

Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030

Energieprognose 2009

Teil B

Kurzfassung

Bearbeiter:

Ulrich Fahl, Markus Blesl, Alfred Voß, Patrick Achten, David Bruchof, Birgit Götz, Matthias Hundt, Stephan Kempe, Tom Kober, Ralf Kuder, Robert Küster, Jochen Lambauer, Michael Ohl, Uwe Remme, Ninghong Sun, Veronika Wille, Steffen Wissel, Ingo Ellersdorfer, Fabian Kesicki

**Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER),
Universität Stuttgart**

Manuel Frondel, Peter Grösche, Matthias Peistrup, Nolan Ritter, Colin Vance, Tobias Zimmermann

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Essen

Andreas Löschel, Georg Bühler, Tim Hoffmann, Tim Mennel, Nikolas Wölfing

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim

Wissenschaftlicher Begleitkreis:

Georg Erdmann, Jürgen-Friedrich Hake, Bernd Meyer, Wolfgang Pfaffenberger

Inhaltsverzeichnis Kurzfassung

(1)	Zusammenfassende Ergebnisdarstellung	K1
	Energie- und klimapolitische Ziele	K1
(2)	Einleitung und Rahmenannahmen	K2
	Zielsetzung und Vorgehensweise	K2
	Rahmenannahmen der Referenzprognose	K3
	Ausreichend Energiereserven und -ressourcen	K4
	Rohölpreise steigen nominal und real deutlich	K5
(3)	Referenzprognose	K6
	Primärenergieverbrauch rückläufig, Energieproduktivität steigt	K6
	Nutzung Erneuerbarer Energien	K7
	Treibhausgas-Emissionen sinken bis 2020 um 34 %, bis 2030 um 44 %	K8
	EU-Emissionszertifikatehandel und CO ₂ -Preise	K9
	Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch steigt bis 2020 auf 27 % ..	K10
	Deutschland wird mehr Strom importieren	K11
	Windkraft- und Erdgaskraftwerkskapazitäten nehmen stark zu	K12
	Zukünftig leichter Anstieg der Strompreise	K13
	Stromerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung nimmt zu, das nationale Verdopplungsziel wird dennoch nicht erreicht	K14
	Endenergieverbrauch sinkt bis 2030 um 15 %	K15
	Verdopplung des Beitrages der Erneuerbaren Energien zum Bruttoendenergieverbrauch bis 2030	K16
	Endenergieverbrauch der Industrie	K17
	Endenergieverbrauch des GHD-Sektors geht deutlich zurück	K18
	Endenergieverbrauch der Haushalte sinkt trotz steigender Wohnfläche	K19
	Endenergieverbrauch des Verkehrssektors sinkt nach 2015	K20
(4)	Varianten mit Laufzeitverlängerung	K21
	Laufzeitverlängerung erleichtert den Klimaschutz	K21
	Primärenergieverbrauch bei Laufzeitverlängerung	K22
	Geringere THG-Emissionen und Zertifikatspreise bei Laufzeitverlängerung	K23
	Strombereitstellung bei Laufzeitverlängerung	K24
	Statistisches Energieversorgungsrisiko	K25
(5)	Ausblick 2050	K26
(6)	Sensitivitätsanalysen	K27

Zusammenfassende Ergebnisdarstellung

Energie- und klimapolitische Ziele

	Status Quo (2008)	Ziel 2020	Erläuterung	Referenzprognose bei Kernenergieausstieg (Ra)		Varianten mit Laufzeitverlängerung	
				2020	2030	2020	2030
THG-Emissionen	-20% (1990-2007)	-21% (bis 2012) (-40%)	-40% nur, wenn EU-weit Reduktion um 30%	-34%	-44%	-35% bis -37%	-44% bis -49%
CO ₂ -Emissionen	-19% (1990-2007)			-33%	-43%	-34% bis -36%	-44% bis -48%
Energie aus erneuerbaren Quellen	9,3% (2007)	18%	Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	16%	20%	16%	20%
Strom aus Erneuerbaren Energien	14%	Mindestens 30%	Anteil am Bruttostromverbrauch	27%	36%	27%	35% bis 37%
Wärme aus Erneuerbaren Energien	ca. 6%	14%	Anteil am Endenergieverbrauch für Wärme	15%	17%	15%	17%
Energieeffizienz	1,84%/a (1990-2008)	Verdopplung (=+100%) der Energieproduktivität (BIP/PEV)	Basisjahr: 1990	+83% (1990-2020)	+119% (1990-2030)	+71% bis +76% (1990-2020)	+104% bis +121% (1990-2030)
		-9% Endenergie (bis 2016, Einsparrichtwert)	Basis: EEV Durchschnitt 2001-2005	-14,2%	-19,7%	-13,9% bis -14,1%	-19,5% bis -19,8%
Biokraftstoffanteil	7,3%	7%	Gemessen als Treibhausgasesparung (Änderung der Systematik)	10,5%	10,5%	10,5%	10,5%
KWK-Strom	ca. 12% (2008)	Verdopplung auf etw a 25 %		19%	20%	15% bis 17%	16% bis 20%
Stromerzeugung aus Kernenergie	149 TWh			22 TWh	0 TWh	111 bis 160 TWh	0 bis 160 TWh

In der **Referenzprognose**, wie auch in den **Varianten mit Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke**, wird die **Vorgabe der Energieeffizienzrichtlinie** der EU eingehalten, zwischen 2008 und 2016 den Endenergieverbrauch um 9 % zu senken. Dies gelingt, weil Deutschland bereits frühzeitig Maßnahmen zur effizienten Verwendung von Energie ergriffen hat.

Ebenso werden **die Ziele für den Ausbau Erneuerbarer Energien nahezu erreicht** oder gar leicht übertroffen.

Aufgrund der umfassenden politischen Förderung der Erneuerbaren Energien **hat die verlängerte Kernenergienutzung praktisch keinen Einfluss auf die Anteile der Erneuerbaren Energien** am Bruttoendenergieverbrauch, bei der Wär-

meerzeugung und in der Stromerzeugung sowie bei den Biokraftstoffen.

Das im Rahmen des **Kyoto-Protokolls für Deutschland festgelegte Ziel**, den Treibhausgas-Ausstoß bis 2012 um 21 % gegenüber 1990 zu reduzieren, **wird deutlich übertroffen**.

Nicht erreicht wird das nationale Ziel, bis 2020 den **Anteil des KWK-Stroms** an der Stromerzeugung gegenüber 1990 auf 25 % **zu verdoppeln**, ebenso wenig wie das Ziel der „**Verdopplung der Energieproduktivität**“ zwischen 1990 und 2020.

Allerdings setzt dieses sehr ambitionierte Ziel für die Zeit von 2005 bis 2020 eine jährliche Steigerung der Energieproduktivität von rund 3 % voraus, während zwischen 1990 und 2008 im Schnitt lediglich 1,84 % erreicht wurden.

Einleitung und Rahmenannahmen

Zielsetzung und Vorgehensweise

Vor dem Hintergrund eines derzeit schwindenden Beitrags heimischer Energieträger und zunehmender Klimaschutzanstrengungen schätzt die **Energieprognose 2009** die **Entwicklung von Angebot und Nachfrage nach Energie in Deutschland bis zum Jahr 2030** und unternimmt einen Ausblick auf 2050. Die im Rahmen der Energieprognose 2009 getroffenen quantitativen Aussagen sind dabei als eine wahrscheinliche Entwicklung von Energieverbrauch und -versorgung in Deutschland zu verstehen, wenn die unterstellten energie- und klimapolitischen Rahmensetzungen und Maßnahmen ihre Wirkung entfalten und die Annahmen hinsichtlich der Entwicklung unsicherer Einflussfaktoren, wie z. B. der Ölpreisentwicklung, eintreffen würden.

Es wird ein integrierter, modellgestützter Analyseansatz verfolgt, **der die deutschen Energiemärkte als Teil des europäischen Energiesystems** abbildet. Damit soll der Einbettung der deutschen Energieversorgung in den Europäischen Binnenmarkt ebenso Rechnung getragen werden wie der sachgerechten Erfassung der Wirkungen transnationaler, EU-weiter Regulierungsansätze, wie dem Europäischen Emissionshandelssystem.

Im Rahmen dieses integrativen Analyseansatzes werden zwei alternative Zukunftspfade der Energieversorgung in Deutschland analysiert, die sich lediglich in einem Punkt unterscheiden: Die **Referenzprognose** geht vom gesetzlich geregelten Kernenergieausstieg aus, wohingegen in **zwei Varianten** eine **Verlängerung der Laufzeit der bestehenden deutschen Kernkraftwerke auf 40 bzw. 60 Jahre** angenommen wird.

Zusätzliche **Sensitivitätsanalysen** dienen der Ermittlung von Auswirkungen der Variation zentraler Einflussgrößen, wie der demographischen oder wirtschaftlichen Entwicklung. Die für die Analysen wesentlichen Parameter werden auf Basis wissenschaftlich anerkannter empirischer Untersuchungsmethoden bestimmt.

Die Energieprognose 2009 wurde begleitet von einem **Kreis von Wissenschaftlern** mit langjähriger Erfahrung im Bereich der Modellierung und Szenarioanalyse. Aufgabe dieses wissenschaftlichen Begleitkreises war die unvoreingenommene methodische und inhaltliche Beratung. Im Vordergrund stand die Plausibilitätsprüfung der Prognose.

Rahmenannahmen der Referenzprognose

	Einheit	2007	2012	2020	2030
Bevölkerung	Mio.	82,3	82,0	81,4	79,7
Haushalte	Mio.	39,7	40,6	41,5	42,0
Wohnfläche	Mio. m ²	3 444	3 574	3 788	4 015
Reales Bruttoinlandsprodukt	Mrd. € ₂₀₀₀	2 242	2 254	2 526	2 784
Personenverkehrsleistung (ohne Luftverkehr)	Mrd. pkm	1 047	1 061	1 078	1 068
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	568	615	737	880

Quelle: Destatis, UBA, IER

Die demografische und die wirtschaftliche Entwicklung stellen wesentliche Determinanten für den Energieverbrauch dar.

Die Referenzprognose geht von einem **Schrumpfen der Bevölkerung auf 79,7 Mio. Menschen im Jahr 2030** aus. Dies sind 2,5 Mio. weniger als Ende 2007 in Deutschland lebten.

Trotz des Bevölkerungsrückgangs **nimmt die Zahl der Haushalte auch künftig weiterhin zu**. Die Haushaltsprognose ergibt einen Anstieg der Zahl der Haushalte auf 42,0 Mio. im Jahr 2030. Dies sind **2,3 Mio. Haushalte mehr als im Jahr 2007**, was insbesondere auf die steigende Zahl der Ein- und Zweipersonenhaushalte zurückzuführen ist.

Zum anderen steigt der Wohnraum pro Kopf mit sinkender Haushaltsgröße und somit der Bedarf an Raumwärme. Zwischen 2007 und 2030 **erhöht sich die Gesamtwohnfläche** annahmegemäß um circa 18 % auf rund 4 Mrd. m². Im Durchschnitt beträgt damit die Wohnfläche pro Kopf im Jahr 2030 etwa 50,4 m².

Für den Zeitraum von 2012 bis 2030 wird eine **durchschnittliche Wachstumsrate des Bruttoinlandsprodukts von 1,2 % pro Jahr** unterstellt. Mit dem

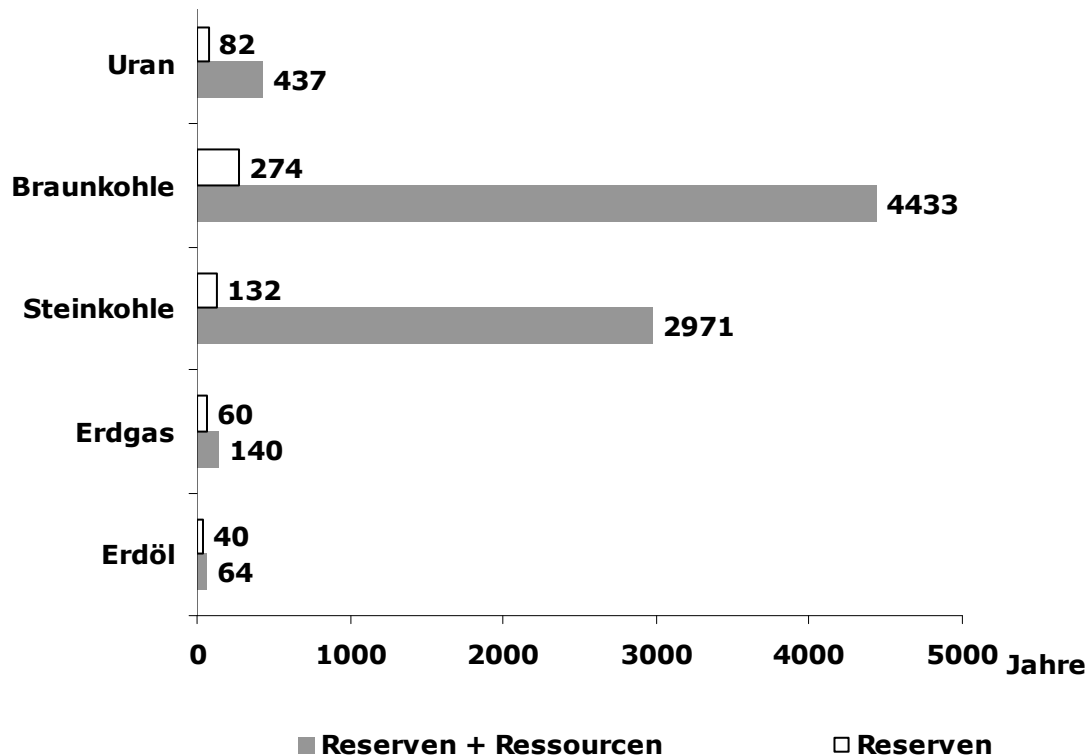
Schrumpfen und der zunehmenden Alterung der Bevölkerung geht ein Rückgang des Erwerbspersonenpotenzials einher, was zu einem stetigen Sinken des wirtschaftlichen Wachstumspotenzials bis 2030 führt.

Wegen der **schweren weltweiten Rezession** wird in der Referenzprognose von einem Rückgang des Bruttoinlandsprodukts in Deutschland um 5,5 % im Jahr 2009 gegenüber dem Vorjahr ausgegangen. Für das Jahr 2010 wird mit einem leichten Anstieg um 0,6% gegenüber 2009 gerechnet. Der **ursprüngliche Wachstumspfad** der deutschen Volkswirtschaft wird **erst im Jahr 2014 wieder erreicht**.

Bei der **Personenverkehrsleistung** wird bis zum Jahr 2020 von einem leichten Anstieg ausgegangen, bevor diese, bedingt durch den Bevölkerungsrückgang, bis 2030 wieder etwa auf das Niveau von 2012 zurückgeht.

Die **Güterverkehrsleistung** ist stark abhängig von der Entwicklung der volkswirtschaftlichen Produktion. Mit der einsetzenden wirtschaftlichen Erholung steigt die Güterverkehrsleistung wieder deutlich an und liegt im Jahr 2030 mit circa 880 Mrd. Tonnenkilometer rund 55 % höher als im Jahr 2007.

Ausreichende Energiereserven und -ressourcen



Quelle: BGR

Rund vier Fünftel des weltweiten Energieverbrauchs werden derzeit durch die drei fossilen Brennstoffe Erdöl, Erdgas und Kohle gedeckt.

