



Energieszenarien 2011

Projekt Nr. 12/10

Für das
Bundesministerium
für Wirtschaft und
Technologie

Prognos AG
Dr. Michael Schlesinger

EWI
PD Dr. Dietmar Linden-
berger

GWS
Dr. Christian Lutz

Basel/Köln/Osnabrück
Juli 2011



Prognos AG

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Basel

Henric Petri-Straße 9
CH-4010 Basel
Telefon +41 61 32 73-200
Telefax +41 61 32 73-300
info@prognos.com
www.prognos.com

EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

Geschäftsführer

Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge

Köln

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Str. 321
50827 Köln
Tel.: ++ 49 (0) 221 27729-0
Fax: ++ 49 (0) 221 27729-400
monika.deckers@uni-koeln.de
www.ewi.uni-koeln.de

Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS)

Geschäftsführer

Dr. Christian Lutz

Osnabrück

Heinrichstr. 30
D-49080 Osnabrück
Telefon +49 541 40933-100
Telefax +49 541 40933-110
info@gws-os.de
www.gws-os.com



Energieszenarien 2011

Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums
für Wirtschaft und Technologie

Autoren

Prognos AG:

Dr. Michael Schlesinger (Projektleitung)

Peter Hofer

Dr. Almut Kirchner

Dr. Alexander Piégsa

Samuel Strassburg

EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln:

PD Dr. Dietmar Lindenberger (Leitung)

Michaela Fürsch

Raimund Malischek

Stephan Nagl

Timo Panke

Johannes Trüby

GWS – Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung:

Dr. Christian Lutz (Leitung)

Dr. Oleksiy Khoroshun

Dr. Ulrike Lehr

Basel/Köln/Osnabrück, Juli 2011

Inhalt

1	Anlass und Inhalt der Studie	1
2	Definition der Szenarien	2
2.1	Rahmendaten	2
2.2	Annahmen zur Erzeugung von Strom und KWK-Wärme	4
3	Kraftwerkspark	5
3.1	Installierte Kraftwerksleistung	5
3.2	Bruttostromerzeugung und KWK-Wärmeerzeugung	9
3.3	Auswirkungen auf den Emissionshandel	13
3.4	Auswirkungen auf die Kosten der Stromerzeugung	15
3.5	Großhandels- und Endverbraucherstrompreise	16
4	Endenergieverbrauch	22
5	Primärenergieverbrauch	24
6	Energiebedingte Treibhausgasemissionen	28
7	Gesamtwirtschaftliche Konsequenzen	30
7.1	Direkte Wirkungen des Ausstiegs	30
7.2	Gesamtwirtschaftliche Effekte	31
7.3	Einordnung der Ergebnisse	34
	ANHANG	36

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 3.1-1: Installierte Bruttokraftwerksleistung in den Szenarien Ausstieg und LZV nach Energieträgern, 2008-2030, in GW	7
Abbildung 3.1-2: Differenzen der installierten Bruttogleistung in den Szenarien Ausstieg und LZV, 2015 - 2030, in GW (Nulllinie: Szenario LZV)	8
Abbildung 3.1-3: Konventionelle Kraftwerkszubauten und Kraftwerksstilllegungen in den Szenarien Ausstieg und LZV, 2015 bis 2030 in GW	9
Abbildung 3.2-1: Bruttostromerzeugung in den Szenarien Ausstieg und LZV nach Energieträgern, 2008 - 2030, in TWh (negative Nettoimporte entsprechen Nettoexporten)	10
Abbildung 3.2-2: Differenzen in der Bruttostromerzeugung zwischen den Szenarien Ausstieg und LZV, 2015-2030, in TWh (Nulllinie: Szenario LZV)	11
Abbildung 3.2-3: Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen in den Szenarien Ausstieg und LZV nach Energieträgern, 2015-2030, in TWh	13
Abbildung 3.3-1: CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in Mio t CO ₂	14
Abbildung 3.4-1: Kumulierte Differenzkosten der Stromerzeugung zwischen Szenario Ausstieg und Szenario LZV nach Kostenkategorien, in Mrd EUR ₂₀₀₈	15
Abbildung 3.5-1: Großhandelspreise in den Szenarien Ausstieg und LZV, real (Preisbasis 2008) und nominal, 2006-2030, in EUR ₂₀₀₈ /MWh bzw. EUR/MWh, (2006-2010 historische Werte gemäß EEX)	17
Abbildung 3.5-2: EE-Umlage inkl. zusätzlicher Kosten für EE-Importe in den Szenarien Ausstieg und LZV, real (Preisbasis 2008) und nominal, 2008-2030, in ct ₂₀₀₈ /kWh bzw. ct/kWh, (2008 historischer Wert gemäß BMU EE in Zahlen)	18
Abbildung 3.5-3: Endverbraucherpreise in den Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in ct ₂₀₀₈ /kWh (2008 historischer Wert gemäß EUROSTAT, EEX und Amprion)	19
Abbildung 3.5-4: Nominale Entwicklung der Strompreiskomponenten für Haushalte (links) und energieintensive Industrie (rechts) in den Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in ct/kWh (historische Werte gemäß BDEW, EUROSTAT, EEX und Amprion)	20
Abbildung 3.5-5: Kumulierte zusätzliche Ausgaben der Endverbraucher bis 2030 (Szenario Ausstieg gegenüber Szenario LZV) in Mrd. EUR ₂₀₀₈	21
Abbildung 4-1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern, Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in PJ	23

Abbildung 5-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in PJ	26
Abbildung 6-1: Energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren, Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in Mio t CO ₂ -Äquivalenten	29
Abbildung 7-1: Abweichung von BIP, Beschäftigung und Preisindex der Lebenshaltung im Szenario Ausstieg im Vergleich zum Szenario LZV, 2015-2030, in %	32
Abbildung 7-2: Abweichung der Beschäftigung im Szenario Ausstieg im Vergleich zum Szenario LZV, 2015-2030, in 1.000	34

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 2.1-1: Bevölkerung nach Altersgruppen und private Haushalte nach Größenklassen, Jahresmitte 2008-2030, in Mio	2
Tabelle 2.1-2: Bruttowertschöpfung nach Sektoren und Bruttoinlandsprodukt, 2008-2030, in Mrd EUR	2
Tabelle 2.1-3: Preise für Energieträger und CO ₂ -Zertifikate, 2008-2030, in jeweiligen Einheiten	3
Tabelle 2.1-4: Verbraucherpreise für Mineralölprodukte, Erdgas und Kohle, 2008-2030, in jeweiligen Einheiten	3
Tabelle 2.2-1: Nachrüstkosten der KKW, in Mio. EUR	5
Tabelle 3.2-1: Differenzen von Exporten, Importen und Stromaußenhandelssaldi zwischen den Szenarien Ausstieg und LZV, 2015-2030, in TWh	12
Tabelle 3.3-1: CO ₂ -Preise in den Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030 in EUR ₂₀₀₈ /tCO ₂	14
Tabelle 4-1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren, Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in PJ	22
Tabelle 5-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in PJ, Anteile in %	25
Tabelle 5-2: Nettoimporte nach Energieträgern, Szenarien Ausstieg und LZV, Kernenergie als heimischer Energieträger betrachtet, 2008-2030, in PJ, Anteile in %	27
Tabelle 5-3: Nettoimporte nach Energieträgern, Szenarien Ausstieg und LZV, Kernenergie als importierter Energieträger betrachtet, 2008-2030, in PJ, Anteile in %	27

