziente Umgang mit Strom hilft zudem, den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien und der Stromnetze zu begrenzen.

Synergien zwischen steigender Effizienz und Sektorkopplung gewinnen eine besondere Bedeutung für die Transformation des Energiesystems.

Die Umstellung der Energieversorgung in den Sektoren Wärme und Verkehr auf erneuerbare Energieträger wird in hohem Maße auf der Basis von erneuerbar erzeugtem Strom erfolgen müssen (Sektorkopplung). Für die Dekarbonisierung durch Sektorkopplung sind insbesondere Power-to-Heat, z. B. Wärmepumpen, sowie Elektromobilität von besonderer Bedeutung. Durch sie reduziert sich der fossile Energiebedarf und die höhere Flexibilität des Gesamtsystems erlaubt die Integration höherer Anteile variabler erneuerbarer Energien. Die Bedeutung der Sektorkopplung nimmt noch einmal zu, wenn es nicht gelingt, die Übertragungsnetze stark auszubauen: Ein geringerer Netzausbau reduziert die Möglichkeiten, die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien räumlich auszugleichen. Diese Flexibilität muss dann auf anderen Wegen bereitgestellt werden, insbesondere durch Sektorkopplung.

In einigen Bereichen treten Nutzungskonkurrenzen zwischen Sektoren oder Optionen auf. Biomasse sollte langfristig insbesondere im Luft- und Seeverkehr sowie in bestimmten Industrieprozessen genutzt werden.

Einige Ressourcen können für die Energiewende auf unterschiedliche Art genutzt werden. Das gilt z.B. für Dachflächen, Landflächen oder ggf. Speicherstätten für CO_2 aus Carbon Capture and Storage (CCS). Das prominenteste Beispiel ist allerdings Biomasse, da sie in allen Sektoren zur Dekarbonisierung genutzt werden kann. Somit stellt sich zwangsweise die Frage nach der zweckmäßigsten Verteilung auf die Sektoren und Anwendungsbereiche. Als konkretes Beispiel: Wie viel Biomasse soll zum Heizen von Gebäuden genutzt werden und wie viel zu Biokerosin verarbeitet werden? Dies kann von Modellen nicht direkt ermittelt werden, da hierbei neben techno-ökonomischen Fragen auch weitere Aspekte wie Akzeptanz und eine möglichst faire Verteilung von Belastungen bedeutsam sind.

Eine wesentliche Erkenntnis aus der vorliegenden Studie ist, dass im Sinne einer volkswirtschaftlichen Kostenminimierung auch bei Einzelentscheidungen das Gesamtsystem im Blick behalten werden muss. Die Nutzungskonkurrenz bei knappen Ressourcen wie Biomasse erfordert daher, dass geprüft wird, welche alternativen Optionen in konkurrierenden Sektoren vorhanden sind. Auf das obige Beispiel bezogen bedeutet dies, dass es weniger entscheidend ist, ob das Heizen mit Biomasse aus Nutzerperspektive günstig ist, sondern um wie viel teurer eine andere Art der Dekarbonisierung ist, z. B. mit einer Wärmepumpe. Denn im Flugverkehr sind synthetische Kraftstoffe als Alternative zu Biokerosin ungleich teurer.

Im Ergebnis führt diese Herangehensweise in den Zielszenarien dazu, dass der Biomasseeinsatz gegenüber heute tendenziell vom Umwandlungs- und Gebäudesektor in die Industrie sowie in den Luft- und Seeverkehr verschoben wird. Denn: Bei bestimmten Industrieanwendungen und Verkehrsmitteln existieren aus heutiger Sicht nur wenige und vergleichsweise teure Alternativen zur Biomassenutzung, um CO_2 zu reduzieren. Diese Betrachtung der Opportunitätskosten sollte für alle Konflikte um knappe Ressourcen beachtet werden. Sie erfordert aber eine systemische Sicht.

Power-to-Gas ist für eine 80 %ige Reduktion der deutschen Treibhausgasemissionen nicht erforderlich bzw. nicht wirtschaftlich.