Von einer Erschöpfung dieser Energierohstoffe ist bis 2030 **nicht auszugehen**, ebenso wenig wie bei Uran. So würde man mit den heutigen **Reserven an Steinkohle** bei unverändertem Verbrauch noch rund **130 Jahre** auskommen, bei **Braunkohle** beträgt die Reichweite sogar rund **270 Jahre**. Bei gegenwärtiger Förderung reichen die Reserven an **Erdgas** noch für **60 Jahre**, die Reserven an **Erdöl** noch für **40 Jahre**.

Zählt man zu den Reserven noch die gegenwärtig nicht wirtschaftlich förderbaren Ressourcen hinzu, so reichen die Ölvorkommen für 64 Jahre, bei Gas für 140 Jahre. Steinkohle wäre für etwa 3 000 und Braunkohle für mehr als 4 000 Jahre vorhanden.

Wenngleich diese **Energierohstoffe** somit in den nächsten beiden Jahrzehnten **prinzipiell in ausreichendem Maße verfügbar** sind, ist damit zu rechnen, dass deren **Förderung aus vielerlei Gründen zunehmend teurer** wird, etwa weil die Rohstoffe in **entlegenen Gebieten** gewonnen werden müssen. Dies hat **Auswirkungen auf die Weltmarktpreise** und somit auf die heimische Energienachfrage. **Bedenklich** ist nicht zuletzt, dass gerade die **Vorkommen an Rohöl** sich in starkem Maße auf **bestimmte Regionen** der Welt **konzentrieren**.

Demgegenüber wirken preisdämpfende Faktoren wie eine Verbesserung der Ausbeute konventioneller Ölfelder, eine verstärkte Nutzung unkonventioneller Vorkommen und alternativer Kraftstoffe sowie eine zunehmende Substitution von Mineralölprodukten durch alternative Energieträger, u. a. in der Industrie oder auch im Verkehrssektor.

Rohölpreise steigen nominal und real deutlich

Preispfad	Reale Rohölpreise des OPEC-Korbs in US \$ ₂₀₀₇ /bbl		Nominale Rohölpreise des OPEC-Korbs in US \$/bbl	
	Referenzprognose	„Hohe Ölpreise“	Referenzprognose	„Hohe Ölpreise“
2007	69	69	69	69
2012	59	67	66	75
2015	63	75	76	91
2020	69	87	93	117
2025	73	95	110	143
2030	75	100	127	169

Quelle: BMWi, IER

Die Referenzprognose geht von einem Anstieg des realen Ölpreises zwischen 2010 und 2030 aus. Der hier stellvertretend dargestellte Durchschnittspreis für die Rohölsorten des OPEC-Korbes steigt demnach bis 2030 auf 75 \$/bbl (in Preisen von 2007). Bei einer unterstellten Inflationsrate von 2,3 % pro Jahr läge der nominale **Ölpreis im Jahr 2030 bei 127 \$/bbl**.

Um der **Unsicherheit bezüglich der künftigen Entwicklung des Ölpreises** Rechnung zu tragen, wird in der Energieprognose in den Sensitivitätsanalysen ein **zweiter Preispfad („Hohe Ölpreise“)** verwendet. Dabei wird bis 2030 ein Rohölpreis von 100 \$₂₀₀₇/bbl erreicht (nominal 169 \$/bbl).

Es besteht eine **hohe Korrelation** zwischen dem **Weltmarktpreis für Rohöl sowie den Grenzübergangs- und Verbraucherpreisen** in Deutschland. Daher können aus den getroffenen Rohölpreisannahmen die künftigen Grenzübergangs-

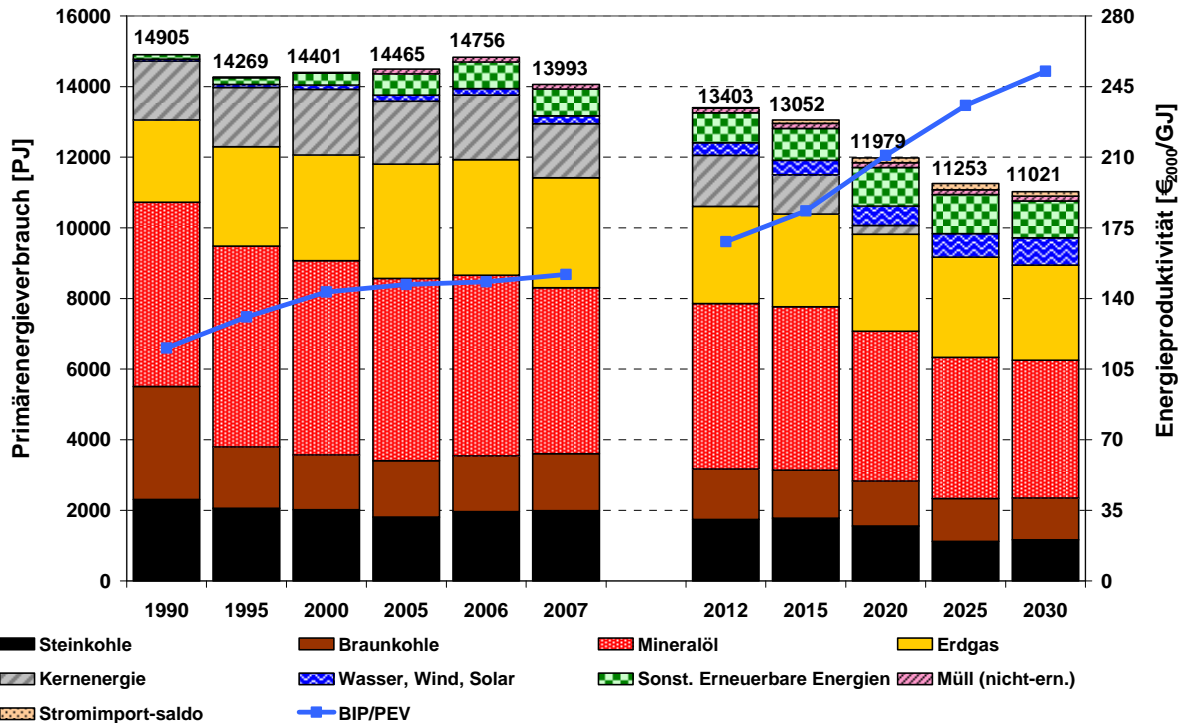
preise sowie die Endverbraucherpreise abgeleitet werden.

Bezüglich der Preisentwicklung für **Kraftwerkskohle** wird allerdings von einem die **Nachfrage dämpfenden Effekt** durch die Pönalisierung des CO₂-Ausstoßes in Folge des Emissionshandels ausgegangen. Folglich ergibt sich ein unterproportionaler Preisanstieg für Kraftwerkskohle im Vergleich zu den Rohölpreisen.

Die **Verbraucherpreise** ergeben sich ausgehend von der historischen Korrelation mit den Rohölpreisen und **steigen** somit im Zeitverlauf **deutlich an**. Demnach erhöhen sich für die Haushalte die Benzinpreise nominal von durchschnittlich 1,33 € je Liter im Jahr 2007 auf rund 2,30 € je Liter im Jahr 2030. Die Dieselpreise steigen von durchschnittlich 1,17 €/Liter im Jahr 2007 auf 2,14 €/Liter im Jahr 2030. Für die Industrie nimmt der nominale Preis für leichtes Heizöl von 560 €/Tonne im Jahr 2007 auf 936 € je Tonne im Jahr 2030 zu.

Referenzprognose

Primärenergieverbrauch rückläufig, Energieproduktivität steigt



Quelle: AGEb, IER

Der **Primärenergieverbrauch (PEV)** **sinkt** in der Referenzprognose in Deutschland bis zum Jahr 2020 um 14 % gegenüber 2007, bis zum Jahr 2030 sogar um 21 %.

Damit einher geht eine jährliche Steigerung der gesamtwirtschaftlichen **Energieproduktivität**, welche das Verhältnis von Bruttoinlandsprodukt zu Primärenergieverbrauch darstellt, um 2,0 %. Die Energieproduktivität steigt bis 2020 um circa 83 % gegenüber 1990.

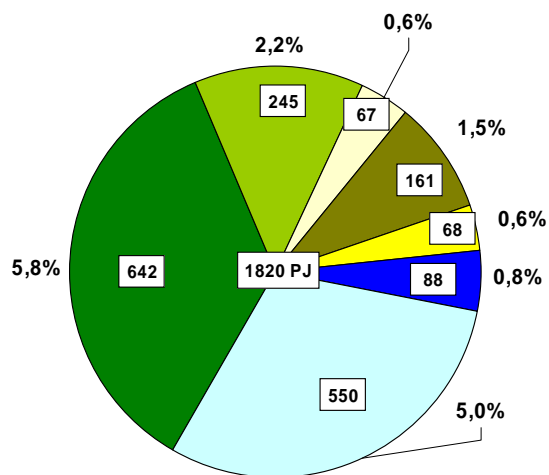
Die **Erneuerbaren Energien gewinnen künftig erheblich an Bedeutung**: Ausgehend von einem Anteil am Primärenergieverbrauch von 7 % im Jahr 2007 wächst deren Beitrag bis 2020 auf rund 13,5 % und weiter auf 17 % im Jahr 2030.

Demgegenüber geht die Nutzung fossiler Energieträger künftig zurück. So sinkt der Verbrauch an **Stein- und Braunkohle** bis 2030 um knapp 35 %, von 3 602 PJ im Jahr 2007 auf rund 2 347 PJ.

Entgegen dem Trend der vergangenen Jahrzehnte nimmt der Verbrauch an **Erdgas** bis zum Jahr 2030 um rund 14,5 % ab, von 3 118 PJ im Jahr 2007 auf 2 690 PJ. Aufgrund des noch stärkeren Rückgangs des Primärenergieverbrauchs nimmt der Anteil dieses Energieträgers am Primärenergieverbrauch aber noch zu.

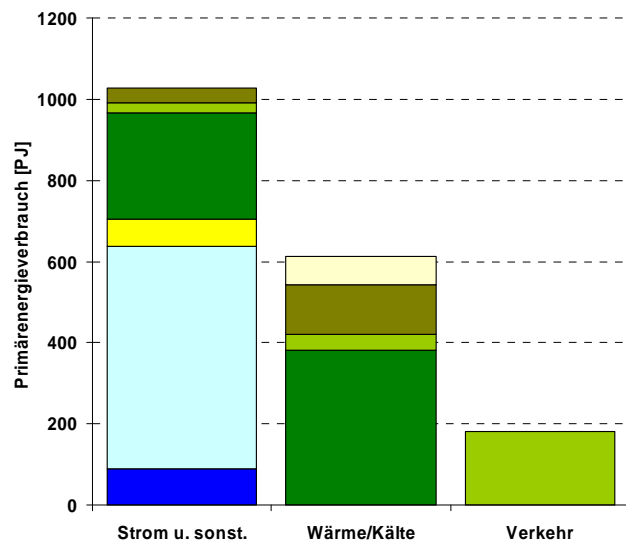
Der **Verbrauch an Mineralölen verringert sich bis 2030 um 17 %**, von rund 4 700 PJ im Jahr 2007 auf circa 3 900 PJ. Die **Kernenergie**nutzung läuft in der Referenzprognose sukzessive **bis zum Jahr 2022** aus.

Nutzung Erneuerbarer Energien



Primärenergieverbrauch Erneuerbare Energien 2030
(absolute Werte und Anteil am gesamten PEV)

- Wasserkraft
- biogen fest
- Solarthermie
- Windkraft
- biogen flüssig/gasförmig



Quelle: IER

Erneuerbare Energien tragen 2030 vorwiegend zur Stromerzeugung bei. Dieser Verwendungszweck macht einen Anteil von 56 % am Primärenergieverbrauch von Erneuerbaren Energien aus.

Mit einem Anteil von 53 % an der regenerativen Stromerzeugung dominiert die Windenergie, gefolgt von Biomasse (28 %) und Wasserkraft (9 %).

Die **deutliche Steigerung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien** setzt vor allem die Erschließung des Offshore-Wind-Potenzials voraus. 2030 werden 54 % des Windstroms in Offshore-Anlagen erzeugt.

Die **bedeutendsten Erneuerbaren Energieträger sind jedoch biogene Rohstoffe.** Biomasse, erneuerbare Abfälle und Biokraftstoffe erbringen 2030 knapp die Hälfte des Primärenergieverbrauchs auf Basis Erneuerbarer Energien.

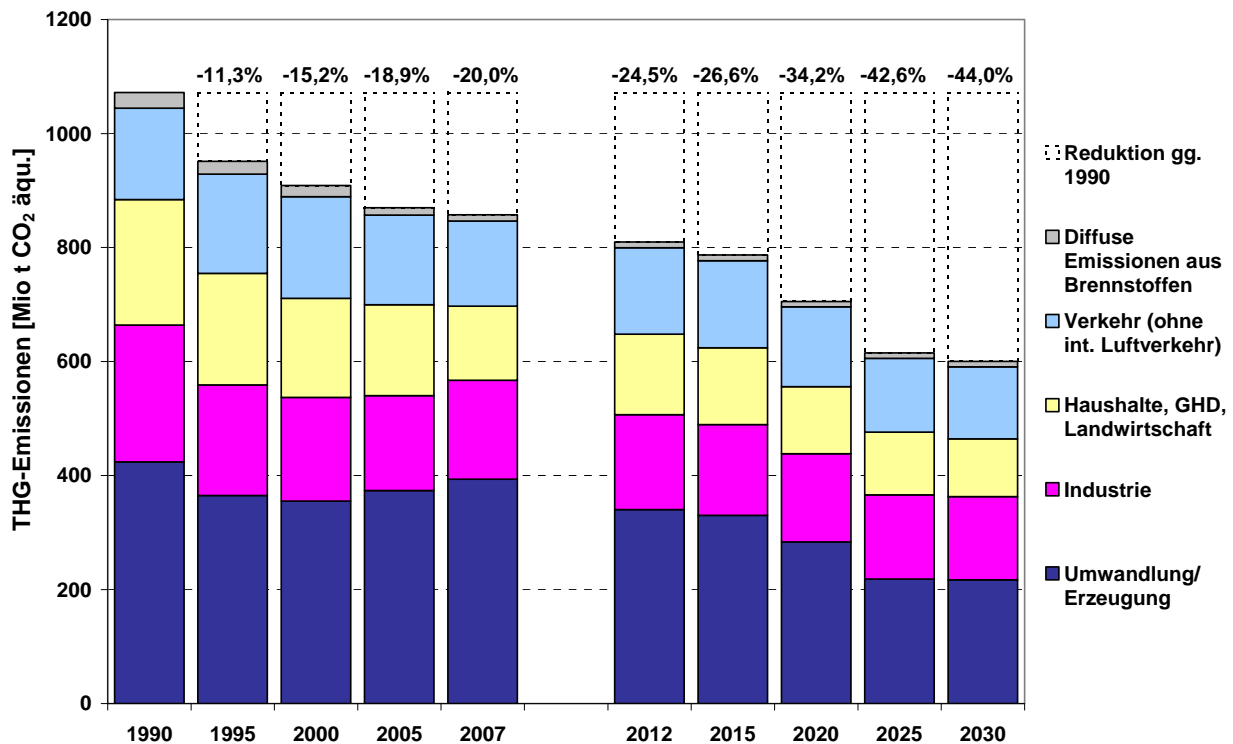
Die biogenen Rohstoffe werden 2030 zu 32 % zur Stromerzeugung

eingesetzt. 47 % entfallen auf die Wärme- und Kältebereitstellung in Industrie, Haushalten und Gewerbe-Handel-Dienstleistung (GHD) sowie 20 % auf den Verkehrssektor.