Tabelle 6-1: Energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren und Gasen, Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in Mio t CO ₂ -Äquivalenten	28
Tabelle 7-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Szenario Ausstieg im Vergleich zum Szenario LZV, 2015-2030, absolut in angegebenen Einheiten und in %	33
Tabelle A1: Strombilanz, 2008-2030, in TWh	37
Tabelle A2: Bruttostromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern, 2008-2030, in GW	38
Tabelle A3: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern, 2008-2030, in TWh	39
Tabelle A4: Jahresvolllaststunden nach Energieträgern, 2008-2030	40
Tabelle A5: Brennstoffeinsatz der Stromerzeugung nach Energieträgern, 2008-2030, in PJ	41
Tabelle A6: Fernwärmebilanz, 2008-2030, in PJ	42
Tabelle A7: Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen nach Energieträgern, 2008-2030, in TWh	42
Tabelle A8: Brennstoffeinsatz der KWK-Wärmeerzeugung nach Energieträgern, 2008-2030, in EUR/MWh	43
Tabelle A9: Strompreise (real), 2008-2030, in EUR ₂₀₀₈ /MWh	43
Tabelle A10: Strompreise (nominal), 2008-2030, in EUR ₂₀₀₈ /MWh	43
Tabelle A11: Primärenergieäquivalente der erneuerbaren Energiequellen zur Wärme-, Strom und Kraftstoffversorgung nach Energieträgern, 2008-2030, in PJ	44
Tabelle A12: Gesamtwirtschaftliche Ergebnisse, 2008-2030	44

1 Anlass und Inhalt der Studie

Nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima hat die Bundesregierung ein Moratorium beschlossen, in dessen Rahmen die älteren Kernkraftwerke in Deutschland für drei Monate vom Netz genommen und auf ihre Sicherheit überprüft wurden.

Im Juni 2011 hat die Bundesregierung ein Paket zur beschleunigten Umsetzung des Energiekonzepts vorgelegt. In diesem Zusammenhang hat sie sich entschieden, schrittweise bis 2022 vollständig auf die Stromerzeugung aus deutschen Kernkraftwerken zu verzichten.

In der vorliegenden Studie wird untersucht, welche energiewirtschaftlichen und gesamtwirtschaftlichen Veränderungen sich gegenüber den Energieszenarien 2010 ergeben, wenn man einen beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie zu Grunde legt, bei dem im Zeitraum 2020 bis 2025 sämtliche Kernkraftwerke vom Netz gehen. Hierzu wurde ein neues Energieszenario berechnet. Dieses Szenario („Ausstiegsszenario“) wird mit einem aktualisierten Energieszenario II B von 2010 verglichen, das von einer Laufzeitverlängerung um durchschnittlich 12 Jahre ausgeht und vergleichsweise hohe Nachrüstkosten der KKW annimmt.

Das neue Ausstiegsszenario berücksichtigt die gleichen Zielvorgaben wie das Szenario II B der Energieszenarien 2010. Dies beinhaltet insbesondere eine THG-Emissionsreduktion um 40% gegenüber 1990 bis zum Jahr 2020, eine Steigerung der Energieeffizienz (BIP pro Primärenergie) um 2,3 – 2,5 % p.a. sowie einen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von mindestens 18% bis 2020.

Analysen zum erforderlichen Netzausbau und zur regionalen Versorgungssituation wurden nicht vorgenommen. Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen. Aus dieser rein ökonomischen Analyse lässt sich nicht ableiten, ob und in wie weit in der Praxis ein vorzeitiger Ausstieg aus der Kernenergie ohne Beeinträchtigung der zuverlässigen Stromversorgung möglich wäre.

2 Definition der Szenarien

2.1 Rahmendaten

Die sozioökonomischen Rahmendaten für die Szenarien Ausstieg und Laufzeitverlängerung (LZV) – Entwicklung von Wirtschaft und Bevölkerung, Energiepreise – entsprechen den Annahmen, auf deren Grundlage die Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung im Sommer 2010 erstellt wurden. Die Tabellen 2.1-1 bis 2.1-4 zeigen die wichtigsten Daten im Überblick.

Tabelle 2.1-1: Bevölkerung nach Altersgruppen und private Haushalte nach Größenklassen, Jahresmitte 2008-2030, in Mio

	2008	2015	2020	2025	2030
Bevölkerung in Mio.					
im Alter von 0-19	15,8	14,3	13,8	13,5	13,3
20-39	20,4	19,2	19,0	18,3	17,2
40-64	29,3	30,0	29,2	28,1	26,6
65-79	12,6	12,7	12,7	13,7	15,8
80+	4,0	4,7	5,9	6,3	6,4
Bevölkerung gesamt	82,1	80,9	80,5	79,9	79,1
Haushalte in Mio.					
1-Personenhaushalte	15,0	15,8	16,0	16,5	17,2
2-Personenhaushalte	13,8	14,8	15,5	15,5	15,1
3-Personenhaushalte	5,3	4,8	4,6	4,5	4,4
4-Personenhaushalte	4,1	3,6	3,4	3,3	3,2
5- und mehr-Personenhaushalte	1,5	1,3	1,2	1,2	1,2
Haushalte gesamt	39,6	40,3	40,7	40,9	41,0
durchschn. Haushaltsgröße	2,08	2,02	1,99	1,96	1,94

Prognos / EWI / GWS 2011

Tabelle 2.1-2: Bruttowertschöpfung nach Sektoren und Bruttoinlandsprodukt, 2008-2030, in Mrd EUR

	2008	2015	2020	2025	2030
Bruttowertschöpfung in Mrd. EUR					
Produzierendes Gewerbe	644	631	649	663	677
Dienstleistungen	1.404	1.469	1.557	1.637	1.717
Landwirtschaft	23	23	23	23	23
Bruttowertschöpfung gesamt	2.072	2.123	2.229	2.322	2.418
Bruttoinlandsprodukt in Mrd. EUR	2.270	2.327	2.437	2.533	2.632

Prognos / EWI / GWS 2011

Tabelle 2.1-3: Preise für Energieträger und CO₂-Zertifikate, 2008-2030, in jeweiligen Einheiten

reale Preise	2008	2015	2020	2025	2030
Internationale Preise					
Ölpreis real (USD/bbl)	94	90	98	105	110
Preis CO ₂ -Zertifikate (EUR/t)		15	20	29	38
Grenzübergangspreise					
Rohöl (EUR/t)	484	495	554	619	675
Erdgas (Cent/kWh)	2,7	2,4	2,3	2,5	2,6
Kraftwerkssteinkohle (EUR/t SKE)	112	82	77	81	83
nominale Preise	2008	2015	2020	2025	2030
Internationale Preise					
Ölpreis real (USD/bbl)	94	101	121	143	166
Preis CO ₂ -Zertifikate (EUR/t)		17	24	38	54
Grenzübergangspreise					
Rohöl (EUR/t)	484	551	667	806	952
Erdgas (Cent/kWh)	2,7	2,6	2,8	3,2	3,7
Kraftwerkssteinkohle (EUR/t SKE)	112	92	92	105	117

Prognos / EWI / GWS 2011

Tabelle 2.1-4: Verbraucherpreise für Mineralölprodukte, Erdgas und Kohle, 2008-2030, in jeweiligen Einheiten

reale Preise	2008	2015	2020	2025	2030
Haushalte (inkl. MwSt)					
Heizöl leicht in Cent/l	77,1	74,8	82,1	91,1	99,8
Erdgas in Cent/kWh	7,1	7,2	7,2	7,6	8,0
Verkehr (inkl. MwSt)					
Benzin in EUR/l	1,40	1,45	1,52	1,62	1,71
Diesel in EUR/l	1,34	1,40	1,48	1,57	1,67
Industrie (ohne MwSt)					
Heizöl leicht in EUR/t	699	712	787	881	965
Heizöl schwer in EUR/t	394	490	565	660	744
Erdgas in Cent/kWh	3,5	3,6	3,7	4,0	4,3
Steinkohle in EUR/t SKE	118	125	147	177	204
nominale Preise	2008	2015	2020	2025	2030
Haushalte (inkl. MwSt)					
Heizöl leicht in Cent/l	77,1	83,3	98,9	118,5	140,8
Erdgas in Cent/kWh	7,1	8,0	8,7	9,9	11,3
Verkehr (inkl. MwSt)					
Benzin in EUR/l	1,40	1,61	1,84	2,10	2,41
Diesel in EUR/l	1,34	1,56	1,78	2,05	2,35
Industrie (ohne MwSt)					
Heizöl leicht in EUR/t	699	793	948	1.146	1.362
Heizöl schwer in EUR/t	394	546	681	858	1.049
Erdgas in Cent/kWh	3,5	4,1	4,4	5,2	6,1
Steinkohle in EUR/t SKE	118	140	178	230	288

Prognos / EWI / GWS 2011

2.2 Annahmen zur Erzeugung von Strom und KWK-Wärme

Die beiden Szenarien Ausstieg und Laufzeitverlängerung (LZV) basieren im Wesentlichen auf den Annahmen zur Erzeugung von Strom und KWK-Wärme des Szenarios II B des Hauptberichts.¹

Dies betrifft insbesondere die Annahmen zu den Potenzialen und Kosten erneuerbarer Energien, zu Netzausbau, Brennstoffpreisen und Kraftwerksparemtern sowie zur Zusammensetzung der Endverbraucherpreise für Strom. Hierzu und zu den hiermit verbundenen unterstellten Maßnahmen in den Szenarien verweisen wir auf den Hauptbericht.