In den bisherigen Szenarien dieser Studie ist der Einsatz von aus Strom erzeugten Energieträgern aus heutiger Sicht nicht kosteneffizient. Dies gilt sowohl für Wasserstoff als auch für synthetische Kohlenwasserstoffe wie z. B. synthetisches Methan, das aus der Methanisierung von Wasserstoff erzeugt wird. Gegen den Einsatz sprechen im Wesentlichen zwei miteinander zusammenhängende Gründe. Zum einen ist Power-to-Gas zu teuer, um in den bisher betrachteten Zielszenarien eine bedeutende Rolle zu spielen. So kostet z. B. aus Strom erzeugtes Methan – auch unter Berücksichtigung des CO_2-Preises – in 2050 ein Vielfaches von Erdgas. Dies ist eng mit dem zweiten Grund verbunden: Es gibt bei einer 80 %igen Reduktion keinen zwingenden Grund, synthetische Kraftstoffe einzusetzen. Die Nachfrage derjenigen Bereiche, die sich nur schwer auf erneuerbare Energien oder Strom umstellen lassen, kann mit dem verbleibenden Emissionsbudget durch fossile Energien gedeckt werden. Ob und in welchem Umfang eine weitergehende Dekarbonisierung den Einsatz synthetischer Kohlenwasserstoffe oder Wasserstoffe erfordert, wird in weiteren Arbeiten dieser Studie detailliert untersucht.

Industrie

Der Industriesektor steht vor einem grundlegenden Wandel.

Bei anhaltendem Wirtschaftswachstum verlangt eine ambitionierte CO_2-Minderung im Industriesektor vielfältige Veränderungen. Die Umstellung der industriellen Produktion erfordert in vielen Bereichen neue Technologien, Prozesse und andere Stoffnutzungskonzepte. Energieeffizienztechnologien sowie Strom- und Biomasseeinsatz sind dabei wichtige Optionen, aber auch die Abscheidung und Speicherung von CO_2 (CCS), eine zügig steigende Nutzung von Sekundärrohstoffen sowie das stärkere Wirtschaften in Kreisläufen.

Dieser Umstellungsdruck, d. h. die Notwendigkeit, neue Produktionsverfahren und CO_2-arme Produkte zu entwickeln und auf den Markt zu bringen, stellt besonders für Branchen im internationalen Wettbewerb eine zentrale Herausforderung dar. Der benötigte Wandel kann vermutlich nicht allein durch den CO_2-Preis angestoßen werden. Dieser steigt zwar im *Basisszenario* auf 100 EUR/t CO_2 im Jahr 2050, jedoch müssen die meisten strategischen Investitions- und F&E-Entscheidungen deutlich früher getroffen werden, teilweise bereits um das Jahr 2020. Die verblei-

benden 30 Jahre bedeuten – gemessen an den langen Zeiträumen für Technologieentwicklung und der hohen Lebensdauer industrieller Anlagen – eine kurze Zeitdauer.

Carbon Capture and Storage (CCS) stellt für die Industrie eine bedeutende Option zur Senkung der Emissionen dar.

Obwohl derzeit noch keine Anlage in nennenswertem Maßstab Industrieemissionen abscheidet und einspeichert, könnte CCS für emissionsintensive Prozesse, für die aus heutiger Sicht kaum alternative Optionen bestehen, eine zentrale Vermeidungsoption werden. CCS wird in den Zielszenarien dieser Studie nach 2030 bei großen CO_2-Punktquellen der Stahl-, Klinker-, Kalkstein-, Ammoniak-, Ethylen- und Methanolproduktion in hohem Umfang eingesetzt. Die CO_2-Vermeidung durch CCS steigt bis 2050 auf etwa 37 Mt pro Jahr, was etwa 42 % der im *Basisszenario* in 2050 noch anfallenden Emissionen im Industriesektor entspricht.

Ohne CCS wären bei einigen Industrieprozessen bereits frühzeitig deutlich radikalere Innovationen notwendig, deren Markteinführung bisher ungewiss ist. Die Perspektiven für CCS-Projekte sind allerdings derzeit fraglich, nicht zuletzt aufgrund einer geringen öffentlichen Akzeptanz. Eine robuste Strategie sollte die Markteinführung von CCS für Industrieemissionen weiter verfolgen, aber auch die Entwicklung und den Einsatz innovativer CO_2-armer Herstellungsverfahren in Branchen wie der Stahlindustrie oder der Zementherstellung fördern.

Verkehr

Strom und Biomasse lösen fossile Kraftstoffe im Verkehr ab.

