



Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global

Zusammenfassung des Schlussberichts

BMU - FKZ 03MAP146

Arbeitsgemeinschaft

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart
Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung
Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel
Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Teltow

Bearbeiter:

Joachim Nitsch, Thomas Pregger, Tobias Naegler, Dominik Heide,
Diego Luca de Tena, Franz Trieb, Yvonne Scholz, Kristina Nienhaus (DLR)
Norman Gerhardt, Michael Sterner, Tobias Trost, Amany von Oehsen, Rainer Schwinn,
Carsten Pape, Henning Hahn, Manuel Wickert, (IWES)
Bernd Wenzel (IFNE)

31. März 2012

Dieser Bericht entspricht der im Schlussbericht des Vorhabens (Stand 29. März 2012) enthaltenen Version der Zusammenfassung, die lediglich an wenigen Stellen redaktionell korrigiert wurde.

Zusammenfassung der Studienergebnisse

1 Ausgangssituation

Mit dem Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 und dem Gesetzespaket zur Energiewende vom Sommer 2011 liegt ein langfristiger politischer Fahrplan für den Klimaschutz und den Umbau der Energieversorgung in Deutschland vor. Die Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland sollen demnach bis zum Jahr 2050 um 80% bis 95% gegenüber dem Wert von 1990 gesenkt werden. Für die energiebedingten CO₂-Emissionen allein erfordert diese Zielsetzung eine Reduktion um mindestens 85% bis hin zu einer in letzter Konsequenz nahezu emissionsfreien Energieversorgung. Die Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien (EE) bei gleichzeitig deutlicher Steigerung der Energieeffizienz sind dafür die geeigneten Strategien. Die Herausforderungen dieser Transformation des Energiesystems sind beträchtlich und derzeit noch nicht im gesamten Umfang erfasst. Diese Studie stellt Ergebnisse von systemanalytischen Untersuchungen der Transformation in der Strom-, Wärme- und Kraftstofferzeugung dar, die im Rahmen eines dreijährigen Forschungsvorhabens für das BMU erarbeitet wurden. Dabei bauen die Arbeiten auf den in den vorangegangenen Jahren vom DLR mit wechselnden Projektpartnern für das BMU und das UBA durchgeführten Projekten auf. Ermittelt wurden im Wesentlichen in sich konsistente Energieszenarien des langfristigen EE-Ausbaus und der restlichen Energieversorgung und die daraus abzuleitenden strukturellen und ökonomischen Wirkungen. Des Weiteren haben die Projektpartner DLR Stuttgart und Fraunhofer IWES Kassel eine zeitlich dynamische und teilweise räumlich aufgegliederte Simulation der zukünftigen Stromversorgung durchgeführt. Dadurch konnten einerseits die Szenarien der Stromerzeugung hinsichtlich der Lastdeckung validiert und andererseits die Rolle von Lastausgleichsoptionen, wie Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks, Stromnetzausbau, Lastmanagement und Einsatz von Stromspeichern, untersucht werden.

2 Die Szenarien und ihre wesentlichen Eckdaten

Die in diesem Bericht vorgestellten Langfristszenarien sind, wie alle ihre Vorgänger, **zielorientierte Szenarien**. Sie stellen somit keine „Prognose“ der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems dar. Die quantifizierten Ziele der „Energiewende“, die im Sommer 2011 im Gesetzespaket der Bundesregierung bestätigt und bekräftigt wurden, liefern die wesentlichen Rahmenbedingungen für ihre Ausgestaltung. Unter Beachtung der technisch-strukturellen Möglichkeiten zum Umbau des Energiesystems und unter Berücksichtigung wirtschaftlicher, politischer und gesellschaftlicher Gegebenheiten und Interessen und den daraus resultierenden Hemmnissen und Anreizen werden **mehrere, in sich konsistente Entwicklungen** aufgezeigt, die prinzipiell zu einer Erfüllung dieser Ziele führen. Im Vergleich zu den aktuellen Gegebenheiten werden daraus Hinweise und Empfehlungen für notwendige Erweiterungen bzw. Anpassungen des existierenden energiepolitischen Instrumentariums abgeleitet, die aus der Sicht der Verfasser zur Zielerfüllung erforderlich sind.

Die Szenarien orientieren sich vorrangig am Oberziel des Energiekonzepts, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um mindestens 80% zu mindern. Sie erfüllen zudem weitgehend die Unterziele hinsichtlich EE-Ausbau und Effizienzsteigerung. Dies umfasst auch das Ziel, den Stromverbrauch um 25% bis 2050 zu mindern (bezogen auf Endenergie Strom im Jahr 2008). Dieser Stromverbrauch schließt die Elektromobilität und andere neue Verbraucher mit ein, den Stromverbrauch zur Erzeugung der synthetischen Energieträger Wasserstoff oder

Methan jedoch nicht. Die Szenarien zeigen anschaulich, welche strukturellen Veränderungen mit der **Erfüllung der politischen Ziele** verbunden sind. Sie bilden u. a. **unterschiedliche Entwicklungspfade im Verkehrssektor** sowie deren Implikationen für ein Energiesystem mit hohen erneuerbaren Anteilen ab. Es werden dazu die folgenden Szenarienvarianten untersucht:

- **Szenario 2011 A** stellt bezüglich des EE-Ausbaus im Stromsektor das mittlere Szenario dar. Die Fahrzeuge mit Elektroantrieb (rein elektrische Fahrzeuge und Plug-in-Hybride) erreichen einen Anteil an der Fahrleistung des PKW-Verkehrs im Jahr 2050 von 50%. Der übrige Verkehr wird mit Biokraftstoffen sowie mittels Wasserstoff nutzenden Fahrzeugen und insgesamt effizienteren Fahrzeugen abgedeckt. Wasserstoff wird als chemischer Speicher von EE-Strom darüber hinaus in der Kraft-Wärme-Kopplung zur Strom- und Wärmebereitstellung und kurzzeitig auch zur reinen Rückverstromung eingesetzt. Der Kernenergieausstieg wird entsprechend des Bundestagsbeschlusses vom 30. Juni 2011 (13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes) berücksichtigt.
- **Szenario 2011 B** basiert auf den gleichen Annahmen zur Verbrauchsstruktur und zum Endenergieverbrauch in den Sektoren Industrie, GHD und private Haushalte wie das Szenario 2011 A. Abweichend wird jedoch EE-Wasserstoff über die Methanisierung zu synthetischem Methan umgewandelt. Durch die Möglichkeit der direkten Einspeisung in das Erdgasnetz werden Speicherung und Transport von EE-CH₄ ohne zusätzliche Infrastruktur möglich. Die Nutzung von Methan erfolgt sowohl im Verkehrssektor über einen ansteigenden Anteil von Gasfahrzeugen, in KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung, als auch in Anlagen zur kurzzeitigen Rückverstromung.
- **Szenario 2011 C** bildet im Unterschied zu Szenario 2011 A die vollständige Abdeckung der PKW-Fahrleistungen im Jahr 2050 über vollelektrische Fahrzeuge sowie Plug-in-Hybride ab (ca. 80% rein elektrische Fahrleistung), d. h. ohne eine Nutzung von Wasserstoff oder Methan im Verkehr. In den übrigen Endverbrauchssektoren ist das Szenario 2011 C identisch mit den Szenarien A und B. Wasserstoff wird nur als Langzeitspeicher benötigt und in begrenztem Umfang in der Kraft-Wärme-Kopplung und zur kurzzeitigen Lastdeckung (Rückverstromung) eingesetzt.

Diesen drei grundsätzlich gleichwertigen „Hauptszenarien“ werden zwei weitere Szenarien hinzugefügt, die spezielle Punkte näher beleuchten. Im **Szenario 2011 A'** wird das 25%-Stromsparziel nur auf die „konventionellen“ heutigen Stromverbraucher bezogen. Daraus resultiert eine Minderung der gesamten Endenergie (einschließlich neuer Verbraucher wie Elektromobilität und Wärmepumpen) an Strom um 15% bis 2050. Die Stromnachfrage aus dem Verkehr entspricht dabei derjenigen des Szenarios 2011 A. **Szenario 2011 THG95** gibt darüber hinaus einen Ausblick auf den EE-Ausbau und die Effizienzentwicklung, die zum Erreichen der oberen Grenze des Zielkorridors für die Reduzierung der Treibhausgase (95%) des Energiekonzepts erforderlich ist. Der dargestellte mögliche Entwicklungspfad für ein solches 95%-THG-Szenario bis zum Jahr 2060 erfordert die annähernde Vollversorgung mit erneuerbaren Energien in allen Nutzungsbereichen. In diesem Szenario besitzt EE-Wasserstoff (oder alternativ EE-Methan) eine tragende Rolle als chemisch gespeicherter Strom für eine EE-Vollversorgung des Wärmesektors und des Verkehrs.

Die **demografischen, strukturellen und ökonomischen Eckdaten**, die neben dem volkswirtschaftlichen Aktivitätsniveau die gesamte Energienachfrage bestimmen, entsprechen weitgehend den mit den Szenarien des Energiekonzepts der Bundesregierung abgestimmten Eckdaten der „Leitstudie 2010“ [Nitsch et al. 2011]. In den Szenarien wächst das Bruttoinlandsprodukt (ausgehend vom Niveau 2010) bis zum Jahr 2050 real um über 40%. Die Be-

völkerung Deutschlands geht bis 2050 um 10% zurück, während die den Energiebedarf bestimmenden Größen Personenverkehrsleistung, Wohn- und Nutzfläche noch gering wachsen. Die Verkehrsleistung im Güterverkehr steigt dagegen noch deutlich an. An die Steigerung der Energieproduktivität müssen daher hohe Anforderungen gestellt werden, wenn es zu den im Energiekonzept angestrebten deutlichen absoluten Energieverbrauchssenkungen kommen soll.

Die Basis zur Ermittlung der Kosten des EE-Ausbaus und der Energieversorgung insgesamt sind die in [Nitsch et al. 2011] getroffenen Annahmen für die zukünftige Kostenentwicklung der EE-Techniken sowie **aktualisierte Preispfade** für die Entwicklung der fossilen Energiepreise und der Preise von CO₂-Zertifikaten. Die Grenzübergangspreise steigen im Preispfad A („deutlich“) für Rohöl zwischen 2010 und 2050 von 10,5 auf 24 €₂₀₀₉/GJ, für Erdgas von 5,8 auf 14,9 €₂₀₀₉/GJ und für Steinkohle von 2,9 auf 8,9 €₂₀₀₉/GJ. Im Preispfad B („mäßig“) liegen die Preise im Jahr 2050 zwischen 25 und 30% niedriger. Darüber hinaus wird ein Preispfad C („sehr niedrig“) berücksichtigt, der die Preisannahmen der Szenarien zum Energiekonzept näherungsweise abbildet. **Abbildung 1** zeigt für die drei Preispfade die abgeleiteten Gas- und Steinkohlepreise frei Kraftwerk. Die Wirksamkeit des Handels mit CO₂-Zertifikaten wird durch die vorgegebene Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise festgelegt. Um unter Klimaschutzgesichtspunkten einen fairen Wettbewerb fossiler und erneuerbarer Energietechnologien abzubilden, steigen in dieser Studie die CO₂-Zertifikatspreise im Preispfad A bis 2050 auf 75 €₂₀₀₉/t CO₂ und im Preispfad B auf 57 €₂₀₀₉/t CO₂ an. Ein Näherungswert von 75 €₂₀₀₉/t CO₂ wird auch benutzt, um den Einfluss „ökologisch korrekter“ Preise – unter Berücksichtigung der potenziellen Schäden des Klimawandels – auf die Wirtschaftlichkeit von EE-Ausbau- und Effizienzstrategien darzustellen.

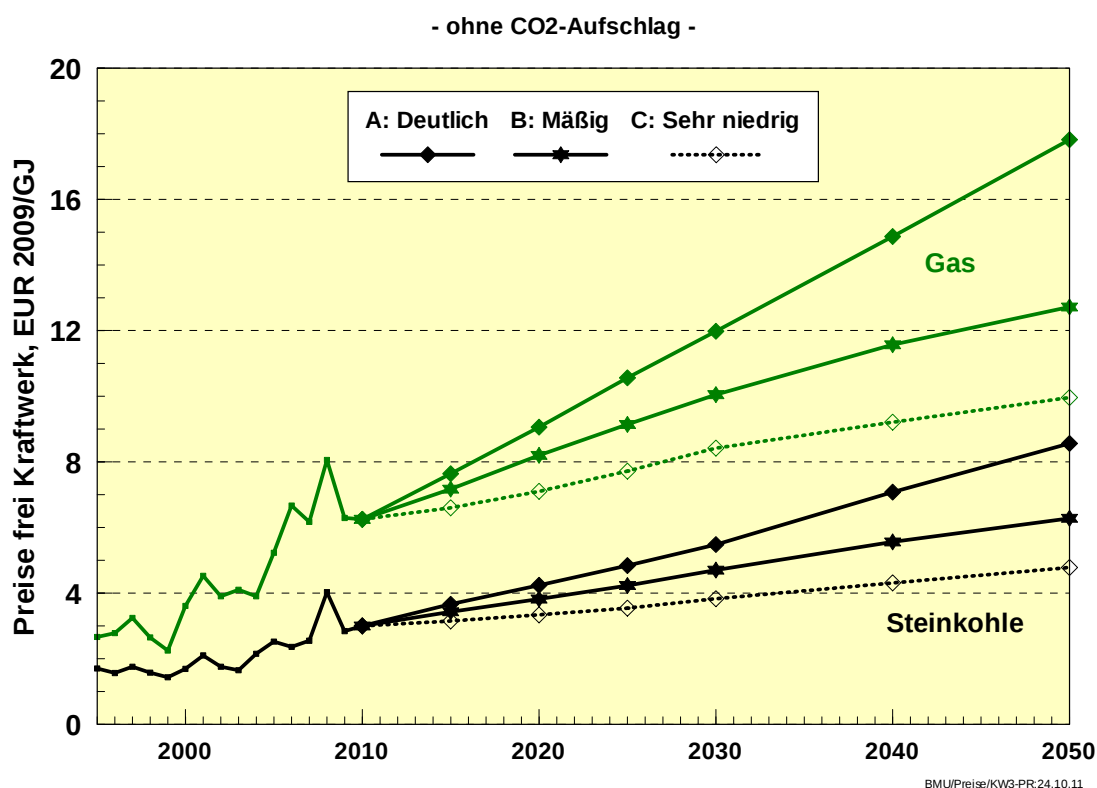


Abbildung 1: Brennstoffpreise frei Kraftwerk für die Preispfade A, B und C

3 Entwicklung in Einzelbereichen der Energieversorgung

Der Strom-Endenergieverbrauch (ohne Strom für die Wasserstoffproduktion) geht im Szenario 2011 A gemäß der Zielsetzung des Energiekonzepts von 516 TWh (2010) bis zum Jahr 2050 auf 393 TWh zurück. Bei einem Anstieg des BIP von 2274 Mrd. €₂₀₀₀ (2008) auf 3158 Mrd. €₂₀₀₀ (2050) muss dafür eine Reduktion der Stromintensität der Wirtschaftsleistung (bezogen auf Endenergie) von 46% erreicht werden, was einem **Rückgang der Stromintensität von im Mittel 1,5% pro Jahr** entspricht. Zwischen 2000 und 2010 nahm die Stromintensität des BIP im Mittel nur um 0,5% pro Jahr ab. Die unterstellte Stromverbrauchsentwicklung stellt also hohe Anforderungen an die Mobilisierung technisch-struktureller Effizienzpotenziale. Im Szenario 2011 C wird zwar wegen der stärkeren Rolle der Elektromobilität mehr Strom-Endenergie benötigt, aufgrund der geringeren Stromverluste bei der Wasserstoffproduktion ist jedoch der Bruttostromverbrauch deutlich niedriger als im Szenario A.

Bei der **Entwicklung des Wärmebedarfs** wird angenommen, dass der spezifische Endenergieverbrauch für Raumwärme in Wohngebäuden von 147 kWh/m²a im Jahr 2008 um über 57% auf 63 kWh/m²a im Jahr 2050 sinken wird. Unter Berücksichtigung eines noch geringen Anstiegs der Wohnfläche von 3460 Mio. m² auf 3650 Mio. m² reduziert sich der Endenergieverbrauch zur Raumheizung bis 2050 auf 850 PJ. Dazu ist es erforderlich, dass bis zum Jahr 2050 nahezu der gesamte Gebäudebestand einer anspruchsvollen energetischen Sanierung unterzogen wird. Nur unter dieser Voraussetzung werden die im Energiekonzept der Bundesregierung anvisierten Ziele im Gebäudesektor – Reduktion des Wärmebedarfs um 20% bis 2020 bzw. des (fossilen) Primärenergiebedarfs um 80% bis 2050 – erreicht werden. Fasst man die gesamte Endenergienachfrage für Wärme zusammen (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, einschl. Klimatisierung und Kälte), so reduziert sich diese von derzeit 5133 PJ/a (2010) auf rund 2800 PJ/a im Jahr 2050, sinkt also um 45%. Mit 67% sinkt die Wärmenachfrage des Sektors GHD am deutlichsten, es folgen die privaten Haushalte mit 47% und die Industrie mit 27%. Darin zeigen sich die geringeren Einsparpotenziale im Prozesswärmebereich im Vergleich zum Raumwärmesektor. Während derzeit private Haushalte die höchste Nachfrage nach Wärme haben (2330 PJ/a), wird im Jahr 2050 die Industrie mit dann 1276 PJ/a der größte Wärmeverbraucher sein.

Die Szenarien stellen drei prinzipiell unterschiedliche **Entwicklungspfade der eingesetzten Energieträger im Verkehr** dar. Dies beeinflusst neben der direkten Rückkopplung auf den Strombedarf ebenfalls die benötigte Versorgungsinfrastruktur. In allen drei Varianten wird von einer optimistischen Entwicklung der Elektromobilität im PKW-Sektor ausgegangen, die bis 2050 zu einem Fahrleistungsanteil der rein elektrischen Fahrzeuge und Plug-in-Hybride von mindestens 50% bis 100% führt. Das Erfordernis eines neben EE-Strom und Biokraftstoffen dritten erneuerbaren Kraftstoffs im Verkehr – dargestellt in den Szenarien A, A' und B sowie THG95 – kann langfristig einerseits aus einem begrenzten Biokraftstoffpotenzial aus nachhaltiger Biomasse (Annahme 300 PJ) und andererseits aus einem limitierten Einsatzpotenzial batterieelektrischer Fahrzeuge hinsichtlich Reichweite, insbesondere im Güterverkehr resultieren. Die Plausibilität der drei Entwicklungspfade wurde für den PKW-Sektor mit einem Flottensimulationsmodell [DLR 2011] überprüft.

Im Personenverkehr insgesamt werden wenig strukturelle **Veränderungen bei den Verkehrsleistungen** angenommen. Nach 2030 geht der Individualverkehr zurück, der Flugverkehr steigt bis 2030 noch deutlich, die gesamte Personenverkehrsleistung sinkt bis 2050 gegenüber 2008 um 6%. Die Güterverkehrsleistung wächst, bezogen auf das Jahr 2008, bis 2040 um 42% und damit deutlich stärker als das BIP mit 26%. In Übereinstimmung mit Aussagen des Energiekonzepts wird angenommen, dass sich die Güterverkehrsleistung der

Bahn verdoppeln lässt, wenn rechtzeitig die dazu erforderlichen Infrastrukturinvestitionen getätigt werden.

Der **Ausbau und die Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)** stellt ein wichtiges Element der Transformation des Energiesystems dar. Im Rahmen dieser Studie wurde ein detailliertes Teilszenario der Entwicklung der KWK in Deutschland erstellt. Um bei steigenden Anteilen von Wind- und Solarenergie hohe KWK-Anteile im Stromnetz und in den Wärmenetzen zu gewährleisten, ist eine höhere Flexibilität der KWK-Anlagen durch den Bau von Wärmespeichern und eine höhere installierte Anlagenleistung im Verhältnis zur Wärme-Jahreshöchstlast notwendig. Aufgrund der zukünftigen Dominanz des fluktuierenden EE-Anteils, des angestrebten deutlichen Rückgangs des Wärmebedarfs und der Ausweitung von Solarkollektoranlagen und der Wärmenutzung bei Geothermieanlagen wird der zukünftige Anteil der fossilen KWK an der Stromversorgung eher geringer ausfallen, als in allgemeinen Potenzialabschätzungen angenommen wird.

Bei der öffentlichen Nah- und Fernwärmeversorgung werden zusätzlich **erschließbare KWK-Wärmepotenziale** im Bereich Haushalte und GHD gesehen. Ausgehend von einem heutigen Verbrauch von etwa 380 PJ wird in den Szenarien bis 2020 ein Potenzial von 500 PJ erschlossen, das danach aber bis zum Jahr 2050 aufgrund der steigenden Energieeffizienz des Gebäudebestandes auf etwa 350 PJ/a sinkt. In der Industrie wird für Prozesswärme bis 350°C ein zusätzliches Wärmesenkenpotenzial in Höhe von 450 PJ/a berücksichtigt. Aufgrund steigender Stromkennzahlen kann die Stromproduktion aus KWK in allen Szenarien von derzeit 85 TWh/a auf 137 TWh/a im Jahr 2025 steigen (**Abbildung 2**). Mit weiter steigendem EE-Ausbau sinkt insbesondere der Beitrag der fossilen KWK auf rund 40% der gesamten KWK-Stromerzeugung des Jahres 2050 in Höhe von 110 TWh/a. Die in 2050 vorhandenen gasgefeuerten KWK-Anlagen werden teilweise auch mit EE-Wasserstoff bzw. EE-Methan betrieben.