Zu folgenden Aspekten wurden in den Szenarien Ausstieg und LZV gegenüber den Szenarien des Hauptberichts Aktualisierungen von Annahmen vorgenommen:

- **Laufzeiten der Kernkraftwerke**
Die Laufzeiten der älteren Kernkraftwerke können entsprechend AtG 2010 im Szenario LZV um 8 Jahre, die der jüngeren KKW um 14 Jahre verlängert werden. Im Szenario Ausstieg werden die älteren Kraftwerke dauerhaft abgeschaltet, die verbleibenden Kraftwerke werden beschleunigt abgeschaltet. In 2015 sind noch neun Anlagen in Betrieb, in 2020 noch drei Anlagen. Im Zeitraum 2020 bis 2025 gehen auch diese Anlagen vom Netz.
- **Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung**
Die Entwicklung der erneuerbaren Energien basiert auf den Annahmen der Energieszenarien 2010, wobei aktuelle Entwicklungen insbesondere beim Ausbau der Photovoltaik-Anlagen berücksichtigt wurden. Die erneuerbaren Energien erreichen im Jahr 2020 einen Anteil von rund 36 % am Bruttostromverbrauch.
- **Aktualisierung des kurzfristigen Kraftwerkszubaues**
Der für die kommenden Jahre erwartete Zubau konventioneller Kraftwerke wurde (unabhängig vom Ausstiegsbeschluss) aktualisiert. Er fällt mit 11,5 GW etwas geringer aus als in den Szenarien des Hauptberichts (14,8 GW). Die 11,5 GW entsprechen den aktuell tatsächlich im Bau befindlichen Kraftwerken.² Davon entfallen 0,7 GW auf Erdgas, 2,9 GW auf Braunkohle und 8,7 GW auf Steinkohle. Ein darüber hinaus gehender Zubau von Steinkohlekraftwerken vor 2020 wird als unrealistisch

¹ Prognos/ EWI/ GWS: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Basel, Köln, Osnabrück 2010.

² Eine Ausnahme bildet das Steinkohlekraftwerk Datteln 4, welches aufgrund von Schwierigkeiten im Genehmigungsverfahren mit einer Realisierungswahrscheinlichkeit von 33 % in die Berechnungen eingeht.

angesehen. Daher werden in den Szenarien bis zu diesem Zeitpunkt keine weiteren Steinkohlekraftwerke gebaut.

- **KKW-Nachrüstkosten**

Die Nachrüstkosten der KKW im Szenario Ausstieg basieren auf dem BMU-Nachrüstkostenansatz des Szenarios I B des Hauptberichts, die Nachrüstkosten des Szenarios LZV auf dem BMU-Nachrüstkostenansatz des Szenarios II B. Damit wurde der hohe Ansatz für die Nachrüstkosten der KKW aus dem Hauptbericht gewählt (Tab. 2.2-1).

Tabelle 2.2-1: Nachrüstkosten der KKW, in Mio. EUR

	"Ausstieg"	"LZV"
Nachrüstkosten in Mio EUR		
Biblis A	-	600
Neckarwestheim 1	-	600
Biblis B	-	600
Brunsbüttel	-	600
Isar 1	-	600
Unterweser	-	600
Philippsburg 1	-	600
Grafenheinfeld	100	1.200
Krümmel	-	1.700
Philippsburg 2	600	1.600
Grohnde	600	1.600
Gundremmingen B	100	1.300
Gundremmingen C	600	1.400
Brokdorf	600	1.700
Isar 2	600	1.800
Neckarwestheim 2	1.200	2.000
Emsland	600	1.800

Prognos / EWI / GWS 2011 nach BMU 2010

3 Kraftwerkspark

3.1 Installierte Kraftwerksleistung

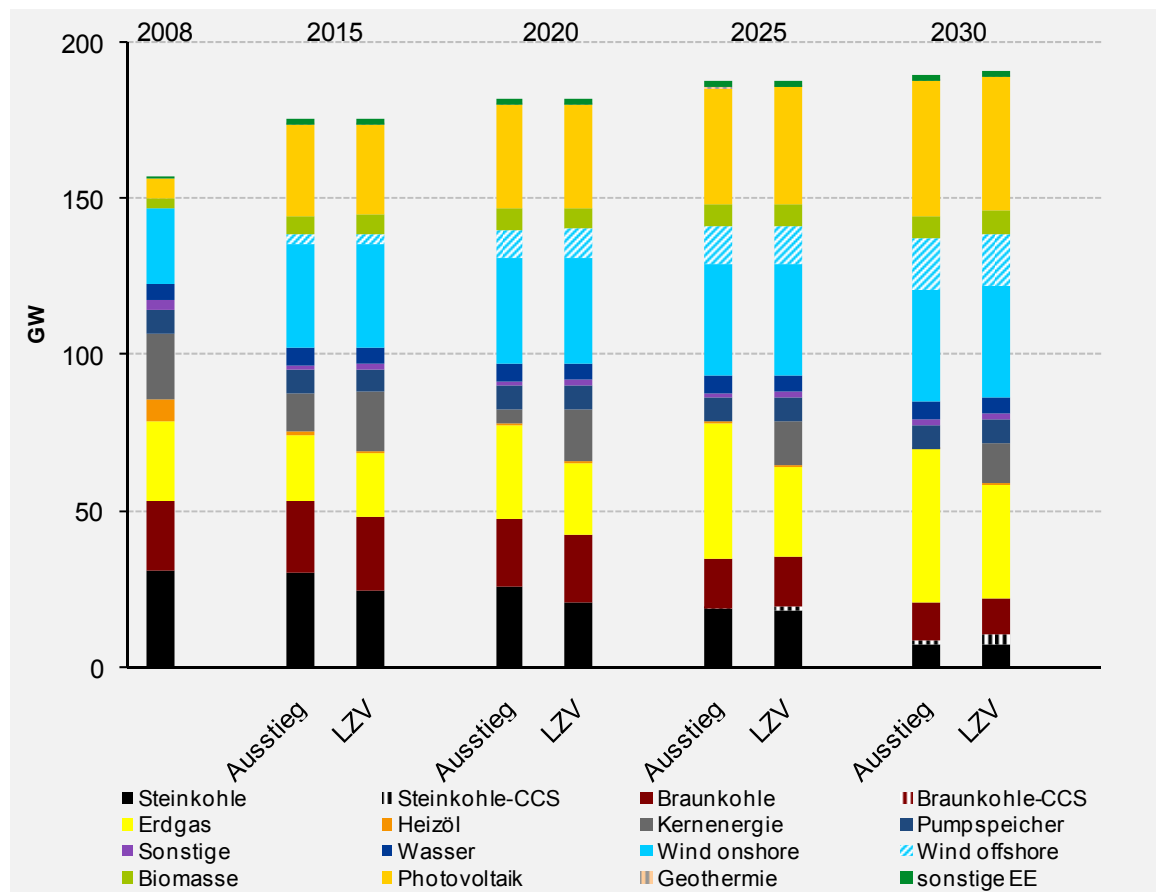
Durch die dauerhafte Abschaltung der sieben ältesten Kernkraftwerke und des KKW Krümmel sind im Szenario Ausstieg im Jahr 2015 noch 12,7 GW Kernkraftleistung installiert (8,7 GW weniger als 2008). In 2020 sind im Szenario Ausstieg noch die drei Konvoianlagen mit 4,3 GW in Betrieb (Abbildung 3.1-1). In 2025 und in den Folgejahren sind im Ausstiegsszenario keine Kernkraftwerke mehr in Betrieb; das bedeutet, dass ein vollständiger Ausstieg im Zeitraum 2020 bis 2025 unterstellt wird.