Im Wärmemarkt ist für die Steigerung des Einsatzes der Erneuerbaren Energien das **Erneuerbare Energien Wärmegesetz (EEWärmeG)** maßgeblich. Langfristig wirkt dem Ausbau der Erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung der sinkende Raumwärmebedarf (infolge der Bestimmungen der Energieeinsparverordnung (EnEv)) entgegen.

Der Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehrssektor erfolgt entsprechend den gesetzlichen Mindestquoten. Infolge des rückläufigen Kraftstoffverbrauchs reduziert sich der Verbrauch an Biokraftstoffen in absoluten Zahlen langfristig wieder.

Treibhausgas-Emissionen sinken bis 2020 um 34 %, bis 2030 um 44 %



Quelle: UBA, IER

Der **Ausstoß von Treibhausgasen (THG)** sinkt in Deutschland bis 2020 um circa 34 %, bis 2030 um circa 44 % gegenüber 1990. Im Jahr 2012 beträgt die Reduktion annähernd 25 %, sodass die im Rahmen des Kyoto-Protokolls für Deutschland vorgegebene **Reduktionsverpflichtung von 21 % deutlich übertroffen** wird.

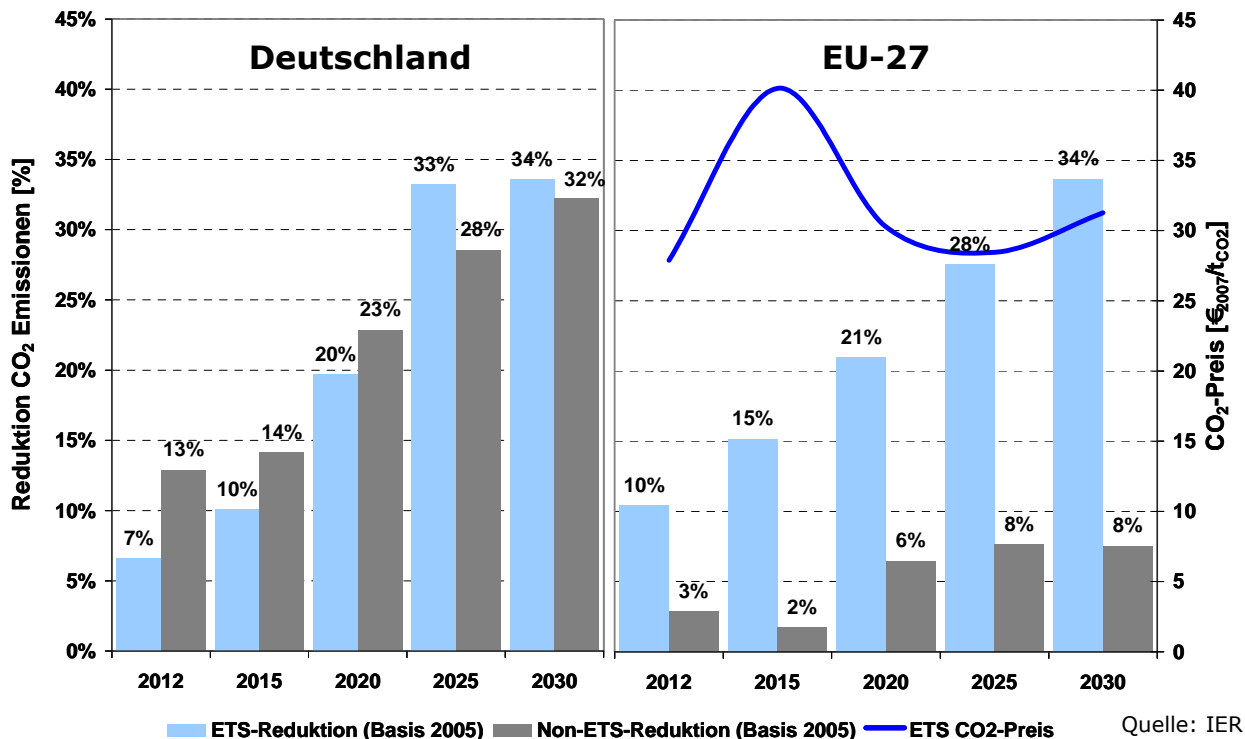
Den **größten Beitrag zur Emissionsminderung leistet der Umwandlungssektor** (öffentliche Strom- und Wärmeerzeugung, Raffinerien, übrige Umwandlungsbereiche), dessen THG-Emissionen sich zwischen 1990 und 2030 beinahe halbieren. Dadurch verringert sich der Anteil dieses Sektors am gesamten THG-Ausstoß zwischen 2007 und 2030 von 46 % auf 36 %. **Nach 2020 spielt hier insbesondere die CO₂-Abscheidung eine zunehmend bedeutendere Rolle. Sie steigt bis 2030 auf 53 Mio. t CO₂ an.**

Der **THG-Ausstoß der Industrie reduziert sich zwischen 2007 und 2020 um 11 %** bzw. 20 Mio. t CO₂ äqu., **bis 2030 um beinahe 17 %** bzw. 29 Mio. t. CO₂ äqu.

Der **Anteil der Sektoren Haushalte, Landwirtschaft und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)** an den Emissionen liegt **über den gesamten Betrachtungszeitraum bei ca. 17 %.**

Im **Verkehrssektor ist bis 2020 ein Rückgang des THG-Ausstoßes um 6 %** und **bis 2030 um 23 %** zu erwarten. Im Jahr 2030 entfallen circa 21 % der THG-Emissionen auf den Verkehrssektor. Bei Berücksichtigung der im Kyoto-Protokoll nicht erfassten Emissionen aus dem internationalen Luftverkehr läge der THG-Ausstoß des Verkehrssektors im Jahr 2020 rund 28 Mio. t CO₂ äqu. und 2030 circa 32 Mio. t CO₂ äqu. höher.

EU-Emissionszertifikatehandel und CO₂-Preise



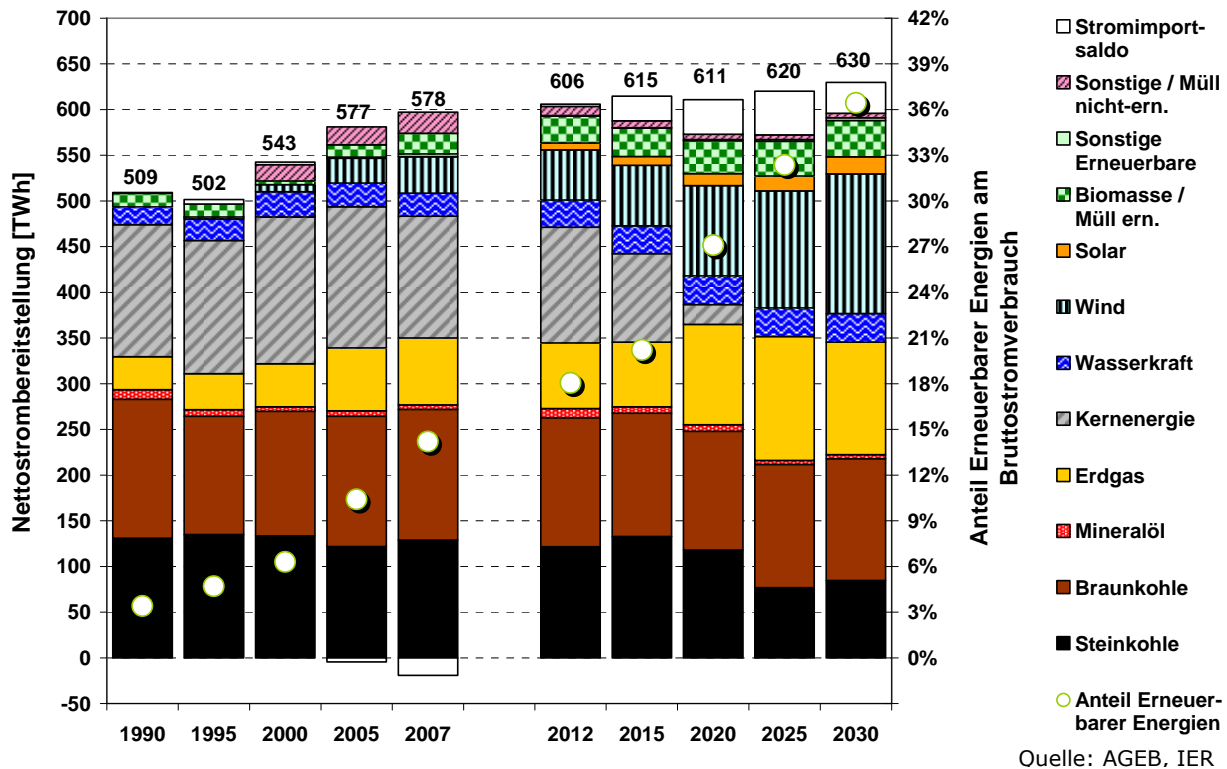
Den klimapolitischen Vorgaben der EU für Deutschland bis 2020 wird in der Energieprognose 2009 **Rechnung getragen**: Im Rahmen des Emissionshandels (ETS) müssen die beteiligten Sektoren (vor allem Stromerzeugung und energieintensive Industrien) ihren CO₂-Ausstoß EU-weit um 21 % bis 2020 gegenüber 2005 reduzieren. Für die nicht am Emissionshandel beteiligten Sektoren (insbesondere private Haushalte und Verkehr) gilt für 2020 ein EU-weites Minderungsziel von 10 % sowie für Deutschland ein nationales Minderungsziel von 14 % bezogen auf 2005.

Diese im Rahmen der EU-Lastenverteilung bestimmte Reduktionsvorgabe wird deutlich übertroffen: **Bis 2020 können die Emissionen der nicht am Emissionshandel beteiligten Sektoren in Deutschland um fast 23 % reduziert werden.** Im Gegensatz dazu wird auf EU-Ebene das Ziel einer entsprechenden Reduktion um 10 % nicht erreicht.

Der Emissionshandel gewährleistet hingegen, dass **das europäische Emissionsreduktionsziel von 21 %** für die beteiligten Sektoren **eingehalten wird.**

Die Preise für Emissionszertifikate steigen bis 2015 auf rund 40 €₂₀₀₇ je Tonne CO₂ an. Maßgeblich dafür sind die Reduktion der jährlich zugeteilten Zertifikatsmenge, eine nach Überwindung der Wirtschaftskrise weiter steigende Stromnachfrage in der EU-27, der Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie in Deutschland, die Aufnahme des Luftverkehrs in das Emissionshandelssystem ab 2012 sowie die in den ersten Jahren begrenzten Zubaumöglichkeiten neuer Kraftwerkskapazitäten. Nach 2015 sinken die Zertifikatspreise aufgrund neuer CO₂-Vermeidungsoptionen bis 2025 auf 28 €₂₀₀₇ je Tonne und steigen erst nach 2030 deutlich an (53 €₂₀₀₇/t CO₂ in 2040 und 88 €₂₀₀₇/t CO₂ in 2050).

Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch steigt bis 2020 auf 27 %



Bis **spätestens 2022** läuft die **Stromerzeugung aus Kernenergie** aus. Dies trägt zu einem Rückgang der **Nettostromerzeugung**¹ bis 2025 **um gut 4 %** gegenüber 2007 bei. Danach steigt die Nettostromerzeugung wieder an und liegt im Jahr 2030 mit 596 Mrd. kWh (TWh) etwa auf dem Niveau von 2007.

Um trotz sinkender Erzeugung nach Überwindung der Wirtschaftskrise eine wieder **steigende inländische Stromnachfrage** befriedigen zu können, wird ab 2012 **vermehrt Strom importiert**. Der Stromimportsaldo erreicht 2025 mit 48 TWh seinen Maximalwert.

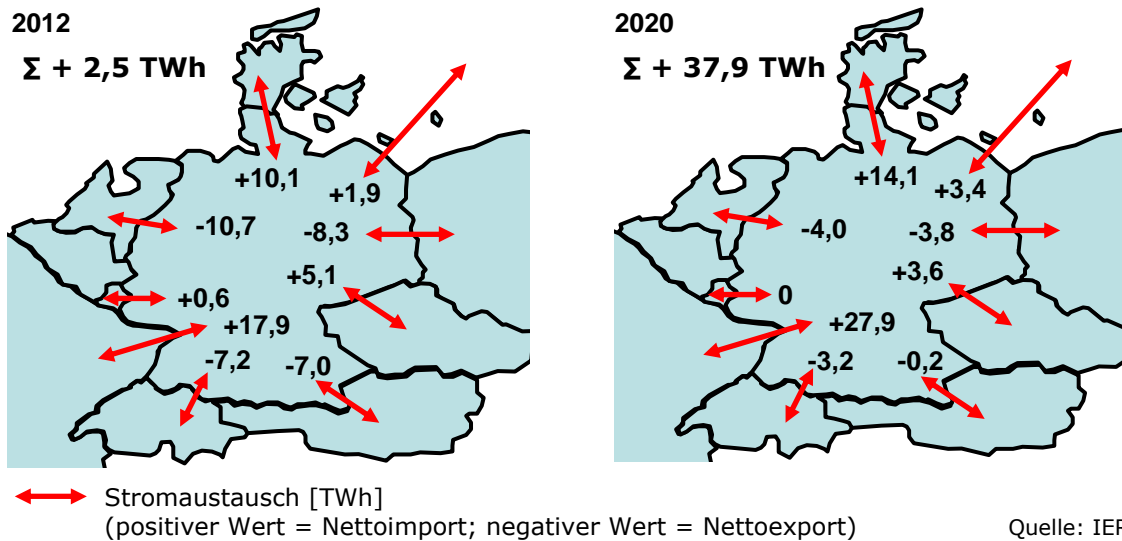
Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nimmt kontinuierlich zu, von 91 TWh im Jahr 2007 auf 173 TWh in 2020 sowie 239 TWh in 2030.

Ausgehend von rund 14 % im Jahr 2007 wird der **Anteil Erneuerbarer Energien** am Bruttostromverbrauch bis **2020 auf 27 %** steigen und 2030 mehr als 36 % betragen. Demnach wird das für 2020 formulierte Ziel, mindestens 30 % des Bruttostromverbrauchs mittels Erneuerbaren Energietechnologien zu erzeugen, geringfügig verfehlt.

Im Jahr 2030 entfallen noch circa 58 % der Stromerzeugung auf fossile Energieträger. Während sich der Anteil von Steinkohle von knapp 22 % im Jahr 2007 auf 14 % im Jahr 2030 reduziert, erhöht sich der Anteil von Erdgas im gleichen Zeitraum von etwa 12 % auf beinahe 21 %. Braunkohle erreicht mit rund 22 % an der Stromerzeugung im Jahr 2030 annähernd denselben Anteil wie 2007.

¹ Der Unterschied zwischen der Nettostromerzeugung und dem Bruttostromverbrauch liegt im Eigenverbrauch der Kraftwerke und in den Stromimporten. Die Summe aus Nettostromerzeugung und Kraftwerkseigenverbrauch stellt die Bruttostromerzeugung dar. Die Summe aus Bruttostromerzeugung und den Nettostromimporten bildet wiederum den Bruttostromverbrauch.

Deutschland wird mehr Strom importieren



Stromimporte und -exporte halten sich im Jahr 2012 noch nahezu die Waage.

Nach 2012 ist – im Fall eines Kernenergieausstiegs – mit einem **Anstieg der Stromimporte** zu rechnen. Aufgrund der Strompreisdifferenzen zu den Nachbarländern tragen verstärkte Nettostromimporte mit dann rund 38 TWh in 2020 zur kosteneffizienten Strombereitstellung in Deutschland bei.

Wichtigstes Importland ist Frankreich, das in 2012 netto 18 Mrd. kWh Strom liefert. Zum Vergleich: Dies sind rund 3 % der Nettostromerzeugung in Deutschland. Im Saldo werden 2012 weitere 12 Mrd. kWh aus Skandinavien importiert.