Kurz- und mittelfristig tragen im *Basisszenario* besonders Effizienzverbesserungen und Biomasseeinsatz zur Senkung der Emissionen des Verkehrs bei. Langfristig kann die notwendige Reduktion im Individualverkehr nur durch eine (direkte oder indirekte) Elektrifizierung der Fahrzeuge gelingen. In den kostenoptimierten Zielszenarien dieser Studie werden Benzin- und Diesel-PKW zunächst durch Hybridfahrzeuge und später durch batterieelektrische Fahrzeuge ersetzt. Im Schwerlastverkehr kommen nach 2030 Oberleitungs-LKW zum Einsatz.

Im internationalen Flug- und Schiffverkehr werden verstärkt Biokraftstoffe eingesetzt.

Im Flug- und Seeverkehr müssen fossile Kraftstoffe durch emissionsarme Kraftstoffe ersetzt werden. In den kostenoptimierten Zielszenarien dieser Studie kommen dabei Biokraftstoffe zum Einsatz. Die alternativen Möglichkeiten, um (EE-)Strom als Kraftstoff einzusetzen, also Wasserstoff oder aus Wasserstoff erzeugte Kohlenwasserstoffe (Power-to-Fuel), sind hingegen aus Kostengründen nicht Teil der Lösung.

Gebäudesektor

Energetische Gebäudesanierungen ebnen den Weg für die Wärmewende.

Die langen Lebensdauern der Gebäude und ihrer Heizungstechnologien machen die Wärmewende besonders herausfordernd. Gebäude, die in den kommenden Jahren gebaut werden, werden zu einem großen Anteil bis 2050 noch existieren und nur zu einem geringen Anteil saniert werden. Ein großer Anteil der Heizsysteme, die in den kommenden Jahren installiert werden, sind bis zum Jahr 2050 im Einsatz. Daraus ergibt sich ein hoher Handlungsdruck.

In bestehenden Gebäuden senken energetische Sanierungen nicht nur den Energiebedarf, sondern ermöglichen in vielen Fällen erst eine emissionsarme Wärmeversorgung, z. B. durch Wärmepumpen. In den Zielszenarien gelingt es, durch ordnungsrechtliche Verschärfungen, Förderungen sowie Maßnahmen im Bereich Information, Qualifizierung, Training und Bewusstseinsbildung sowohl Sanierungsraten als auch -tiefen deutlich zu erhöhen.

Wärmenetze und Stromeinsatz sind wichtige Bestandteile der Wärmewende.

Wärmenetze spielen für die Dekarbonisierung insbesondere urbaner Räume eine wichtige Rolle. Gleichzeitig wird Strom ein bedeutender Energieträger zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung. Dies bedeutet, dass die Dekarbonisierung des Strom- und Fernwärmesektors eine wesentliche Voraussetzung für die Erreichung der energiepolitischen Zielsetzungen im Gebäudesektor sind. Damit steigt zunehmend auch die Bedeutung des Gebäudesektors als Flexibilitätsoption im Energiesystem.

Systemische Effekte des Stromsystems

Die Dekarbonisierung des Stromsystems ist mit Kosten verbunden. Langfristig erreichen die spezifischen Kosten der Stromversorgung aber wieder das heutige Niveau.

Durch den kontinuierlich steigenden CO_2-Preis sowie Vorgaben zum EE-Ausbau werden die Kosten der Stromversorgung – im Folgenden in realen Werten für 2010 angegeben – im *Basisszenario* gegenüber dem *Referenzszenario* erhöht. Die jahresbezogenen Mehrkosten belaufen sich in 2050 auf 11,7 Mrd. EUR/a. Dabei sind Investitionen in Infrastruktur (Erzeugung, Netze und Pumpspeicher), deren Wartung und Instandhaltung sowie Brennstoffkosten berücksichtigt.

Die spezifischen Kosten für die Deckung der Endenergienachfrage steigen im *Basisszenario* von 11,5 ct/kWh in 2013 bis 2030 auf ihren höchsten Wert von 13,3 ct/kWh. Danach sinken sie wieder bis 2050 auf 11,6 ct/KWh. Sie liegen damit in 2050 zwar 2,1 ct/kWh höher als im *Referenzszenario*, erreichen aber auch wieder das heutige Niveau. Dabei ist zu beachten, dass es sich hierbei – trotz einheitlicher Bewertungsmethode – um einen Vergleich des realen, historisch gewachsenen Stromsystems mit den naturgemäß idealisierten Ergebnissen eines Modells handelt.