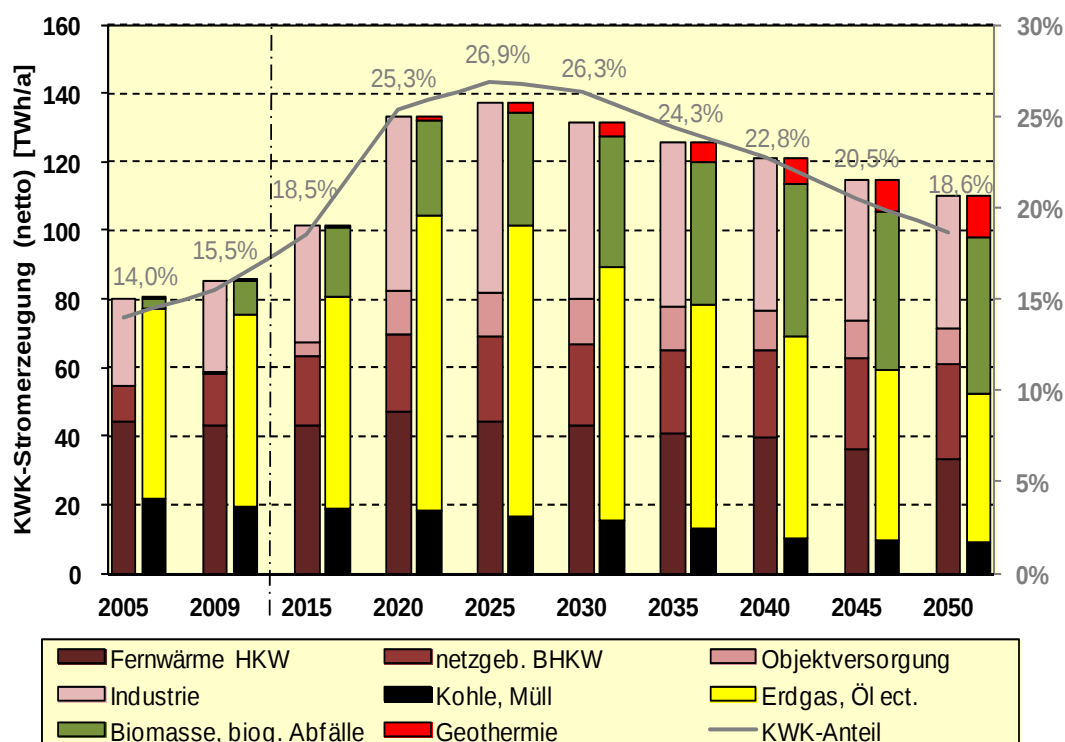


Abbildung 2: Entwicklung der KWK-Nettostromerzeugung nach Einsatzbereichen und Energieträgern und Anteil an der gesamten Stromerzeugung

Das **begrenzte Potenzial der energetischen Nutzung von Biomasse** verlangt einen sehr ressourceneffizienten Umgang. Eine wichtige Voraussetzung dafür ist die Definition klar umrissener „ökologisch“ begrenzter Potenziale, welche die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und zum Naturschutz sowie mögliche Umweltwirkungen durch den Anbau von Energiepflanzen vorrangig berücksichtigen. Nach früheren Abschätzungen der ökologisch „verträglichen“ inländischen Potenziale der Biomassenutzung stehen in Deutschland Biomassen mit einem (Primär-) Energieinhalt von maximal ca. 1550 PJ/a zur nachhaltigen Nutzung zur Verfügung (darunter Reststoffe mit maximal 800 PJ/a). An nutzbarer inländischer Landfläche zum nachhaltigen Anbau von Energiepflanzen werden 4,2 Mio. ha angenommen, wovon maximal 2,3 Mio. ha für Bereitstellung von Biokraftstoffen vorgesehen sind. Es wird dabei von einem deutlichen Anwachsen von Kurzumtriebsplantagen auf rund 1 Mio. ha Fläche ausgegangen. In der hier gewählten Aufteilung der energetischen Biomassenutzung mit Vorrang für eine effiziente stationäre Nutzung werden daraus 60 TWh/a (215PJ/a) Strom, 630 PJ/a Nutzwärme und 300 PJ/a Biokraftstoffe, insgesamt also **1145 PJ/a Endenergie** bereitgestellt. Diese Mengen sind in den Szenarien bis 2030 weitgehend erschlossen. Da das nachhaltig nutzbare globale Biomassepotenzial auf nur etwa 100 EJ geschätzt wird, stellt ein deutlicher Biomasseimport keine nachhaltige Strategie dar. Es werden daher in dieser Studie keine (Netto-)Importe an energetisch genutzter Biomasse angenommen.

Die gasförmigen **chemischen Energieträger Wasserstoff (H_2) und Methan (CH_4)** können EE-Strom in großen Mengen auch für andere Verbrauchssektoren nutzbar machen. Soll eine sehr weitreichende Versorgung mit erneuerbaren Energien erreicht werden, wird die Nutzung von EE- H_2 oder EE- CH_4 – insbesondere angesichts limitierter Biomassepotenziale und begrenzter direkter Einsatzmöglichkeiten für EE-Strom – für die Rückverstromung zur Restlastdeckung, die Erzeugung von Hochtemperaturwärme und den Ersatz von fossilen Kraftstoffen im Verkehr eine Schlüsselrolle spielen. Beide Nutzungspfade, H_2 und CH_4 , beginnen mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus EE-Strom. In einem weiteren Verfahrensschritt (Methanisierung) kann dieser in synthetisches Methan umgewandelt werden. Da Verluste bei der Bereitstellung und -nutzung von H_2 und CH_4 unvermeidlich sind und diese zusätzliche Kosten verursachen, liegt es auf der Hand, dass zuvor alle Verfahren einer direkten Nutzung von EE-Strom im Wärmebereich und im Verkehr ausgeschöpft werden.

Bei der ökonomischen Bewertung der Nutzung von Wasserstoff und/oder Methan als **Langzeitspeicher für Strom** muss ein Vergleich mit anderen Optionen der Stromspeicherung, also z. B. mit Pump- und Druckluftspeichern erfolgen. Nur mit chemischen Energieträgern können allerdings Speicherkapazitäten von mehreren 100 GWh erbracht werden. Speicherkosten für Strom sind generell hoch und reichen von 5 bis 10 ct/kWh_{el} für Pumpspeicher bis zu 23 bis 40 ct/kWh_{el} für Druckluftspeicher. Wasserstoffspeicher mit zentralem Elektrolyseur und Verstromung im GuD-Kraftwerk liegen mit 25 ct/kWh_{el} (heute) bis 10 ct/kWh_{el} (zukünftig) dazwischen, haben aber mit knapp 40% den geringsten Wirkungsgrad.

Im Falle der **Nutzung von H_2 und/oder CH_4 als Brennstoff oder Kraftstoff** ist der Vergleich mit den zukünftigen Preisen der konkurrierenden fossilen Energieträger notwendig. Die Wasserstoffkosten hängen maßgeblich vom Strompreis und der Auslastung der Elektrolyseure ab. Im Jahr 2050 (**Abbildung 3**) kann an Tankstellen mit dezentraler Wasserstoffherzeugung EE-Wasserstoff bei Stromkosten um 4 ct/kWh im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen deutlich kostengünstiger erzeugt werden, auch mit einer Auslastung unter 2000 h/a. Auch für den Wärmemarkt kann dann eine ökonomische EE-Wasserstoffversorgung dargestellt werden.

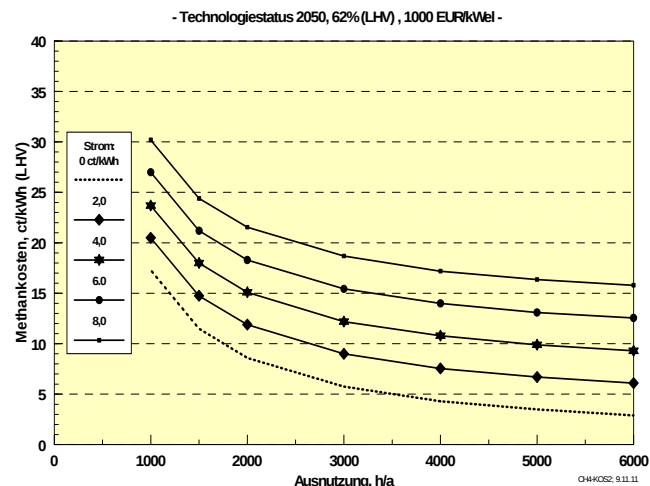
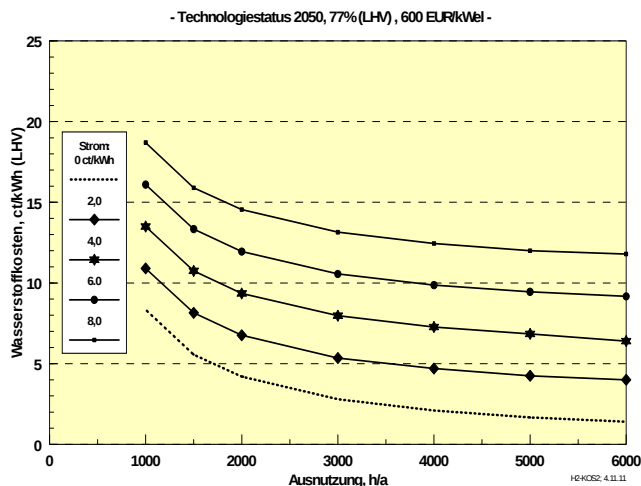


Abbildung 3: Wasserstoff- und Methangestehungskosten (Geldwert 2009) im Jahr 2050 je nach Auslastung und Stromkosten 2050; Zinssatz 6%/a, Abschreibung 20 a, Wartung/Betrieb 2% Inv./a

Die Kosten für EE-CH₄ liegen je nach Strompreis und Auslastung um 35% bis 60% höher als diejenigen von EE-H₂. Da aber in diesem Fall die Erdgasinfrastruktur voll genutzt werden kann, relativiert sich dieser Kostennachteil. Die technisch-strukturellen und ökonomischen Einsatzchancen dieser EE-Energieträger müssen in weiteren Untersuchungen im Zusammenhang mit den Gesamtkosten einer EE-Vollversorgung zukünftig genauer verglichen werden. Aus heutiger Sicht sind die Weiterentwicklung und die lokale Demonstration beider Optionen notwendig, da sie langfristig eine wichtige Rolle einnehmen können.

4 Wesentliche Ergebnisse des Szenarios 2011 A

Auf der Basis des Szenarios 2011 A, das hinsichtlich des Energiebedarfs und des EE-Ausbaupfads die mittlere Variante der drei „Hauptszenarien“ darstellt, wird hier beispielhaft der Transformationsprozess des Energieversorgungssystems in Deutschland hin zu einer nachhaltigen Struktur mit nur noch geringen Treibhausgasemissionen dargestellt.

Bis 2050 zeigen sich beträchtliche Veränderungen im Umwandlungsbereich (**Abbildung 4**). Die hohen Umwandlungsverluste reduzieren sich deutlich durch den Ausbau der EE-Stromerzeugung und den steigenden KWK-Anteil. Der Anteil der reinen Kondensationskraftwerke sinkt im Szenario 2011 A von derzeit 74% (fossil und nuklear) auf 42% bis 2020 und auf 21% bis 2030. Im Jahr 2050 ist Kondensationsstrom nur noch aus flexiblen Gaskraftwerken zur Bereitstellung gesicherter Leistung von Bedeutung. Die weiteren fossil gefeuerten Kraftwerke (Kohle und Gas) werden in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt. Nach 2025 wird der Hauptbeitrag zur Stromerzeugung von den EE erbracht. Diese Entwicklung trägt – neben den Effizienzsteigerungen beim Endverbraucher – zum **deutlichen Rückgang des Primärenergieeinsatzes** bei. Der Primärenergieverbrauch im Szenario 2011 A sinkt bis 2050 auf 52%. Der Endenergieverbrauch sinkt etwas geringer und beträgt im Jahr 2050 mit 5236 PJ/a noch 58% des Wertes von 2010 (9060 PJ/a). Überproportional sinkt der Endenergieverbrauch des Sektors GHD (-52%) und der privaten Haushalte (-48%) wegen der großen Effizienzpotenziale im Raumwärmebereich. Der Endenergieverbrauch des Verkehrs sinkt um 40%; in der Industrie um 33%.

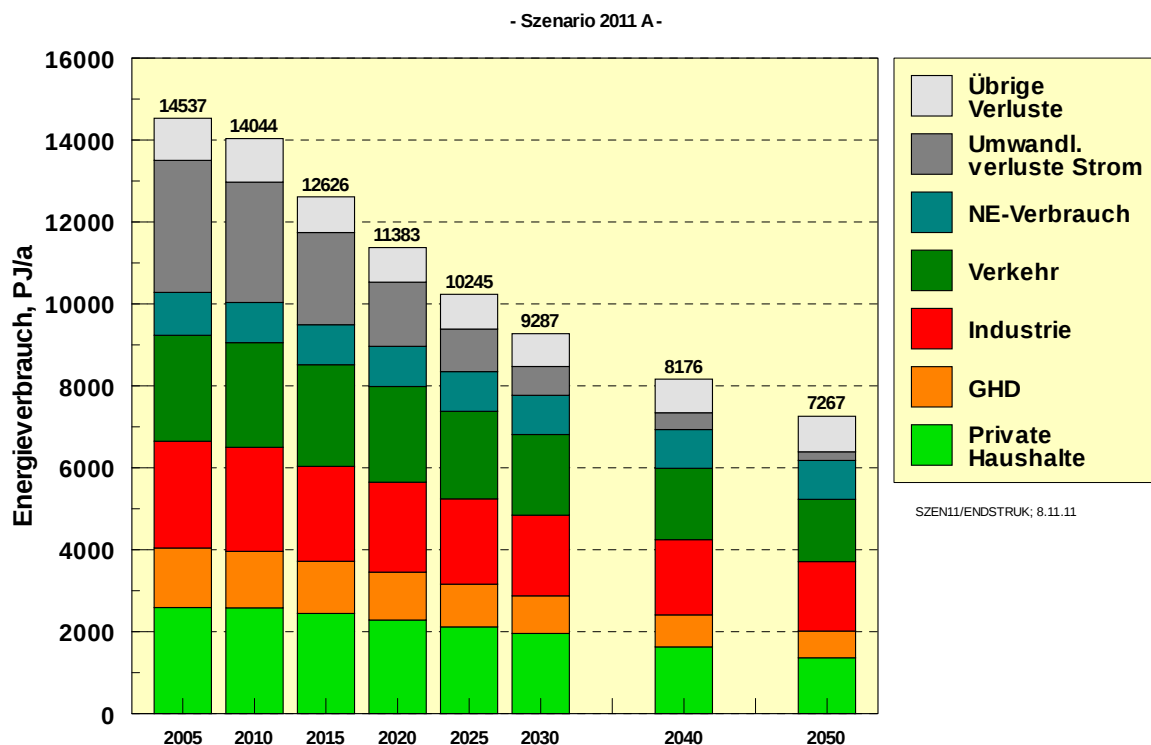


Abbildung 4: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren und des Verbrauchs im Umwandlungsbereich (Summe = Primärenergie) im Szenario 2011 A

Im Jahr 2050 werden mit knapp 3400 PJ/a **fossilem Energieimport** noch 34% der heutigen Menge importiert, was dann einer Importquote von 46% entspricht (Importquote heute: 72%). Dies sind dann zu etwa gleichen Teilen Mineralöl und Erdgas; Kohle wird kaum noch benötigt. Hinzu kommt ein importierter Beitrag der EE aus dem europäischen Stromverbund in Höhe von 223 PJ/a (entsprechend 62 TWh/a Strom). Die gesamte Importquote beträgt somit knapp 50%. Der Beitrag der importierten EE am gesamten Primärenergieverbrauch ist mit 3% (am Stromverbrauch 11%) gering. Zukünftig muss Erdgas verstärkt in der Stromerzeugung eingesetzt werden (Anstieg von heute ~900 PJ auf 1150 PJ im Jahr 2025), einerseits aufgrund der steigenden Anforderungen an einen flexibleren konventionellen Kraftwerkspark und andererseits aufgrund der geringeren CO₂-Emissionen im Vergleich zur Kohleverfeuerung. Wenn zeitgleich das Einsparpotenzial von Erdgas im (Raum-) Wärmebereich ausgeschöpft wird, bleibt die Gesamtnachfrage nach Erdgas bis 2025 etwa konstant, bis zum Jahr 2050 hat sich dann der **Erdgasbedarf gegenüber heute etwa halbiert**.

Im Szenario 2011 A werden bis 2050 (gegenüber 2010) 625 Mio. t CO₂ pro Jahr vermieden. Aus Effizienzsteigerungen stammen hierbei 343 Mio. t CO₂/a, aus dem weiteren EE-Ausbau 282 Mio. t CO₂/a. Damit wird gegenüber 1990 eine **85%ige CO₂-Reduktion** erreicht. Der volle Einsatz sowohl der Effizienz- wie der EE-Ausbaustrategie wird also benötigt, um rechtzeitig und dauerhaft eine klimaschonende Energieversorgung zu schaffen. An der bis 2050 erreichten Reduktion ist die Stromerzeugung mit 42%, der Wärmesektor mit 39% und der Verkehrssektor mit 19% beteiligt. Die **gesamten Treibhausgasemissionen** verringern sich im Szenario 2011 A bis 2050 (gegenüber 1990) **um 81%** (Szenario 2011 C um 82%).

Die einzelnen Einsatzbereiche tragen in unterschiedlichem Maße zum **Anteil der EE an der Energieversorgung** bei (**Tabelle 1**). Im Jahr 2020 decken die EE 41% des Bruttostromver-

brauchs (bzw. 47% des Endenergieverbrauchs an Strom), 18,4% der Endenergienachfrage nach Wärme (ohne Stromanteil) und 11,8% des gesamten Kraftstoffbedarfs. Im Jahr 2030 beträgt der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch bereits 63%. Bis 2050 ist der Umbau der Energieversorgung schon weit fortgeschritten. Der Bruttostromverbrauch wird dann zu 85% aus EE bereitgestellt, die Wärmenachfrage mit 52% gut zur Hälfte und der Kraftstoffbedarf (ohne Strom) im Verkehr zu 42% mit EE gedeckt.

Die deutlichen **Wachstumstendenzen der EE** seit Anfang des Jahrhunderts müssen unvermindert weitergeführt werden (**Abbildung 5**). Sie schwächen sich erst nach 2030 etwas ab. Bis 2020 verdoppelt sich ihr Beitrag zur Endenergie gegenüber 2010 nahezu auf 1822 PJ/a. Bis 2050 steigt er mit 3073 PJ/a auf gut das Dreifache der Energiemenge des Jahres 2010. Der dominierende Beitrag der Biomasse bleibt zunächst bestehen; im Jahr 2030 beträgt ihr Anteil an der gesamten EE-Endenergie noch 46%. Danach sind ihre Potenziale ausgeschöpft, während das Wachstum der anderen EE anhält. Die Windenergie steigert ihren Beitrag an der Endenergie stetig und erreicht im Jahr 2050 mit 800 PJ/a einen relativen Anteil von 28%. Langfristig übernimmt die Solarstrahlung die Wachstumsdynamik. Während ihr Beitrag derzeit mit 5% noch gering ist, ist ihr Beitrag im Jahr 2050 mit dem der Windenergie vergleichbar. Der Beitrag der Geothermie (einschließlich Wärmepumpen) steigt bis 2050 auf 13%. Im Jahr 2050 tragen die verschiedenen EE-Quellen sehr viel ausgewogener zum Energie-Mix bei, als dies heute mit der Dominanz der Biomasse der Fall ist.

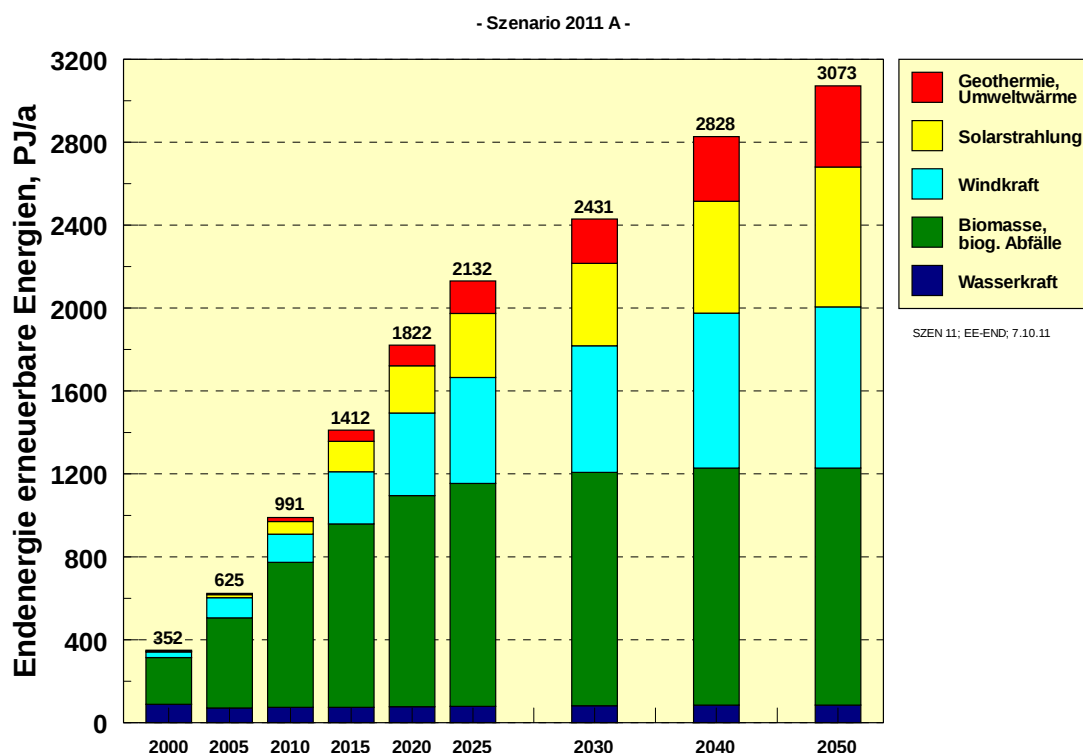


Abbildung 5: Endenergiebeitrag (Strom, Wärme, Kraftstoffe) der EE nach Energiequellen im Szenario 2011 A (Daten bis 2010 aus [AGEE-Stat 2011]; Stand Juli 2011)