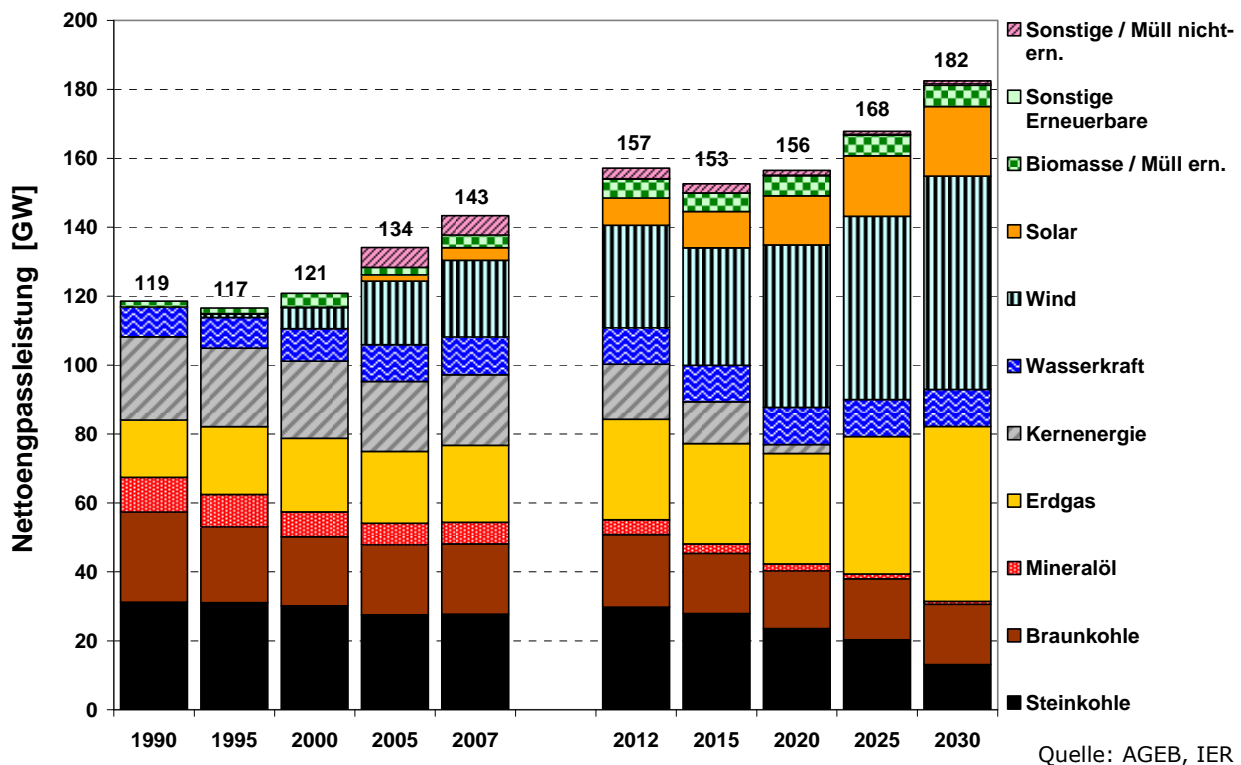
Nettostromexporte bzw. negative Importsalden sind in 2012 vor allem für **Österreich** und die **Schweiz** zu verzeich-

nen sowie für die **Niederlande** und **Polen**.

Die **zunehmenden Stromimporte** Deutschlands nach 2012 werden vor allem aus Frankreich importiert: Die **Nettoimporte aus Frankreich steigen** zwischen 2012 und 2020 **um fast 60 %**. Zudem steigen die Nettoimporte aus den skandinavischen Ländern in 2020 auf fast 18 Mrd. kWh an.

Demgegenüber gehen die **Nettostromexporte** nach Polen und in die Länder der Alpenregion sowie in die Niederlande **stark zurück**. In 2020 ist ein Rückgang der Nettoexporte gegenüber 2012 für Polen um fast 5 Mrd. kWh zu verzeichnen, für die Länder der Alpenregion um 11 Mrd. kWh und für die Niederlande um 7 Mrd. kWh.

Windkraft- und Erdgaskraftwerkskapazitäten nehmen stark zu



Die Nettoengpassleistung des deutschen Kraftwerksparks steigt bis zum Jahr 2030 gegenüber 2007 um 27 % an. Sie beträgt dann rund 180 Gigawatt (GW_{el}).

Die Nettoengpassleistung auf Basis Erneuerbarer Energie wird erheblich gesteigert: **2030 werden Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien mit 93 GW_{el} rund die Hälfte der installierten Kraftwerksleistung ausmachen.**

Den mit Abstand **größten Anteil an der Kraftwerksleistung auf Basis Erneuerbarer Energien wird die Windkraft repräsentieren.** Entscheidend dafür ist der forcierte Ausbau der Offshore-Windkapazitäten, die im Jahr 2030 rund 25 GW_{el} betragen.

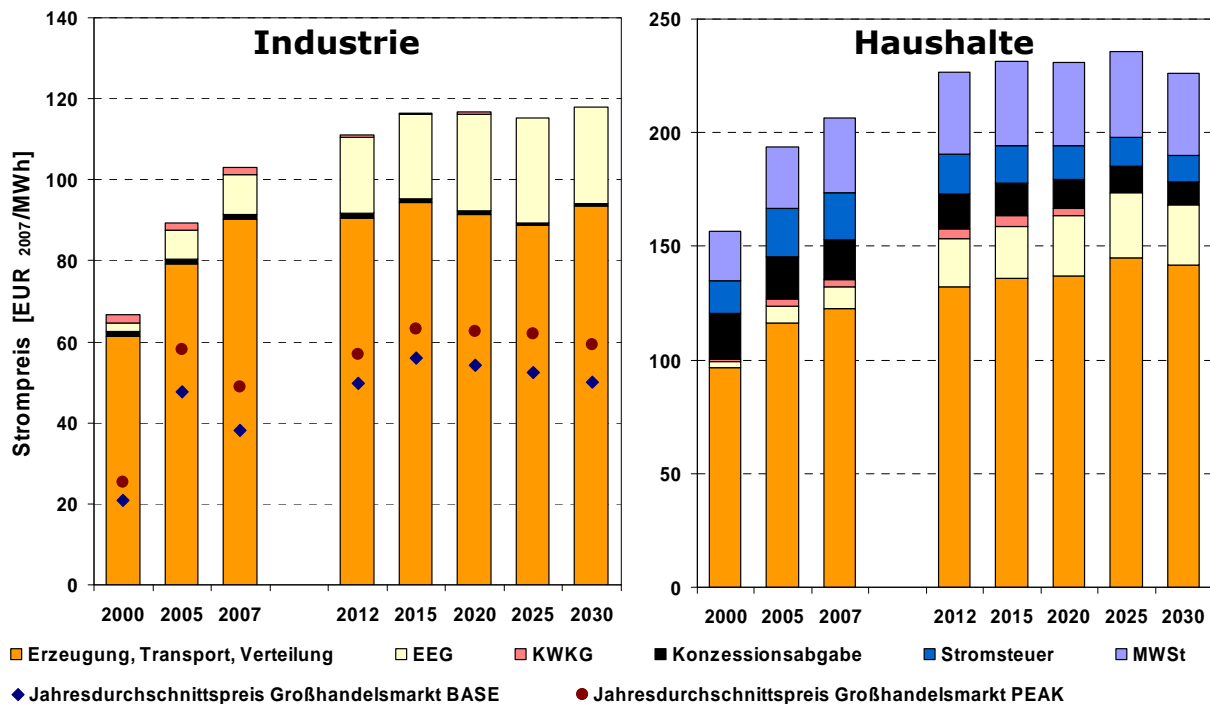
In den Jahren von 2012 bis 2030 werden – angesichts des Kernenergieaus-

stiegs und altersbedingter Kraftwerksabgänge – rund **46 GW_{el} fossil befeuerter Kraftwerksleistung neu errichtet**, was etwa der Hälfte der in 2030 installierten fossil befeuerten Kraftwerksleistung entspricht.

Damit ändert sich die **installierte Leistung fossil befeuerter Kraftwerke insgesamt nur geringfügig** und bewegt sich auf einem Niveau von etwa 80 GW_{el} .

Die **Leistung der Erdgas-Kraftwerke wird sich** dabei bis 2030 auf 51 GW_{el} in etwa **verdoppeln**. Ein großer Teil dieser Kraftwerksleistung wird zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien und zum Ersatz stillgelegter Kern- und Kohlekraftwerke genutzt. So nimmt die Kraftwerksleistung auf Basis von Kohle bis 2030 um 18 GW_{el} ab, auf dann 31 GW_{el} .

Zukünftig leichter Anstieg der Strompreise



Quelle: EEX, IER

Die Großhandelspreise für Strom (Jahresdurchschnittspreis) stellen sich langfristig bei den Baseload-Strompreisen auf einem Niveau von circa 50 €₂₀₀₇/MWh und bei den Peakload-Strompreisen bei etwa 59 €₂₀₀₇/MWh ein.

Die **Höhe der Strompreise** für Endkunden wird wesentlich durch die **Erzeugungskosten**, aber auch durch die gesetzlichen **Abgaben** und **Steuern** bestimmt.

Die **Industriestrompreise** (ohne Strom- und Mehrwertsteuer) **steigen bis 2030** auf ein Niveau von etwa 118 €₂₀₀₇/MWh.

Dabei bleiben die Preiskomponenten Erzeugung, Transport und Verteilung annähernd konstant und erreichen in 2030 knapp 94 €₂₀₀₇/MWh. Im Gegensatz dazu führt die über das EEG induzierte Ausweitung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu einer Erhöhung der ge-

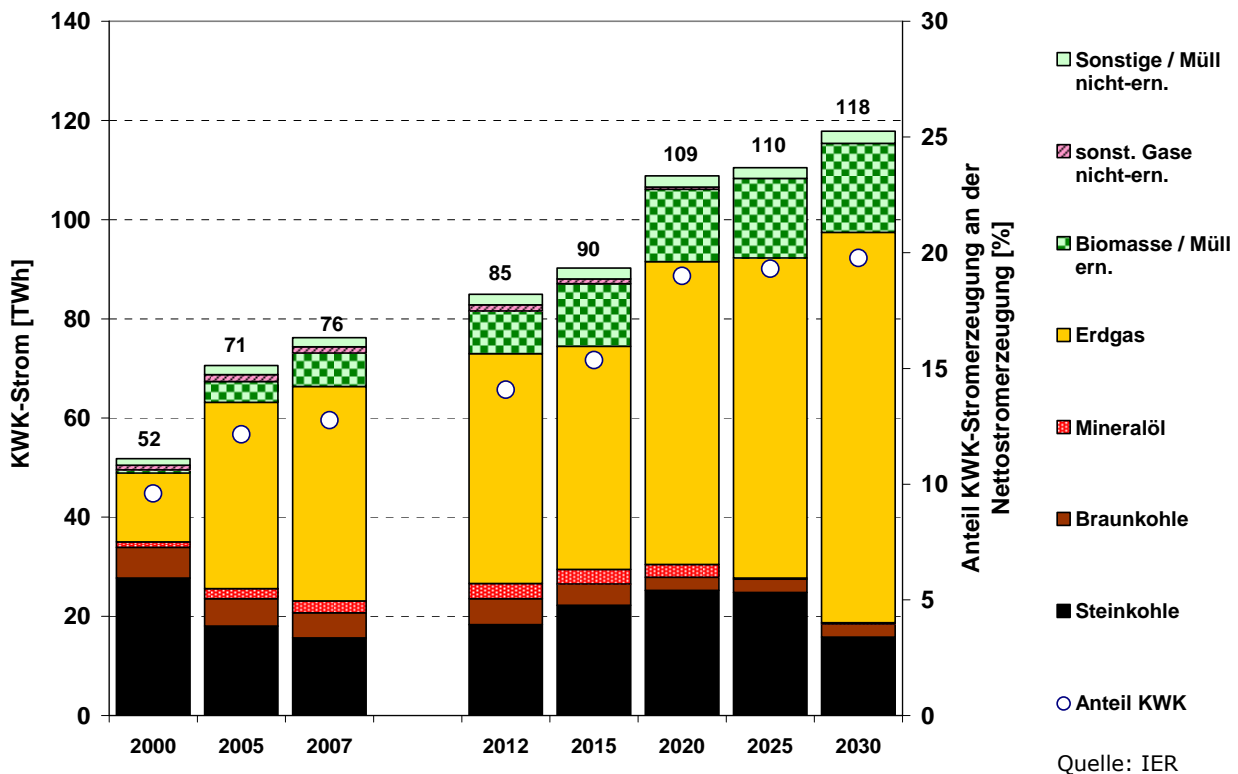
setzlichen Umlage. Damit verdoppeln sich die abgabebedingten Preisbestandteile für den Industriestrom von 12 €₂₀₀₇/MWh in 2007 auf 24 €₂₀₀₇/MWh im Jahr 2030.

Der **Strompreis für Haushaltskunden** nimmt bis **2012** auf 226 €₂₀₀₇/MWh (**rund 23 Cent₂₀₀₇/kWh**) zu. **Dieses Niveau wird**, abgesehen von leichten Schwankungen, **bis zum Jahr 2030 gehalten**.

Dabei steigen die **Kosten für Erzeugung, Transport und Verteilung** geringfügig auf 142 €₂₀₀₇/MWh in 2030 und machen damit einen Anteil am Haushaltsstrompreis von rund 60 % aus.

Der Anteil der EEG-Umlage am Haushaltsstrompreis steigt von 9,3 % im Jahr 2012 auf 11,7 % im Jahr 2030. Hierbei wirkt sich vor allem der verstärkte Zubau von Offshore-Windenergieanlagen aus. Die Umlage der Förderung von KWK-Anlagen bemisst sich im Jahr 2012 auf 4 €₂₀₀₇/MWh und läuft nach 2020 aus.

Stromerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung nimmt zu, das nationale Verdopplungsziel wird dennoch nicht erreicht



Zur Förderung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird eine **zeitlich befristete Fortschreibung des KWK-Gesetzes** angenommen.

Mit Hilfe der Fördermaßnahmen aus dem KWK-Gesetz kann deren Stromerzeugung von 76 Mrd. kWh (TWh) im Jahr 2007 stetig auf etwa 118 TWh bis 2030 ausgebaut werden.