Im Szenario LZV sind im Jahr 2015 dagegen noch KKW-Kapazitäten von 19 GW (6,3 GW mehr als im Ausstiegsszenario) und in 2020 von 16,4 GW (12,1 GW mehr) am Netz.

Der Unterschied zwischen den KKW-Kapazitäten in den Szenarien Ausstieg und LZV ist in 2015 etwas kleiner als die Leistung der stillgelegten 7+1 KKW (dauerhaftes Moratorium). Der Grund hierfür sind die angenommenen vergleichsweise hohen Nachrüstkosten, die dazu führen, dass im Szenario LZV die Laufzeiten von rd. 2,4 GW KKW-Kapazität aus wirtschaftlichen Gründen nicht verlängert werden, obwohl die Möglichkeit hierzu bestünde. Die Differenz vergrößert sich in 2020, da zu diesem Zeitpunkt im Szenario Ausstieg nur noch drei KKW betrieben werden, während im Laufzeitverlängerungsszenario noch 16,4 GW Kernkraftwerkskapazität am Netz ist.

Die maximale Differenz der installierten Kernkraftkapazität ergibt sich zwischen den beiden Szenarien im Stichjahr 2025. Zu diesem Zeitpunkt werden im Szenario Ausstieg keine Kernkraftwerke mehr betrieben, während im Szenario LZV noch rund 14,1 GW am Netz sind. In 2030 werden im Szenario LZV noch 12,7 GW Kernkraftwerke betrieben, die dann sukzessive stillgelegt werden.

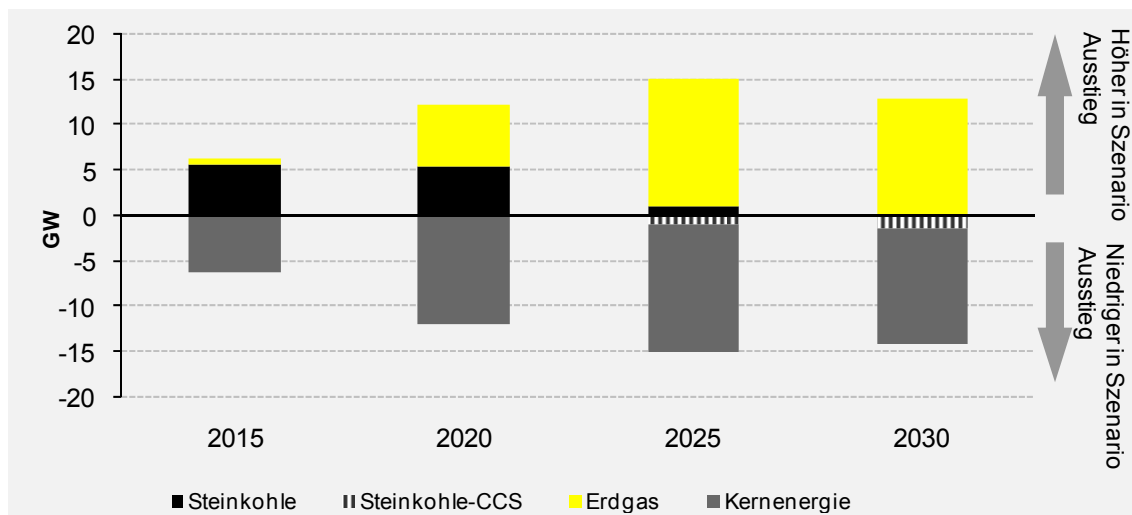
Abbildung 3.1-1: Installierte Bruttokraftwerksleistung in den Szenarien Ausstieg und LZV nach Energieträgern, 2008-2030, in GW



Prognos / EWI / GWS 2011

Im Szenario Ausstieg entsteht durch die gegenüber Szenario LZV reduzierte KKW-Kapazität ein zusätzlicher Leistungsbedarf, der durch andere Technologien kostenminimal gedeckt wird (Abbildung 3.1-2).

Abbildung 3.1-2: Differenzen der installierten Bruttoleistung in den Szenarien Ausstieg und LZV, 2015 - 2030, in GW (Nulllinie: Szenario LZV)

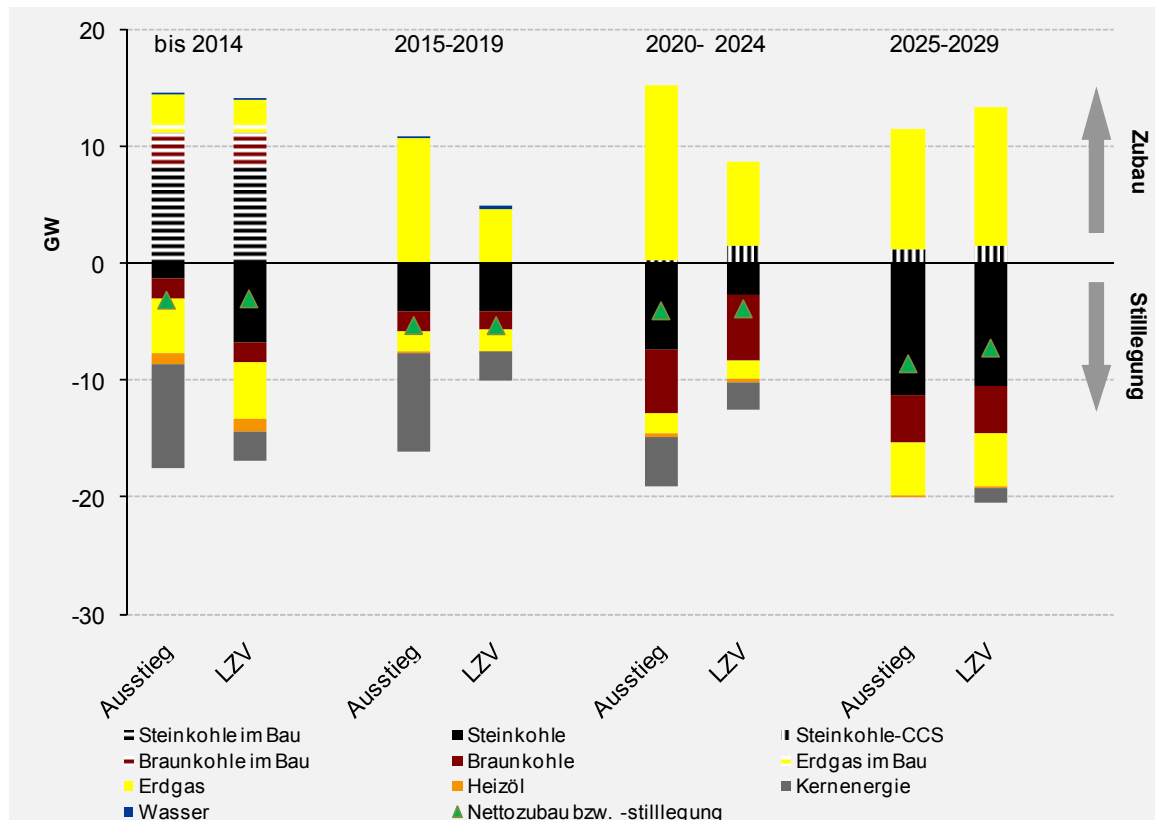


Prognos / EWI / GWS 2011

Dazu werden im Szenario Ausstieg bis zum Jahr 2020 hauptsächlich (5,4 GW) bestehende Steinkohlekraftwerke später stillgelegt als im Szenario LZV.