Tabelle 1: Eckdaten des Szenarios 2011 A, speziell Beiträge und Anteile der EE

	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a ¹⁾	14216	13427	14044	11383	9287	8176	7267
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	1147	1201	1322	2270	2969	3483	3840
Anteil EE an PEV, %	8,1	8,9	9,4	19,9	32,0	42,6	52,8
Anteil EE an PEV (ohne NE), %	8,7	9,7	10,1	21,7	35,7	48,4	61,1
Endenergie, PJ/a	9098	8691	9060	7991	6820	5992	5236
Endenergie EE, PJ/a	849	903	992	1822	2431	2827	3073
Anteil EE an EEV, %	9,3	10,4	11,0	22,8	35,6	47,2	58,7
Anteil EE an BEEV ²⁾, %	9,0	10,0	10,6	22,0	34,3	45,5	56,5
Strom Endenergie, PJ/a	1886	1782	1859	1742	1619	1526	1415
Strom Endenergie EE, PJ/a	336	341	372	820	1094	1197	1214
Anteil EE, %	17,8	19,1	20,0	47,1	67,6	78,4	85,8
Wärme Endenergie, PJ/a ³⁾	4701	4429	4703	3999	3377	2912	2517
Wärme Endenergie EE, PJ/a	381	441	491	736	977	1157	1317
Anteil EE, % *)	8,1	10,0	10,4	18,4	28,9	39,7	52,3
Kraftstoffe Endenergie, PJ/a ⁴⁾	2511	2480	2498	2249	1824	1554	1304
Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a	132	121	129	266	360	473	542
Anteil EE, % **)	5,3	4,9	5,2	11,8	19,7	30,4	41,6
Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁵⁾	615	578	610	573	558	572	584
EE-Stromerzeugung, TWh/a ⁶⁾	93	95	103	235	351	434	496
Anteil EE, %	15,2	16,4	16,9	40,9	62,9	75,8	84,9
Anteil EE Inland, %	15,2	16,4	16,9	40,7	59,5	67,7	74,3
Primärenergie, PJ/a	14216	13428	14044	11383	9287	8176	7267
Erneuerbare Energien	1147	1201	1322	2270	2969	3483	3840
Mineralöl	4904	4635	4678	3534	2704	2271	1740
Kohlen ⁷⁾	3485	3184	3435	1625	935	505	166
Erdgas, Erdöl, Grubengas	3058	2937	3075	3223	2679	1917	1520
Fossile Energien, gesamt	11447	10755	11188	8382	6318	4693	3427
Kernenergie	1622	1472	1534	731	0	0	0
CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a	797	745	779	521	365	249	154
Verringerung seit 1990, % ⁸⁾	20,3	25,5	22,1	47,9	63,5	75,1	84,6
durch EE vermieden, Mio. t CO ₂ /a	109	110	115	220	303	361	396
THG-Emissionen, Mio t CO_{2eq}/a ⁹⁾	988	911	943	644	466	337	229
Verringerung seit 1990, %	18,4	24,8	22,1	46,8	61,6	72,2	81,1

*) Anteil EE Wärme, AGEE-Stat/EEWärmeG, % 7,6 8,9 10,2 16,4 25,9 35,3 46,1
 **) Anteil EE an Endenergie Verkehr, % 5,5 5,1 5,4 13,7 24,8 37,2 49,4

¹⁾ Primärenergie nach Wirkungsgradmethode; PEV einschließlich, EE ohne nicht-energetischen (NE-) Verbrauch

²⁾ Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) = Endenergieverbrauch zuzüglich Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Kraft- und Heizkraftwerken

³⁾ jeweils nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung. AGEE-Stat und EEWärmeG beziehen dagegen EE-Endenergie Wärme ohne Strom auf Endenergiebedarf Wärme inkl. Stromeinsatz; vgl. *)

⁴⁾ Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz

⁵⁾ Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeichern; ab 2030 einschl. Strom für EE-Wasserstoffherzeugung

⁶⁾ einschließlich EE-Strom aus Wasserstoff

⁷⁾ einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich fossil/nuklearem Stromimportsaldo

⁸⁾ 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)

⁹⁾ einschließlich Landnutzungsänderung (LULUCF; 1990 = 1211 Mio. t CO_{2eq}/a)

Der Beitrag der EE zur Stromversorgung steigt von 103,5 TWh/a im Jahr 2010 auf 235 TWh/a in 2020 und 490 TWh/a im Jahr 2050 (**Abbildung 6**). Die Wachstumsdynamik der EE wird längerfristig vorwiegend von der Windenergie und der Solarstrahlung (Photovoltaik und solarthermischer Strom aus südlichen Regionen) getragen, während das Potenzial der Biomasse bei rund 60 TWh/a ausgeschöpft ist. Gefolgt von der Windenergie (durchschnittliche Wachstumsrate bis 2020: 11%/a), wächst die Photovoltaik im Zeitabschnitt bis 2020 mit 13,5%/a am stärksten¹. Zwischen 2020 und 2050 wächst die Strombereitstellung der EE kontinuierlich mit einer Wachstumsrate von im Mittel 2,5%/a. Der Beitrag fluktuierender Stromerzeugung (Wind, Photovoltaik) liegt heute bezogen auf den gesamten Bruttostromverbrauch erst bei 8%. Bis 2020 steigt er bereits auf 28% und bis 2050 auf 55%. Die Ausweitung der Stromerzeugung aus Geothermie läuft relativ langsam an und spielt im Szenario bis 2050 insgesamt eine eher geringe Rolle. Ausschlaggebend dafür sind die Unsicherheiten über die breitere Realisierbarkeit als stromerzeugende Technologie.

Für die gesamte EE-Stromerzeugung beginnt etwa ab 2020 auch der Import von EE-Strom eine Rolle zu spielen. Dahinter steht die Annahme, dass die Transformation der Stromversorgung zu EE in absehbarer Zeit zu einem gemeinsamen europäischen Ziel werden muss. Nur so kann strukturell und ökonomisch eine optimale auf EE basierende Stromversorgung aufgebaut werden. Da außerhalb Deutschlands sehr große, kostengünstig erschließbare EEPotenziale vorhanden sind, liegt es nahe, im Saldo von einem längerfristig **steigenden Import von EE-Strom** auszugehen. Im Jahr 2030 werden im Saldo mit 19 TWh/a erst 5,5% des EE-Stroms importiert, im Jahr 2050 sind es mit 62 TWh/a knapp 13% der EE-Stromerzeugung (11% des Stromverbrauchs).

Bereits im Jahr 2020 liegt mit 117 GW die **installierte Leistung der EE** deutlich über der zu erwartenden Netzhöchstlast von ca. 80 GW. Mit 97 GW Leistung dominiert der Anteil der fluktuierenden Energiequellen Wind und Solarstrahlung (**Tabelle 2**). Zu diesem Zeitpunkt übertrifft die PV-Leistung die installierte Leistung der gesamten Windkraft, womit sie jedoch nur 40% der Strommenge der Windkraft erzeugt. Die hohe installierte Leistung fluktuierender EE zeigt den spätestens ab 2020 stark wachsenden Bedarf an Ausgleichs- und Speichermöglichkeiten. Aus diesem Grund wird nach 2030 im Szenario eher das Wachstum des internationalen Stromverbunds und der „heimischen“ Offshore-Windenergie bevorzugt, während sich das Wachstum der heimischen PV-Leistung längerfristig wieder abschwächt. Die installierte EE-Leistung wächst bis 2050 auf insgesamt 179 GW, wenn die anteilige Leistung des EE-Imports mit berücksichtigt wird. Im Szenario 2011 A sind davon rund 40 GW (110 TWh/a) für die Bereitstellung von EE-Wasserstoff als Speichermedium und als Kraftstoff vorgesehen, die von Elektrolyseuren entsprechend dem EE-Angebot aufgenommen werden.

¹ Der jährliche PV-Leistungszubau ab 2012 in den Szenarien 2011 orientiert sich an dem bisher geltenden Zielkorridor des EEG: Nach Abbau der derzeitigen Zubauspitze wird für den Zeitraum bis 2020 ein Zielkorridor zwischen 2500 und 3500 MW/a angenommen (vgl. Tab. 2: Installierte PV-Leistung in 2020: 53,5 GW). Dies entspricht auch etwa dem Entwicklungspfad im nationalen Aktionsplan (NREAP). Auch nach 2020 gehen die Szenarien von einem gegenüber 2010/2011 deutlich geschrumpften PV-Zubau (einschließlich Ersatz) aus. Die im Februar 2012 vorgestellten Änderungen der PV-Förderung im EEG konnten in den Szenarien nicht mehr berücksichtigt werden, zumal deren Wirkung auf den deutschen PV-Markt derzeit kaum quantifizierbar ist. Die in der aktuellen Änderung vorgesehene sehr rasche und deutliche Reduktion der PV-Vergütungen könnte kurzfristig (bis ~2016) gegenüber den Szenarien zu einem geringeren PV-Ausbau führen. Kann die angestrebte weitere Kostenreduktion neuer PV-Anlagen erreicht werden, ist mittel- und langfristig dennoch ein stabiles PV-Wachstum möglich, da dann auch ein PV-Ausbau ohne EEG-Förderung erfolgen kann (Erreichen der Netzparität). Bei einer sehr starken Schrumpfung des PV-Marktes über das in den Szenarien 2011 angenommene Maß hinaus wäre jedoch eine Veränderung des EE-Erzeugungsspektrums (z. B. höherer Ausbau der Windenergie) erforderlich, um die längerfristigen EE-Ausbauziele zu erreichen.

Wegen des deutlichen EE-Ausbaus geht die **Auslastung fossiler Kraftwerke** von durchschnittlich 4600 h/a im Jahr 2010 auf 3700 h/a im Jahr 2020 zurück; danach wird der Rückgang noch deutlicher (2030: ~3300 h/a; 2050: ~2200 h/a). Längerfristig steigt dagegen die mittlere Auslastung der EE insgesamt wegen des deutlichen Wachstums von Offshore-Windanlagen und des Imports von EE-Strom aus Gebieten mit günstiger Angebotscharakteristik. Im Jahr 2020 liegt sie bei 2100 h/a und erreicht im Jahr 2050 einen Wert von 2750 h/a. Darin zeigt sich eine gewisse **Vergleichmäßigung des EE-Angebots**, welche die Integration in die Stromversorgung erleichtert.

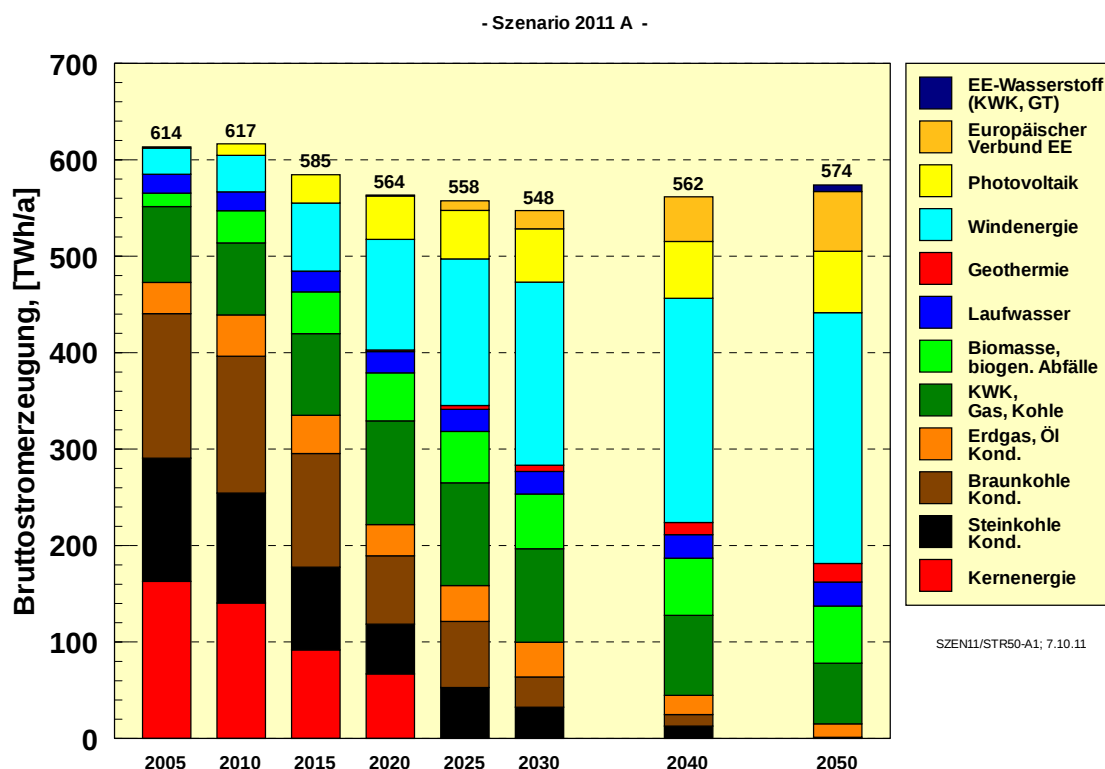


Abbildung 6: Struktur der Bruttostromerzeugung im Szenario 2011 A

Die heute noch dominierende Stromerzeugung aus Großkraftwerken ohne Abwärmenutzung (70% der Bruttostromerzeugung in 2010) weicht im Szenario 2011 A einer Stromversorgungsstruktur, die zu überwiegenden Teilen auf der dezentralen EE-Stromerzeugung beruht. Entsprechend ändert sich auch die **installierte Leistung der fossilen Kondensationskraftwerke**. Die Leistung reiner fossiler Kondensationskraftwerke sinkt von derzeit 65 GW auf 49 GW im Jahr 2020 und auf 39 GW im Jahr 2030. Die Leistung der fossilen KWK-Anlagen steigt dagegen bis 2030 auf gut 28 GW an. Bis 2020 werden im Szenario insgesamt 36 GW fossile Altkraftwerke stillgelegt bzw. in die Kaltreserve überführt. 20 GW davon sind alte Steinkohlekraftwerke, 12 GW alte Braunkohlekraftwerke und 4 GW alte erdgasgefeuerte Gasturbinen oder GuD-Kraftwerke. Der Neubau fossiler Kraftwerke muss mit etwa 27 GW (davon 8 GW HKW und 4 GW BHKW) restriktiv gehandhabt werden. Außer den derzeit in Bau befindlichen gehen im Szenario 2011 A keine neuen Kohlekraftwerke mehr in Betrieb. Es wird bis 2030 allerdings weitere 9 GW neue Gasleistung benötigt. Im Saldo ist im Jahr 2030 die Leistung in **Gaskraftwerken (einschl. BHKW) 10 GW höher als heute**. Insgesamt sind im Szenario 2011 A in 2030 gut 70% der heutigen fossilen Kraftwerksleistung außer Betrieb. Im Jahr 2050 verbleibt noch eine fossile Gesamtleistung von 38 GW.

Tabelle 2: Installierte Stromleistung erneuerbarer Energien im Szenario 2011 A (Leistungen zum jeweiligen Jahresende)

in GW *)	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Wasserkraft	4,24	4,33	4,40	4,51	4,70	4,80	4,92	5,09	5,20
Windenergie	6,1	18,4	27,2	36,9	49,0	58,1	67,2	77,5	82,8
- onshore	6,1	18,4	27,1	33,9	39,0	41,4	43,7	48,0	50,8
- offshore	-	-	0,09	2,94	10,0	16,7	23,5	29,5	32,0
Photovoltaik **)	0,076	1,98	17,3	38,5	53,5	57,3	61,0	63,3	67,2
Biomasse	1,17	3,12	6,34	8,08	8,96	9,48	10,00	10,38	10,38
- Biogas, Klärgas u.a.	0,39	0,70	2,96	3,63	3,72	3,90	4,16	4,45	4,45
- feste Biomasse	0,19	1,21	2,03	2,83	3,54	3,88	4,14	4,23	4,23
- biogener Abfall	0,59	1,21	1,35	1,62	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Erdwärme	-	-	0,01	0,08	0,30	0,65	1,00	1,94	2,95
EU-Stromverbund	-	-	-	-	0,35	1,98	3,60	8,15	10,45
- solarthermische KW	-	-	-	-	-	-	1,20	5,15	6,55
- Wind, andere EE	-	-	-	-	0,35	1,98	2,40	3,00	3,90
EE-Strom gesamt	11,57	27,85	55,27	88,1	116,8	132,3	147,8	166,3	179,0

*) Daten bis 2010 aus [AGEE-Stat 2011], Stand Juli 2011

**) für 2015 und 2020 vgl. dazu Fußnote 1

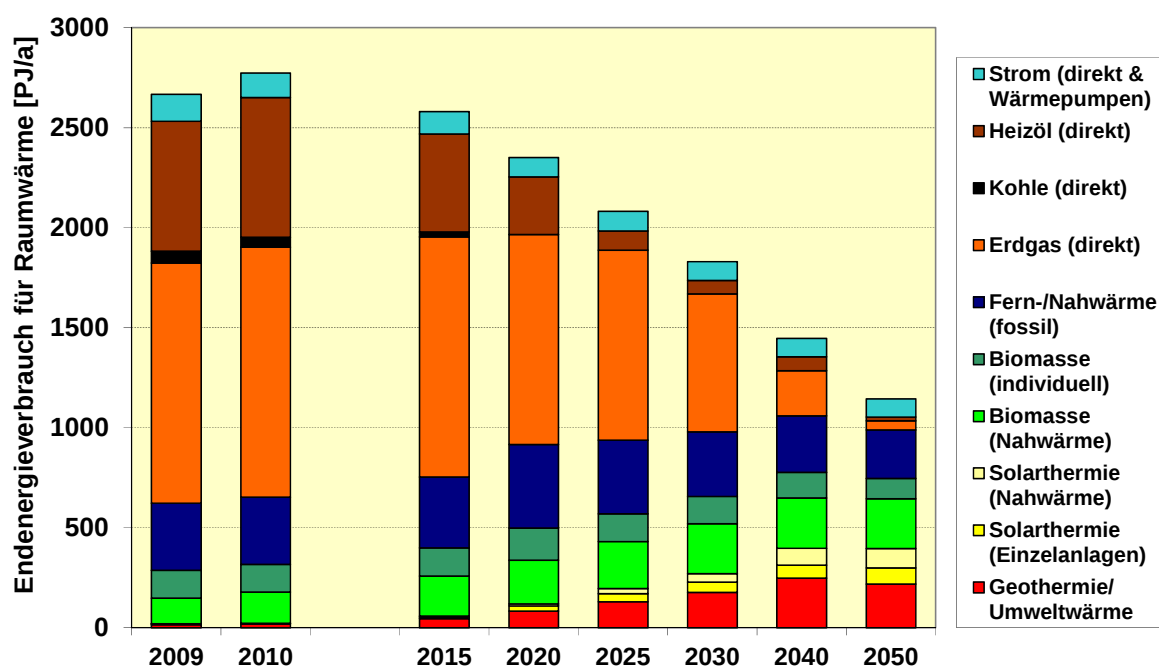


Abbildung 7: Endenergieeinsatz für Raumwärme im Szenario 2011 A (einschließlich Stromeinsatz für Raumwärme)

Der **Verbrauch fossiler Energieträger zur Wärmeerzeugung** sinkt kontinuierlich bis 2050, insbesondere bei der Raumwärme (**Abbildung 7**). Während im Jahr 2009 noch 3933 PJ fossile Endenergie (einschließlich Fern- und Nahwärme, Objektversorgung und industrielle KWK, ohne Strom aus fossilen Quellen) zur Wärmeerzeugung verbraucht wurden, sinkt diese Menge bis 2050 um 70% auf 1160 PJ. Erdgas wird auch 2050 noch in signifikantem Umfang zur Bereitstellung von Prozesswärme und in der Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt.

Der **EE-Einsatz zur Wärmebereitstellung** verdreifacht sich nahezu von heute 490 PJ auf über 1300 PJ im Jahr 2050. EE decken dann **53% des Endenergieverbrauchs** für Wärme

(ohne Stromeinsatz zur Wärmeerzeugung). Diese Entwicklung und die dahinter liegende Wachstumsdynamik bedürfen einer grundsätzlichen Veränderung der Marktsituation und langfristig ausreichender Förderanreize im Wärmebereich. Bei der Wärmebereitstellung aus Einzelanlagen wird für Wärmepumpen von einem Wachstum von durchschnittlich 8,3%/a bis 2030 und bei Solarkollektoreinzelanlagen von 9,7%/a ausgegangen. Deutlich höher wachsen im Szenario die bisher noch kaum entwickelten Segmente der Nahwärmeversorgung mit Kollektoren und Geothermie. Bei der tiefen Geothermie sind es 18%/a bis 2030, solare Nahwärmanlagen wachsen sogar mit 22%/a. Die jährlich installierte EE-Leistung zur Wärmeerzeugung (Neubau einschließlich Ersatz von Altanlagen) liegt heute in der Größenordnung von 5,5 GW_{th}/a. Im Jahr 2020 werden jährlich zu installierende Leistungen von insgesamt 9,4 GW_{th}/a erwartet. Der Ersatz alter EE-Anlagen spielt ab 2020 eine zunehmend wichtigere Rolle, so dass im Jahr 2030 thermische EE-Anlagen mit fast 12 GW_{th}/a und im Jahr 2050 mehr als 17,6 GW_{th}/a installiert werden.

Der **Einsatz erneuerbarer Energien im Verkehr** erreicht bis 2020 mit 321 PJ/a einen Anteil von 14%. Er steigt bis 2050 mit 752 PJ/a auf knapp 50% (**Abbildung 8**). Der Einsatz an fossilen Kraftstoffen sinkt zwar deutlich, bedingt durch den Dieselverbrauch im Schwerlastverkehr sowie den Kerosinbedarf des Flugverkehrs verbleibt im Jahr 2050 aber immer noch ein signifikanter Verbrauch von etwa 760 PJ. Der Einsatz von Biokraftstoffen liegt bei maximal 300 PJ/a und von EE-Wasserstoff bei 242 PJ/a in 2050. Dem Flugverkehr wird bis zum Jahr 2050 über ein Drittel des Biokraftstoffpotenzials in Form von synthetischen Biokraftstoffen (BtL = biomass to liquid) zugeordnet.