Die Dekarbonisierung des Stromsystems erfordert bereits zeitnah ein sehr hohes Maß an Kooperation und Abstimmung innerhalb Deutschlands und darüber hinaus.

Modelle sind per Definition eine Vereinfachung der Wirklichkeit. In der Realität stehen einer kostenminimalen Erreichung der deutschen – aber letzten Endes auch der europäischen – energie- und klimapolitischen Ziele Hemmnisse entgegen. Besonders groß sind die möglichen Abweichungen in zwei Aspekten:

Zum einen verfügen die Modelle über große Sicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklungen: Das Stromsystemmodell kennt bei einer Investitionsentscheidung in 2020 die zukünftige Entwicklung der CO_2-Preise in dem Szenario und bezieht diese in die Entscheidung mit ein. In der Realität können Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklungen zu Fehlinvestitionen führen. Darum besteht eine entscheidende Herausforderung für eine zielführende Klimapolitik darin, den Akteuren Glaubwürdigkeit im Hinblick auf die klimapolitischen Ziele zu vermitteln, um

Entwicklungen in die gewünschte Richtung eines Treibhausgasminderungsziels zu lenken.

Ein zweiter Aspekt, der sich in den Modellen leichter gestaltet als in der Realität, ist die Abstimmung der Komponenten des Energiesystems und der Dekarbonisierungsstrategien. So zeigen beispielweise die Ergebnisse aller Szenarien, dass mit steigenden EE-Anteilen die Bedeutung des europäischen Stromaustauschs zunimmt. Somit müssen in steigendem Maße das deutsche Energiesystem und die Auswirkungen politischer Weichenstellungen im europäischen Kontext betrachtet werden. Die Auswirkungen bestimmter Maßnahmen können beschränkt oder aufgehoben werden, falls sie nicht international abgestimmt werden. Werden beispielweise in einem Land Gaskraftwerke vom Netz genommen, wird ihre Stromproduktion möglicherweise durch Kohlekraftwerke in einem anderen Land ersetzt. Die Umsetzung der Energiewende in Deutschland und in Europa erfordert ein sehr hohes Maß an nationaler und internationaler Koordination, frühzeitigen und verbindlichen Absprachen und letzten Endes eine deutlich stärkere systemische Sicht.

Grundsätzlich wird in den betrachteten Szenarien ein ähnliches klimapolitisches Ambitionsniveau in Europa angenommen. Ohne dieses würde es zu Verwerfungen kommen, die zu „Carbon Leakage“ oder verzerrtem Wettbewerb führen. Die Auswirkungen von unterschiedlichen Ambitionsniveaus in Europa hinsichtlich der Dekarbonisierungsziele werden in einem weiteren Szenario untersucht werden.

Neue stationäre Stromspeicher sind volkswirtschaftlich nicht kosteneffizient.

Aus technischer Sicht liegt es nahe, fluktuierende erneuerbare Energien durch Stromspeicher auszugleichen. Die Ergebnisse der bisherigen Szenarien zeigen allerdings, dass neue Pumpspeicher selbst bei hohen EE-Anteilen nicht wirtschaftlich sind, obwohl diese auf absehbare Zeit die günstigsten Speichertechnologien bleiben werden. Die Gründe liegen zum einen in den hohen Investitionen sowie den impliziten Kosten durch Speicherverluste. Zum anderen gelingt es den Speichern nicht, die Volllaststunden zu erreichen, die für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich sind. Dies liegt auch daran, dass Nachfrageflexibilität, besonders durch Power-to-Heat und Elektromobilität, bereits einen nennenswerten Teil der Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien integriert. Selbst mit einem stark eingeschränkten Ausbau der Übertragungsnetze ist zumindest in Deutschland ein Neubau von Stromspeichern weder erforderlich noch sinnvoll, um eine Reduktion

der Treibhausgasemissionen um ca. 80 % zu erreichen, wie das *Szenario „Geringerer Ausbau der Übertragungsnetze“* zeigt. In den noch ausstehenden Szenarien mit ambitionierterem Klimaziel (95 %) kann dies unter Umständen anders aussehen; ein Speicherbedarf dürfte aber auch dort allenfalls erst langfristig entstehen.

Power-to-Heat ist in vielen Einsatzbereichen sinnvoll.