Zusätzlich zu den derzeit im Bau befindlichen Kraftwerken kommt es in beiden Szenarien mittelfristig zu einem ausgeprägten Zubau von Gaskraftwerken. Damit erhält die Verstromung von Erdgas größere Bedeutung als in den Szenarien des Hauptberichts (siehe nachfolgender Abschnitt). Dies ist durch die aktualisierten Annahmen hinsichtlich der Laufzeiten der Kernkraftwerke und des kurzfristigen Kraftwerkszubaues bedingt. Die Zubaudynamik unterscheidet sich etwas zwischen den beiden Szenarien: Aufgrund der beschleunigten Stilllegung von Kernkraftwerken entsteht im Szenario Ausstieg im Zeitraum 2015 bis 2025 ein Kapazitätsmehrbedarf, sodass der Bau einiger Anlagen im Vergleich zum Szenario LZV zeitlich vorgezogen wird. Hierbei handelt es sich insbesondere um Gasturbinen mit vergleichsweise kurzen Bauzeiten. Aufgrund der rückläufigen Nachfrageentwicklung kommt es insgesamt in den Szenarien jedoch zu einem Nettorückbau im konventionellen Kraftwerkspark bei steigender EE-Kapazität. Beim Zubau der Erneuerbaren handelt es sich vor allem um Windkapazitäten onshore (Nettozubau bis 2030: 11,9 GW) und offshore (Nettozubau bis 2030: 16,7 GW) und Fotovoltaikanlagen (Nettozubau bis 2030: 37,1 GW). Abgesehen von den derzeit im Bau befindlichen Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken werden in beiden Szenarien keine Kohlekraftwerke ohne CCS-Technologie zugebaut (Abbildung 3.1-3).

Abbildung 3.1-3: Konventionelle Kraftwerkszubauten und Kraftwerksstilllegungen in den Szenarien Ausstieg und LZV, 2015 bis 2030 in GW

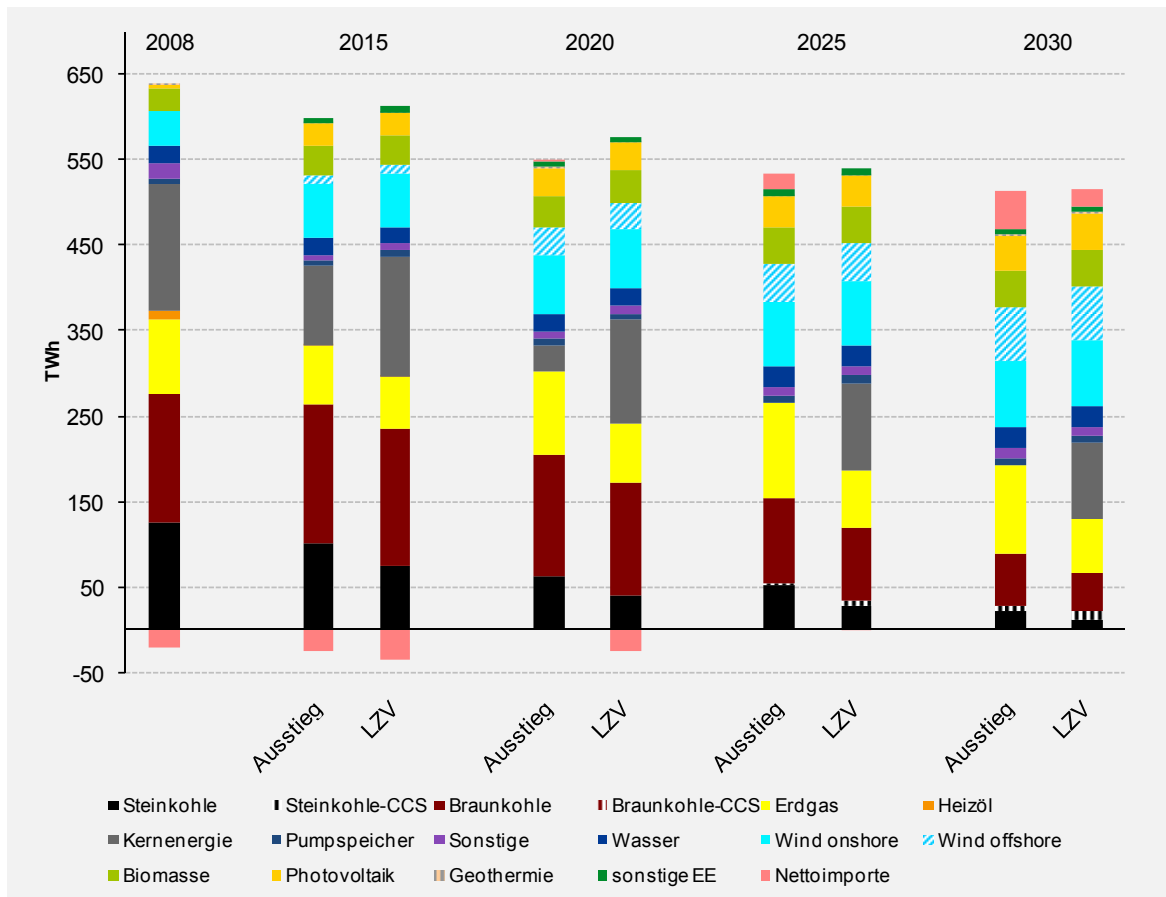


Prognos/EWI/GWS 2011

3.2 Bruttostromerzeugung und KWK-Wärmeerzeugung

Infolge der beschleunigten Stilllegung von KKW werden im Ausstiegsszenario im Jahr 2015 46,4 TWh und im Jahr 2020 89,4 TWh weniger Strom aus Kernenergie erzeugt als im Laufzeitverlängerungsszenario. Die maximale Erzeugungsdifferenz aus Kernenergie tritt im Stichjahr 2025 zwischen den Szenarien auf. Im Szenario Ausstieg sind zu diesem Zeitpunkt bereits keine Kernkraftwerke mehr am Netz, während die verbleibenden KKW im Szenario LZV 102,4 TWh Strom erzeugen. Im Jahr 2030 geht die Stromerzeugung in Kernkraftwerken aufgrund von Stilllegungen im Szenario LZV auf 89,7 TWh zurück (Abb. 3.2-1).

Abbildung 3.2-1: Bruttostromerzeugung in den Szenarien Ausstieg und LZV nach Energieträgern, 2008 - 2030, in TWh (negative Nettoimporte entsprechen Nettoexporten)



Prognos / EWI / GWS 2011

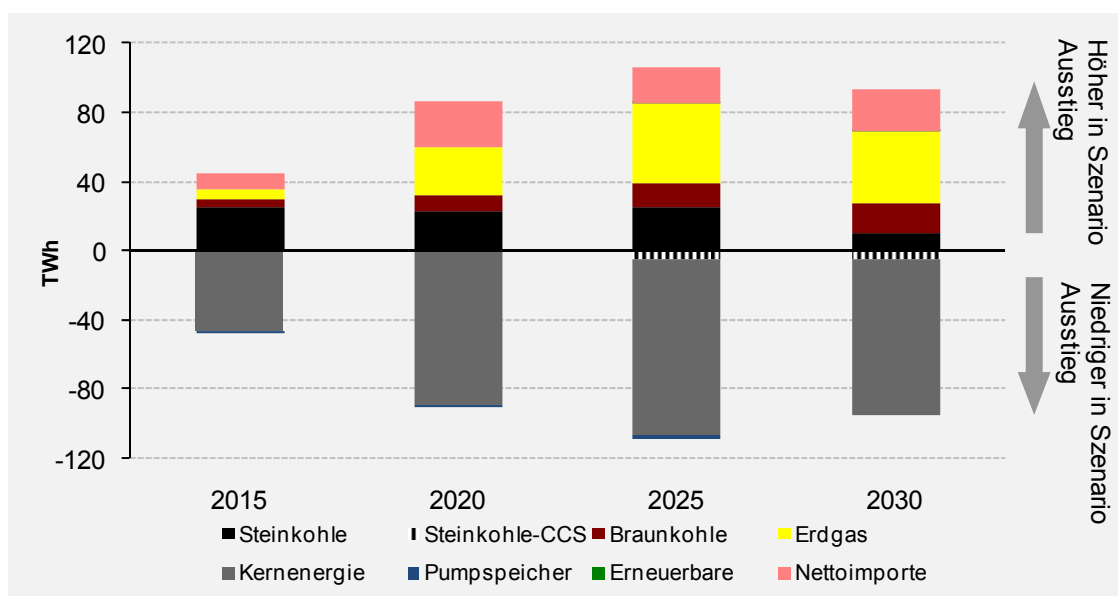
Die verminderte Stromerzeugung aus KKW wird durch drei Effekte kompensiert (Abb. 3.2-2).