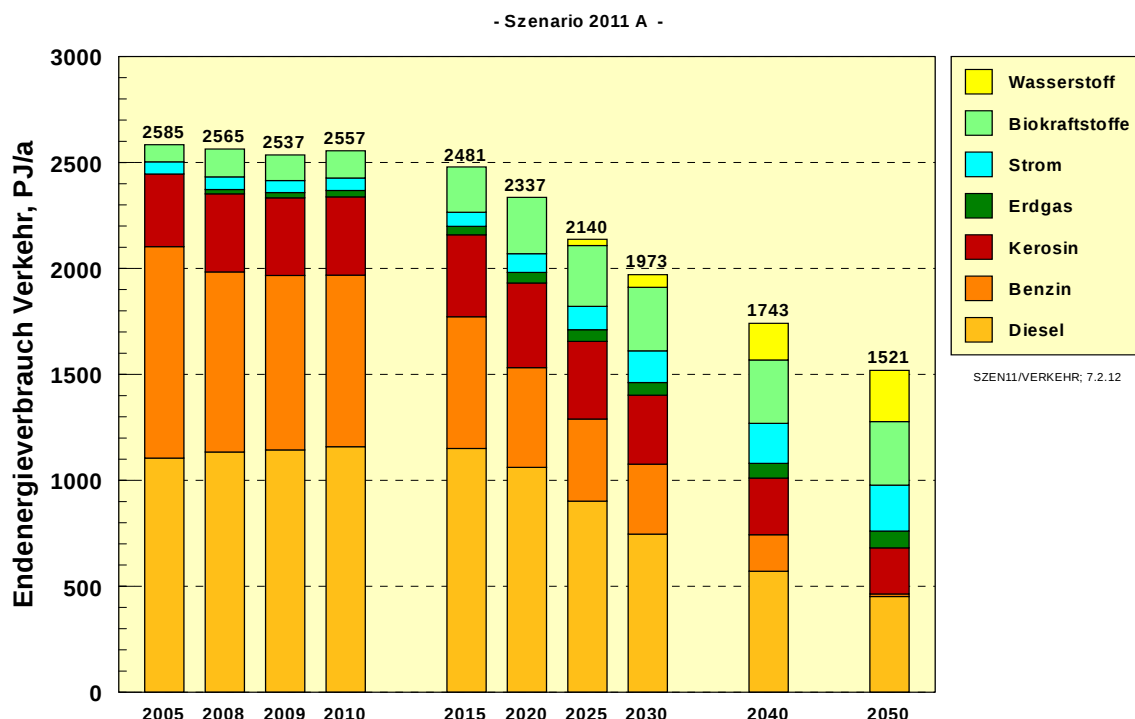


Abbildung 8: Endenergieeinsatz für den Verkehr im Szenario 2011 A

Der Stromverbrauch durch Elektromobilität beträgt in 2020 bereits 8,7 TWh/a und erreicht 44 TWh im Jahr 2050. Für 2020 und 2030 werden die Zielvorgaben von 1 Million bzw. 6 Millionen elektrisch angetriebener PKW und Leichter Nutzfahrzeuge im Flottenszenario erreicht. Der sehr weitgehende Einsatz von Elektrofahrzeugen und Wasserstoffantrieben erfordert im Jahr 2050 einen zusätzlichen Stromeinsatz in Höhe von 44 TWh/a für Elektro-

mobilität und 87 TWh/a für Wasserstoff, der ausschließlich aus EE bereitgestellt wird. Zur Erzeugung dieser Strommenge sind rund 50 GW EE-Leistung erforderlich.

5 Wesentliche Ergebnisse des Szenarienvergleichs

In den Szenarien 2011 A, B und C sind **unterschiedliche Entwicklungen der Fahrzeugflotten** und damit der eingesetzten Energieträger abgebildet. Im Szenario 2011 C ergibt sich aufgrund der starken Rolle des effizienten Elektroantriebs der geringste Endenergieverbrauch im Verkehr von 1380 PJ im Jahr 2050 (Szenario A: 1521 PJ/a) und auch die stärkste CO₂-Minderung im Verkehr. Szenario 2011 B weist aufgrund des gegenüber Wasserstoffbrennstoffzellen höheren spezifischen Verbrauchs der Gasmotoren den höchsten Endenergiebedarf von 1565 PJ im Jahr 2050 auf. Im Szenario 2011 C werden im Jahr 2050 für Elektrofahrzeuge im gesamten Straßenverkehr ca. 80 TWh Strom eingesetzt.

Der Vergleich der Szenarien zeigt, dass die Ablösung fossiler Kraftstoffe im Verkehr aus heutiger Sicht auf sehr unterschiedliche Art erfolgen kann, jeweils mit spezifischen Vor- und Nachteilen bzw. Grenzen. In anderen Szenarienstudien wird z. T. von einem weitaus höheren Verbrauch an Biokraftstoffen sowie an Biomasse insgesamt ausgegangen, was voraussetzt, dass im Jahr 2050 ein starker Biomasseimport stattfindet (**Tabelle 3**). Aufgrund des global begrenzten nachhaltig nutzbaren Biomassepotenzials stellt die Annahme eines massiven Biomasseimports für den Biokraftstoffeinsatz aber keine robuste Strategie dar.

Tabelle 3: Vergleich der Energiebedarfsdeckung im Verkehr (in PJ/a) im Jahr 2050 und der gesamten Biomasse für alle Nutzungen mit Szenarien aus anderen Studien

Jahr 2050	Fossil	Biokraftstoffe	EE-Wasserstoff	EE-Methan	Elektromobilität	Bahnstrom	EEV Verkehr	Gesamte Biomasse**)
Szenario 2011 A	763	300	242	0	158	59	1521	1550*)
Szenario 2011 B	782	300	0	266	158	59	1565	1550*)
Szenario 2011 C	731	300	0	0	290	59	1379	1550*)
WWF Innovation	436	921	10	k.A.	101	86	1560	1720
McKinsey & Company [BMU 2010]	~980	~80	k.A.	k.A.	~250	~90	~1400	~500
Szenario I B [EWI 2010]	492	772	15	k.A.	144	~90	1512	2154
nachrichtlich: 2010	2369	129	0	0	0	59	2557	958

*) im Inland nutzbares Primärenergiepotenzial (vgl. Langfassung Abschnitt 3.5) EEV = Endenergieverbrauch

***) einschließlich Biomasseeinsatz für Strom- und Wärmeerzeugung

Da der Verkehrssektor in einem zielkonformen Szenario im Vergleich zu den anderen Verbrauchssektoren ebenfalls eine beträchtliche Emissionsminderung zu erbringen hat, folgt aus der Begrenzung des Biokraftstoffpotenzials die Notwendigkeit, sowohl einen sehr weitgehenden Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen anzustreben als auch die Einführung eines dritten erneuerbaren Kraftstoffs in Betracht zu ziehen. Dies ist vor allem dann notwendig, wenn der Verkehrssektor längerfristig weitgehend auf EE basiert sein soll.

Die unterschiedlichen Strategien im Verkehrssektor führen auch zu Änderungen in der gesamten **Endenergie- und Primärenergiestruktur der jeweiligen Szenarien**. Im Vergleich zu Szenario 2011 A führt der in Szenario 2011 C unterstellte starke Durchbruch der Elektromobilität und der Verzicht auf Wasserstoff als Kraftstoff zu einem deutlich geringeren Bruttostromverbrauch (Szenario 2011 C: 534 TWh/a; Szenario 2011 A: 584 TWh/a in 2050; Szenario

rio 2011 B: 622 TWh/a) und zu einer geringeren Endenergienachfrage insgesamt (Szenario 2011 C: 5100 PJ/a; Szenario 2011 A: 5236 PJ/a in 2050). Damit wird auch der CO₂-Ausstoß mit 147 Mio. t/a in 2050 (Szenario 2011 A: 154 Mio. t/a) geringer. Aus den im Vergleich zu den Szenarien A und B günstigeren energetischen Kennwerten des Szenarios 2011 C (**Tabelle 4**) folgt, dass aus Effizienz- und Klimaschutzgründen ein **hoher Anteil an Elektromobilität im Verkehrssektor anzustreben** ist. Bis 2050 sollte daher der Beitrag von Elektrofahrzeugen im PKW-Sektor möglichst einen Anteil von 50% überschreiten und sich deutlich in Richtung des Szenarios 2011 C bewegen.

Im **Szenario A'** wird aufgrund der bisherigen eher enttäuschenden Erfahrungen bei der Drosselung der Stromnachfrage das Reduktionsziel des Energiekonzepts ausschließlich auf die „konventionellen“ Verbraucher (d. h. ohne Wärmepumpen und Elektromobilität) bezogen. Der Endenergieverbrauch dieser Stromverbraucher wird deshalb bis 2050 „nur“ auf 387 TWh/a anstatt auf 335 TWh/a (Szenario 2011 A) reduziert, was einer ebenfalls beachtlichen Reduktion entspricht. Der Mehrverbrauch an Strom wird durch einen verstärkten EE-Ausbau kompensiert, um bis 2050 trotzdem eine Reduktion der THG-Emissionen um 80% zu erreichen. Dadurch liegt die EE- Stromerzeugung in diesem Szenario bei 544 TWh/a anstatt 496 TWh/a (Szenario 2011 A), der EE-Anteil an der Stromerzeugung erreicht 85,5%.

Eine Gegenüberstellung der Szenarien 2011 A und 2011 B erlaubt einen Vergleich der **Aufwendungen für die chemische Speicherung** größerer EE-Strommengen mittels der beiden Optionen EE-Wasserstoff und EE-Methan. Beide Szenarien beruhen auf derselben Endenergienachfrage und erreichen dieselbe CO₂-Minderung. Unterschiedlich sind die Verbräuche im Verkehrssektor zwischen wasserstoffbetriebenen und gasbetriebenen Fahrzeugen in Höhe von 24 PJ/a sowie die zusätzlichen Verluste durch die Methanisierung von 20% der Energie des Wasserstoffs. Ob der Mehraufwand für die Methanisierung im Szenario 2011 B gegenüber Szenario 2011 A in Höhe von 38 TWh/a EE-Strom die infrastrukturellen Vorteile von Methan im Vergleich zu Wasserstoff aufwiegt, kann derzeit nicht abschließend geklärt werden. Da ihr großmaßstäblicher Einsatz frühestens in zwei Jahrzehnten erforderlich sein wird, können die noch notwendigen Weiterentwicklungen und die erforderlichen technisch-strukturellen und ökonomischen Analysen ohne Zeitdruck erfolgen.

Das Szenario zur Darstellung einer **95%-Minderung der Treibhausgase** (Szenario 2011 THG95) verlangt praktisch eine EE-Vollversorgung Deutschlands. Nach vorhergehenden Analysen hinsichtlich möglichem Strukturwandel und Transformationsgeschwindigkeit der Energieversorgung ist dafür der Zeitpunkt 2050 eine extreme Zielvorgabe, weshalb im Szenario 2011 THG95 eine THG-Minderung von 95 % erst für 2060 angenommen wurde.

Für das Jahr 2050 liegt der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in den Szenarien 2011 A, B und C zwar bereits bei rund 85%, der EE-Anteil im Wärmesektor liegt zur gleichen Zeit aber erst bei 52 bis 54% und im Verkehr bei 47 bis 50%. Da ein weitergehender Einsatz von Biomasse aus Nachhaltigkeitssicht nicht verantwortbar ist, kommen für eine weitere Steigerung des EE-Beitrags nur ein intensiverer Ausbau der Erzeugung von EE-Strom (**Abbildung 9**) und dessen verstärkte direkte (Elektromobilität, Strom im Wärmebereich) oder indirekte Nutzung (EE-Wasserstoff bzw. EE-Methan) infrage. Eine weitere Steigerung der direkten EE-Wärmeerzeugung mittel Kollektoren und Erdwärme über das in den Szenarien A, B und C angenommene Volumen hinaus ist nur in einem sehr begrenzten Umfang möglich.

Tabelle 4: Eckdaten des Szenarios 2011 C, speziell Beiträge und Anteile der EE

	2008	2009	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a ¹⁾	14216	13428	14044	11367	9137	7899	6993
Primärenergie EE, PJ/a ¹⁾	1147	1201	1322	2278	2994	3418	3695
Anteil EE an PEV, %	8,1	8,9	9,4	20,0	32,8	43,3	52,8
Anteil EE an PEV (ohne NE), %	8,7	9,7	10,1	21,8	36,7	49,4	61,4
Endenergie, PJ/a	9098	8691	9060	7935	6696	5829	5099
Endenergie EE, PJ/a	849	903	992	1831	2477	2828	3015
Anteil EE an EEV, %	9,3	10,4	11,0	23,1	37,0	48,5	59,1
Anteil EE an BEEV ²⁾, %	9,0	10,0	10,6	22,2	35,6	46,8	57,0
Strom Endenergie, PJ/a	1886	1783	1859	1786	1728	1674	1546
Strom Endenergie EE, PJ/a	336	341	372	829	1200	1374	1406
Anteil EE, %	17,8	19,1	20,0	46,4	69,5	82,1	90,9
Wärme Endenergie, PJ/a ³⁾	4701	4428	4703	4000	3379	2911	2522
Wärme Endenergie EE, PJ/a	381	441	491	736	977	1154	1310
Anteil EE, % *)	8,1	10,0	10,4	18,4	28,9	39,6	51,9
Kraftstoffe Endenergie, PJ/a ⁴⁾	2511	2480	2498	2149	1589	1244	1031
Kraftstoffe Endenergie EE, PJ/a	132	121	129	266	300	300	300
Anteil EE, % **)	5,3	4,9	5,2	12,4	18,9	24,1	29,1
Bruttostromverbrauch, TWh/a ⁵⁾	615	578	610	585	565	549	534
EE-Stromerzeugung, TWh/a ⁶⁾	93	95	103	237	358	419	462
Anteil EE, %	15,2	16,4	16,9	40,5	63,2	76,3	86,6
Anteil EE Inland, %	15,2	16,4	16,9	40,3	59,9	70,5	78,7
Primärenergie, PJ/a	14216	13428	14044	11367	9137	7899	6993
Erneuerbare Energien	1147	1201	1322	2278	2994	3418	3695
Mineralöl	4904	4635	4678	3431	2524	2135	1758
Kohlen ⁷⁾	3485	3184	3435	1625	935	443	155
Erdgas, Erdöl, Grubengas	3058	2937	3075	3302	2684	1903	1385
Fossile Energien, gesamt	11447	10755	11188	8359	6143	4481	3298
Kernenergie	1622	1472	1534	731	0	0	0
CO₂-Emissionen, Mio. t CO₂/a	797	745	779	518	352	232	147
Verringerung seit 1990, % ⁸⁾	20,3	25,5	22,1	48,2	64,8	76,8	85,3
durch EE vermieden, Mio. t CO ₂ /a	109	110	115	221	303	345	364
THG-Emissionen, Mio t CO_{2eq}/a ⁹⁾	988	911	943	641	453	320	222
Verringerung seit 1990, %	18,4	24,8	22,1	47,1	62,6	73,6	81,7

*) Anteil EE Wärme, AGEE-Stat/EEWärmeG, %	7,6	8,9	10,2	16,4	25,9	35,2	45,8
**) Anteil EE an Endenergie Verkehr, %	5,5	5,1	5,4	16,0	29,2	39,4	46,5

¹⁾ Primärenergie nach Wirkungsgradmethode; PEV einschließlich, EE ohne nicht-energetischen (NE-) Verbrauch

²⁾ Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) = Endenergieverbrauch zuzüglich Netzverluste und Eigenverbrauch von Wärme und Strom in Kraft- und Heizkraftwerken

³⁾ jeweils nur Brennstoffe, d. h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung. AGEE-Stat und EEWärmeG beziehen dagegen EE-Endenergie Wärme ohne Strom auf Endenergiebedarf Wärme inkl. Stromeinsatz; vgl. *)

⁴⁾ Kraftstoffverbrauch für Straßenverkehr, Bahn, Schiff und Luftverkehr, ohne Stromeinsatz

⁵⁾ Bruttostromverbrauch mit Strom aus Pumpspeichern; ab 2030 einschl. Strom für EE-Wasserstoffherzeugung

⁶⁾ einschließlich EE-Strom aus Wasserstoff

⁷⁾ einschl. sonstige fossile Brennstoffe; einschließlich fossil/nuklearem Stromimportsaldo

⁸⁾ 1990 = 1000 Mio. t CO₂/a (energiebedingte Emissionen und Hochofenprozess)

⁹⁾ einschließlich Landnutzungsänderung (LULUCF; 1990 = 1211 Mio. t CO_{2eq}/a)

Um bereits bis 2060 zu einer annähernden EE-Vollversorgung zu gelangen, müssen die Weichen hin zu **EE-Strom als „Primärenergie“** früher gestellt werden, als es in den Szenarien für das THG-Ziel von -80% beschrieben wurde. Zudem steigen die installierten Kapazitäten und damit die erforderlichen Investitionen für die weitergehende Zielerreichung sehr stark an. Gegenüber heute kommen zur Substitution fossiler Energieträger bedeutende neue Einsatzbereiche für Strom hinzu, die 2050 gegenüber Szenario 2011 A 255 TWh/a und in 2060 sogar 420 TWh/a zusätzlichen EE-Strom benötigen. In der Summe wird im Szenario 2011 THG95 mit 3940 PJ/a im Jahr 2050 bereits 28% mehr EE-Endenergie bereitgestellt als im Szenario 2011 A. Der Wert steigt bis 2060 auf 4560 PJ/a. Die Hauptstütze der EE-Versorgung ist in 2050 die Windenergie mit einem Primärenergiebeitrag von 1715 PJ/a, knapp gefolgt von der Solarstrahlung mit 1620 PJ/a. Bereits bis 2050 können in diesem Szenario die energiebedingten CO₂-Emissionen um 91%, die gesamten THG-Emissionen um 86,5% gegenüber 1990 reduziert werden.

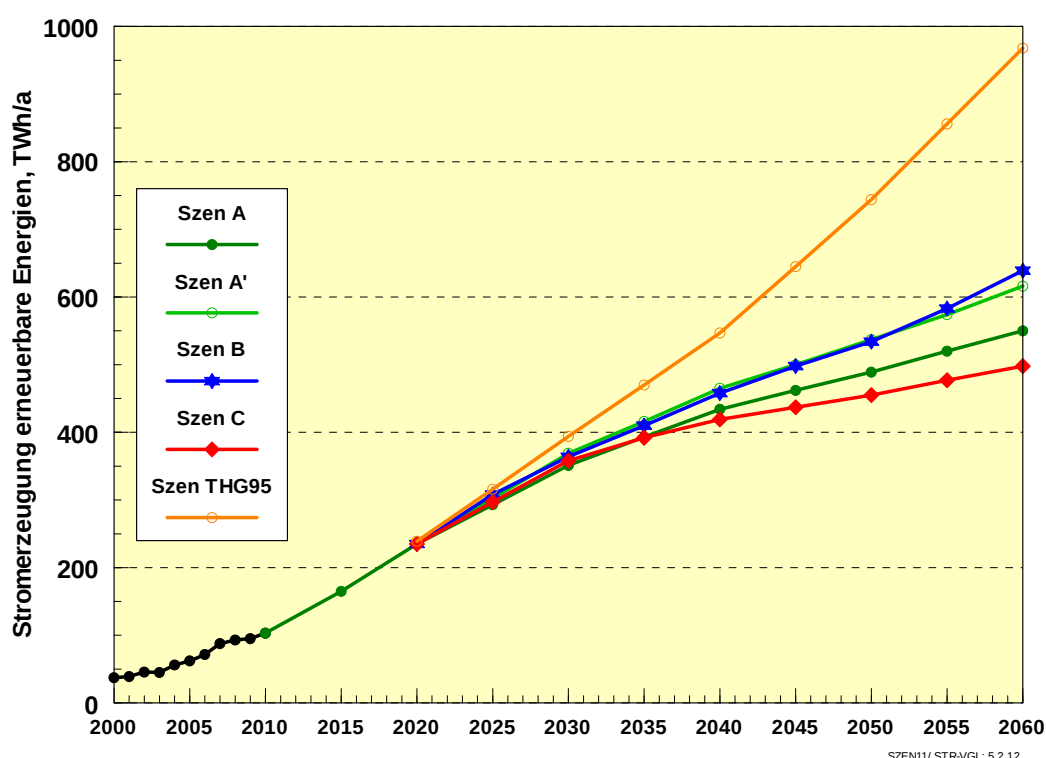


Abbildung 9: Bandbreite der EE-Stromerzeugung in den Szenarien 2011

Aus den unterschiedlichen strukturellen Annahmen der Szenarien ergibt sich ein **Zubaukorridor für EE-Strom** entsprechend **Abbildung 9 und Tabelle 5**. Der Vergleich zeigt, dass zusätzliche Potenziale hauptsächlich bei der Windenergie und bei der Solarstrahlung mobilisierbar sind, deren technische Potenziale beträchtlich sind. In 2030 liegt die Bandbreite der Nutzung „heimischer“ Windenergie (on- und offshore) zwischen 70 und 78 GW. Sie steigt bis 2050 auf 79 bis 115 GW und schließlich bis 2060 auf 83 bis 142 GW installierter Leistung. Damit können dann zwischen 268 und 477 TWh/a Strom bereitgestellt werden. Wind ist somit die bedeutendste heimische Energiequelle. Bei der Photovoltaik liegen die maximalen Leistungswerte 2050 zwischen 67 und 82 GW und 2060 zwischen 70 und 86 GW. Substantielle Anteile trägt längerfristig auch die geothermische Stromerzeugung bei, wobei deren Ausbau erst nach 2030 in größerem Umfang stattfindet.

Tabelle 5: Unter- und Obergrenze der installierten EE-Leistung

GW	Untergrenze (Szenario C)						Obergrenze (Szenario THG95)			
	2010	2020	2030	2040	2050	2060	2030	2040	2050	2060
Wasser	4,4	4,7	4,9	5,1	5,2	5,3	4,9	5,1	5,2	5,3
Biomasse	6,4	8,1	10,0	10,4	10,4	10,4	10,0	10,4	10,4	10,4
Wind**)	27,2	51,3	70,2	77,5	79,0	83,0	77,8	97,7	115,3	141,8
Photovoltaik	17,3	53,5	61,0	63,1	67,2	70,0	67,9	75,2	81,8	86,4
Geothermie	0,01	0,3	1,0	1,8	2,4	3,2	1,0	2,2	4,9	8,6
EE-Import*)	0	0,4	3,6	5,9	7,0	9,3	5,4	14,0	29,0	44,0
Summe	55,3	119,2	150,7	163,7	171,1	181,1	167,0	204,5	246,5	296,4
Summe Inland	55,3	118,8	147,1	157,8	166,1	171,8	161,6	190,5	217,5	252,4

*) Importsaldo im europäischen EE-Verbund, vorwiegend Windstrom mit zunehmendem Anteil von Strom aus solarthermischen Kraftwerken **) Onshore- und Offshore-Anlagen

Von wachsender Bedeutung ist längerfristig die Einbindung der EE-Stromerzeugung in einen gesamteuropäischen Verbund, da die hier unterstellte Zielsetzung einer völligen Umstellung auf EE nicht von einem Land allein durchgeführt werden kann, sondern mittelfristig einen gewissen **„Gleichklang“ des Transformationsprozesses** verlangt. Nur so können extreme strukturelle und ökonomische Verzerrungen im europäischen Energiemarkt vermieden und auch in dieser Hinsicht ein „Zusammenwachsen“ Europas unterstützt werden. Der Beitrag des EE-Stromimports kann in 2050 einen Anteil zwischen 10 und 23% und in 2060 zwischen 12 und 28% erreichen. Im Maximalfall repräsentiert der EE-Import eine Leistung von 44 GW.