Power-to-Heat umfasst in dieser Studie vor allem die Umwandlung von Strom in Wärme in Wärmepumpen, für Industrieprozesswärme sowie in Nah- und Fernwärmenetzen. In den Zielszenarien wird Power-to-Heat ab 2040 stark eingesetzt. Dabei dient es zum einen der Sektorkopplung und verdrängt so fossile Brennstoffe aus den Nachfragesektoren. Zum anderen stellt es als Flexibilitätsoption aber auch eine Möglichkeit dar, größere EE-Mengen zu integrieren. Gerade in Fernwärmenetzen und in der Industrie stellt Power-to-Heat eine gute Ergänzung bzw. Ersatz von KWK-Erzeugung dar.

Nettostromimporte aus dem Ausland können langfristig für Deutschland wirtschaftlich sein, wenn Europa ebenfalls eine kostenoptimale Dekarbonisierung durchführt.

Im *Basisszenario* importiert Deutschland im Jahr 2050 15 % seines Stromes als Teil einer kostenoptimierten Lösung. Die Importe stammen dabei aus dem europäischen Ausland. Der Grund für den relativ hohen Nettoimport liegt in den Standortvorteilen der europäischen Nachbarländer im Hinblick auf EE-Potentiale. Auch für diesen Aspekt hängt die reale Umsetzbarkeit stark von regulatorischen Rahmenbedingungen und der Akzeptanz im In- und Ausland ab. Gelingt die Anbindung an die Nachbarländer nicht in dem dargestellten Umfang, führt dies zu einem deutlich höheren EE-Ausbau in Deutschland, besonders bei der Windenergie.

Die zusätzliche Berücksichtigung von möglichen Importen aus Nordafrika und dem Mittleren Osten (MENA-Region) führt im *restriktionsarmen Szenario* langfristig zu einem Nettostromimport nach Europa, der mit ca. 100 TWh aber moderat ausfällt. Die Auswirkungen dieser Importe nehmen mit räumlichem Abstand zur MENA-Region ab und sind in Deutschland vergleichsweise gering.

Fossile Stromerzeugung

Sollen die Klimaschutzziele erreicht werden, ist der Neubau von fossilen Kraftwerken ohne KWK in Deutschland nicht wirtschaftlich.

Während im *Referenzszenario* unter der Annahme moderat steigender CO_2-Preise fossile Kondensationskraftwerke weiterhin kosteneffizient sind, ist dies im *Basisszenario* in Deutschland nicht der Fall. Sollen die Emissionen Deutschlands um 80 % (oder mehr) gesenkt werden, wird der Bau neuer fossiler Kondensationskraftwerke die Kosten der Stromversorgung langfristig erhöhen. Nach 2040 führen die steigenden CO_2-Preise dazu, dass Kohlestrom auch ohne die Berücksichtigung der notwendigen Investitionen nicht mehr wirtschaftlich ist.

Die Rolle von KWK ist abhängig von der Verfügbarkeit von CCS-Kraftwerken, dem verbleibenden Flexibilitätsbedarf und der lokalen Konkurrenz durch alternative Wärmeerzeuger.

Im *Basisszenario* stellt fossile KWK eine Brückentechnologie dar: In den ersten 15 Jahren dieses Szenarios wird fossile KWK stark ausgebaut. Bis zum Jahr 2050 werden dann insbesondere die Kohle-KWK-Anlagen am Ende ihrer Lebensdauer durch reine Wärmeerzeuger ersetzt, häufig kombiniert mit Power-to-Heat. Bivalente Erdgas-KWK-Anlagen, die auch einen reinen Kondensationsbetrieb fahren können, kommen aber im *Basisszenario* sowohl in der Industrie als auch in Nah- und Fernwärmenetzen weiter zum Einsatz; allerdings sinkt auch bei diesen Anlagen insgesamt die Leistung. Die KWK-Anlagen dienen in 2050 auch der Bereitstellung von gesicherter Leistung für das Stromsystem. Kann diese Leistung anderweitig bereitgestellt werden (z. B. im *restriktionsarmen Szenario* durch CCS-Kraftwerke), nimmt die Bedeutung der KWK stärker ab.

Biomasse-KWK-Anlagen können auch langfristig in der Industrie und in Nah- und Fernwärmenetzen eingesetzt werden. In welchem Umfang dies möglich bzw. kosteneffizient ist, hängt vor allem von der Verfügbarkeit der Biomasse und dem Biomassebedarf der anderen Sektoren ab.

Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien sind die zentrale Säule der Dekarbonisierung der Stromerzeugung.