- Erstens steigt die Erzeugung aus bestehenden, fossil gefeuerten Kraftwerken. Dies zeigt sich besonders deutlich in der höheren Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken im Szenario Ausstieg (2015: +25,6 TWh; 2020: +22,8 TWh; 2025: +19,9 TWh; 2030: +4,9 TWh gegenüber LZV).
- Zweitens wird infolge verminderter KKW-Kapazität zusätzliche Kraftwerksleistung installiert und betrieben. Dieser Effekt tritt im Szenario Ausstieg vor allem nach 2020 auf. In diesem Zeitraum kommt es gegenüber dem Szenario LZV zu einem verstärkten Gaskapazitätsaufbau und damit verbunden auch zu einer höheren Stromerzeugung aus Gaskraftwerken. Dies ist hauptsächlich durch die aktualisierten Annahmen hinsichtlich des kurzfristigen Kraftwerksaufbaus bedingt. Die kurzfristig zugebauten Gaskraftwerke werden dann auch mittel- und längerfristig ausgelastet, soweit dies aufgrund der Brennstoff- und CO₂-Preis-

relationen wirtschaftlich ist. Im Ausstiegsszenario werden im Jahr 2030 (mit 596 PJ) um rund zwei Drittel mehr Erdgas verstromt als im Szenario LZV (361 PJ).

- Drittens verändert sich der Stromaußenhandelsaldo. So ergeben sich im Szenario Ausstieg im Jahr 2015 geringere Nettostromexporte als im Szenario LZV. Im Jahr 2020 wird Deutschland im Ausstiegsszenario zum Nettoimporteuer, während im Szenario LZV dann noch Strom (netto) exportiert wird. In 2030 ist Deutschland in beiden Szenarien Nettoimporteuer – die Importe fallen jedoch im Ausstiegsszenario höher aus. Die lauffzeitverlängerungsbedingte Änderung des Stromaußenhandels rührt daher, dass die vermehrte inländische Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas mit höheren Grenzerzeugungskosten und inländischen Erzeugerpreisen verbunden ist, woraus marktgetrieben vermehrte Stromimporte und verminderte Stromexporte resultieren. Insgesamt wird die Flussrichtung des Stromaußenhandels (Deutschland bleibt trotz Kernenergieausstieg bis 2015 Nettostromexporteur) in den Szenarien dadurch bestimmt, dass in Europa die Stromnachfrage noch ansteigt, während in Deutschland die Stromnachfrage zurückgeht und das Stromangebot zunimmt – letzteres bedingt durch den unterstellten Ausbau der Erneuerbaren und den Zubau fossil befeuerter Kraftwerkskapazitäten in den kommenden Jahren.³

Abbildung 3.2-2: Differenzen in der Bruttostromerzeugung zwischen den Szenarien Ausstieg und LZV, 2015-2030, in TWh (Nulllinie: Szenario LZV)



Prognos / EWI / GWS 2011

³ Bei den Szenarien handelt es sich um Zielszenarien mit hohen Energieeffizienzsteigerungen. Dies führt zu einer deutlichen Reduktion der Stromnachfrage in Deutschland (siehe auch Abschnitt 4).

Im Jahr 2015 ist der Stromaußenhandelssaldo im Szenario Ausstieg um 9,9 TWh kleiner als im Szenario LZV (Tabelle 3.2-1). Dies ergibt sich vor allem durch sinkende Stromausfuhren (-7,2 TWh), wobei insbesondere die Exporte in Richtung Niederlande, Polen und Schweiz zurückgehen. Gleichzeitig kommt es zu einem Anstieg der Importe um 2,7 TWh.

Im Jahr 2020 ergibt sich im Szenario Ausstieg gegenüber dem Laufzeitverlängerungsszenario eine Verschiebung des Stromaußenhandelssaldos um -26,3 TWh (Verminderung von Exporten und Ausweitung von Importen). Die zusätzlichen Stromeinfuhren werden hauptsächlich durch französische und tschechische Stromproduzenten bereitgestellt.

In den Jahren 2025 (bzw. 2030) ergeben sich als Reaktion auf den vorzeitigen Ausstieg aus der Kernenergienutzung Verschiebungen im Stromaußenhandelssaldo in der Größenordnung von 21 (bzw. 24) TWh. Dabei ist hervorzuheben, dass dies zunehmend durch zusätzliche Importe hervorgerufen wird. Neben den Importen aus Frankreich und der Tschechischen Republik erfolgen diese Einfuhren aus Polen sowie den Niederlanden.

Tabelle 3.2-1: Differenzen von Exporten, Importen und Stromaußenhandelssaldi zwischen den Szenarien Ausstieg und LZV, 2015-2030, in TWh

	2015	2020	2025	2030
Importe	2,7	5,0	11,3	11,0
Exporte	-7,2	-21,3	-9,3	-13,3
Stromaußenhandel	-9,9	-26,3	-20,6	-24,2