6 Lastdeckung und Ausgleichsmaßnahmen in der Stromversorgung

Während heute durch den Einsatz von gespeicherter fossiler und nuklearer Energie Schwankungen auf der Nachfrageseite ausgeglichen werden, gilt es, in einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien wetterbedingte Schwankungen der Angebotsseite mit dem schwankenden Energiebedarf zu synchronisieren. Dies stellt besondere Anforderungen an die Integration der EE in das elektrische Energieversorgungssystem. Der Stromsektor in den Szenarien 2011 A und C wurde mittels der beiden Modelle „REMIX“ (DLR) und „Virtuelles Stromversorgungssystem“ (IWES) durch Simulationen in zeitlicher und z. T. auch räumlicher Auflösung zur Validierung der Lastdeckung samt Ausgleichsmaßnahmen detailliert untersucht. Dadurch konnte gezeigt werden, dass – unter Voraussetzung der getroffenen Annahmen zum Netzausbau, zur Verfügbarkeit von Lastausgleichsoptionen und zur zukünftigen Stromerzeugung in Deutschland und seinen Nachbarländern – in den Szenarien 2011 A und C die **Last in allen simulierten Zeitschritten gedeckt** werden kann und auch hohe Erzeugungsspitzen durch die EE in einem europäischen Verbund genutzt werden können.

Die Untersuchungen der Stromversorgung in einem zukünftigen europäischen Stromverbund zeigen, dass auch bei einem hohen fluktuierenden Erzeugungsanteil ein **großes Potenzial zum Lastausgleich durch den Stromtransport** über das Übertragungsnetz in Europa vorhanden ist. Auch wenn eine volkswirtschaftlich kostenminimierende Untersuchung eine konsequente Netzausbastrategie empfiehlt, wird in der Praxis jedoch ein transeuropäischer Netzausbau aufgrund von lokalen und regionalen Akzeptanzproblemen und politischen Hemmnissen nur eingeschränkt erfolgen können. Deshalb wurde zunächst unter Einsatz des

Modells REMix ein konservatives europäisches Netzausbauszenario aus einer volkswirtschaftlich optimierten Versorgung abgeleitet (**Abbildung 10**). In diesem Szenario erhöht sich die Netztransferkapazität zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern um 13,8 GW (HGÜ-Leitungen) bis 2030 und um weitere 17,6 GW (HGÜ-Erdkabel) bis zum Jahr 2050.

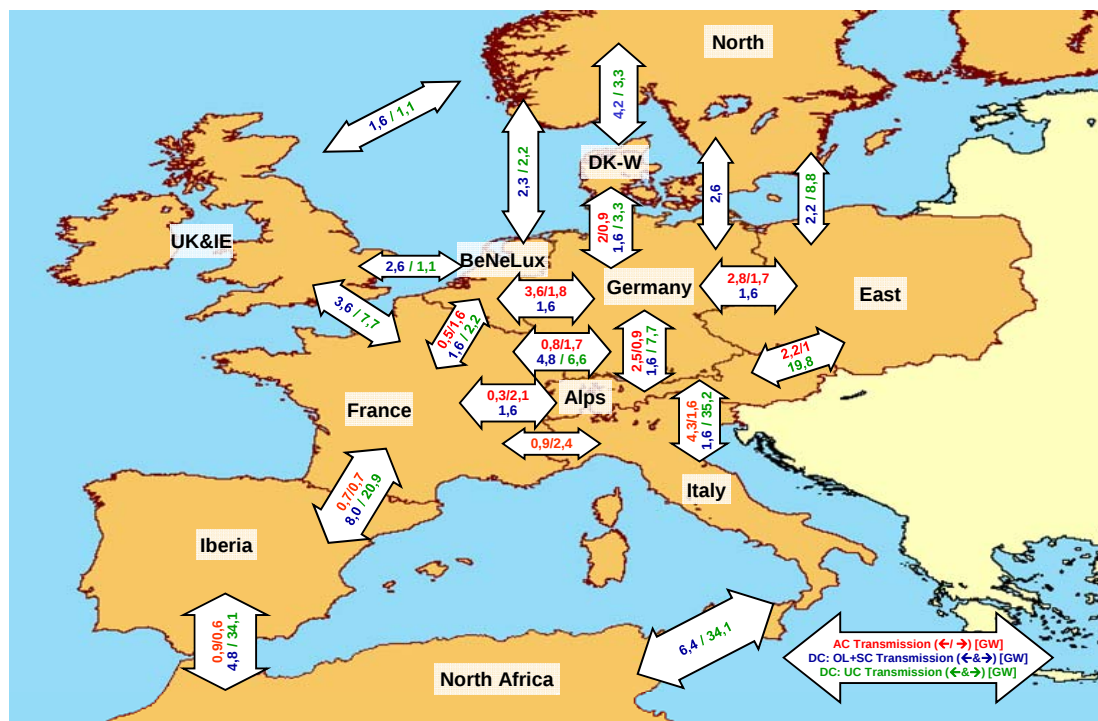


Abbildung 10: Mit REMix ermitteltes europäisches Netzausbauszenario für das Jahr 2050

AC: Hochspannungs-Wechselstrom; DC: Hochspannungs-Gleichstrom (HGÜ); OL: Freilandleitungen; SC: Seekabel; UC: Untergrundkabel

Die Darstellung der **zeitlich aufgelösten Lastdeckung** für zwei beispielhaft ausgewählte Episoden in **Abbildung 11** zeigt die fluktuierende Erzeugung einer zu über 80% auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung in Deutschland und seinen europäischen Nachbarregionen im Jahr 2050. Die Korrelation der Beladung der Elektrofahrzeuge sowie der mengenmäßig vorgegebenen Wasserstoffherzeugung mit der Erzeugung von EE-Strom wird deutlich. Von den Erneuerbaren hat Wind den größten Anteil an der Versorgung; Photovoltaik hilft insbesondere im Sommer die Lastspitzen zu decken. Konzentrierende solarthermische Kraftwerke (CSP) (unter Einbeziehung von Erzeugungsleistungen in Nordafrika) können aufgrund von Wärmespeichern insbesondere im Sommer kontinuierlich elektrischen Strom beisteuern. Ebenso wird die wichtige Rolle der flexiblen Kapazitäten von Gaskraftwerken deutlich, in denen im Jahr 2050 bereits anteilig Wasserstoff rückverstromt wird.

Die resultierenden EE-Stromüberschüsse sind sehr klein, da im ausgebauten Transportnetz und unter Voraussetzung sonstiger Lastausgleichsoptionen **Last und Erzeugung immer über ganz Europa ausgeglichen** werden können (siehe Jahresdauerlinien in **Abbildung 12**). Aufgrund des angenommenen Netzausbaus und der Ausgleichspotenziale durch Elektrofahrzeuge sowie die Wasserstoffherzeugung zur Deckung eines Nachfrageprofils im Verkehr ergibt sich im Szenario 2011 A ein relativ geringer Einsatz der Stromspeicher im Verhältnis zur Gesamtlast. Im Vergleich von 2030 und 2050 sieht man die starke Zunahme der erneuerbaren und die damit verbundene Verringerung der konventionellen Stromerzeugung.

Die Erneuerbaren tragen im Jahr 2050 auch signifikant zur Reduzierung der residualen Spitzenlasten bei. Die Spitzenerzeugung der fossilen Kraftwerke sinkt in diesem Zeitraum von ca. 350 GW auf ca. 200 GW.

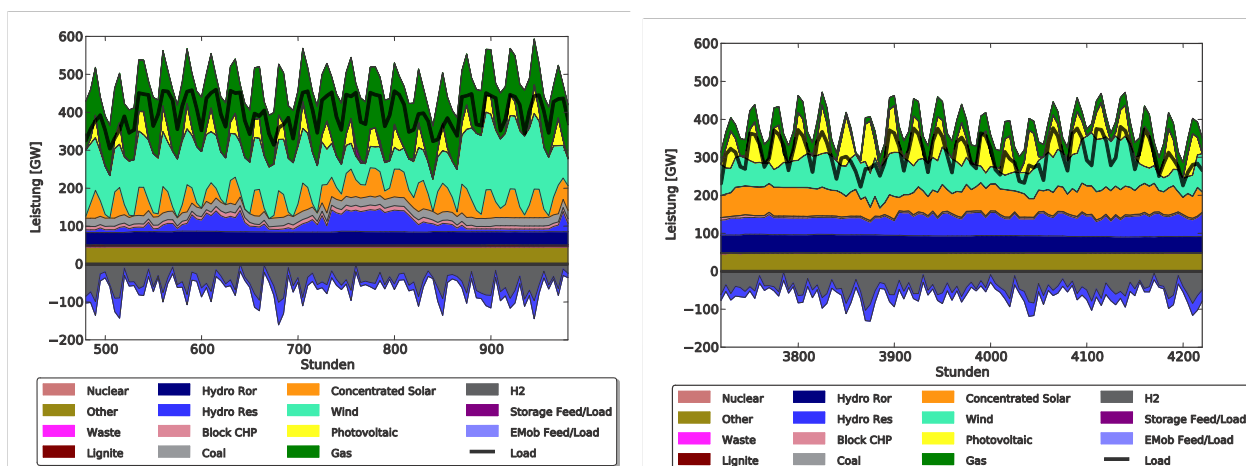


Abbildung 11: Zeitlich aufgelöste Lastdeckung in Europa für zwei Episoden beispielhaft unter Vorgabe einer Wasserstoffnachfrage im Verkehr (links Frühjahr und rechts Sommer) für das Jahr 2050 (Nachfrage Verkehr entsprechend Szenario 2011 A)

Auch die mit diesem Ansatz und diesen Randbedingungen ermittelten Jahresdauerlinien für die Stromversorgung in Deutschland (s. Langfassung Abschnitt 6.1.4) zeigen die **signifikante Minderung der Spitzenlast durch Erneuerbare** sowie die insbesondere im Jahr 2050 starke Bedeutung der Stromimporte und -exporte für die Stromversorgung. Die Elektrofahrzeuge sowie ggf. die Erzeugung von Wasserstoff erhöhen zwar die Lastkurve durch den zusätzlichen Strombedarf, haben aber in Abhängigkeit der Integration dieser neuen Verbraucher (z. B. steuerbare Beladung der Elektrofahrzeuge, Nachfrageprofile, Vor-Ort-Speichergrößen für Wasserstoff, Leistung und Auslastung der Elektrolyseure etc.) auch enorme **Potenziale zur Lastverschiebung und zur Nutzung von überschüssigem EE-Strom**. Eine technisch und ökonomisch sinnvolle Ausgestaltung dieser Strukturoptionen wird in den nächsten Jahren Gegenstand der Transformationsforschung sein.

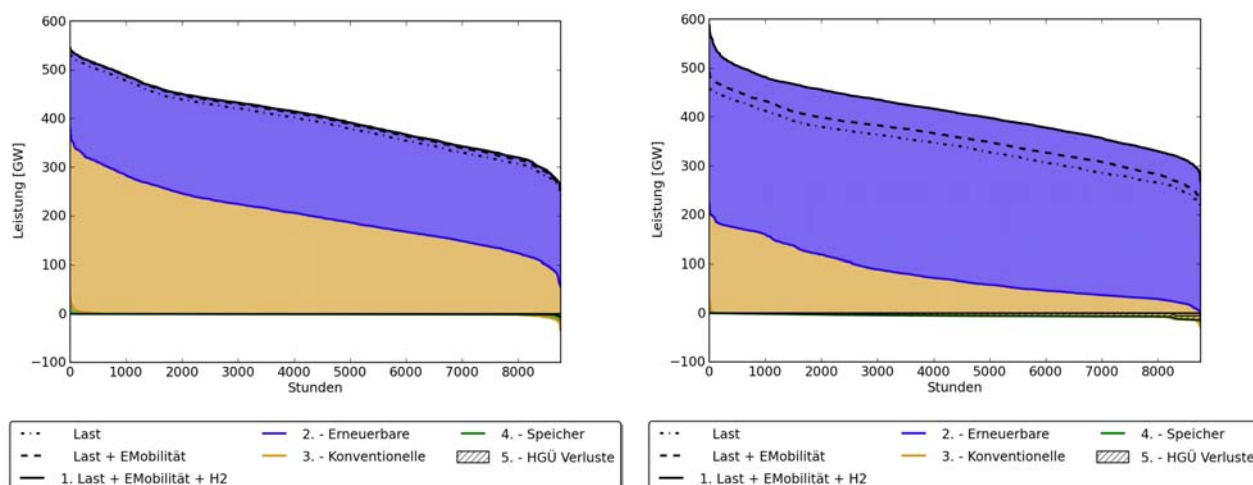


Abbildung 12: Jahresdauerlinien der Stromerzeugung in Europa im Jahr 2030 (links) und 2050 (rechts) (Nachfrage Verkehr entsprechend Szenario 2011 A)

Ausgehend von den mit REMix für das europäische Versorgungssystem modellierten Stromimport- und -exportzeitreihen zwischen Deutschland und seinen Nachbarn wurden mittels einer kostenminimierten Kraftwerkseinsatzplanung die Flexibilitätsanforderungen durch die volatile EE-Einspeisung für Deutschland genauer untersucht. Die Untersuchungen erfolgten mit einer rollierenden Planung in stündlicher Auflösung. Durch die periodische Überarbeitung konnte der **Einfluss durch Prognosefehler** in einem grenzkostenbasierten Kraftwerkseinsatz abgebildet werden, welcher in der Realität über die Spotmärkte erfolgt.

Der zunehmende EE-Ausbau hat einen **steigenden Bedarf an Regelleistung** zur Folge, dessen Höhe zukünftig stark durch die Prognosegüte für die Wind- und PV-Einspeisung bestimmt wird. Während der Bedarf an Sekundärregelenergie bis 2030 in etwa bei gut 2 GW auf dem heutigen Wert bleibt, ist eine Zunahme des Bedarfs an Minutenreserve auf etwa 7 GW positiver und etwa 5 GW negativer Reserveleistung zu erwarten. Durch angenommene Prognoseverbesserungen sinkt dieser Bedarf wieder leicht bis 2050. Durch tägliche Ausschreibungen kann sich der Kraftwerkspark in der Bereitstellung von Regelleistung flexibel an die zu erwartende EE-Einspeisung anpassen, weshalb diese Änderung der Marktbedingungen empfehlenswert ist.

Bei idealem Netzausbau innerhalb Deutschlands ist bereits 2020 stundenweise mit einer annähernden Vollversorgung durch EE zu rechnen (s. **Abbildung 13**). Import und Export wirken entlastend auf das System. Die Schwankungen, welche im Stromsystem durch die volatile Einspeisung aus Wind und PV verursacht werden, resultieren in der Residuallast in einem starken **Anstieg des Spitzenlastbedarfs** und einen schrittweise auf Null **zurückgehenden Grundlastbedarf**. Um diese Schwankungen zu minimieren, sind Ausgleichsmaßnahmen notwendig.

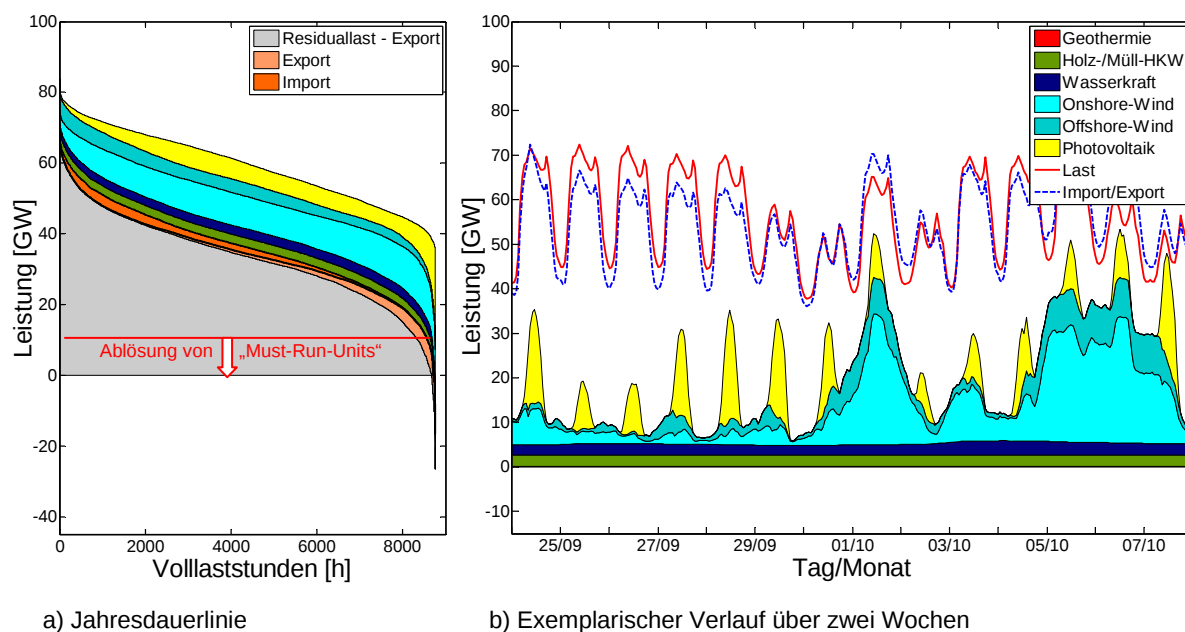


Abbildung 13: Dargebotsabhängige Einspeisung, Stromverbrauch und Import-Export im Jahr 2020, Szenario 2011 A

Die Simulation zeigt, dass die vielfältigen Lastausgleichsoptionen die Residuallast weitgehend glätten können. Die prioritäre Rolle kommt dabei der **Reduktion der Must-run-Units** und der **Flexibilisierung des Kraftwerksparks** (KWK, Retrofit) zu, damit dieser die EE-

Einspeisung nicht blockiert. Die Flexibilität der Kraftwerke gilt es bei sinkender Auslastung sicherzustellen und zu honorieren. Einerseits ist der Strommarkt so zu gestalten, dass eine gesicherte Leistung zu jedem Zeitpunkt vorhanden ist und die Rentabilität aller Backup-Technologien dennoch gewährleistet ist. Zum anderen ergeben sich daraus technische Anforderungen an die Kraftwerke, da sich nur noch hoch flexible Kraftwerke technisch und wirtschaftlich behaupten werden können. Eine greifende Maßnahme läge darin, in die neuen Rahmenbedingungen des Strommarktes (z. B. **Kapazitätsmärkte**) auch Anforderungen an die Flexibilität und den Standort der Kraftwerke einzubeziehen.

Diese Flexibilität ist auch für Biomasseanlagen notwendig. In Zeiten von Wind- und Solarstromüberschüssen muss vermieden werden, dass zeitgleich Biomasseanlagen einspeisen. Durch die EEG-Flexibilitätsprämie ist hier für Biogas ein erstes Instrument geschaffen worden. Längerfristig ist ein hoher **Biomasse-Anteil im Gasnetz** mittels Biomethan und ggf. auch Holzgas anzustreben. Damit kann die Gasinfrastruktur mit regenerativem Gas als saisonaler Speicher über ohnehin notwendige Gaskraftwerke und BHKW zum flexiblen Ausgleich von Großwitterschwankungen genutzt werden.

Wie wichtig diese Flexibilität ist, zeigt sich in den Simulationen für das Jahr 2030 (**Abbildung 14**). Bei voller Flexibilität und stark ausgebauten Stromnetzen können die **EE-Überschüsse fast vollständig durch Kurzzeitspeicher integriert** werden.

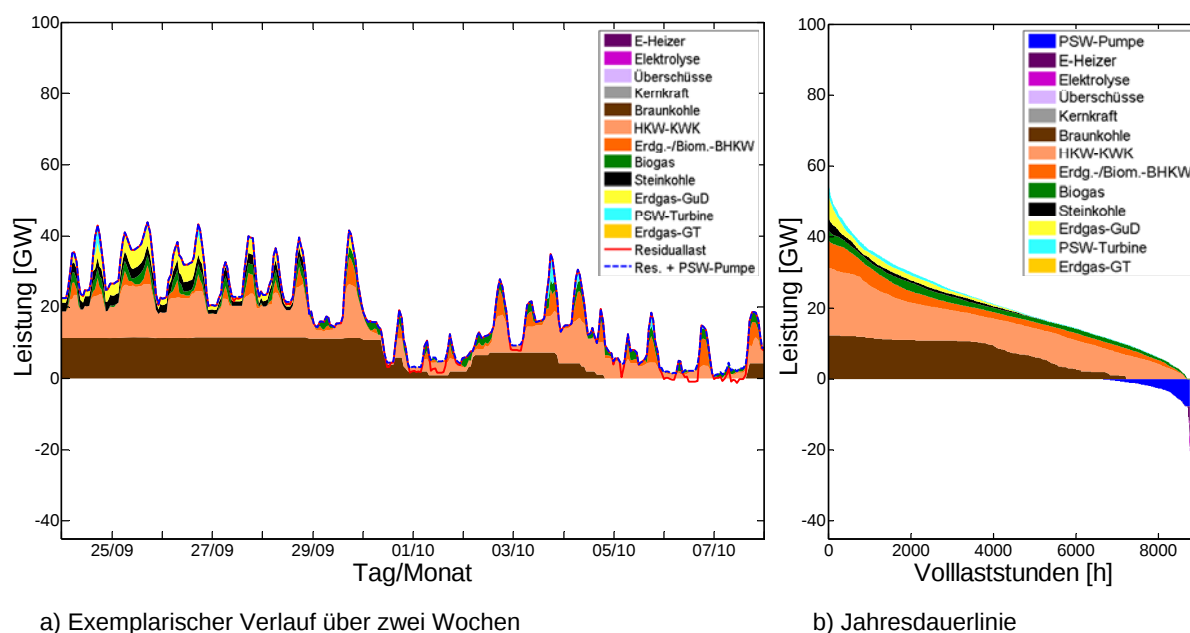


Abbildung 14: Kraftwerkseinsatz in Deutschland im Jahr 2030 – Szenario 2011 A

Auch erneuerbare Energien können zur **gesicherten Leistung** beitragen. Durch die jahreszeitliche Komplementarität liegt der gemeinsame Leistungskredit von Wind und PV im Szenario A auf Basis von vier Wetterjahren bei 7,4 GW (2020), 9,3 GW (2030) bzw. 10,7 GW für 2050. Entsprechend verbleibt – bei rein nationaler Betrachtung ohne den europäischen Stromverbund – ein Bedarf an **gesicherter Leistung im thermischen Kraftwerkspark** von 68,2 GW (2020), 57,1 GW (2030) bzw. 54,6 GW (2050), welcher sich auch in der Merit-Order widerspiegelt (**Abbildung 15**). Aufgrund des unterstellten deutlichen KWK-Zubaus und der hohen Einsparungen am Stromverbrauch besteht nur ein relativ geringer Bedarf am Neubau von Kondensationskraftwerken. Im Zuge einer Europäisierung der Energieversorgung ist

zukünftig eine Abkehr von einer rein nationalen Betrachtung der Versorgungssicherheit empfehlenswert. So kann der europäische Verbund wie auch der Import von regelbarem EE-Strom aus solarthermischen Kraftwerken zukünftig eine bedeutende Rolle für die gesicherte Leistung übernehmen.