Die Ergebnisse der Szenarien zeigen, dass ein starker Ausbau erneuerbarer Energien kosteneffizient ist, wenn ambitionierte Klimaschutzziele verfolgt werden; dies gilt für Deutschland genauso wie für Europa. Unter der Annahme, dass der CO_2-Preis bis zum Jahr 2050 auf 100 EUR/t steigt, werden erneuerbare Energien so wettbewerbsfähig, dass sie ungekoppelte fossile Kraftwerke nahezu vollständig verdrängen.

Windenergie an Land wird die wichtigste Stromerzeugungstechnologie in Deutschland und Europa.

Im *Basisszenario* stammt im Jahr 2050 nahezu die Hälfte des in Europa erzeugten Stroms aus Onshore-Windenergieanlagen. Die hohen Anteile der Windenergie, wie der erneuerbaren Energien insgesamt, werden durch den Ausbau des europäischen Netzes sowie der Flexibilisierung der Nachfrage ermöglicht. Aber selbst bei den nur moderat steigenden CO_2-Preisen im *Referenzszenario* wird Wind-Onshore langfristig die wichtigste Erzeugungstechnologie.

Der Ausbau der Windenergie im Norden Deutschlands ist aus Systemsicht günstiger als ein lastnaher Ausbau im Süden.

Auch unter Berücksichtigung der höheren Netzausbaukosten liegt der Schwerpunkt eines kosteneffizienten Windenergieausbaus weiterhin bei den windstarken Standorten im Norden Deutschlands. Werden die Anlagen hingegen verteilt über Deutschland gebaut, z. B. weil es nicht gelingt, die Netze ausreichend auszubauen, um die Standorte im Norden zu nutzen, erhöhen sich sowohl die notwendige Anzahl und Leistung der Windenergieanlagen als auch die Kosten des Ausbaus um bis zu 8 %, wie das *Szenario „Alternative regionale EE-Verteilung“* zeigt.

Der Ausbau von Offshore-Windparks ist mit Mehrkosten verbunden, kann aber unter Akzeptanzgesichtspunkten sinnvoll sein.

Durch den kostenoptimierenden Ansatz dieser Studie erfolgt in keinem der bisher betrachteten Szenarien ein Ausbau von Wind-Offshore über den jeweils vorgesehenen Mindestausbau hinaus. Unter den getroffenen Annahmen ist Offshore-

Windenergie über den gesamten Szenariohorizont mit Mehrkosten gegenüber Wind-Onshore verbunden. Zwar gehen in der Praxis die Ausschreibungen bei Wind-Offshore derzeit mit teilweise sehr geringen Zuschlagshöhen einher. Allerdings spiegeln diese Ausschreibungsergebnisse die Gesamtsystemkosten eines umfangreichen Offshore-Ausbaus nicht vollständig wider. Beispielsweise sind die höheren Netzkosten von Wind-Offshore nicht in den Geboten bei den Ausschreibungen nach dem Windenergie-auf-See-Gesetz enthalten. In dem Optimiermodell dieser Studie werden hingegen neben den reinen Gestehungskosten am Standort auch der erforderliche Netzanschluss und der gegebenenfalls erforderliche Netzausbau an Land berücksichtigt. Offshore-Windenergie kann jedoch unter Akzeptanzgesichtspunkten zweckmäßig sein, wenn z. B. ein stärkerer Onshore-Ausbau nur schwer umsetzbar erscheint.

Die optimale PV-Leistung in Deutschland hängt auch davon ab, wie stark PV im Rest Europas ausgebaut wird.

In den Szenarien wird der Ausbau erneuerbarer Energien europäisch optimiert. Dadurch kommt es besonders im *Basisszenario* zu einer Konzentration des Photovoltaikausbaus in Südeuropa, bedingt durch die dort besseren Einstrahlungsbedingungen. In gewisser Weise verhindert der südeuropäische Ausbau in den Modellen, dass PV in Deutschland stärker ausgebaut wird: In den Mittagsstunden liegt dann häufig in Europa insgesamt schon eine hohe PV-Einspeisung vor. Eine Erhöhung der Photovoltaik-Leistung in Deutschland würde deshalb häufig zu Abregelungen in einer nicht kosteneffizienten Höhe führen. Sollten in Südeuropa weniger Photovoltaikanlagen ausgebaut werden als im *Basisszenario*, könnte eine höhere PV-Leistung in Deutschland wirtschaftlich sein, da Freiflächen-PV unter den getroffenen Annahmen bis 2050 an guten Standorten günstiger ist als Windenergie an schwächeren Standorten.