Das nationale Ziel, den Anteil des KWK-Stroms an der Nettostromerzeugung von 12 % im Jahr 2008 bis zum Jahr 2020 **auf bis zu 25 % auszubauen, wird** mit einem Anteil von etwa 19 % **nicht erreicht.**

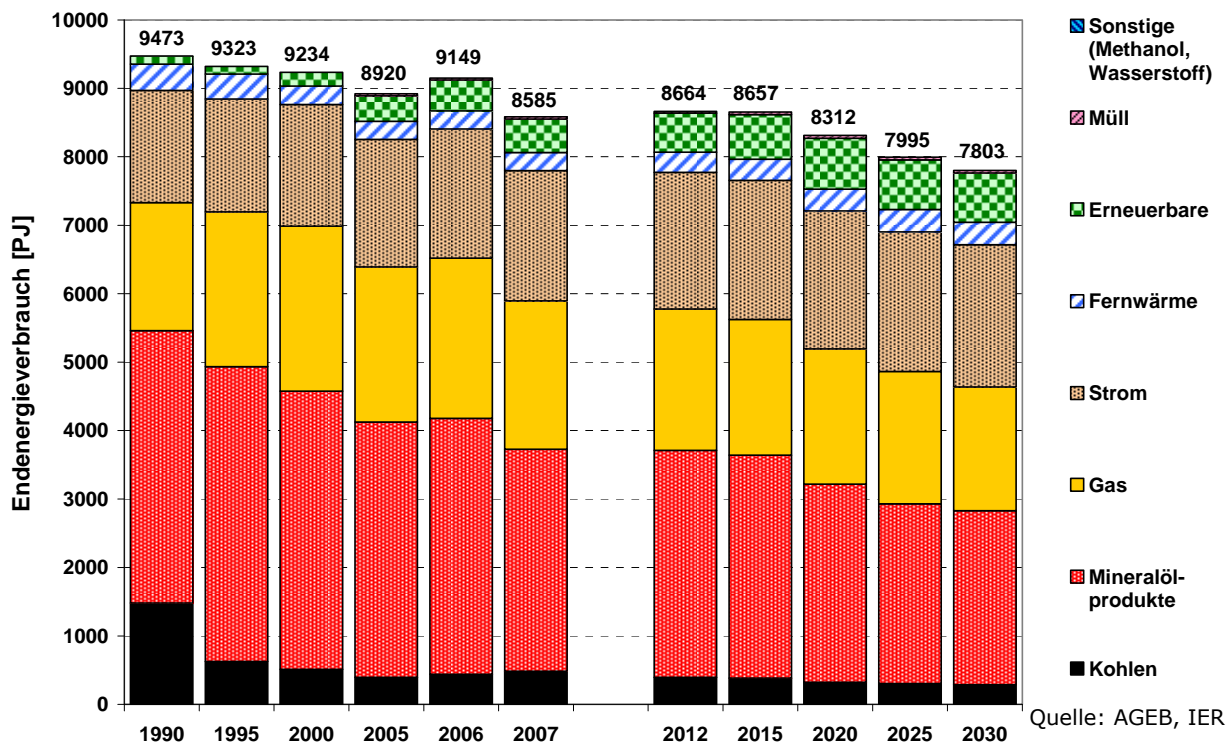
Neben Erdgas, das 2030 mit einem Anteil von 67 % an der KWK-Stromerzeugung dominiert, wird Biomasse (ein-

schließlich des erneuerbaren Abfalls) zunehmend in der KWK-Stromerzeugung eingesetzt und erreicht in 2030 einen Anteil von 15 %.

Die **Fernwärmeauskopplung** aus KWK-Anlagen **steigt** von 274 PJ im Jahr 2007 auf 321 PJ im Jahr 2030 an. Damit liegt der Anteil von KWK-Anlagen an der Fernwärmeerzeugung im Jahr 2030 bei 85 %. Daneben tragen Heizwerke und Abwärmenutzung zur Fernwärmeerzeugung bei.

Vor allem aufgrund der **Zunahme der industriellen Stromeigenproduktion in KWK-Anlagen** liegt der Anstieg der KWK-Stromerzeugung höher als der Zuwachs bei der Fernwärmeerzeugung in KWK-Anlagen.

Endenergieverbrauch sinkt bis 2030 um 15 %



Der **Endenergieverbrauch sinkt** bis 2030 **um rund 15 %** gegenüber 2006².

Ein wesentlicher Grund dafür ist eine **rückläufige Wärmenachfrage**, die insbesondere aus der steigenden Energieeffizienz im Gebäudebestand resultiert.

Die **Vorgabe der Energieeffizienzrichtlinie** der **EU**, bis 2016 den Endenergieverbrauch gegenüber dem Mittel der Jahre 2001 bis 2005 um 9 % zu senken, wird bereits im Jahr 2012 **übertroffen**.

Aus dem verminderten Wärmebedarf ergibt sich ein **deutlicher Rückgang des Verbrauchs an Mineralölprodukten und Erdgas**.

Aufgrund der Förderung durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), das Erneuerbare Energien Wärmegesetz

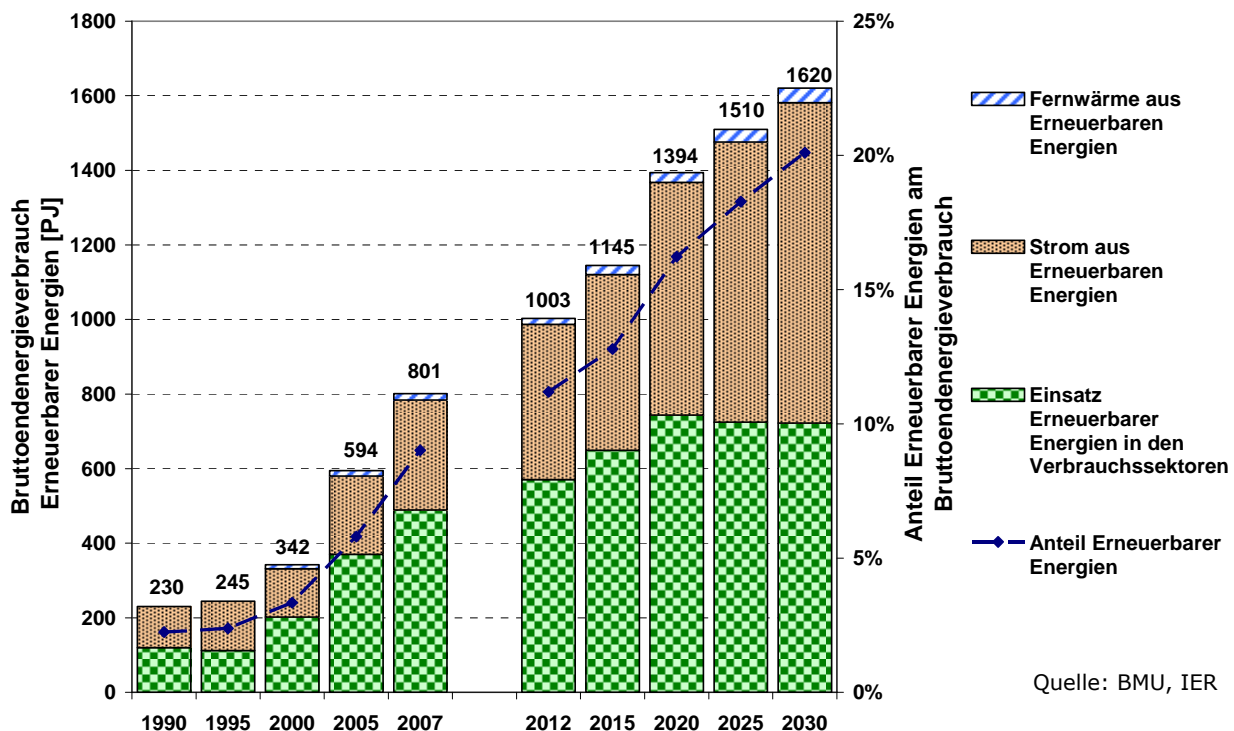
(EEWärmeG) und der Beimischungspflicht von Biokraftstoffen können die Erneuerbaren Energien dagegen Marktanteile hinzu gewinnen. Vor allem der Wärmebedarf von Neubauten wird in Zukunft vermehrt durch Erneuerbare Energien gedeckt.

In allen Endverbrauchssektoren wird mit einer **steigenden Stromnachfrage** gerechnet. Ausschlaggebend dafür sind die steigende Zahl an Haushalten, der zunehmende Einsatz von Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung, die verstärkte Anwendung von Strom für Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) sowie für Kälte- und Klimatisierungszwecke und die Zunahme an Elektromobilität.

Im Jahr 2030 wird der Endenergieverbrauch an Strom mit 2 079 PJ etwa 10 % über dem Wert von 2006 liegen.

² Die statistischen Angaben zum Endenergieverbrauch für das Jahr 2007 können aufgrund der milden Witterungsverhältnisse und des geringen Heizölabsatzes in diesem Jahr nur bedingt als repräsentativ angesehen werden, weshalb bei den Ausführungen zum Endenergieverbrauch das Jahr 2006 als Bezugsjahr verwendet wird.

Verdopplung des Beitrages der Erneuerbaren Energien zum Bruttoendenergieverbrauch bis 2030



Zwischen 2007 und 2030 kann der **Beitrag Erneuerbarer Energien zum Bruttoendenergieverbrauch³ mehr als verdoppelt** werden. Dieser Anteil erreicht im Jahr 2030 20 %, während er im Jahr 2020 bei circa 16 % liegt.

Das von der EU für 2020 vorgegebene Ziel eines Anteils der Erneuerbaren Energien von 18 % am Bruttoendenergieverbrauch in Deutschland wird folglich um etwa 2 Prozentpunkte unterschritten, obwohl Erneuerbare Energien bis dahin im Wärmemarkt bereits 15 % des Endenergieverbrauchs decken.

Die Nutzung der Erneuerbaren Energien in den Endverbrauchssektoren (Industrie, Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Transport) ergibt sich zum einen aus dem direkten Einsatz Erneuerbarer Energieträger, wie etwa in Form von Biokraftstoffen oder von Holz

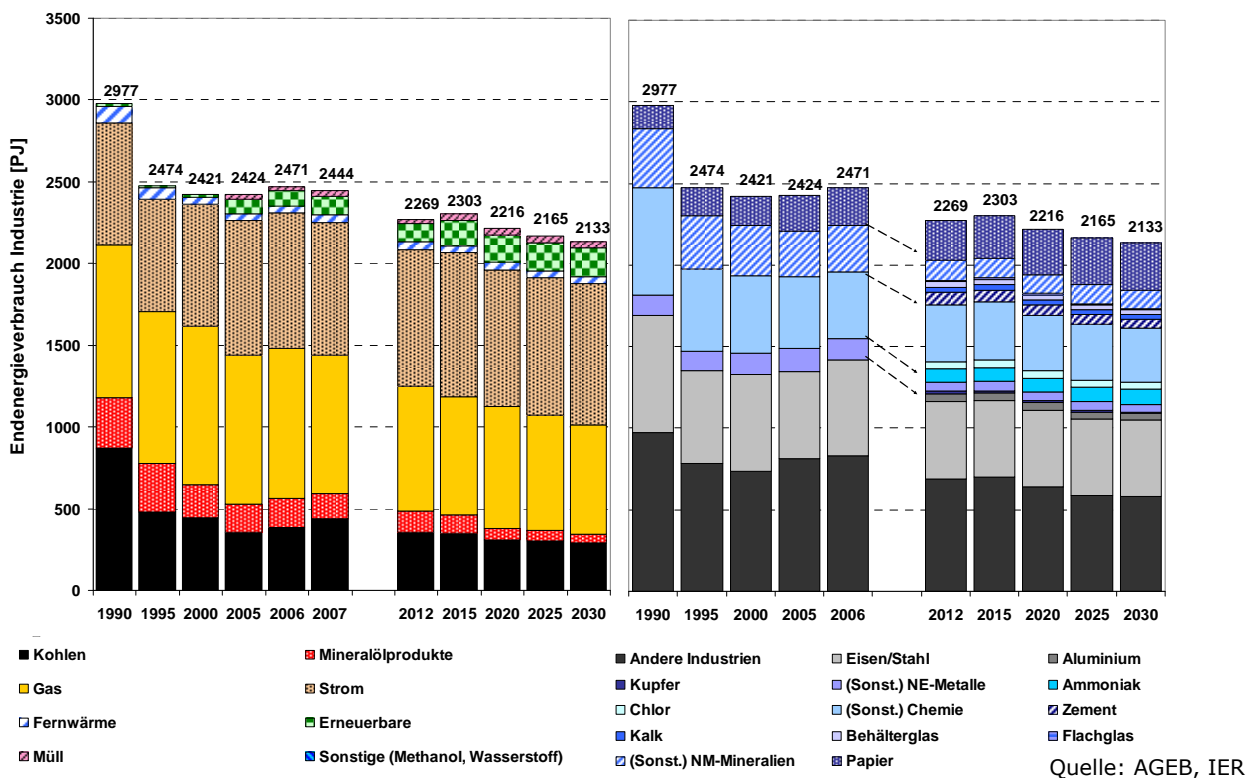
zur dezentralen Raumwärmebereitstellung. Des Weiteren müssen jedoch auch die Versorgungsbeiträge berücksichtigt werden, die aus der Nutzung von mit regenerativen Energieträgern erzeugtem Strom sowie Fernwärme resultieren.

Insbesondere durch den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen, solarthermischen Anlagen sowie von Holzpelletsheizungen erhöht sich auch in Zukunft die direkte Nutzung Erneuerbarer Energien in den Endverbrauchssektoren. Noch stärkere Zuwächse sind jedoch bei den Anteilen des regenerativen Stroms zu beobachten.

So hat regenerativ erzeugter Strom im Jahr 2030 einen Anteil von 53 % am Beitrag der Erneuerbaren Energien zum Bruttoendenergieverbrauch, die direkte Nutzung trägt 45 % dazu bei und Fernwärme aus Erneuerbaren Energien 2 %.

³ Der Bruttoendenergieverbrauch ist definiert als die Summe aus Endenergieverbrauch, Übertragungs- und Verteilungsverlusten und dem Eigenbedarf der Strom- und Fernwärmeerzeugung.

Endenergieverbrauch der Industrie



Die schwere **weltweite Rezession** trifft die exportorientierte deutsche Volkswirtschaft besonders. Bezogen auf die industriellen Produktionsmengen zeigt sich in Deutschland kurzfristig (2009/2010) ein branchenübergreifender deutlicher Rückgang, bevor es anschließend zu einer Erholung kommt. Langfristig (bis 2030) wird überwiegend von konstanten bis fallenden Produktionsmengen ausgegangen, wobei es zu strukturellen Verschiebungen zwischen den einzelnen Branchen kommt.

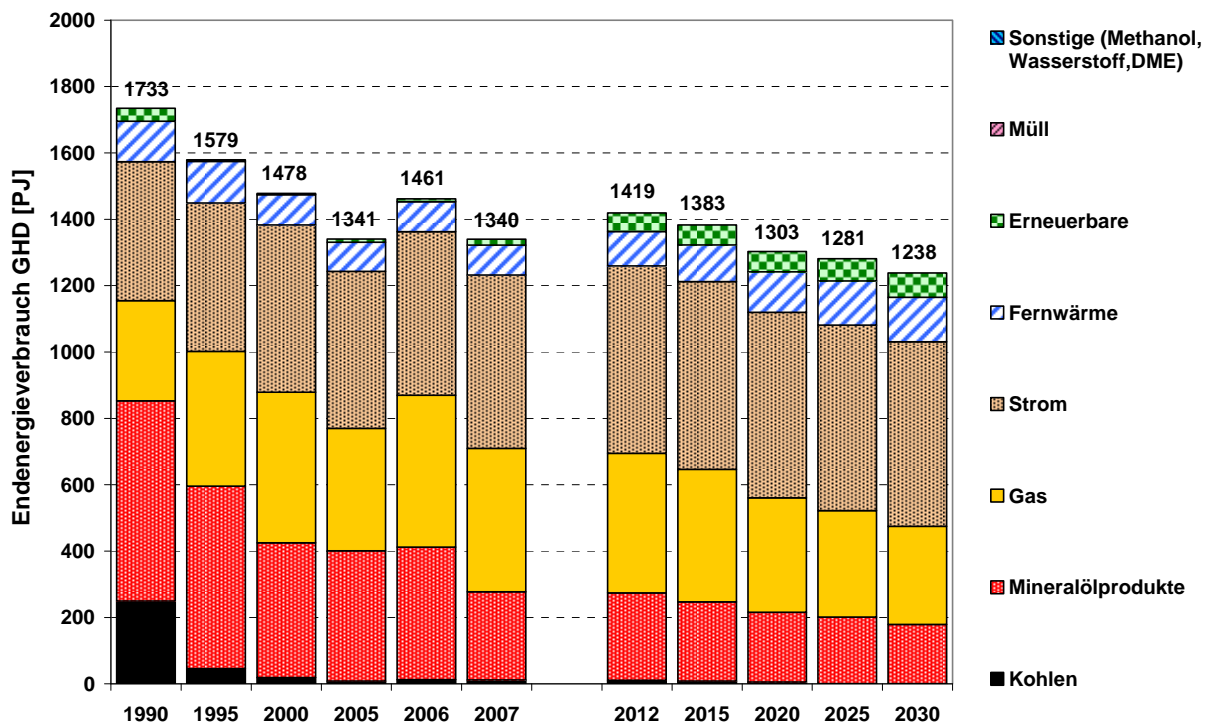
Trotz des Wiederanstiegs der Industrieproduktion **reduziert sich der Endenergieverbrauch der Industrie** gegenüber dem durchschnittlichen Verbrauch der Jahre 2001-2005 bis 2015 um 109 PJ und bis 2020 um 196 PJ. Damit werden die **Zielvorgaben des Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplans für die Industrie klar erreicht**. Diese sehen gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2001-2005 eine Senkung des Endenergieverbrauchs der Industrie um 45 bis 64 PJ

bis zum Jahr 2016 vor. Bis zum Jahr 2030 kommt es zu weiteren Steigerungen der Energieproduktivität, so dass der Endenergieverbrauch der Industrie kontinuierlich sinkt.