Die Merit-Order in **Abbildung 15** veranschaulicht die **Bedeutung der KWK** im Kraftwerkspark. Der Ausbau der KWK bietet große Effizienzpotenziale, sollte aber bis 2020 zügig vorangetrieben werden, um einen Konflikt zwischen den Zielen des Energiekonzepts zum EE-Ausbau, zur Sanierung des Gebäudebestandes und zur KWK zu vermeiden. Langfristig ist absehbar, dass einerseits der Heizwärmebedarf zurückgeht und andererseits die Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien weiter steigen. Beides hat zur Folge, dass die Auslastung und damit die Rentabilität der KWK deutlich sinken. Daher erscheint es notwendig, den Ausbau der KWK bis 2020 abzuschließen und **mittels Wärmespeicher zu flexibilisieren**, damit sich die Investitionen lohnen und die Energieziele erreicht werden.

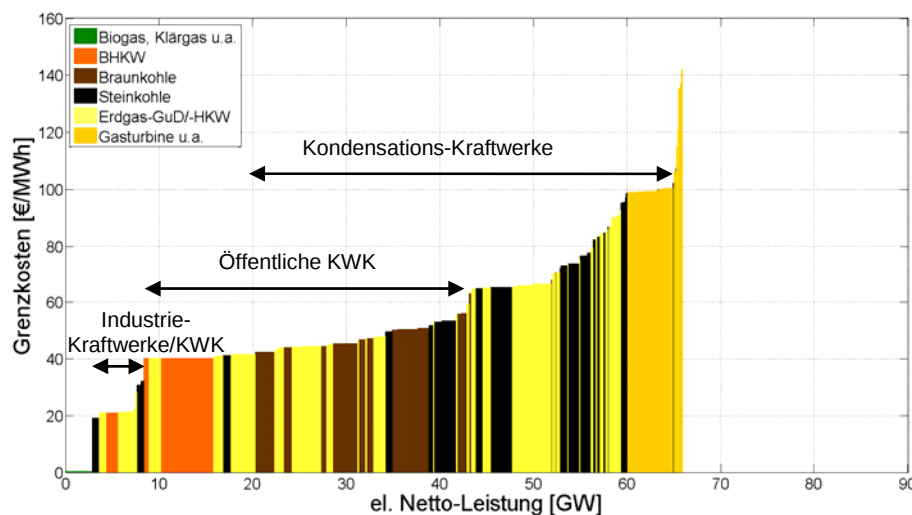


Abbildung 15: Merit-Order des thermischen Kraftwerksparks im Jahr 2030, Preispfad B

Auch das **Lastmanagement** kann zum Lastausgleich erheblich beitragen. Für 2020 zeigt sich ein großes Potenzial der Steuerung bestehender Nachtspeicherheizungen und elektrischer Trinkwarmwasserspeicher. Auch wenn diese Anlagen aus ökologischer Sicht langfristig im Wärmemarkt keine Rolle mehr spielen sollen, könnten sie bis dahin über eine entsprechende Ansteuerung einen Beitrag zur EE-Integration leisten. In ein bis zwei Dekaden entfaltet sich auch das Lastverschiebepotenzial der Elektromobilität, E-Heizer, Erdwärmepumpen, Haushaltsgeräte und der Klimatisierung zugunsten der EE-Integration, was den Vorteil der Interaktion zwischen den Energiesektoren Strom-Wärme-Verkehr und der übergreifenden Nutzung von Energiespeichern (Wärmespeicher, Batterien) deutlich erkennen lässt.

Die letzte Ausgleichsoption ist der **Einsatz von Speichern**, die sowohl als Kurzzeit- wie auch als Langzeitspeicher benötigt werden. **Kurz- und Langzeitspeicher** sind nach der Priorität der technischen und wirtschaftlichen Effizienz einzusetzen. Pumpspeicher oder ggf. auch Batteriesysteme eignen sich für den Stunden- und Tagesausgleich; Power-to-Gas (EE-Wasserstoff und EE-Methan) oder die Nutzung skandinavischer Wasserkraft perspektivisch für den Langzeitausgleich. Diese Energiespeicher können dann fossile Energieträger in ihrer Speicherfunktion ablösen. Um die langfristigen Potenziale einzelner Speichersysteme beurteilen zu können, muss in weiteren Forschungsarbeiten zunächst der Speicherbedarf in Ab-

hängigkeit von der Flexibilität der Kraftwerke, dem Tempo des EE-Ausbaus, dem Netzausbau und der Umsetzung der Flexibilitätsmaßnahmen wie des Lastmanagements untersucht werden. Ebenso sind technische und ökonomische Fragen bezüglich des intermittierenden Betriebs von power-to-gas-Anlagen zu lösen.

Die Simulationen ergaben, dass bis 2030 unter idealen Bedingungen **keine nennenswerten Energieüberschüsse** (TWh) entstehen, sondern fast **nur Leistungsüberschüsse** (GW), welche ökonomisch am sinnvollsten über bestehende und neue Lastmanagement-Anwendungen sowie Pumpspeicher zu nutzen sind. **Langzeitspeicher wie Power-to-Gas** werden in diesem Szenario erst nach 2030 benötigt. In **Abbildung 16** wird dies für das Jahr 2050 deutlich, in dem hohe Überschüsse für die chemische Speicherung vorhanden sind.

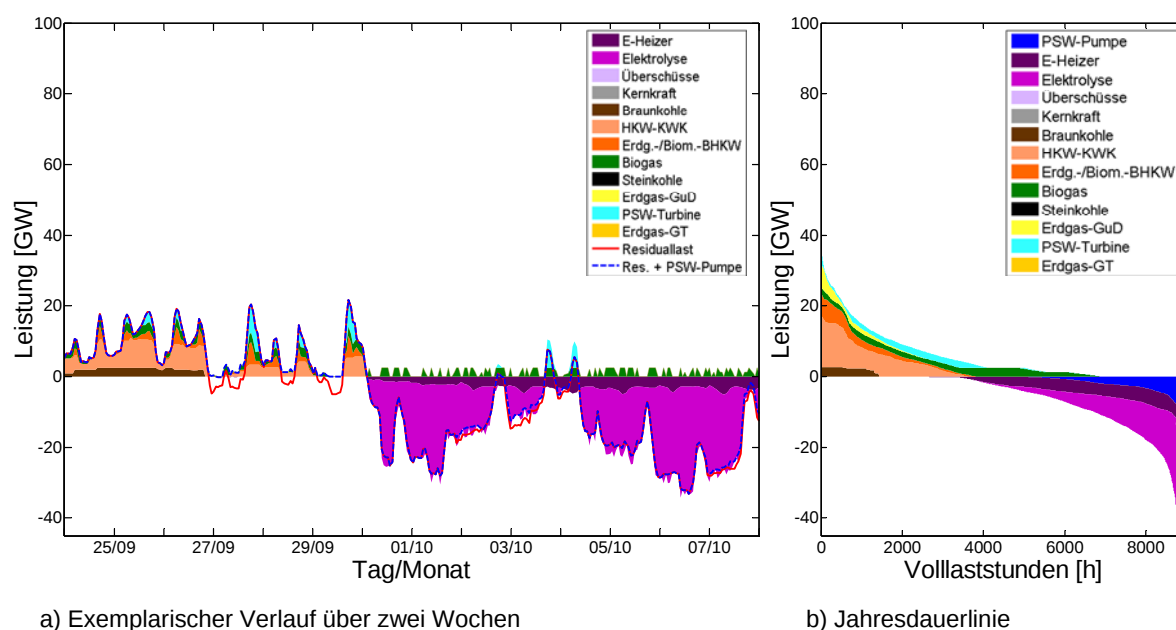


Abbildung 16: Kraftwerkseinsatz Szenario 2011 A im Jahr 2050

Aus der volkswirtschaftlichen Sichtweise sollte zunächst die **effizienteste und kostengünstigste Flexibilitätsoption** eingesetzt werden, um möglichst **effizienten Klimaschutz** umzusetzen. Dazu zählt zunächst die Anpassung von Erzeugung und Bedarf über ein entsprechendes Energiemanagement. Der Ausbau der Stromnetze schafft den räumlichen Ausgleich zwischen der schwankenden EE-Erzeugung und dem Strombedarf – die Speicher den zeitlichen Ausgleich. Insgesamt können durch den Einsatz der Ausgleichsoptionen zum einen die Abregelung von EE vermieden und zum anderen die Kraftwerke weitgehend mit **hoher Auslastung** betrieben werden, allerdings mit sehr vielen zeitlichen Unterbrechungen und **hohen Lastgradienten**. Die Auslastung der reinen Kondensationskraftwerke nimmt bis 2030 im Vergleich zu heute dennoch deutlich ab, ebenso die der KWK zwischen 2020 und 2050 (**Abbildung 17**). Biogasanlagen werden statt der derzeitigen Einspeisung in Grundlast flexibel mit einer Auslastung von ca. 4000 Volllaststunden eingesetzt.

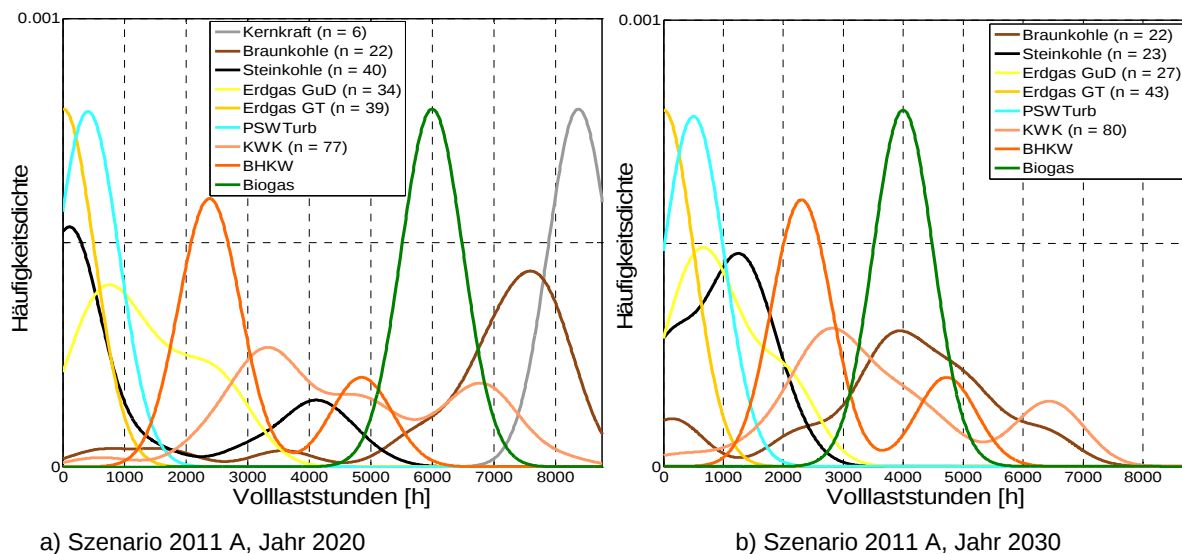


Abbildung 17: Auslastung des hydro-thermischen Kraftwerksparks – Szenario 2011 A in 2020 und 2030

7 Ökonomische Wirkungen des Umbaus der Energieversorgung

Die jährlich installierten Leistungen der EE-Technologien bestimmen in Verbindung mit ihren spezifischen Kosten und den angenommenen Kostendegressionen das durch den Ausbau der EE entstehende **Investitionsvolumen**. Es ist ein wichtiger Indikator dafür, welchen Stellenwert der EE-Ausbau in der Volkswirtschaft hat. Das gesamte Investitionsvolumen der EE lag **in 2010 bei 27,5 Mrd. €/a**, auf den Stromsektor entfielen 85% (**Abbildung 18**). Der beträchtliche Anstieg der letzten Jahre ist auf die Photovoltaik zurückzuführen. Deren Investitionen lagen 2010 mit 19 Mrd. €/a bei einem im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energien überhöhten Anteil von 70%. Zukünftig wird das Investitionsvolumen der Photovoltaik wegen weiterer deutlicher Kostendegression und einer restriktiveren EEG-Anpassung deutlich zurückgehen. Für 2020 wird von einer Leistungsinstallation von 3 GW/a und Investitionen von 3,6 Mrd. €/a ausgegangen. Das gesamte Investitionsvolumen der EE liegt mittelfristig auf einem Niveau zwischen 17 und 19 Mrd. €/a.

Die stark wachsenden Mengenumsätze in der erneuerbaren Energieerzeugung kompensieren die parallel eintretenden weiteren Kostendegressionen. Bis 2050 steigt das jährliche Investitionsvolumen auf rund 22 Mrd. €/a, erreicht also nicht mehr die zum Großteil durch die Photovoltaik verursachten Spitzenwerte der Jahre 2010 und 2011. Die in den nächsten Jahrzehnten stabilen Investitionsvolumina sind eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass deutsche Unternehmen in der Mehrzahl der EE-Technologien auf dem Weltmarkt eine starke Rolle spielen können und somit der Aufbau von Exportmärkten weiter betrieben werden kann. Dies bestätigt nachdrücklich die Notwendigkeit der EE-Ausbauziele im Energiekonzept von 18% für 2020 und von 60% für das Jahr 2050.

Bis Ende 2010 wurden in EE-Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung insgesamt rund 150 Mrd. € investiert. In den nächsten Jahrzehnten bis 2050 liegt das Niveau der EE-Investitionen **bei rund 200 Mrd. € pro Jahrzehnt**. Deutlich höher auf 250 Mrd. € (2030-2040) bis 350 Mrd. € (2040-2050) müssten die Investitionen steigen, wenn bis 2060 das obere Klimaschutzziel (-95% THG-Emissionen) verwirklicht werden soll. Dies macht deutlich,

dass das „obere Ende“ des Zielkorridors für Treibhausgasminderungen und damit eine zu 100% auf erneuerbaren Energien beruhende Energieversorgung mit einem weitaus höheren Aufwand verbunden wäre als der untere Bereich des Zielkorridors. Dies gilt umso mehr, wenn gegenüber dem im Szenario 2011 THG95 unterstellten Zieljahr 2060 ein früheres Zieljahr angestrebt würde.

Das weitere globale Wachstum der EE ist auch die Voraussetzung dafür, dass für die meisten EE-Technologien noch weitere Kostensenkungen erreichbar sind. Die **durchschnittlichen Stromgestehungskosten** aller installierten Neuanlagen lagen **2010 bei 14 ct/kWh_{el}**. Sie sind wegen des starken Zubaus der Photovoltaik in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Das Maximum ist jetzt allerdings erreicht, bereits bis 2020 sinkt der Mittelwert des Gesamtmixes deutlich auf 9,2 ct₂₀₀₉/kWh_{el} und weiter bis 2050 auf 6,4 ct₂₀₀₉/kWh_{el}. Für alle EE-Techniken zur Stromerzeugung stellen sich **längerfristig Gestehungskosten zwischen 5 und 9 ct₂₀₀₉/kWh_{el}** ein. Von wesentlicher Bedeutung für einen ökonomischen Vergleich mit konventionellen Technologien ist, dass die EE-Kostenentwicklung im Vergleich zu einer brennstoffbasierten Energieversorgung langfristig wesentlich besser kalkulierbar ist, da sie überwiegend durch technologische Entwicklungen und weniger durch die Entwicklung der Brennstoffpreise beeinflusst wird. Außerdem stellen EE in zunehmendem Maße ein volkswirtschaftliches Wachstumssegment dar, das wesentliche Nachhaltigkeitskriterien erfüllt. Sie können also zukünftig **umweltschädigende und ressourcenintensive Wachstumsfelder ablösen**.

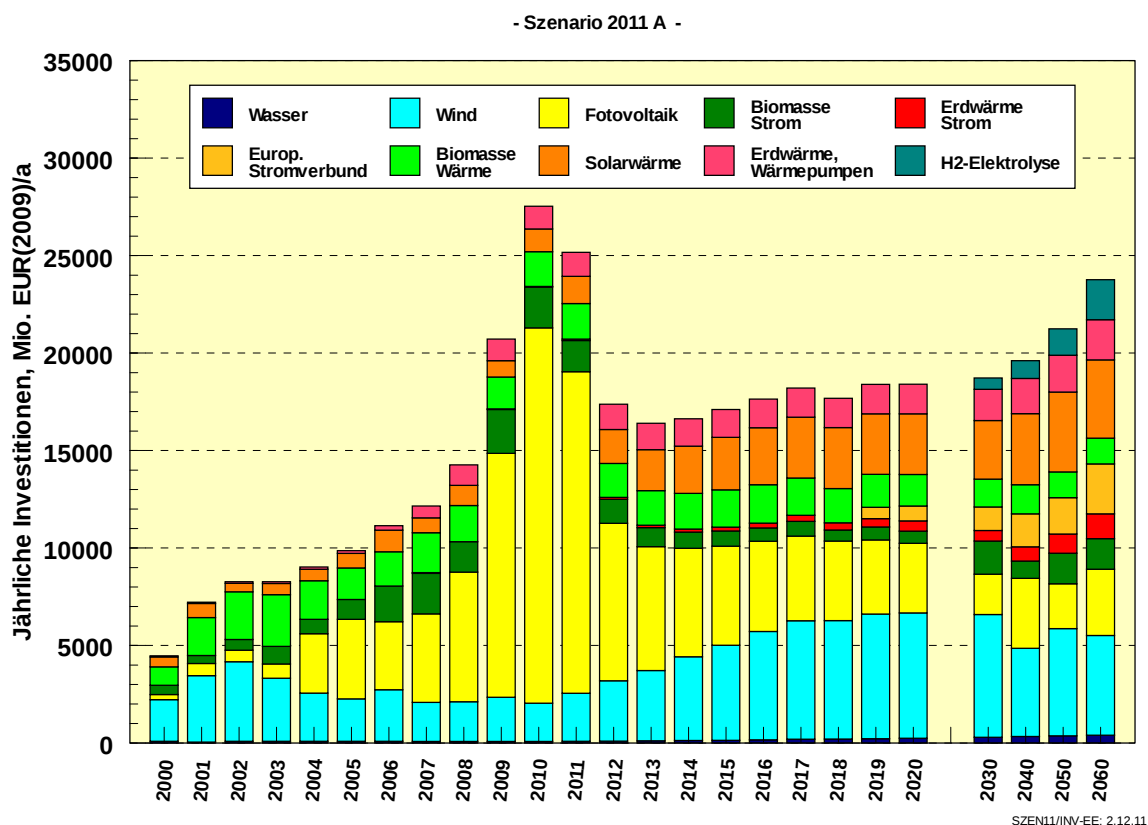


Abbildung 18: Jährliches Investitionsvolumen im Szenario 2011 A für strom- und wärmeerzeugende EE-Technologien

Bei im Jahr 2020 neu in Betrieb gehenden fossilen Kraftwerken werden die Stromgestehungskosten bereits zwischen **6,0 und 7,7 ct₂₀₀₉/kWh_{el}** liegen (Preispfad A, Ausnutzung 6000 h/a, **Tabelle 6**); bis 2030 werden sie auf **7,2 bis 9,4 ct₂₀₀₉/kWh_{el}** steigen. Dann sind die Gestehungskosten für EE-Strom mit rund 7,6 ct₂₀₀₉/kWh_{el} (Mittelwert aller Neuanlagen) bereits geringer als Strom aus neuen Steinkohle- und Gaskraftwerken. Würde man die bisher nicht internalisierten Folgekosten des Klimawandels in der betriebswirtschaftlichen Kalkulation von Stromgestehungskosten berücksichtigen (hier mit einem Kostenwert in Höhe von 75 €/t CO₂ charakterisiert), so läge bereits heute das ökologisch „korrekte“ **Kostenniveau um 10 ct₂₀₀₉/kWh_{el}**. Die große Diskrepanz zu den heute tatsächlich betriebswirtschaftlich kalkulierten Kosten zeigt, dass die aus Umweltgesichtspunkten falschen Preissignale rasch und deutlich korrigiert werden müssen, wenn dauerhaft ein unter Klimagesichtspunkten akzeptables Energiesystem unter dem Regime von „korrekten Marktpreisen“ entstehen soll.

Tabelle 6: Preise von CO₂-Zertifikaten (€₂₀₀₉/t) und Stromgestehungskosten (ct₂₀₀₉/kWh_{th}) neuer fossiler Kraftwerke bei einer Ausnutzungsdauer von 6000 h/a (Zinssatz 6%/a; Abschreibung 25 a) für verschiedene Preispfade

	2010	2020	2030	2040	2050
Preispfad A					
CO ₂ -Preis	14,3	27	45	60	75
Erdgas	5,9	7,6	9,4	11,3	13,1
Steinkohle	5,7	7,7	9,8	11,7	13,6
Braunkohle	5,0	6,0	7,3	8,6	10,0
Preispfad B					
CO ₂ -Preis	14,3	23	34	45	57
Erdgas	5,9	6,8	7,6	9,0	10,1
Steinkohle	5,7	6,8	8,0	9,3	10,6
Braunkohle	5,0	5,6	6,4	7,3	8,4
Preispfad A, zusätzlich volle Internalisierung von Klimaschutzkosten (75 €/t CO₂) ab 2010					
CO ₂ -Preis	75	75	75	75	75
Erdgas	8,0	9,2	10,4	11,8	13,1
Steinkohle	10,1	10,9	11,7	12,7	13,6
Braunkohle	10,7	10,1	9,8	9,9	10,0
Preispfad nach Szenarien zum Energiekonzept [EWI 2010]					
CO ₂ -Preis	14,3	20	38	57	75
Erdgas	4,9	5,0	5,8	6,7	7,6
Steinkohle	5,0	5,3	6,5	7,7	8,8
Braunkohle	4,8	5,5	6,7	8,0	9,3

Die **Kosten der EE-Einführung** werden in dieser Untersuchung mittels „**systemanalytischer Differenzkosten**“ gegenüber einer fiktiven Energieversorgung, die ihren Energiebedarf ohne erneuerbare Energien deckt, dargestellt. Sie gehen von den Erzeugungskosten des EE-Ausbaus im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor im Vergleich zu fossil-nuklearen Alternativen aus und lassen sich durch annuitätische Investitionskosten (Kapitalkosten) zuzüglich Brennstoffkosten bei Biomasse und fossilem Brennstoffbedarf und zuzüglich anderer Betriebskosten (und ggf. Gutschriften) im Vergleich zu den Vollkosten fossiler Energieanlagen abbilden (vgl. Tabelle 6). Näherungsweise werden in einer Preisvariante zusätzlich die externen Schadenskosten des Klimawandels bei der Ermittlung der Differenzkosten berücksichtigt.