Insgesamt wird der ökonomisch sinnvolle Photovoltaikausbau auch von den Möglichkeiten bestimmt, Stromnachfrage in die Mittagszeit zu verlagern. Wenn das Stromsystem durch höhere Nachfrageflexibilität in der Lage ist, in den Mittagstunden mehr Strom aufzunehmen, könnten ggf. höhere PV-Leistungen kosteneffizient sein.

Aus einer ökonomischen Perspektive ist der Ausbau von PV-Freiflächenanlagen dem Ausbau von PV-Aufdachanlagen vorzuziehen.

Aus der Perspektive volkswirtschaftlicher Kostenminimierung haben (insbesondere kleine und mittlere) PV-Aufdachanlagen keine ökonomischen Vorteile gegenüber PV-Freiflächenanlagen. Sie bieten letztendlich das gleiche Einspeiseprofil zu höheren Kosten. Die häufig vorgebrachten Vorteile der PV-Aufdachanlagen in Bezug auf die Systemintegration schlagen ökonomisch nicht nennenswert zu Buche. Im Gegenteil: Regional hohe Leistungen von PV-Aufdachanlagen verursachen durch den erforderlichen Verteilungsnetzausbau zusätzliche Kosten. Die Flächennutzung durch PV-Freiflächenanlagen sowie der damit verbundene Eingriff in das Landschaftsbild stellen jedoch wesentliche Nachteile der PV-Freiflächenanlagen dar.

Stromnetze

Netzausbau – oder genauer der Ausbau von Transportkapazitäten – stellt eine günstige und im System umfangreich genutzte Flexibilitätsoption dar, wenn die Option zugelassen wird und umsetzbar ist.

Dies zeigt sich in allen bisher betrachteten Szenarien, in denen Netzausbau zugelassen ist. Die Aussage gilt auch dann, wenn der Netzausbau bedingt durch einen gegenüber heute deutlich verstärkten Einsatz von Erdkabeln mit höheren Kosten verbunden ist; genau diese Annahme liegt nämlich den meisten der berechneten Szenarien zugrunde.

Netzausbau erlaubt einerseits die Nutzung der kostengünstigsten EE-Standorte in Deutschland, um damit die klima- und energiepolitischen Ziele Deutschlands zu erfüllen. Andererseits ermöglicht der Netzausbau einen großräumigen europäischen Ausgleich. Dieser ist in einem stark von dargebotsabhängiger Erzeugung geprägten System besonders wichtig. Dabei stellt der Netzausbau eine Alternative zu anderen Flexibilitätsoptionen wie zusätzliche Speicher oder konventionelle „Backup-Kraftwerke“ dar, die mit Netzausbau weitgehend entbehrlich sind. Mit stark ausgebauten Netzen kann man die Tatsache nutzen, dass die Wetterbedingungen quer durch Europa hinreichend unterschiedlich sind. Das in Europa zu einem Zeitpunkt vorhandene Angebot an EE-Erzeugung reicht dann in den meisten Fällen aus, um die Stromnachfrage im gesamten Gebiet zu decken. Die Netze stellen dabei sicher, dass der Transport der Energie auch erfolgen kann. In den wenigen

Fällen, in denen eine zusätzliche Leistungsbereitstellung benötigt wird, sind Gasturbinen die kosteneffiziente Option. Die verstärkten Austauschmöglichkeiten quer durch Europa erlauben auch, dass nachfrageseitige Durchmischungseffekte besser genutzt werden können. Damit ist gemeint, dass das Kollektiv aller Stromnutzer in Europa ein deutlich gleichmäßigeres Verbrauchsprofil hat als auf Ebene einzelner Länder oder kleinerer Regionen. Denn die Wahrscheinlichkeit für ein gleichgerichtetes Verhalten aller Verbraucher nimmt stark ab, je größer das Kollektiv ist.

Im Übertragungsnetz ist ein Ausbau deutlich über die heute beschlossenen Maßnahmen hinaus kosteneffizient. Eine Verschiebung von Windenenergieausbau in den Süden spart kaum Übertragungsnetzausbau.