Beim Endenergieverbrauch der einzelnen Branchen überlagern sich einzelne (zum Teil gegenläufige) Effekte. Während **Effizienzsteigerungen** durch Verbesserungen bei Produktionsverfahren oder Querschnittstechnologien den Energieeinsatz reduzieren, haben die Änderungen der **industriellen Produktionsmengen** aufgrund branchenspezifischer Unterschiede (z. B. Anstieg der Produktion in der Papierindustrie, Rückgang in der Zementproduktion) keine eindeutige Tendenz hinsichtlich des Endenergieverbrauchs.

Strom und Erneuerbare Energien weisen künftig einen höheren Anteil am Endenergieverbrauch der Industrie auf, während die Beiträge von Mineralölprodukten, Gas und Kohlen abnehmen.

Endenergieverbrauch des GHD-Sektors geht deutlich zurück



Quelle: AGEb, IER

Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) geht der **Endenergieverbrauch** bis 2030 um 15 % gegenüber 2006 zurück.

Dazu tragen insbesondere ein **verringertes Raumwärmebedarfs** infolge verbesserter Wärmedämmung sowie Effizienzverbesserungen bei den eingesetzten Heizungssystemen bei. Gegenläufig sind steigende Bedarfe in den Anwendungsfeldern Information und Kommunikation sowie für Klimatisierungs- und Kühlzwecke.

Hauptsächlich aufgrund der im Erneuerbare Energien Wärmegesetz (EEWärmeG) definierten Bestimmungen **steigt der Anteil der Erneuerbaren Energien** zwischen 2005 und 2020 von 0,7 % auf 4,7 % des Endenergieverbrauchs.

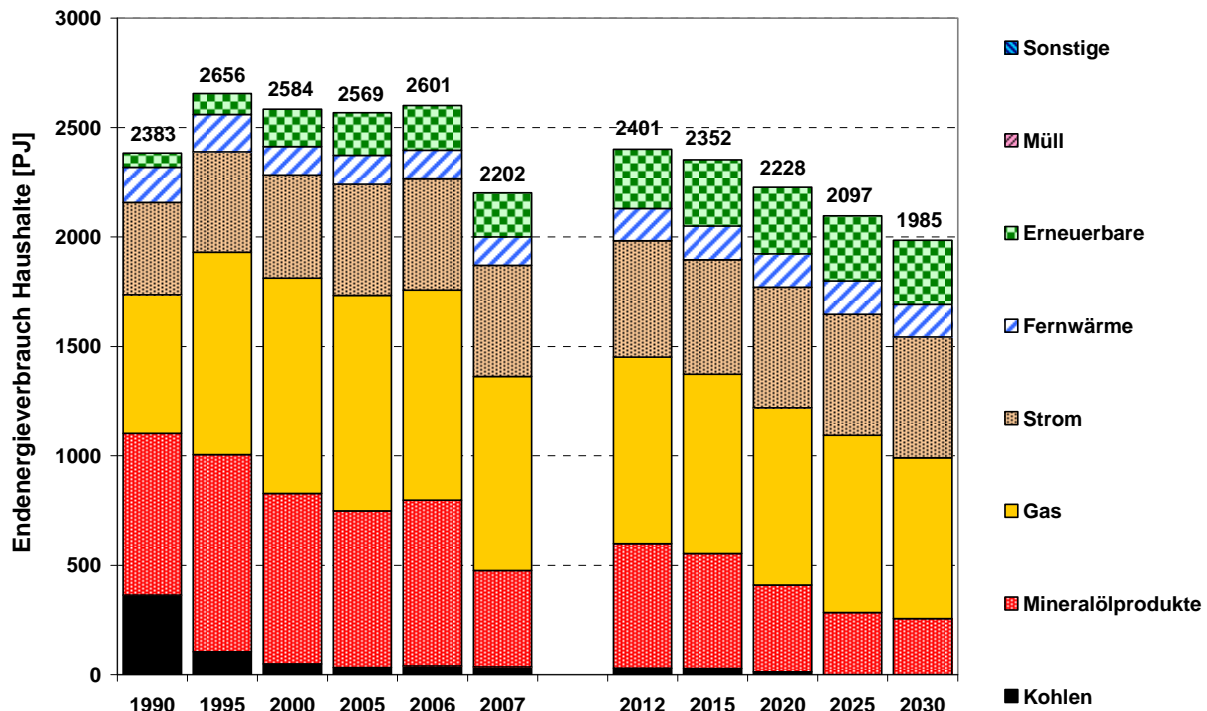
Der Einsatz von Fernwärme nimmt bis zum Jahr 2030 um 50 % bezogen auf

2006 zu. Dieser Anstieg wird ebenfalls durch das EEWärmeG begünstigt, welches die Nutzung von Fernwärme als Alternative zum Einsatz Erneuerbarer Energien für die Wärmeversorgung von Neubauten zulässt.

Im Gegensatz dazu **nimmt der Verbrauch an Mineralölprodukten und Erdgas bis 2030 kontinuierlich ab.**

Der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch erhöht sich. Dies ist vor allem auf den steigenden Stromverbrauch zur Raumwärmeerzeugung durch die verstärkte Nutzung von Wärmepumpen sowie den steigenden Strombedarf für Klimatisierungs- und Kühlzwecke zurückzuführen.

Endenergieverbrauch der Haushalte sinkt trotz steigender Wohnfläche



Quelle: AGE, IER

Die Wohnbevölkerung und die Anzahl an privaten Haushalten sind bedeutende Einflussfaktoren für den Energieverbrauch eines Landes. Die Referenzprognose geht von einem **Schrumpfen der Bevölkerung** aus, von 82,2 Mio. im Jahr 2007 auf 79,7 Mio. im Jahr 2030. **Hingegen nimmt die Anzahl der Haushalte weiter zu**, auf 42,0 Mio. im Jahr 2030.

Der **Endenergieverbrauch der Haushalte sinkt** bis zum Jahr 2030 um 24 % bezogen auf 2006, trotz der Zunahme der Wohnfläche um 17 % im selben Zeitraum. Dieser Rückgang ist wesentlich auf die in **der Energieeinsparverordnung (EnEV)** definierten Bestimmungen zur Verstärkung des Wärmeschutzes bei Neu- und Altbauten zurückzuführen.

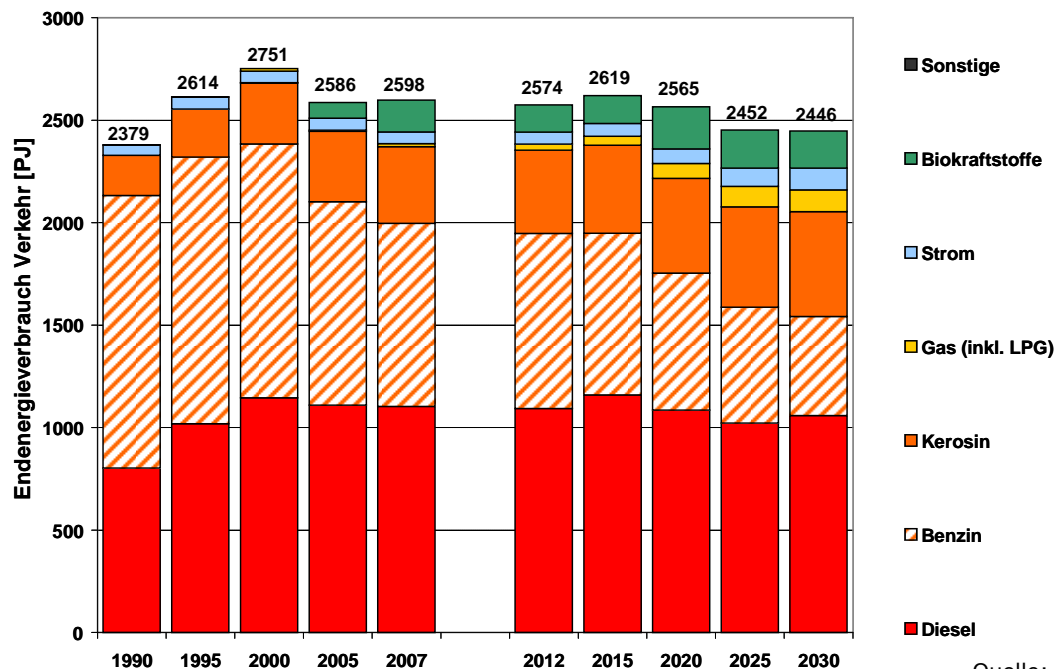
Der **Anteil von Mineralöl am Energiemix geht** zwischen 2006 und 2030 von 29 % auf circa 13 % **zurück**. Der

Erdgasanteil bleibt hingegen mit 37 % bis 2030 nahezu **stabil**.

Der **Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch der Haushalte steigt** – bedingt durch die Vorgaben des Erneuerbare Energien Wärmegesetzes – **zwischen 2006 und 2030 von 8 % auf knapp 15 %**. Eingesetzt werden dabei überwiegend Biomasse, Solarthermie, Geothermie und Umgebungswärme.

Der Stromverbrauch der Haushalte steigt von 2006 bis 2030 um 8,4 %. Zwar reduziert sich der spezifische Verbrauch vieler Elektrogeräte. Andererseits kommt es vor allem durch die zunehmende Geräteausstattung im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologien, den vermehrten Einsatz elektrischer Wärmepumpen sowie den erhöhten Klimatisierungsbedarf zu Steigerungen des Stromverbrauchs.

Endenergieverbrauch des Verkehrssektors sinkt nach 2015



Quelle: AGEB, IER

Der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors sinkt ab dem Jahr 2015 kontinuierlich um circa 7 % bis zum Jahr 2030.

Die auf **Mineralöl basierenden Kraftstoffe Diesel, Benzin und Kerosin dominieren weiterhin** und repräsentieren im Jahr 2030 noch 84 % des Endenergieverbrauchs. Infolge von Effizienzsteigerungen und einem **zunehmenden Anteil von Diesel-Pkws** halbiert sich der Benzinabsatz nahezu. Der Dieselverbrauch bleibt hingegen relativ konstant, insbesondere weil den Effizienzverbesserungen im Straßengüterverkehr ein deutlicher Anstieg der Güterverkehrsleistung entgegensteht.

Die Zunahme des Luftverkehrsaufkommens spiegelt sich in einem **gesteigerten Kerosinverbrauch** wider. Dieser wächst zwischen 2007 und 2030 um 37 %.

Der **Anteil von Erdgas und Flüssiggas** am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nimmt aufgrund der Mineral-

ölsteuerbefreiung kontinuierlich auf 4,3 % im Jahr 2030 zu.

Der **Biokraftstoffverbrauch** entwickelt sich **gemäß der gesetzlichen Mindestquote**, so dass in den Jahren 2020 und 2030 der Biokraftstoffanteil am Otto- und Dieselkraftstoffabsatz 10,5 % beträgt.

Der **Endenergieverbrauch des motorisierten Individualverkehrs** nimmt bis 2030 bei einer nahezu konstant bleibenden Personenverkehrsleistung durch eine **Senkung des mittleren Kraftstoffverbrauchs bei Pkws auf 4,9 l_{Benzin} äqu. je 100 km** deutlich ab. Dazu tragen Verbesserungen von konventionellen Antrieben und der zunehmende Einsatz von Hybrid-, Gas- und Elektrofahrzeugen bei.

Bei abnehmenden spezifischen Kraftstoffverbräuchen und steigenden Belastungsgraden erhöht sich der **Endenergieverbrauch des Straßengüterverkehrs** zwischen 2007 und 2030 dennoch um 18 %, da die Güterverkehrsleistung im selben Zeitraum um 63 % zunimmt.

Varianten mit Laufzeitverlängerung

Positive volkswirtschaftliche Effekte der Laufzeitverlängerung

Laufzeitverlängerung [a]	2012		2015		2020		2025		2030	
	40	60	40	60	40	60	40	60	40	60
BIP [Mrd. € ₂₀₀₀]	2 257	2 257	2 400	2 401	2 537	2 542	2 656	2 673	2 789	2 810
BIP [Abweichung zu Referenz in %]	0,13	0,13	0,26	0,27	0,42	0,62	0,17	0,79	0,16	0,92
BIP [Abweichung zu Referenz in Mrd. € ₂₀₀₀]	3	3	6	7	11	16	4	21	4	26
Bruttowertschöpfung [Mrd. € ₂₀₀₀]	2 040	2 040	2 162	2 162	2 274	2 279	2 373	2 387	2 480	2 497

Quelle: IER

Die Verlängerung der Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke erleichtert die Erreichung der Klimaschutzziele und hat positive Auswirkungen auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung und die Beschäftigung in Deutschland. Ursache dafür sind deutliche Entlastungen bei den Kosten des Klimaschutzes, bei den Energieimporten sowie bei den Stromkosten und Strompreisen.

Die trotz Nachrüstungsaufwands geringen variablen Erzeugungskosten für Kernenergiestrom und vor allem die ersparten Kosten für CO₂-Zertifikate **ermöglichen günstigere Strompreise**, die gegenüber der Referenzprognose in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre um bis zu 6 €₂₀₀₇ je MWh, in der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre um bis zu 9 €₂₀₀₇ je MWh niedriger ausfallen.