Die hier ermittelten Differenzkosten enthalten nicht zusätzliche Aufwendungen für die Einbindung des fluktuierenden EE-Angebots in das gesamte Stromversorgungssystem. Läge eine vollständige Netz-

modellierung für ein sich weitgehend auf EE abstützendes Energiesystem vor, so könnten im Vergleich mit den Netzaufwendungen für eine konventionelle Energieversorgung auch die „**Differenzkosten**“ des **Netzausbaus** ermittelt werden. Eine Abschätzung zeigt, dass unter Berücksichtigung des zusätzlichen Netzausbaus die Differenzkosten um rund 12-13% höher ausfallen würden. Die folgenden Ausführungen zur Wirtschaftlichkeit des EE-Ausbaus ändern sich dadurch nicht grundsätzlich.

Die hier ausgewiesenen Differenzkosten sind nicht mit den sogenannten EEG-Differenzkosten zu verwechseln. Letztere beschreiben die sich aus der Anwendung des EEG ergebenden Zusatzkosten gegenüber Strombörsenpreisen. Diese werden in Form der EEG-Umlage von den nicht-privilegierten Stromkunden erbracht.

Summiert über alle Sektoren belaufen sich die **systemanalytischen Differenzkosten** des gesamten EE-Ausbaus **im Jahr 2010 auf 12,4 Mrd. €/a**. Davon stammen 75% aus der EE-Stromerzeugung. Grund dafür sind die relativ hohen Differenzkosten der Photovoltaik. Die Differenzkosten der übrigen Stromerzeugung liegen mit rund 4 Mrd. €/a in der gleichen Größenordnung wie diejenigen der EE-Wärmeerzeugung. Die gesamten Differenzkosten steigen bei auf ein Maximum von 15,5 Mrd. €/a im Jahr 2015 (Preispfad A); davon 12 Mrd. €/a für den Stromsektor, 2,4 Mrd. €/a für den Wärmesektor und 1,1 Mrd. €/a für den Kraftstoffsektor. Bereits **um das Jahr 2026 entstehen keine Differenzkosten mehr** für den EE-Gesamtausbau. Zu diesem Zeitpunkt decken die EE bereits gut 30% des gesamten Endenergieverbrauchs. Die danach eintretenden negativen Differenzkosten – die sich in 2030 bereits auf -7 Mrd. € belaufen – bedeuten, dass die EE nach diesem Zeitpunkt das Niveau der Energiekosten für die Verbraucher stabilisieren bzw. gegenüber einer fossilen Versorgung sogar senken.

Bis 2010 sind für den gesamten EE-Ausbau rund 71 Mrd. € an systemanalytischen Differenzkosten aufgelaufen, wenn gegen die bisherigen anlegbaren Stromkosten bzw. Wärme- und Kraftstoffpreise verglichen wird (**Abbildung 19**). Davon stammten 44 Mrd. € aus der Stromversorgung, 23 Mrd. € verursachte die EE-Wärmeversorgung und 4 Mrd. € die Bereitstellung von Biokraftstoffen. Addiert man die folgenden 10-Jahresblöcke hinzu, steigen die **kumulierten Differenzkosten bis 2020 auf 210 Mrd. €** und bis 2030 nur noch geringfügig auf 219 Mrd. € (Preispfad A). Davon verursacht der EE-Stromausbau 181 Mrd. € (entsprechend 76%) und die EE-Wärmebereitstellung 34 Mrd. €.

Bis 2040 sind die kumulierten systemanalytischen Differenzkosten aller EE-Technologien mit einem Saldo von -30 Mrd. € vollständig kompensiert. Zur Jahrhundertmitte hat die Versorgung mit EE (Endenergieanteil 2050: 70%) bereits rund **570 Mrd. € potenzielle Mehrausgaben** gegenüber der (fiktiven) Weiterführung einer fossilen Energieversorgung **vermieden**.

Bei einem Preisanstieg nach Pfad B (**Tabelle 7**) tritt die Kompensation erst kurz vor 2050 ein (Saldo -42 Mrd. €). Für einen sehr niedrigen Preisanstieg entsprechend Pfad C würden die kumulierten Differenzkosten bis 2040 steigen. Im Gegensatz dazu zeigt die Berücksichtigung externer Kosten in Form potenzieller Klimaschäden mit 75 €/tCO₂, dass der gesamte EE-Ausbau prinzipiell mit sehr geringen systemanalytischen Differenzkosten erreicht werden kann. Bis 2020 treten maximale kumulierte Differenzkosten in Höhe von 52 Mrd. € auf. Bereits kurz nach 2020 überwiegen die vermiedenen Kosten von Klimaschäden diejenigen Kosten, die bei Fortführung der fossilen Energieversorgung aufträten. Die Ergebnisse zeigen, dass Annahmen zur zukünftigen Preisentwicklung fossiler Brennstoffe sowie zum Kostenniveau von CO₂-Zertifikaten sehr stark die ökonomische Bewertung des EE-Ausbaus bedingen. Plausible Annahmen sind folglich für eine korrekte energiepolitische Bewertung des EE-Ausbaus von großer Bedeutung.

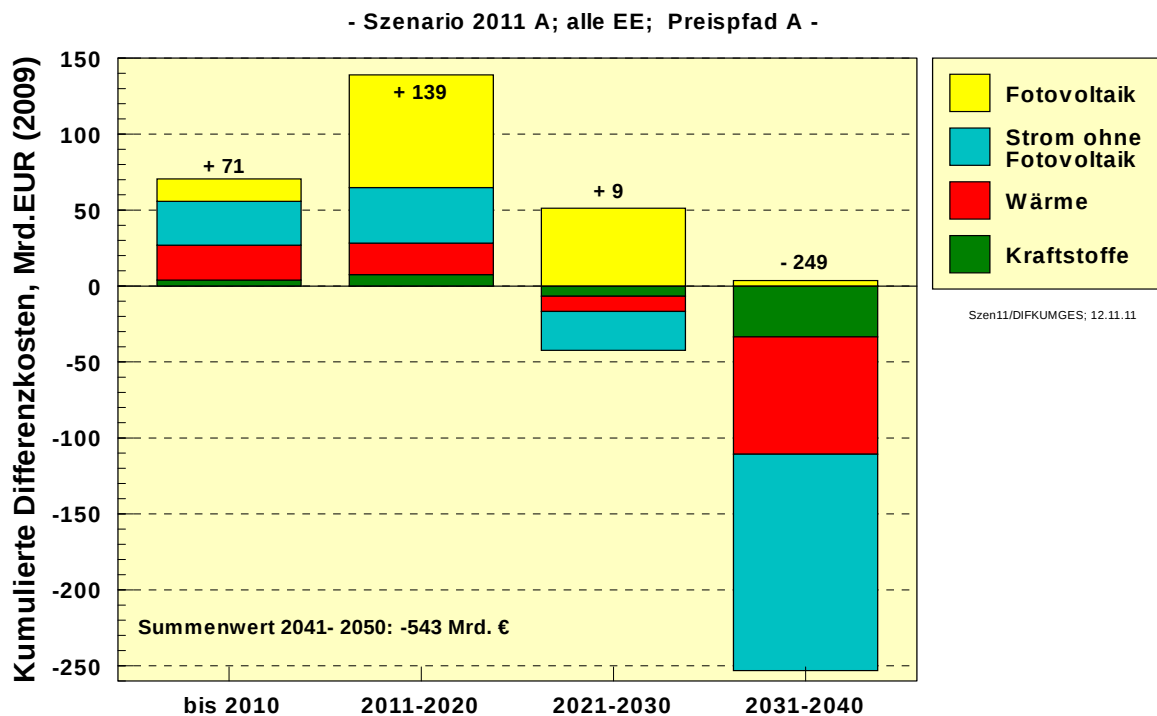


Abbildung 19: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der gesamten Energiebereitstellung aus EE im Szenario 2011 A für 10-Jahres-Abschnitte und Preispfad A

Tabelle 7: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus gemäß Szenario 2011 A für vier Pfade anlegbarer Energiepreise (Mrd. €₂₀₀₉)

Preispfade	Pfad A („Deutlich“)	Pfad B („Mäßig“)	Pfad C („Sehr niedrig“)	Kosten internalisiert
bis 2010	71	71	71	16
bis 2020	210	230	245	52
bis 2030	219	324	395	-38
bis 2040	-30	250	416	-352
bis 2050	-573	-42	279	-918

Die mittleren Erzeugungskosten der Stromerzeugung aus EE (blaue Kurve **Abbildung 20**) liegen derzeit noch deutlich über denjenigen der konventionellen Stromerzeuger. Dies bewirkte in 2010 eine Erhöhung der mittleren Stromgestehungskosten der gesamten Stromversorgung um 1,7 ct/kWh auf 6,5 ct/kWh. Bis zum Jahr 2016 erhöht sich dieser preissteigernde Effekt der EE noch **auf 2,3 ct/kWh**, woraus sich mittlere Stromgestehungskosten von insgesamt 8,4 ct/kWh ergeben. Die aufgrund weiterer technischer Innovationen und stetiger Marktausweitung weiter sinkenden EE-Stromgestehungskosten ermöglichen danach eine Reduktion der mittleren Stromgestehungskosten der gesamten Stromversorgung auf ein Niveau von **knapp 7 ct/kWh in 2050**. Das Kostenniveau des Jahres 2050 (in realen Preisen des Jahres 2009) ist also damit nur geringfügig höher als heute. Im Gegensatz zu heute steht dann aber Strom aus risikoarmen, weitgehend klimaneutralen und unbegrenzt verfügbaren Energiequellen zur Verfügung.

Aktuell steht für das Jahr 2012 der EE-Umlage auf der Basis der systemanalytischen Differenzkosten (die auf die gesamte Nettostromerzeugung bezogen ist) von **2,09 ct₂₀₀₉/kWh im**

Jahr 2012 eine offizielle EEG-Umlage von 3,59 ct₂₀₁₂/kWh gegenüber. Dieser erhebliche Unterschied macht klar, dass die aus der spezifischen Sicht der Vorgaben des EEG definierte Umlage die gesamtwirtschaftliche Wirkung eines umfassenden EE-Umbaus nicht angemessen bewerten kann.

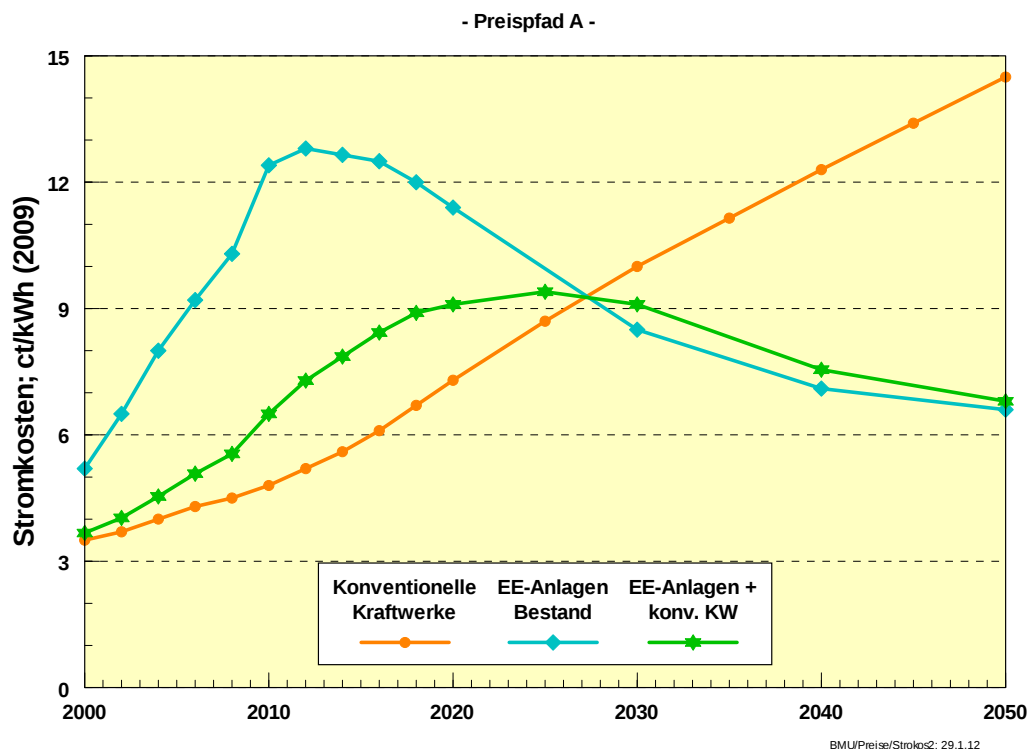


Abbildung 20: Mittlere Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke, des EE-Mixes und der Gesamtheit aller stromerzeugender Anlagen im Szenario 2011 A für eine Energiepreisentwicklung gemäß Preispfad A

Der oben erläuterte Sachverhalt für den Stromsektor kann näherungsweise für die gesamte Energieversorgung dargestellt werden. Die Energieverbraucher geben derzeit in ihrer Gesamtheit jährlich rund **200 Mrd. €₂₀₀₉/a** für Brennstoffe (~70 Mrd. €), Kraftstoffe (~45 Mrd. €) und Strom (~85 Mrd. €) aus (**Abbildung 21**). Im Jahr 2005 waren es noch rund 160 Mrd. €. Würde der heutige Energieverbrauch eingefroren und zukünftig ausschließlich fossil gedeckt, müssten beim Preispfad A dafür im Jahr 2030 etwa 320 Mrd. €₂₀₀₉/a und im Jahr 2050 etwa 415 Mrd. €₂₀₀₉/a aufgewandt werden (graue Linie: „Fossil ohne Effizienz“). Eine konsequente Strategie der **substantiellen Effizienzsteigerung bei gleichzeitigem Ausbau der EE ermöglicht die Abkopplung** von diesem nicht zukunftsfähigen Trend. Wird nur die Effizienzstrategie betrachtet, können die Ausgaben für die zukünftige Energieversorgung knapp unter 300 Mrd. €₂₀₀₉/a gehalten werden (grüne Linie: „Fossil mit EFF“). Das spezifische Kostenniveau (pro kWh) bis 2050 wäre um das 2,2-fache höher, die „Energierrechnung“ würde gegenüber 2010 jedoch nur um 50% steigen. In Kombination mit dem EE-Ausbau (rote Linie: „Szenario 2011 A, „EFF+EE“) gelingt die **Überleitung in ein zukunftsfähiges Energieversorgungssystem** vollständig. Bis ca. 2025 treten als Ausgaben die Differenzkosten des EE-Ausbaus für Strom, Wärme und Kraftstoffe hinzu, sodass die gesamten Energieausgaben – definitionsgemäß ohne Berücksichtigung der Aufwendungen für die Einbindung des fluktuierenden EE-Stroms in das Versorgungssystem – bis 2025 noch auf 285 Mrd. €₂₀₀₉/a steigen. Danach sinken sie in dem Maße, wie die Effizienz- und EE-Strategie ihre Wirkung zeigt. Im Jahr 2050 wird mit Ausgaben in Höhe von insgesamt 215 Mrd. €₂₀₀₉/a etwa das **heutige**

Ausgabenniveau wieder erreicht, obwohl das Energiepreinsniveau der fossilen Energien mehr als doppelt so hoch wie heute ist.

Eine auf Dauer angelegte wirkungsvolle Effizienz- und EE-Strategie ermöglicht es also, sowohl eine klimaverträgliche und risikoarme Energieversorgung zu schaffen, als diese auch nach einer Übergangszeit kostenstabil zu halten. Zentrale Aufgabe sollte es daher sein, die jetzt dazu erforderlichen Vorleistungen in Form von Investitionen in Effizienz- und EE-Technologien und entsprechend anzupassende Infrastrukturen bzw. dem daraus resultierenden Kapitaldienst als **notwendige und sinnvolle Vorsorge** zur Schaffung einer nachhaltigen Energieversorgung den Bürgern und den Wirtschaftsakteuren zu vermitteln.

Der energiepolitisch angestrebte Rollenwechsel der EE von der Nische hin zu einer Führungsposition kann als eine „**erzwungene**“ **Internalisierung externer Kosten** der bisherigen, konventionellen Energieerzeugung verstanden werden. Die Kapitalkosten der EE repräsentieren nahezu vollständig auch die „ökologischen“ Vollkosten der jeweiligen erneuerbaren Energieerzeugung. Auf einen späteren Zeitpunkt oder in andere Regionen verschiebbare (und damit verdrängbare) Kosten sind in nur sehr geringem Umfang vorhanden. Sie ergeben sich z. B. bei der konkurrierenden Nutzung von Biomasse oder der lokalen Beeinflussung von Landschaften durch die Aufstellung von EE-Anlagen. Sie können bei entsprechender Dialogbereitschaft meist auch auf dieser Ebene gelöst werden.

Große Teile der Kosten im konventionellen Erzeugungsbereich gehen dagegen bis heute nicht in die betriebswirtschaftliche Kostenrechnung ein, wie insbesondere die Schäden eines globalen Klimawandels. Auch die Folgekosten der Umweltverschmutzung bzw. -zerstörung durch eine immer aufwändigere Förderung fossiler Energieträger tauchen so gut wie nicht in der betriebswirtschaftlichen Kalkulation auf. Auch grundsätzliche Risiken, wie sie inhärent mit der Nutzung der Kernenergie verknüpft sind, werden nicht berücksichtigt.

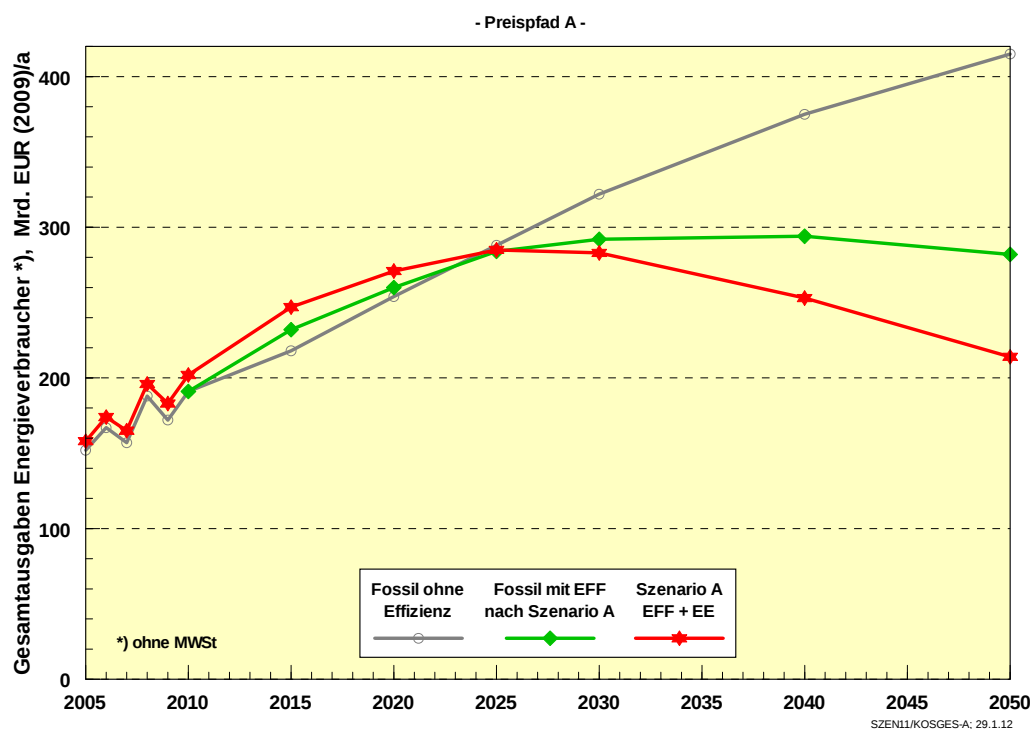


Abbildung 21: Gesamtausgaben für Energie aller Verbraucher bei ausschließlicher Bereitstellung des heutigen Verbrauchniveaus, bei Umsetzung der Effizienzziele und für den Energiemix des Szenarios 2011 A

Deutschland importierte im Jahr 2010 fossile Energieträger (~10100 PJ/a) im Wert von 68 Mrd. €. Die Schonung fossiler Ressourcen durch die verstärkte Nutzung von EE führt zu einer **erheblichen Verminderung des Imports fossiler Energieträger**. Derzeit vermeiden sie den Import von 1100 PJ/a fossiler Energie. Dadurch wurden in 2010 6,8 Mrd. €_{2009/a} an Importausgaben vermieden. Die vermiedenen Importmengen wachsen bis zur Jahrhundertmitte auf rund 4100 PJ/a. Dadurch werden Importausgaben im Jahr 2020 zwischen 17 und 20 Mrd. €_{2009/a} und im Jahr 2030 zwischen 30 und 36 Mrd. €_{2009/a} vermieden. Bis zur Jahrhundertmitte werden die jährlich vermiedenen Importausgaben für fossile Energieträger auf 54 bis 73 Mrd. €_{2009/a} angestiegen sein, was etwa 2% des dann erwarteten Bruttoinlandsprodukts entspricht. Auch die durch den EE-Einsatz vermiedenen CO₂-Emissionen nehmen zukünftig beträchtliche Werte an. Im Jahr 2010 wurden durch EE rund 115 Mio. t CO₂ vermieden. Sie repräsentieren einen Wert von 1,6 Mrd. €/a (CO₂-Preis 14,3 €/t), tatsächlich sind aber Klimaschäden in Höhe von rund 8,5 Mrd. €/a (CO₂-Preis 75 €/t) vermieden worden. Bei einer im Jahr 2050 durch EE vermiedenen CO₂-Menge von 396 Mio. t CO₂/a in Deutschland entspricht dies global vermiedenen Klimaschäden von rund 32 Mrd. €/a.

Verschiedene Untersuchungen zeigen die **Problematik der Nutzenbilanzierung**. Zum einen sind eine Reihe von positiven Wirkungen eines EE-Ausbaus nicht bzw. kaum quantifizierbar. Dazu gehören u. a. die Verringerung oder Vermeidung von internationalen Spannungen wegen geringerer Konkurrenz um knappe fossile Energien, die nicht bzw. kaum vorhandenen Missbrauchsmöglichkeiten der EE-Techniken für kriegerische oder terroristische Zwecke und damit eine unproblematischere länderübergreifende Zusammenarbeit oder die vielfältigen dezentralen Nutzungsmöglichkeiten von EE-Techniken mit ihrer regionalen Wertschöpfung und den verstärkten (Mit-) Gestaltungsmöglichkeiten auf privater und kommunaler Ebene. Zum anderen sind die quantifizierbaren Nutzenbeträge bislang weitgehend theoretischer Natur, da sie in der Kostenkalkulation der Marktteilnehmer überwiegend nicht enthalten sind und somit auch Investitionsentscheidungen nicht „automatisch“ nach dem optimalen volkswirtschaftlichen Nutzen gefällt werden.