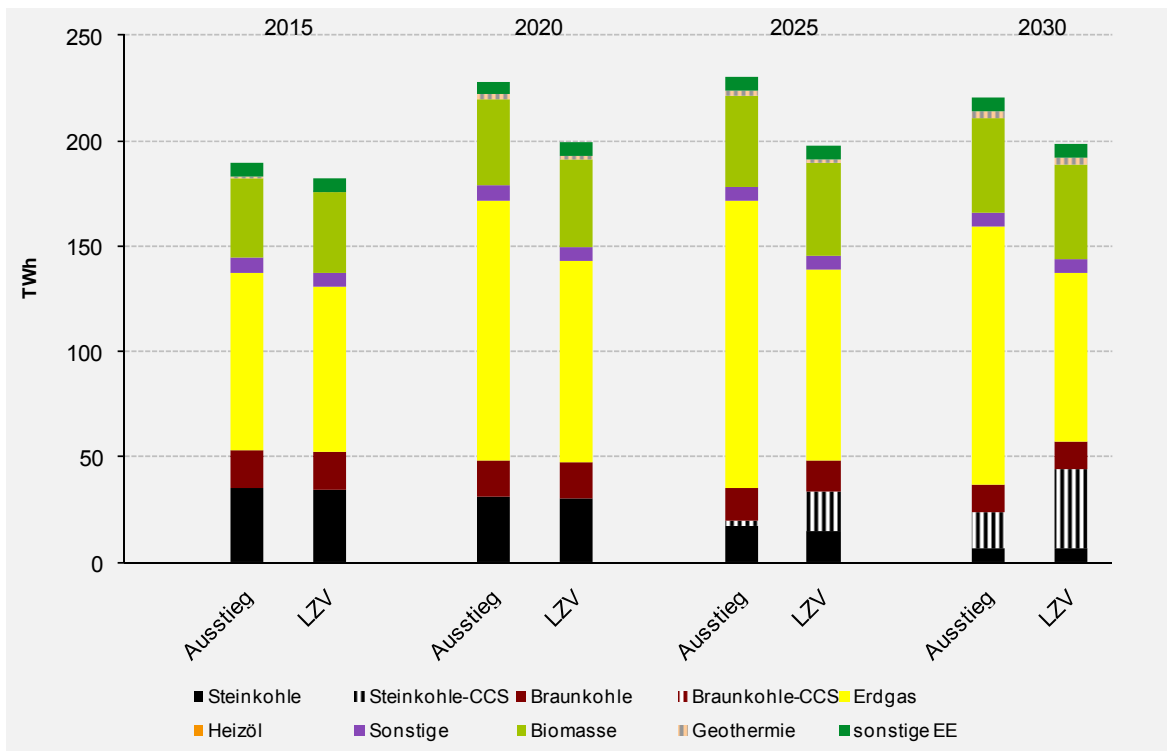
Prognos / EWI / GWS 2011

Anstelle der ausstiegsbedingten und im Rahmen der Szenarien marktgetriebenen Verschiebung des Stromaußenhandels zulasten von Exporten und zugunsten von Importen wäre grundsätzlich auch eine höhere Eigenerzeugung in Deutschland denkbar. Dies würde allerdings einem stärker national ausgerichteten Szenario mit weniger Ausbau grenzüberschreitender Übertragungskapazität entsprechen, in dem die Vollendung des Binnenmarktes gebremst und die Integration der Erneuerbaren in Europa erschwert würden und die Strompreise in Deutschland höher wären.

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme gewinnt in beiden Szenarien im Zeitverlauf an Bedeutung. Die KWK-Wärmeerzeugung ist im Szenario Ausstieg bis 2030 höher als im Szenario LZV (Abbildung 3.2-3). Der Grund dafür ist, dass die Kernenergie sowohl in der Leistung als auch in der Erzeugung teilweise durch den Zubau KWK-fähiger Gaskraftwerke ersetzt wird. Dies führt im Zusammenhang mit den aktualisierten Annahmen hinsichtlich des kurzfristigen Kraftwerkszubaus dazu, dass die KWK-Wärmeerzeu-

ung aus Erdgas insgesamt höher ist als in den Zielszenarien des Hauptberichts.

Abbildung 3.2-3: Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen in den Szenarien Ausstieg und LZV nach Energieträgern, 2015-2030, in TWh



Prognos / EWI / GWS 2011

3.3 Auswirkungen auf den Emissionshandel

Die beschleunigte Stilllegung der Kernkraftwerke im Szenario Ausstieg hat Auswirkungen auf den EU-weiten CO₂-Emissionshandel. Im Vergleich zum Szenario LZV hat der Kernenergieausstieg einen CO₂-Preis treibenden Effekt in der Größenordnung von rund 1 bis 2 EUR₂₀₀₈/t CO₂ (Tabelle 3.3-1). Dieser ergibt sich infolge der höheren Stromerzeugung aus fossil befeuerten Kraftwerken in Deutschland und der damit verbundenen erhöhten Nachfrage nach Emissionszertifikaten.

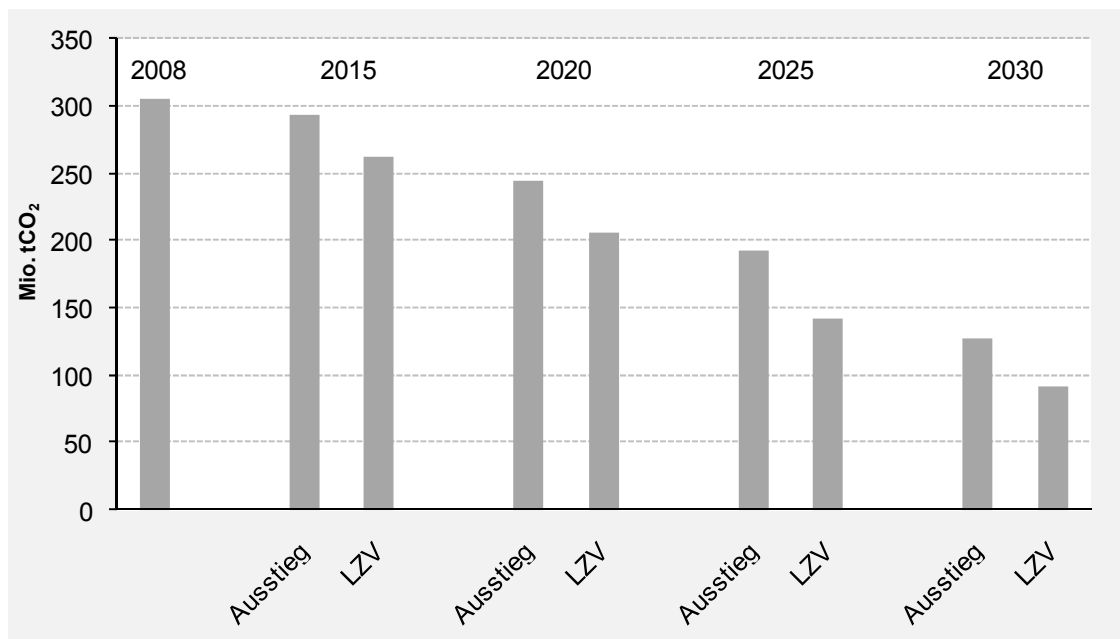
Tabelle 3.3-1: CO₂-Preise in den Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030 in EUR₂₀₀₈/tCO₂

EUR ₂₀₀₈ /tCO ₂	2008	2015	2020	2025	2030
"Ausstieg"	22,0	18,7	23,9	32,2	41,3
"LZV"	22,0	17,5	22,5	30,1	39,5

Prognos/ EW/ GWS 2011

Innerhalb des deutschen Stromsektors ergeben sich im Szenario Ausstieg CO₂-Mehremissionen gegenüber dem Szenario LZV in Höhe von rund 31 Mio t 2015, rund 40 Mio t 2020, rund 50 Mio t 2025 bzw. rund 35 Mio t 2030 (Abbildung 3.3-1). Diese Mehremissionen werden allerdings außerhalb Deutschlands und innerhalb des europäischen Emissionshandelssystems infolge des erhöhten CO₂-Preises durch entsprechend stärkere CO₂-Reduktion an anderer Stelle kompensiert. Es handelt sich im Szenario Ausstieg gegenüber LZV also EU-weit nicht um zusätzliche Emissionen, sondern um eine Emissionsverlagerung.

Abbildung 3.3-1: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in Mio t CO₂



Prognos / EW/ GWS 2011

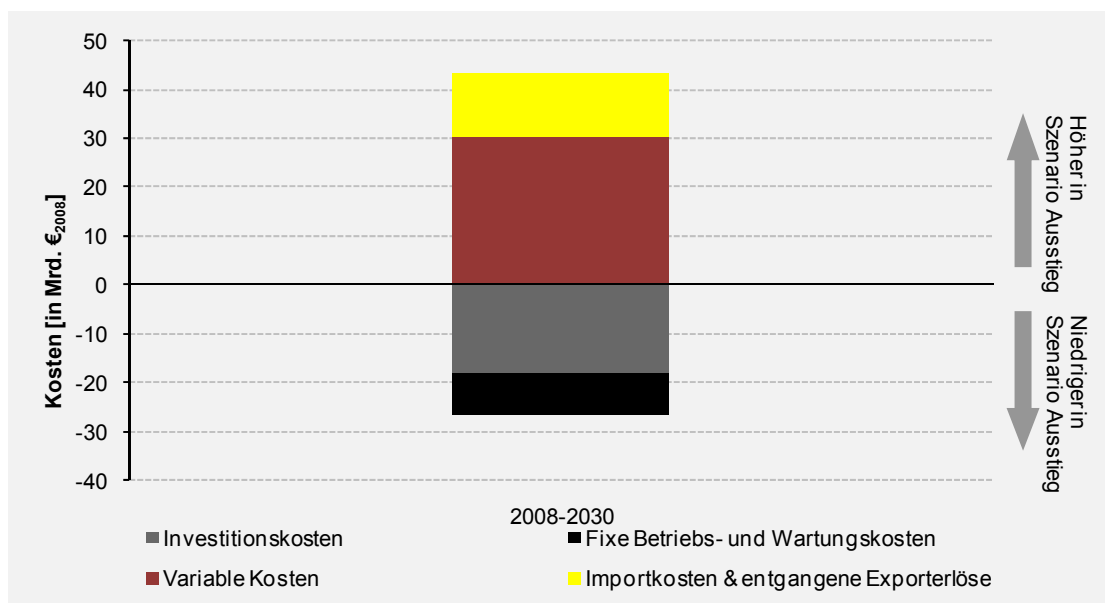
3.4 Auswirkungen auf die Kosten der Stromerzeugung