Die direkten Kostenentlastungen wirken über volkswirtschaftliche Verflech-

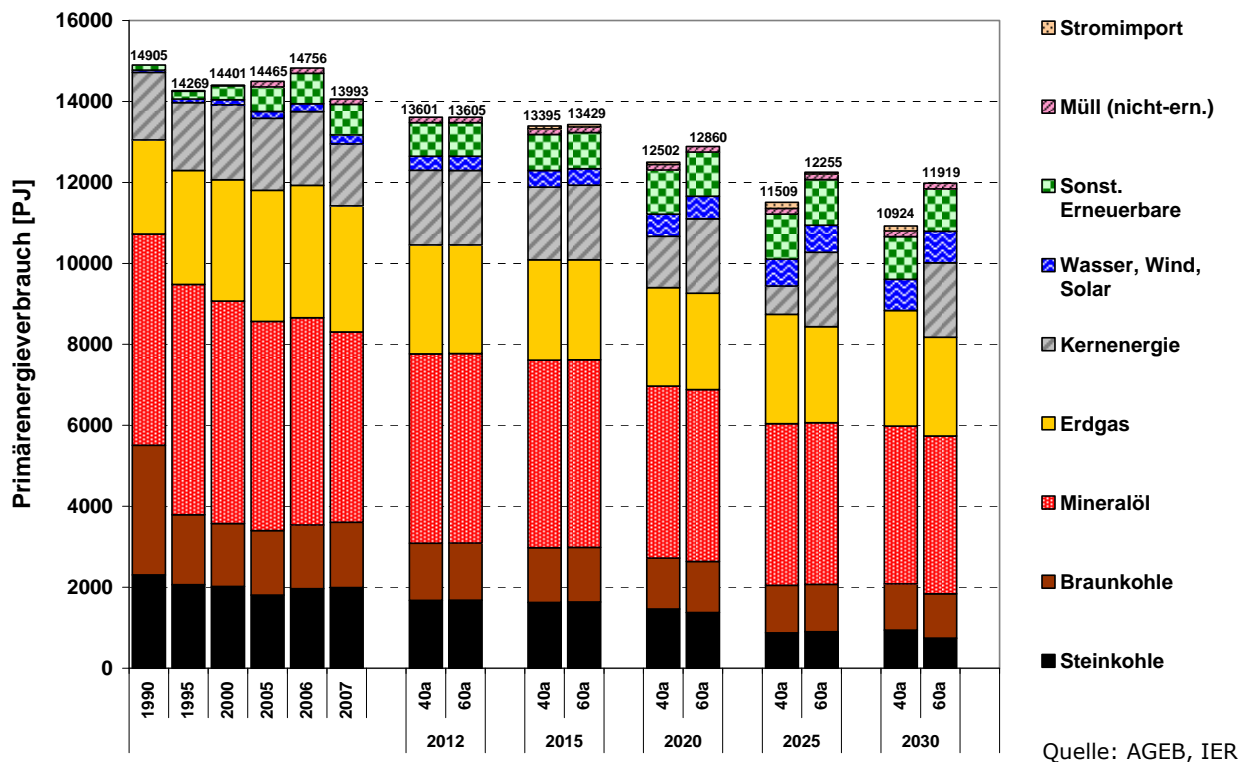
tungen **multiplikativ**. Diese Wirkung entfaltet sich z. B. über Veränderungen des Preisgefüges, der sektorspezifischen Vorleistungen und der allgemeinen Nachfrage. Dadurch gibt es positive Rückkopplungseffekte in Produktion, Konsum und Investition.

Das Bruttoinlandsprodukt liegt 2020 um 0,4 % bis 0,6 % über dem der Referenzprognose, 2030 um 0,2 % bis 0,9 % (abhängig von der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 40 bzw. 60 Jahre).

Daraus resultiert für den Zeitraum von 2010 bis 2030 ein **kumuliert höheres Bruttoinlandsprodukt** gegenüber der Referenzprognose **von 122 Mrd. € bis 295 Mrd. €** (in Preisen von 2000).

Die **Beschäftigung** liegt je nach Dauer der Laufzeitverlängerung im Jahr 2020 bis zu 191 000 und 2030 bis zu 233 000 Beschäftigte **höher als in der Referenzprognose**.

Primärenergieverbrauch bei Laufzeitverlängerung



Bis zum Jahr 2020 laufen die Entwicklungen in den beiden Varianten der Laufzeitverlängerung weitgehend parallel. **Der Rückgang des Primärenergieverbrauchs fällt in diesem Zeitraum im Vergleich zur Referenzprognose deutlich geringer** aus. Im Jahr 2020 liegt der Primärenergieverbrauch um bis zu 7 % höher als in der Referenzprognose. Dies ist vor allem auf die höhere Wirtschaftsleistung sowie die niedrigeren Stromimporte zurückzuführen.

Die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke führt zu einem **geringeren Einsatz von Kohlen und Erdgas in der Stromerzeugung**. Dies beeinflusst den Primärenergiemix. So reduziert sich etwa der Erdgasverbrauch im Jahr 2020 um 11 % bis 13 % gegenüber der Referenzprognose.

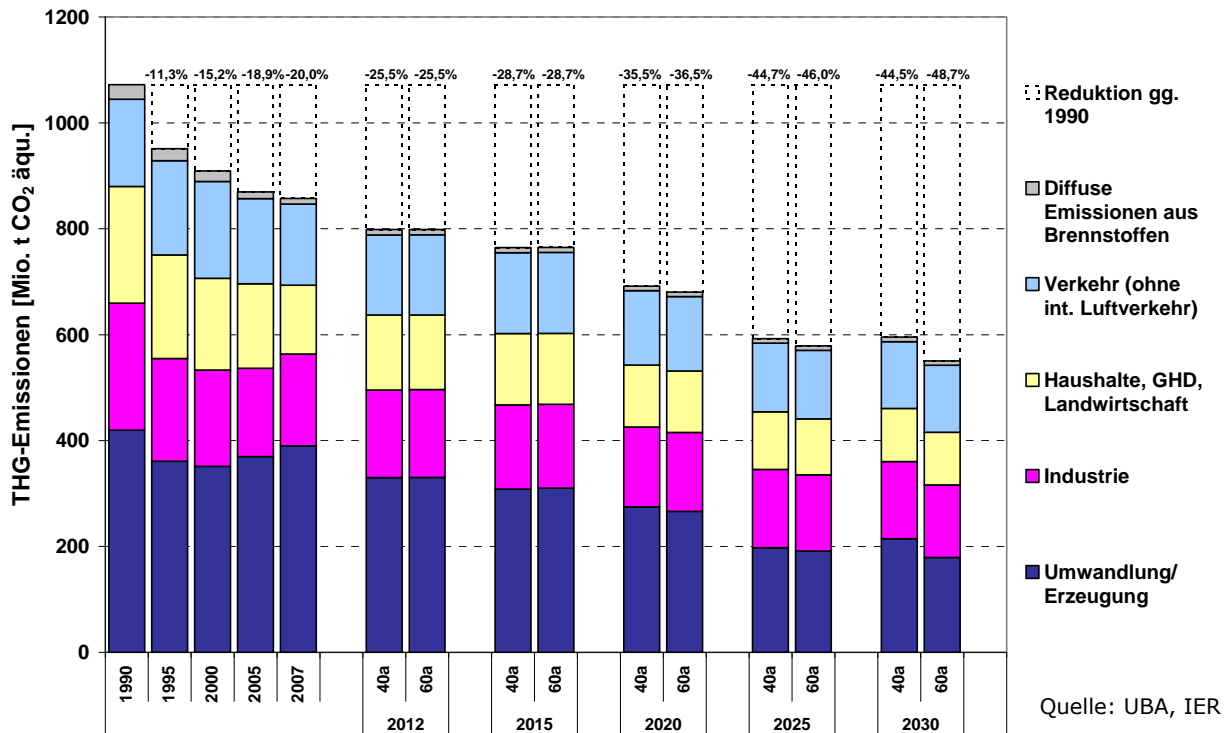
Der **Mineralölverbrauch** liegt in den Varianten mit Laufzeitverlängerung in et-

wa genauso hoch wie in der Referenzprognose.

Bei der Beschränkung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre verringert sich der Einsatz von Kernenergie ab 2020 deutlich. Infolgedessen gleicht sich der Primärenergieverbrauch in dieser Variante nach 2020 allmählich an die Referenzprognose an. In der Variante mit einer Nutzungsdauer der Kernkraftwerke von 60 Jahren liegt der Primärenergieverbrauch hingegen dauerhaft über dem Niveau in der Referenzprognose.

Die **Ausweitung der Nutzung der Erneuerbaren Energien** wird durch eine Vielzahl von politischen Fördermaßnahmen vorangetrieben. Daher ist sie **von der Frage der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke weitgehend unabhängig**.

Geringere THG-Emissionen und Zertifikatspreise bei Laufzeitverlängerung



Die **Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke** bewirkt in Deutschland eine stärkere Reduktion der Treibhausgas (THG)-Emissionen als in der Referenzprognose und erweist sich als **kostengünstige THG-Vermeidungsoption**.

Durch **die Einbindung in den EU-Emissionshandel** führt dies nicht zu sinkenden Gesamtemissionen in Europa, sondern zu einer **deutlichen Reduktion der Preise für EU-Emissionszertifikate**. Im Jahr 2020 liegt der Zertifikatspreis um bis zu 5,1 €₂₀₀₇/t CO₂ niedriger als in der Referenzprognose, im Jahr 2030 um bis zu 10,1 €₂₀₀₇/t CO₂.

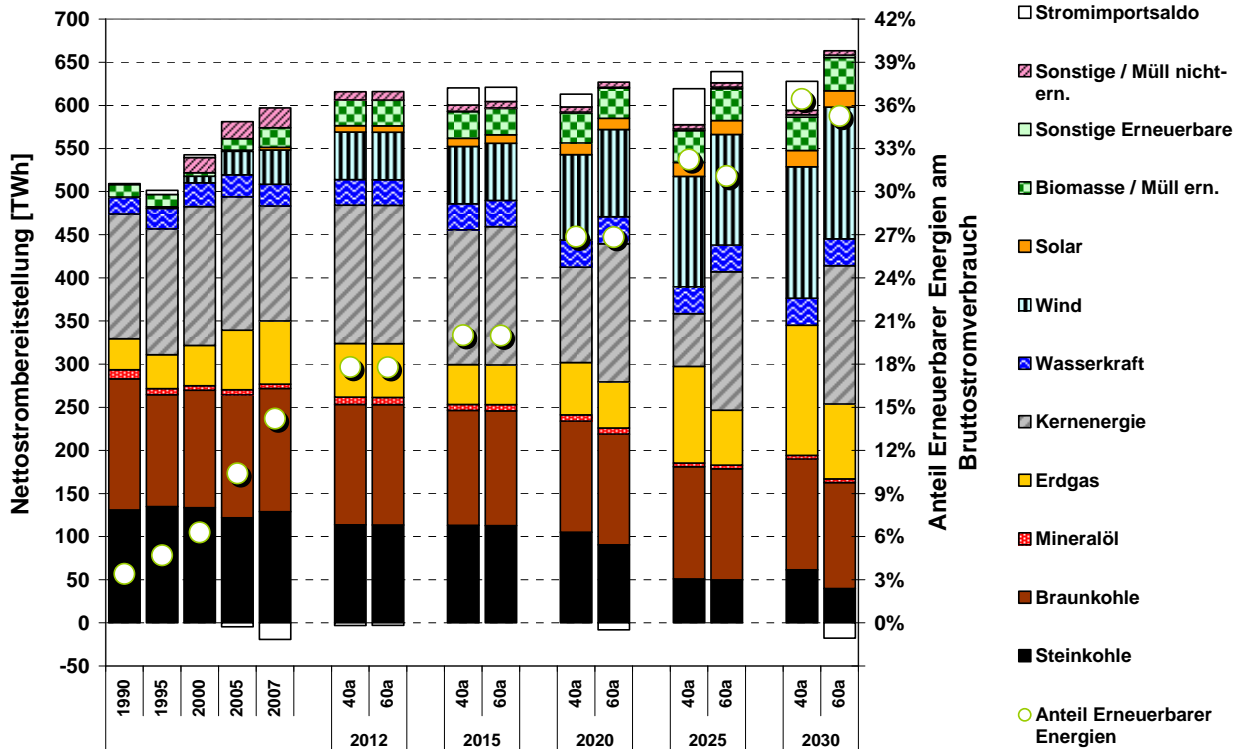
In der Referenzprognose liegen die deutschen THG-Emissionen im Jahr 2020 um 14 bis 25 Mio. t CO₂ äqu. bzw. 2 % bis 4 % höher als in den Varianten mit Laufzeitverlängerung, im Jahr 2030 um 4 bis 50 Mio. t CO₂ äqu. bzw. 1 bis 8 %. Gegenüber 1990 können die THG-Emissionen

in den Jahren 2020 und 2030 mit einer Laufzeitverlängerung in Deutschland bis zu 37 % bzw. 49 % gesenkt werden. Im Vergleich zur Referenzprognose ergibt sich eine bis zu 3 %-Punkte bzw. 5 %-Punkte stärkere Reduktion.

Gegenüber der Referenzprognose steigt der Beitrag Deutschlands zur Erfüllung des für 2020 geltenden EU-Ziels einer CO₂-Reduktion um 21 % in den am Emissionshandel beteiligten Sektoren. Angesichts der zusätzlichen CO₂-freien Strommengen aus Kernenergie können die Emissionen gegenüber 2005 um 22 bis 24 % anstatt 20 % reduziert werden.

Während im Umwandlungsbereich der CO₂-Ausstoß im Betrachtungszeitraum geringer als in der Referenzprognose ausfällt, weist der Industriesektor bei Nicht-Berücksichtigung der abnehmenden Emissionen aus der Eigenstromerzeugung ein höheres Emissionsniveau auf.

Strombereitstellung bei Laufzeitverlängerung



Quelle: AGEb, IER

Die Verlängerung der Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke verringert erwartungsgemäß **den Zubaubedarf neuer Kraftwerksleistung in Deutschland.** Mittelfristig (bis ca. 2020) werden im Vergleich zur Referenzprognose bei Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre 7 Gigawatt (GW_{el}) und bei Verlängerung auf 60 Jahre 15 GW_{el} weniger zugebaut. Die geringeren Kraftwerksneubauten betreffen in erster Linie Erdgas-Kraftwerke. Diese Entwicklung setzt sich im Fall der Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre auch bis 2030 fort, wohingegen bei einer Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre mit der Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke gegen Ende des Betrachtungszeitraums erhebliche Ersatzinvestitionen, vornehmlich in Erdgas-Kraftwerke, notwendig sind.

Die veränderte Struktur des Stromerzeugungsmix als Folge der Substitution von Kohle und Erdgas durch Kernenergie

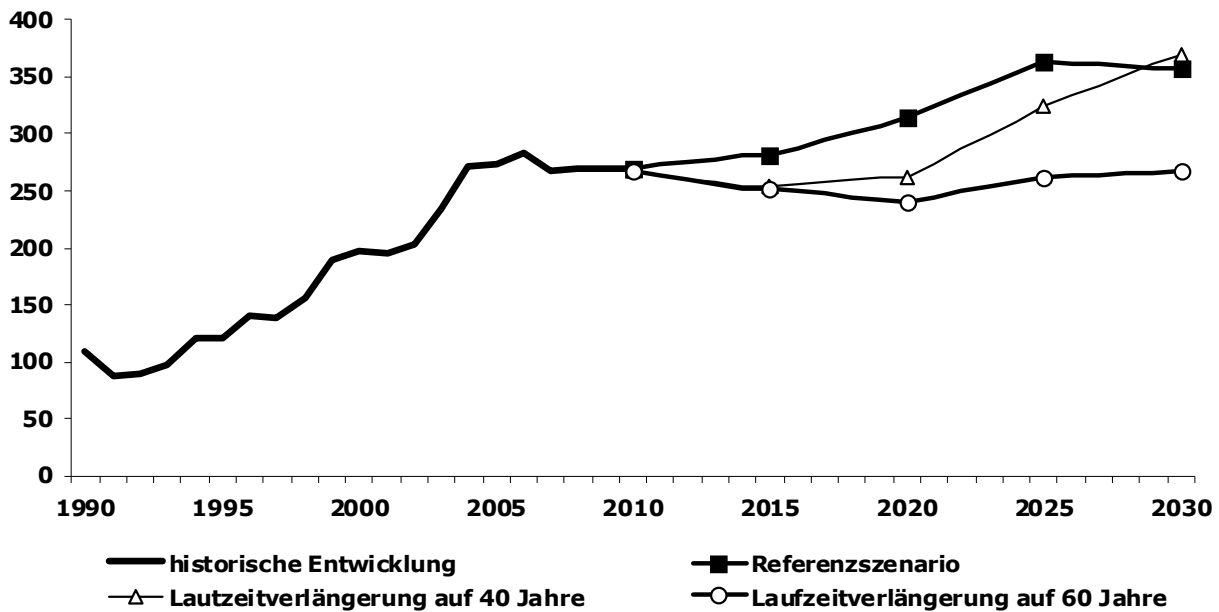
führt zu **geringeren spezifischen CO_2 -Emissionen in der Stromerzeugung** als in der Referenzprognose: Im Jahr 2020 liegen diese zwischen 324 und 358 $\text{kg CO}_2/\text{MWh}$ anstatt 409 $\text{kg CO}_2/\text{MWh}$, bis 2030 sinken sie auf bis zu 186 $\text{kg CO}_2/\text{MWh}$, anstatt auf 289 $\text{kg CO}_2/\text{MWh}$ wie in der Referenzprognose.