Derzeit werden die notwendigen Korrekturen in Form von Förderinstrumenten und anderer staatlicher „Leitplanken“ als Kostenfaktoren und damit **vorwiegend negativ als „Belastung“** wahrgenommen. Die letztlich mit „Preissteigerungen“ verbundenen Korrekturen dieses „Marktversagens“ müssen jedoch von einer mutigen und **aufgeklärten Energie- und Klimaschutzpolitik**, welche die Belange des Umwelt- und Klimaschutzes gleichrangig neben wirtschafts- und sozialpolitische Interessen stellt, als notwendige und langfristig nützliche Maßnahmen gesehen und auch so den Bürgern vermittelt werden. Andernfalls wird der im Energiekonzept der Bundesregierung angekündigte Transformationsprozess hin zu einer auf erneuerbaren Energien und hoher Energieeffizienz basierenden Energieversorgung nicht stattfinden können.

8 Sicherheitsrelevante Aspekte des Umbaus der Energieversorgung

Der Ausbau erneuerbarer Energien hat maßgeblichen Einfluss auf die Sicherheit der zukünftigen Energieversorgung. Dabei spielen sowohl technisch-strukturelle, wirtschaftliche, ökologische, gesellschaftliche als auch entwicklungspolitische Aspekte eine Rolle. Unter dem Begriff „Energiesicherheit“ werden verschiedene Sicherheitsaspekte von Energiedienstleistungen subsumiert. Diese sind: **Versorgungssicherheit, Innere Sicherheit, Investitions- und Wirtschaftssicherheit, Umwelt- und Klimasicherheit und Internationale Sicherheit.**

Insgesamt zeigt der Umbau zu einem auf EE basierenden Energiesystem in der Strom- und Wärmeversorgung und im Verkehr eine ganze Reihe von Merkmalen, die für eine **Steigerung der „Energiesicherheit“** insgesamt sprechen. Diese positiven sicherheitsrelevanten Merkmale eines solchen Umbaus sind:

- überwiegender Anteil heimischer Energiequellen, verringerte Importabhängigkeit,
- geringere strukturelle Verwundbarkeit durch überwiegend dezentrale Erzeugung,
- umwelt- und klimaverträglichere Erzeugung; Vermeidung der Kernenergies Risiken,
- größere Vielfalt der genutzten Energiequellen, Energieerzeugung auf einem deutlich größeren geografischen Gebiet, größere Anzahl von Versorgungskorridoren
- sinkende Technologie- und damit Energiepreise bei verstärktem EE-Ausbau
- hohe Kostenstabilität und Arbeitsplatzintensität infolge Dominanz der Kapitalkosten,
- Verlängerung der Verfügbarkeit gut speicherbarer, fossiler Energieträger,
- internationale Kooperation und Konfliktprävention, beträchtliche Chancen für Entwicklungs- und Schwellenländer, insbesondere potenzielle EUMENA-Energiegemeinschaft.

Sicherheitsrelevante Merkmale, die eine **energiepolitische Herausforderung** darstellen, und die beim Transformationsprozess bewältigt werden müssen bzw. die eine Steigerung der „Energiesicherheit“ erschweren können, sind:

- die Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf der Basis überwiegend fluktuierender Energiequellen erfordert einen starken Ausbau von Infrastrukturmaßnahmen wie Netztransferkapazität, Energiespeicher und Last- und Erzeugungsmanagement,
- hohe Investitionskosten am Anfang der Technologieentwicklung und entsprechende volkswirtschaftliche „Vorleistungen“,
- Schaffung geeigneter bzw. modifizierter marktwirtschaftlicher Rahmenbedingungen zur Mobilisierung einer ausreichend großen Anzahl von Akteuren,
- die in einem EE-basierten Energiesystem vorherrschenden Energieträger Strom und Gas sind leitungsgebunden und verwundbarer,
- lokal und insbesondere bei starker Sichtbarkeit teilweise erschwerte Akzeptanz für die Aufstellung von EE-Anlagen und für entsprechende Infrastrukturmaßnahmen.

Ein Umbau der deutschen und europäischen Energieversorgung kann sich an folgenden Hinweisen orientieren, um die **„Energiesicherheit“ so stabil wie möglich zu halten bzw. sie zu vergrößern:**

- Flankierung des Ausbaus fluktuierender EE-Quellen durch ausreichenden Neubau schnell regelbarer konventioneller Kraftwerke ausschließlich auf der Basis von Erd-

gas, ergänzt durch Biogase und längerfristig Gase aus erneuerbaren Quellen. Paralleler Abbau wenig regelbarer, konventioneller Kraftwerkskapazität (must-run-units),

- Ausbau sicher abrufbarer erneuerbarer Energiequellen, wie der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen ihrer zulässigen „ökologischen“ Potenziale und der geothermalen Stromerzeugung,
- Erhöhung der europaweiten Netztransferkapazität des Stromverteilungsnetzes für einen verbesserten weiträumigen Ausgleich des fluktuierenden erneuerbaren Energieangebots und des Energiebedarfs,
- Erhöhung der Speicherkapazität im deutschen und europäischen Stromnetz mittels Pumpspeicherkraftwerken, Druckluft-Speichern und langfristig EE-Wasserstoff bzw. -Methan zur Verbesserung der mittelbaren Regelbarkeit fluktuierender EE-Quellen,
- Lastmanagement zur Anpassung der Last an das fluktuierende EE-Angebot durch die Entwicklung intelligenter Verbrauchergeräte und Stromnetze. Dabei Nutzung von Synergien bei der Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme- und dem Verkehrssektor,
- Umbau wärmegeführter zu stromgeführter Kraft-Wärme-Kopplung mit Hilfe von Wärmespeichern sowie weiterer Ausbau stromgeführter KWK,
- Import von sicher abrufbarem EE-Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika (DESERTEC) und Wasserkraft aus Skandinavien,
- Nutzbarmachung von EE-Strom für den Verkehrs- und Wärmesektor durch eine intelligente direkte Nutzung und durch Überführung in synthetische speicherbare Energieträger wie EE-Wasserstoff oder EE-Methan.

Unerlässlich zur Erreichung einer möglichst großen gesellschaftlichen Zustimmung und Akzeptanz zu den Zielsetzungen des Transformationsprozesses ist schließlich eine **Energiepolitik mit hoher Transparenz, Verlässlichkeit, Vorhersehbarkeit und Zielgerichtetheit**, damit die dafür erforderlichen Instrumente und Maßnahmen mit den notwendigen politischen und gesellschaftlichen Mehrheiten rechtzeitig weiterentwickelt bzw. neu etabliert werden können.

9 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Bedeutung der Strategieelemente Effizienzsteigerung (EFF) und Einsatz erneuerbarer Energien (EE) sind in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sehr unterschiedlich. Im Bereich der Stromversorgung dominiert eindeutig die CO₂-Minderung durch EE mit einer Nettominderung von 209 Mio. t CO₂/a. Der Beitrag durch Effizienzmaßnahmen beim Stromverbrauch fällt mit 51 Mio. t CO₂/a relativ gering aus, weil sich die Bruttostromerzeugung bis 2050 nur gering verringert. Im Gegensatz dazu wird die CO₂-Minderung bei der Wärmebereitstellung im Wesentlichen durch die deutliche Verminderung des Wärmeverbrauchs erreicht. Von Effizienzmaßnahmen stammen 196 Mio. t CO₂/a, vom EE-Ausbau 47 Mio. t CO₂/a. Eine ähnliche Gewichtung ergibt sich bei den Kraftstoffen, wo eine Minderung von 96 Mio. t CO₂/a auf Effizienzmaßnahmen und 26 Mio. t CO₂/a auf EE entfallen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass der durch die Einführung der Elektromobilität verringerte Endenergieverbrauch im Verkehrssektor unter Effizienz bilanziert ist. Die Elektromobilität unter Einsatz erneuerbaren Stroms allein liefert einen Minderungsbeitrag von etwa 23 Mio. t CO₂/a in den Szenarien A und B und 42 Mio. t CO₂/a im Szenario C.

Die erfolgreiche Umsetzung der zu erbringenden CO₂-Minderungen erfordert in jedem Bereich die Kombination beträchtlicher struktureller Veränderungen, den **Einsatz vielfältiger energiepolitischer Maßnahmenbündel mit gezielten Anreizen** für zahlreiche Einzelakteure sowie die Überwindung zahlreicher Hemmnisse und Einzelinteressen. Außerdem wachsen die **Wechselwirkungen zwischen den Bereichen** infolge wachsender Ausgleichs- und Speichervorgänge, sowohl zwischen Strom- und Wärmeversorgung, als auch zwischen Strom- und Gasversorgung. Die Veränderungsprozesse müssen deshalb in ihrer zeitlichen Abfolge gut aufeinander abgestimmt werden.

Im Energiekonzept wird eine **Halbierung des gesamten Energieverbrauchs** Deutschlands als Zielgröße vorgegeben. Zwischen den sachgerechten Zielen der Bundesregierung zur Energieeffizienz und den tatsächlich sich einstellenden Wirkungen der aktuellen Instrumente klafft derzeit jedoch eine immer **größer werdende Lücke**. Diese muss rasch durch wesentlich wirksamere Instrumente und Maßnahmen geschlossen werden. Ohne eine verstärkte, deutlich über bisherige Anstrengungen hinausgehende Energieeffizienzpolitik sind die ehrgeizigen Klima- und Ressourcenschutzziele des Energiekonzepts nicht erreichbar.

Die empfohlenen Maßnahmen zur Umsetzung der Zielsetzungen des Energiekonzepts sind ausführlich in der Langfassung erläutert. Auf sie wird hier schlaglichtartig verwiesen:

1. Effizienzsteigerungen im Stromsektor

- A) Einrichtung eines aus dem Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ finanzierten **Energieeffizienzfonds**.
- B) Ausweitung einer klaren Kennzeichnungspflicht für Elektrogeräte im Rahmen der **Öko-Design-Richtlinie der EU**.
- C) Volle Unterstützung des Entwurfs einer **europäischen Energieeffizienz-Richtlinie**; Weiterentwicklung der Richtlinie zu ehrgeizigeren Effizienzzielen.
- D) Der zukünftige **Stromeinsatz im Wärmesektor** ist weitgehend an EE-Stromüberschüsse zu koppeln; Einsatz von Speicherelektroheizungen sollte nur in Gebäuden mit hohen Wärmetandards erfolgen; Elektrodirektheizungen sind deutlich zu reduzieren.
- E) Entwickeln von **ordnungsrechtlichen Vorgaben** für betriebliche und kommunale Energienutzungskonzepte und eine Verstärkung des Einspar-Contracting.
- F) Neuausrichtung des **Energie-(Strom-)steuergesetzes** bzw. der Ökosteuer in Richtung zusätzlicher ökonomischer Anreize zur Effizienzsteigerung.
- G) **Überprüfung von Steuervergünstigungen** und Ausnahmeregelungen im Industriebereich; Verknüpfung mit dem Nachweis effizienter Energiemanagementsysteme.

2. Effizienzsteigerungen im Wärmesektor

- A) **Verschärfung der EnEV** für Neubauten auf den Standard eines „klimaneutralen Gebäudes“ bis zum Jahr 2020 in Verbindung mit höheren EE-Anteilen im EEWärmeG.
- B) Ausarbeitung eines „**Sanierungsfahrplans für den Bestand**“ im Rahmen einer weiterentwickelten EnEV, Steigerung der Sanierungsrate, Sicherung einer ausreichenden energetischen Sanierungstiefe und Sicherstellung ausreichender Fördermittel.
- C) Verbesserte Möglichkeiten für **Energie-Contracting für Mietwohnungen**; Novellierung des Mietrechts zur Erleichterung der Amortisation von Investitionen in Effizienzmaßnahmen.

D) **Steuerliche Absetzbarkeit** der Kosten energetischer Gebäudesanierungen verabschieden und umsetzen.

E) Begleitende Kontrolle der Umsetzung bzw. begleitendes **Monitoring** der „Modernisierungsoffensive“.

F) Verpflichtung zur Entwicklung und Unterstützung kommunaler oder stadtteilbezogener koordinierter **Sanierungs- und Wärmekonzepte** im Hinblick auf bedarfsgerechte **Nah-Wärmeversorgung** aus KWK oder erneuerbaren Energien („Klimaschutzgesetze“).

G) Verstärkte Anreize bzw. Förderprogramme für **Energiemanagementsysteme** und die energetische Optimierung energieintensiver Prozesse; Förderung innovativer Technologien zur Steigerung der Energieeffizienz im Industriebereich.

H) Verpflichtung zur **Abwärmenutzung** für Kaskadenprozesse; verstärktes Energiecontracting im Prozesswärmebereich.

3. Transformation der Stromversorgung

A) Das **EEG** ist das wirksamste Instrument der Förderung des EE-Ausbaus im Stromsektor. Das Grundprinzip des **Vorrangs erneuerbarer Energien** muss grundsätzlich unverändert erhalten bleiben; seine **stetige Weiterentwicklung und Anpassung** an kostensenkende Technologieinnovationen muss dabei prinzipiell beibehalten werden, es sollte aber flexibler gestaltet werden.

B) Die jetzigen **Ausnahmeregelungen bei der EEG-Umlage** sollten überprüft und auf ein möglichst geringes Maß zurückgeführt werden. Auch über Sinnhaftigkeit der Marktprämie sollte erneut nachgedacht werden, sofern sie nicht erkennbar zu einer Verbesserung der Marktintegration der EE führt.

C) **Die Flexibilität** der verbleibenden konventionellen Kraftwerke muss deutlich erhöht werden; es werden sich zukünftig nur noch hoch flexible Kraftwerke technisch und wirtschaftlich behaupten können.

D) **Auch EE-Anlagen müssen Systemverantwortung übernehmen**; sie müssen zukünftig auch zur Systemsicherheit beitragen (Regelleistung zur Frequenz- und Spannungshaltung; Schutztechnik u. a.).

E) Das Stromnetz muss beschleunigt ausgebaut werden, sowohl auf der **Verteilungsebene** als auch auf der **Transportebene**; die von der Bundesnetzagentur aktuell vorgelegten Szenarien der Stromversorgung bieten jetzt nach erfolgter Überarbeitung einen geeigneten Rahmen für die Ausarbeitung des notwendigen **Netzentwicklungsplans**.

F) Verstärkte Anreize zum weiteren **Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung** sind erforderlich, vorrangig mit Wärmespeichern; Biomasse-KWK nur mit Wärmenutzungspflicht.

G) Die „**optimale**“ **Struktur des zukünftigen Speicherbedarfs** sollte in weiteren Untersuchungen möglichst genau ermittelt werden unter Variation der wesentlichen Einflussfaktoren wie Flexibilität der Kraftwerke, Ausbauintensität der EE und der Stromnetze sowie Flexibilität von Lastmanagementmaßnahmen; zur technischen Weiterentwicklung von Speichern sind weitere Forschungsarbeiten erforderlich.

H) Die **Rentabilität der erforderlichen „Backup“-Technologien** muss gewährleistet sein; angepasste Rahmenbedingungen des Strommarktes sollten auch Anforderungen an die Flexibilität und den Standort der Kraftwerke einbeziehen und diese honorieren (z. B. mittels „Kapazitätsmärkten“).

I) Es ist erforderlich, in wachsendem Umfang die **Vollkosten aller Stromerzeugungsoptionen** in die Preissignale des zukünftigen Strommarkts einzubringen. Angestrebt werden sollte, dass die Vollkosten weitgehend externe Kosten der Energiebereitstellung (insbesondere die Kosten des Klimawandels und die Entsorgungs- und Risikokosten) enthalten.

4. EE-Ausbau im Wärmesektor

A) Eine umfassende Neuordnung des Marktanreizprogramms (MAP) sollte mit dem Ziel erfolgen, die heutigen Budgetrestriktionen zu überwinden. **Es sollte ein budgetunabhängiges Förderinstrument**, wie es das EEG im Strommarkt ist, eingeführt werden. Dieses muss insbesondere den Altbaubestand einbeziehen.

B) Kommunen sollten verpflichtet werden, einheitlich strukturierte, **flächendeckende Wärmepläne bzw. Energiekonzepte** zu erstellen; der mögliche Beitrag von Nahwärmeversorgungen auf der Basis von Sonne und Erdwärme sollte dabei besondere Beachtung finden.

C) Bei größeren **Solarkollektorsystemen sind weitere Entwicklungen zur Kostensenkung erforderlich**; bei der **Erschließung der Tiefengeothermie** sollte die Aufmerksamkeit stärker auf die Wärmebereitstellung und -verteilung gerichtet werden.

D) Die Weiterentwicklung kostengünstiger **thermischer Langzeitspeicher** sollte vorangetrieben werden, ebenso Untersuchungen und Modellvorhaben zur Integration von Wärmespeichern, Wärmepumpen und Fern-/Nahwärmeverbünden in das Stromlastmanagement.

E) Ausbau der Anreize für **EE-gestützte Wärmenetze** sowie Umstellung vorhandener Wärmenetze auf EE-Versorgung.

5. Entwicklungsstrategien im Verkehrssektor

A) Es sollten Anreize und Vorgaben (insbesondere die konsequente Verschärfung der CO₂-Grenzwerte für Neufahrzeugflotten) zur weiteren deutlichen **Reduktion spezifischer Kraftstoffverbräuche** bei PKW (50-60%) und bei Nutzfahrzeugen (>30%) gesetzt werden.

B) Die Anreize zur **Marktausweitung leichter und auch kleinerer Fahrzeuge** sollten verstärkt werden, z. B. durch Einführung eines allgemeinen Tempolimits, Abschaffung der steuerlichen Vergünstigungen für Dienstwagen und Modifizierung der Pendlerpauschale.

C) Eine deutliche **Verlagerung von Güterverkehr auf die Bahn** durch eine Aufstockung und Verlagerung von Investitionsmitteln für die erforderlichen Trassen ist essentiell.

D) Ein **integriertes Mobilitätskonzept** sollte erarbeitet werden, das die Entwicklung des Verkehrs ausgehend von gesellschaftlichen, demografischen und strukturellen Faktoren untersucht, alle Verkehrsträger umfasst und eine möglichst große Flexibilität und Durchlässigkeit aller Verkehrsträger zum Ziel hat.

E) Zur weitgehenden Ablösung fossiler Kraftstoffe **werden alle Optionen EE-basierter Kraftstoffe** benötigt; **Biokraftstoffe** haben deutliche Potenzialgrenzen; sie sind hinsichtlich der erzielbaren Ausbeute und der einsetzbaren Biomassen noch weiterzuentwickeln; die Klimawirksamkeit von Biokraftstoffen muss umfassender untersucht werden.

F) Es sind möglichst hohe Beiträge von EE-Strom bzw. Elektrofahrzeugen anzustreben. Dazu ist die **Weiterentwicklung von Elektrofahrzeugen** und der öffentlichen Ladeinfrastrukturen unter Beachtung der netztechnischen Anforderungen erforderlich.

G) Ein Konzept sollte erstellt werden zur **Markteinführung von Elektrofahrzeugen** über stärkere steuerliche Anreize o. ä. zur Kompensation der Mehrkosten.

H) **Chemische EE-Energieträger** (Wasserstoff/Methan) sind potenziell kaum begrenzt, ihre Nutzung im Verkehr erfordert aber noch weitere Entwicklungsschritte, kostensenkende Innovationen und Untersuchungen zur Optimierung der erforderlichen Infrastrukturen.

Die Bewertung der Transformationsstrategie im Energiesektor erfordert einen **Blick über die Zeiträume** hinaus, die üblicherweise von der Tagespolitik, der Wirtschaft und erst recht von den Finanzmärkten bei ihren Entscheidungen ins Auge gefasst werden. Mit dem Energiekonzept hat die Politik gezeigt, dass sie prinzipiell in der Lage und bereit ist, die notwendigen längerfristigen Entwicklungsspielräume in ihre Entscheidungen einzubeziehen. Diese erfolgversprechende Betrachtungsweise sollte beibehalten und weiterentwickelt werden und sich in den erforderlichen Instrumenten und Maßnahmen, die für den Transformationsprozess notwendig sind, niederschlagen. Dazu gehört insbesondere auch, dass die Bürger über die **ökologische Nützlichkeit und ökonomische Zweckmäßigkeit** der eingeschlagenen Strategie noch mehr als bisher informiert werden.

Um „Rebound-Effekte“ (zusätzlich induzierter Energieverbrauch durch Effizienzerfolge) möglichst klein zu halten, wird es auch erforderlich sein, einen **verstärkten gesellschaftlichen Dialog** über andere Wohlstandsmodelle und nachhaltiges Konsumverhalten anzustoßen und auf Wechselwirkungen mit Klima- und Ressourcenschutz hinzuweisen. In diesen Dialog einzuschließen ist auch, wie das bestehende „**ökologische**“ **Marktversagen** – d. h. die unzulänglichen Preissignale des heutigen Energiemarkts hinsichtlich Klimaschutz und Verringerung anderer Umweltbelastungen – korrigiert werden kann.

Die eindeutigen Erkenntnisse zum Klimawandel und seinen Folgen, die ökonomischen Risiken einer weitgehend von fossilen Energieimporten abhängigen Energieversorgung, die Kenntnis um die wachsenden ökologischen Gefährdungen durch die immer aufwändiger werdende Gewinnung weiterer fossiler Energierohstoffe und die nach wie vor ungelösten Fragen einer sicheren Endlagerung von Kernbrennstoffen sollten es erleichtern, immer mehr gesellschaftliche und wirtschaftliche Akteure für den **notwendigen Transformationsprozess** der Energieversorgung in Richtung deutlicher Effizienzsteigerung und erneuerbare Energien zu gewinnen.

Literatur Zusammenfassung

AGEE-Stat 2011: Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik, Juli 2011.

BMU 2010: Beitrag der Elektromobilität zu langfristigen Klimaschutzzielen und Auswirkungen auf die Automobilindustrie. McKinsey Company, Abschlussbericht für das BMU, April 2010.

Energiekonzept 2010: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. BMWi, BMU für die Bundesregierung; Berlin 28.9.2010.

EWI 2010: M. Schlesinger, D. Lindenberger, Ch. Lutz: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studienprojekt Nr. 12/10 im Auftrag des BMWi, EWI Köln, Prognos Basel, GWS Osnabrück, 27. August 2010.

Nitsch et. al. 2011: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Bericht zur „Leitstudie 2010“ im Auftrag des BMU; DLR Stuttgart, Fraunhofer-IWES Kassel, IFNE Teltow, Februar 2011.

Nitsch et. al. 2012: Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Scholz, Y.; Luca de Tena, D.; Trieb, F.; Nienhaus, K.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; von Oehsen, A.; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.; Wickert, M.; Wenzel, B.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht, DLR Stuttgart, Fraunhofer IWES Kassel und IFNE Teltow im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), März 2012.