Im *Basisszenario* ist bis zum Jahr 2050 ein Ausbau bzw. eine Verstärkung von etwa 37.000 Stromkreiskilometern erforderlich: Das bedeutet, dass über die heute bereits gesetzlich vorgesehenen Maßnahmen gemäß EnLAG und BBPlG hinaus noch einmal das in etwa 1,4-fache an Netzausbau benötigt wird. Bei diesen Zahlen ist zu beachten, dass der Ausbau und die Verstärkung von Stromkreisen nicht mit dem Bau neuer Stromnetztrassen gleichzusetzen sind. Stromtrassen bestehen aus mehreren Stromkreisen, weshalb zusätzliche Stromkreise zum Teil in bestehenden Trassen Platz finden können, und verstärkte Stromkreise ersetzen größtenteils vorhandene, geringer dimensionierte Stromkreise.

Die im *Szenario „Alternative regionale EE-Verteilung“* vorgegebene Verschiebung von Windenergieausbau in den Süden Deutschlands reduziert den Netzausbaubedarf nur geringfügig: Gegenüber dem *Basisszenario* müssen etwa 2.700 Stromkreiskilometer bzw. 7 Prozent weniger ausgebaut oder verstärkt werden. Und im Hinblick auf die gesamten Netzkosten führt die vorgegebene Verschiebung im *Szenario „Alternative regionale EE-Verteilung“* sogar zu höheren Kosten, da die Einsparungen beim Übertragungsnetzausbau durch höhere Kosten in den Verteilungsnetzen überkompensiert werden.

Selbst im *Referenzszenario* zeigt sich, dass ein umfangreicher Ausbau des Übertragungsnetzes kosteneffizient ist: Im Vergleich zum *Basisszenario* reduziert sich der zusätzliche Ausbaubedarf bis zum Jahr 2050 vom 1,4-fachen nur auf das 1-fache der nach EnLAG und BBPlG vorgesehenen Maßnahmen.

Umfangreicher Netzausbau ist auch im Ausland erforderlich.

Ein großräumiger Austausch und die Nutzung der gesamteuropäisch besten Standorte erneuerbarer Energien sind nur möglich, wenn das Stromnetz in ganz Europa ausgebaut wird. Kosteneffizient ist, wenn der großräumige Stromaustausch bis zum Jahr 2050 deutlich gesteigert wird: So ist unter den gegebenen Randbedingungen des *Basisszenarios* ein Ausbau der verfügbaren Handelskapazitäten durch grenzüberschreitenden Netzausbau kosteneffizient, der um das 5-fache über dem in den Szenarien vorgegebenen exogenen Netzausbau liegt (der exogene Netzausbau ergibt sich ausgehend vom Status quo im Wesentlichen basierend auf den Maßnahmen des Ten Year Network Development Plans).

Die Energie- und Klimaziele können auch mit einem gegenüber dem *Basisszenario* deutlich verringerten Ausbau der Übertragungsnetze erreicht werden. Dies hat jedoch starke Auswirkungen auf die übrigen Teile des Stromsystems und führt zu deutlich höheren Kosten.

Auch im *Szenario „Geringerer Ausbau der Übertragungsnetze“* werden die deutschen Energie- und Klimaziele erreicht, ohne dass die Systemsicherheit grundsätzlich gefährdet ist. Allerdings steigt der Aufwand für die CO_2-Vermeidung deutlich an: Es zeigt sich, dass sich die marginalen CO_2-Vermeidungskosten des deutschen Umwandlungssektors in der letzten Dekade bis zum Jahr 2050 von 100 EUR/t im *Basisszenario* auf 200 EUR/t verdoppeln.

Der Verteilungsnetzausbau in Deutschland verursacht höhere Kosten als der Übertragungsnetzausbau. Dennoch sind die Herausforderungen bei der Umsetzung auf der Übertragungsnetzebene größer.

Zwar liegt der ermittelte Anstieg der annuitätischen Netzkosten in allen bisher betrachteten Szenarien für die Verteilungsnetze höher als bei den Übertragungsnetzen (im *Basisszenario* bis 2050 im Vergleich zum Jahr 2013 +5,2 Mrd. EUR/a bei Verteilungsnetzen gegenüber +3,4 Mrd. EUR/a bei den Übertragungsnetzen). Der Ausbau der Übertragungsnetze dürfte aber die größere Herausforderung darstellen. Der Grund hierfür ist, dass die Maßnahmen, die mit Übertragungsnetzausbau verbunden sind, einen weitaus größeren Eingriff in das Landschaftsbild darstellen und zu Akzeptanzproblemen führen.