Bei Laufzeitverlängerung kommt es, bedingt durch niedrigere Stromimporte und eine höhere Stromnachfrage, zu einer **Zunahme der inländischen Stromerzeugung** von 616 Mrd. kWh (TWh) in 2012 auf maximal 663 TWh in 2030.

Das Ziel bezüglich des Anteils Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (30 % bis 2020) wird auch bei verlängerter Kernenergienutzung nur knapp verfehlt.

Das nationale Ziel zur Ausweitung der KWK-Stromerzeugung wird ebenso wie in der Referenzprognose nicht erreicht.

Statistisches Energieversorgungsrisiko



Quelle: RWI

Sämtliche Werte beziehen sich auf das Risiko Deutschlands im Jahr 1980, das auf 100 gesetzt wurde.

Das **Versorgungsrisiko Deutschlands** mit Energierohstoffen ist statistisch betrachtet **zwischen 1990 und 2008 um etwa 140 % gestiegen**. Die statistisch ermittelte Tendenz für Deutschland wird durch eine Vielzahl an Fakten qualitativ untermauert. So ist der Anteil der heimischen Förderung am inländischen Angebot sowohl bei der Steinkohle wie auch bei Erdgas seit 1980 erheblich zurückgegangen. Während der Steinkohlenverbrauch abnahm, stieg die inländische Nachfrage nach Erdgas massiv an.

Dies erforderte eine deutliche Zunahme der Gasimporte. Ebenso wie bei Erdöl stammen diese Importe mittlerweile zu großen Teilen aus Russland. Im Jahr 1980 wurde die inländische Gasnachfrage hingegen noch zu etwa einem Drittel durch die heimische Förderung gedeckt.

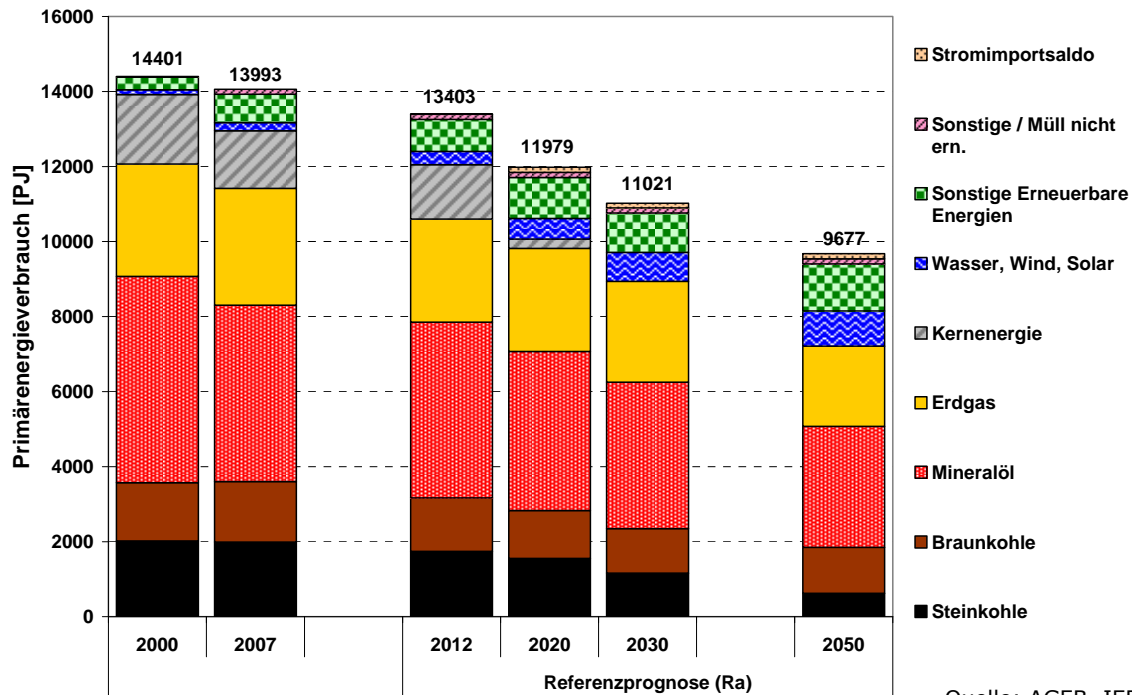
Bei einer **Laufzeitverlängerung** der deutschen Kernkraftwerke auf 60 Jahre **bleibt das statistische Versorgungs-**

risiko nahezu unverändert, nach der Referenzprognose, aber auch bei einer Laufzeitverlängerung auf 40 Jahre, **steigt es hingegen bis 2030 erheblich an**.

Dies hat zwei Hauptgründe: Erstens kann der Rückgang des Anteils der Kernenergie durch den deutlich steigenden Beitrag der Erneuerbaren nicht vollkommen kompensiert werden. Zweitens wird die heimische Gewinnung von Erdgas im Jahr 2030 nur noch einen vernachlässigbaren Beitrag zur Energieversorgung Deutschlands leisten.

Vor dem Hintergrund, dass die Importe aus den Niederlanden und Norwegen rückläufig sein werden und der Anteil von Erdgas am Primärenergiemix bis 2030 wächst, werden zweitens Importe aus Russland künftig eine noch größere Bedeutung haben als bislang. Risiko dämpfend wirkt hingegen, dass der Verbrauch an Mineralöl bis 2030 deutlich bzw. an Erdgas leicht abnehmen wird.

Ausblick 2050



Die in der Referenzprognose bis 2030 beschriebenen **Entwicklungstrends** bei der Energieversorgung **setzen sich auch nach 2030 fort.**

So kommt es zu einer weiteren deutlichen **Steigerung der Energieproduktivität.** Bis 2050 sinkt der Primärenergieverbrauch in Deutschland auf unter 10 000 PJ - bei gleichzeitiger Steigerung der wirtschaftlichen Leistung. Auch die **Verschiebung in der Struktur des Primärenergieverbrauchs hin zu Erneuerbaren Energien** auf Kosten von fossilen Energieträgern hält nach 2030 an.

In der **Stromerzeugung** ist bis zum Jahr 2050 insbesondere mit einer **verstärkten Nutzung dezentraler Erzeugungstechnologien** zu rechnen. Aufgrund erheblicher Kostendegressionen setzt sich zudem der **Ausbau der Erneuerbaren Energien** in der Stromerzeugung rasch fort. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch nimmt bis zum Jahr 2050 auf rund 45 % zu.

In allen **Endverbrauchssektoren** sind erhebliche Verbrauchsrückgänge insbesondere durch **deutliche Effizienzverbesserungen** zu erwarten. In der Industrie ist zudem mit einer Fortsetzung des Strukturwandels hin zu weniger energieintensiven Branchen zu rechnen. Im GHD-Sektor und bei den Haushalten kommt es mit der weiteren energetischen Sanierung des Gebäudebestandes zu einem fortgesetzten Rückgang des Raumwärmebedarfs. Für die Energieverbrauchsreduktionen im Verkehrssektor sind in erster Linie eine bevölkerungsbedingte Verringerung der Personenverkehrsleistung sowie ein weiteres Absinken des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs verantwortlich.

Der **CO₂-Ausstoß in Deutschland** verringert sich unter den Rahmenannahmen der Referenzprognose **bis 2050 um 65 % gegenüber 1990.** Dabei spielt auch die Anwendung von Technologien zur CO₂-Abscheidung und Speicherung im Kraftwerkspark sowie in der Industrie eine wichtige Rolle.

Sensitivitätsanalysen

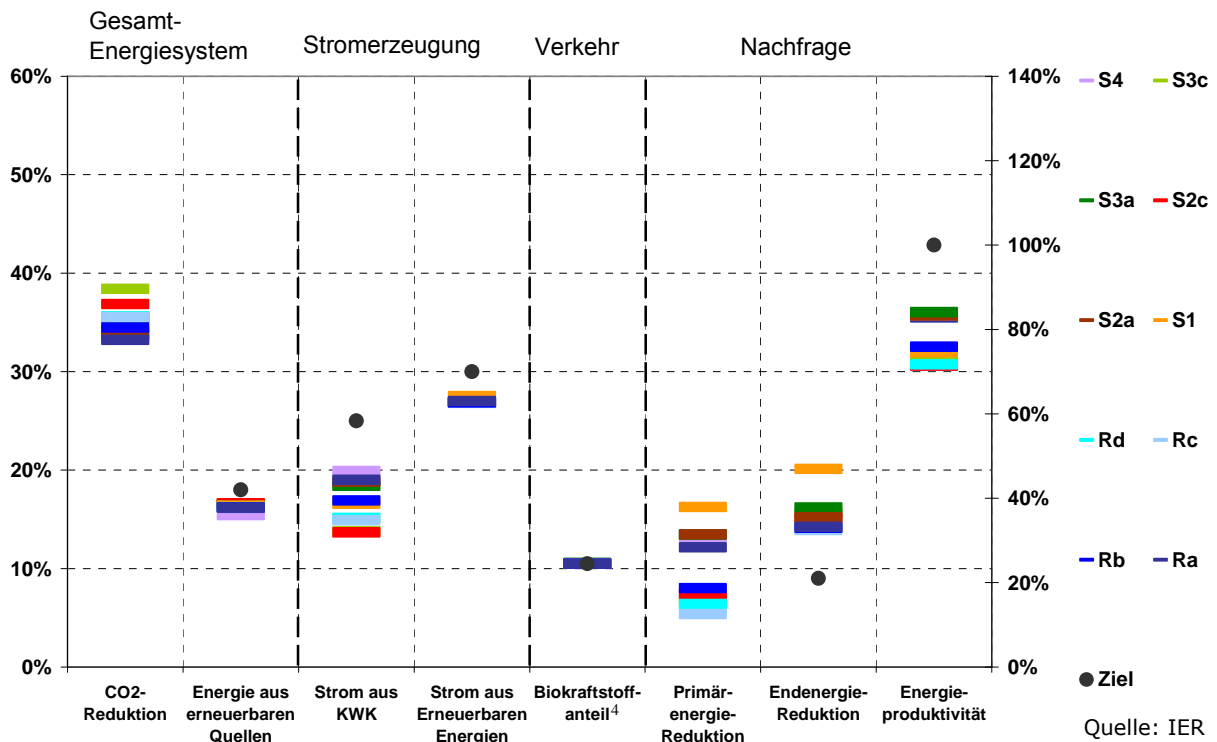
	Referenz- prognose / Varianten	Sensitivitäten			
		Lange Wirtschafts- krise	Hoher Ölpreis	Verstärkter Klimaschutz	Niedrige Bevölkerungs- entwicklung
Kernenergieausstieg	Ra	S1	S2a	S3a	S4
Laufzeitverlängerung in Deutschland auf 40 (b) / 60 (c) Jahre bzw. in Europa auf 60 Jahre (d)	Rb / Rc / Rd		S2d	S3d	

Mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen werden die **Auswirkungen der Variation wesentlicher Einflussgrößen** auf die Entwicklung der Energieversorgung in der Referenzprognose bzw. der Variante mit Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre aufgezeigt. Dazu wird jeweils eine der folgenden vier Einflussgrößen in substantieller Weise verändert: die wirtschaftliche Entwicklung, die Höhe der Energiepreise, die

Klimaschutzziele sowie die Bevölkerungsentwicklung.

Für die Variante mit einer Laufzeitverlängerung der europäischen Kernkraftwerke auf 60 Jahre werden jeweils die Effekte höherer Energiepreissteigerungen sowie eines verschärften Klimaschutzregimes untersucht.

Energie- und klimapolitische Indikatoren für 2020



⁴ Das Ziel sieht vor, im Jahr 2020 durch den Einsatz von Biokraftstoffen eine Reduktion des Treibhausgasausstoßes um 7 % zu erreichen. Der angegebene Zielwert eines Biokraftstoffanteils von 10,5 % am Gesamtabsatz aller Otto- und Dieselmotoren ergibt sich, wenn die bei Anbau und Herstellung der Biokraftstoffe entstehenden Treibhausgasemissionen mit eingerechnet werden.

Die **Reduktion der CO₂-Emissionen liegt** in den Sensitivitätsanalysen ohne verstärkte Klimaschutzbemühungen **im Jahr 2020 gegenüber 1990 zwischen 34 % und 37 %**. Die größte Emissionsminderung wird bei der Unterstellung höherer Ölpreise und gleichzeitiger Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke (S2d) erzielt. In den Sensitivitäten mit verschärften Klimaschutzbestimmungen werden die Emissionen im Jahr 2020 bezogen auf 1990 maximal um 38 % reduziert. Bis 2030 steigt die Emissionsminderung in diesen Sensitivitäten bis auf 62 %, während in den Sensitivitätsrechnungen ohne striktere Klimaschutzziele der CO₂-Ausstoß im Jahr 2030 maximal um 49 % gegenüber 1990 verringert wird.

Die EU-Vorgabe, den **Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020** auf 18 % auszuweiten, wird bei allen Sensitivitätsrechnungen nur **knapp verfehlt**, ebenso wie das nationale Ziel, bis 2020 einen Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 30 % zu erreichen.

Die Biokraftstoffquote liegt, unabhängig von der Variation der vier Einflussgrößen, **im Jahr 2020 bei circa 10,5 %** und wird damit im Wesentlichen von den Quotenvorgaben bestimmt.

Das Ziel einer Verdopplung des **Anteils des KWK-Stroms** bis 2020 kann **bei**

keiner dieser Sensitivitätsrechnungen erfüllt werden. Bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke fällt die Stromerzeugung mittels KWK-Anlagen etwas geringer aus.

Das für 2020 ausgegebene, ambitioniertere nationale Ziel einer Verdopplung der **Energieproduktivität** gegenüber 1990 wird in keiner der untersuchten Sensitivitäten erreicht.

Die **Variation einzelner Rahmenannahmen** führt zu **unterschiedlich starken Verringerungen des Primärenergieverbrauchs**. Der stärkste Rückgang erfolgt in der Sensitivität S1 (Längere Wirtschaftskrise). Eine vergleichbare Reduktion ergibt sich bei verschärften Klimavorgaben und gleichzeitigem Kernenergieausstieg (S3a). In den Sensitivitäten mit Laufzeitverlängerung wird jeweils eine deutlich geringere Verbrauchsminde- rung erzielt.

Der **Endenergieverbrauch** kann in allen Sensitivitäten aufgrund signifikanter Effizienzsteigerungen deutlich gesenkt werden. Somit wird die **Vorgabe der EU-Direktive, den Endenergieverbrauch bis 2016** gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2001 bis 2005 **um 9 % zu senken**, nach allen Sensitivitätsrechnungen **bereits 2012 erfüllt**.