Ein maßgebliches Kriterium zur Beurteilung der volkswirtschaftlichen Effekte eines vorzeitigen Ausstiegs aus der Kernenergie stellen die sich daraus ergebenden (kumulierten) Mehrkosten der deutschen Stromerzeugung dar. Verglichen mit dem Szenario LZV sind die Kosten der Stromerzeugung im Szenario Ausstieg in Deutschland höher.⁴ Es kommt also zu einer zusätzlichen Mittelbindung in der deutschen Volkswirtschaft.⁵

Kumuliert man die anfallenden Mehrkosten bis zum Jahr 2030, so belaufen sich diese auf knapp 16,4 Mrd EUR₂₀₀₈. Der Barwert dieser kumulierten Mehrkosten der Stromerzeugung beträgt bei einem Zinssatz von 3 % (10 %) ungefähr 10,5 Mrd EUR₂₀₀₈ (4 Mrd EUR₂₀₀₈).

Bei einer detaillierteren Betrachtung der entstehenden Mehrkosten lassen sich gegenläufige Tendenzen für die einzelnen Kostenkategorien feststellen (Abbildung 3.4-1).

Abbildung 3.4-1: Kumulierte Differenzkosten der Stromerzeugung zwischen Szenario Ausstieg und Szenario LZV nach Kostenkategorien, in Mrd EUR₂₀₀₈



Prognos / EWI / GWS 2011

4 Die hier angeführten Mehrkosten beziehen sich auf den konventionellen Kraftwerkspark, die Annahmen zu erneuerbaren Energien sind in den Szenarien Ausstieg und LZV identisch.
 5 Bei allen Stromerzeugungstechnologien verbleiben - auch nach Einhaltung der jeweils zugrunde liegenden Sicherheitsstandards - Risiken, die im Grundsatz als zusätzliche externe Kosten behandelt werden müssten. Eine allgemein anerkannte Methodik und Quantifizierung externer Kosten liegt u.W. nicht vor. Daher werden diese im Weiteren nicht berücksichtigt. Für eine Diskussion externer Kosten vgl. die Forschungsprojekte NEEDS www.needs-project.org und EXTERN-E der Europäischen Kommission (www.externe.info).

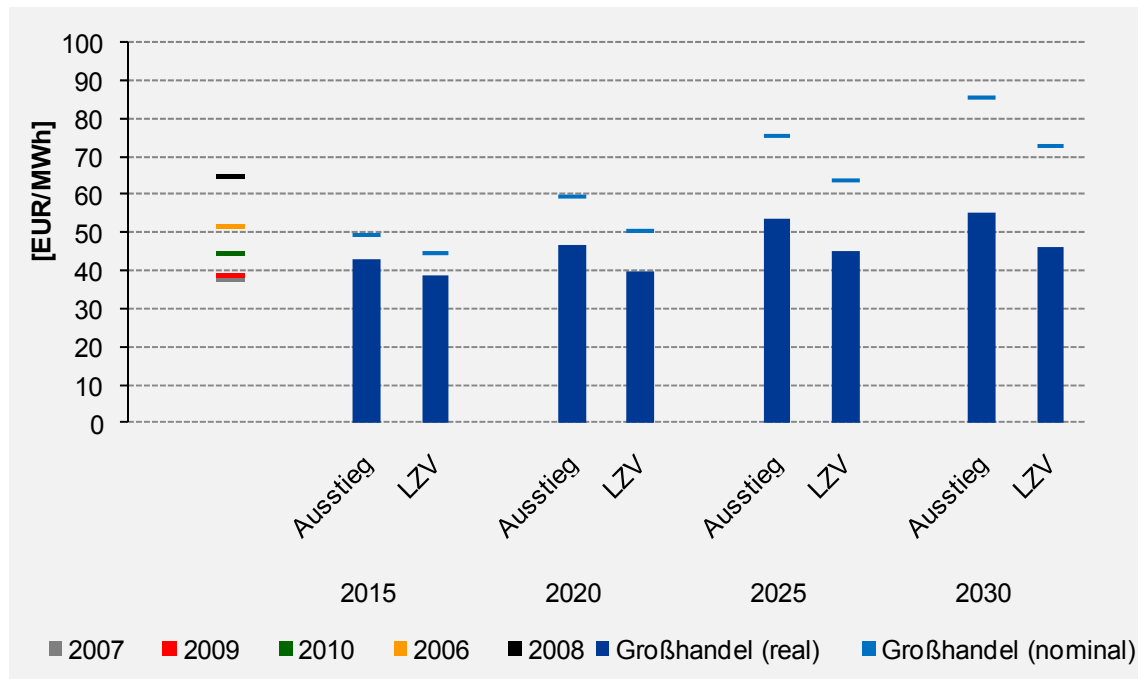
Zum einen kommt es im Szenario Ausstieg im Vergleich zum Szenario LZV zu einer Reduktion der Investitionskosten sowie der fixen Betriebs- und Wartungskosten. Dies spiegelt vermiedene Nachrüstkosten sowie vermiedene Betriebs- und Wartungskosten der Kernkraftwerke wider. Über den Zeitraum bis 2030 summieren sich diese Kostenreduktionen auf einen Betrag von etwa 26,8 Mrd EUR₂₀₀₈.

Zum anderen erhöhen sich durch den vorzeitigen Kernenergieausstieg die variablen Stromerzeugungskosten, einschließlich der Kosten im Zusammenhang mit dem grenzüberschreitenden Stromaustausch. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die stillgelegten KKW durch Kraftwerke mit höheren variablen Erzeugungskosten – Erdgas- und Steinkohlekraftwerke – ersetzt werden. Zudem führt diese Substitution zu einem vermehrten Ausstoß an CO₂-Emissionen in Deutschland, was CO₂-Preis und somit auch Strompreis erhöhend wirkt. Die Veränderungen im Stromaußenhandel ergeben sich dadurch, dass ein Teil der wegfallenden Erzeugung aus KKW durch eine Reduktion der Stromexporte – verbunden mit entgangenen Erlösen in Deutschland – sowie durch erhöhte Importe kompensiert wird (siehe auch Tabelle 3.2-1). In der Summe überwiegen die die Gesamtkosten erhöhenden Effekte (ungefähr 43,2 Mrd EUR₂₀₀₈ bis zum Jahr 2030), so dass im Szenario Ausstieg im Vergleich zum Szenario LZV kumuliert bis zum Jahr 2030 Mehrkosten in Höhe von 16,4 Mrd EUR₂₀₀₈ entstehen.

3.5 Großhandels- und Endverbraucherstrompreise

Ein Ausstieg aus der Kernenergie wirkt Strompreis erhöhend. Abbildung 3.5-1 zeigt die Entwicklung der Großhandelspreise in den Szenarien Ausstieg und LZV. Ferner sind die jahresdurchschnittlichen nominalen Day-Ahead (Base-) Preise der EEX von 2006 bis 2010 dargestellt. Sie spiegeln die hohe Volatilität der internationalen Energiemärkte bzw. Brennstoffpreise wider. Im Jahr 2008 waren die Brennstoffpreise vergleichsweise hoch.

Abbildung 3.5-1: Großhandelspreise in den Szenarien Ausstieg und LZV, real (Preisbasis 2008) und nominal, 2006-2030, in EUR₂₀₀₈/MWh bzw. EUR/MWh, (2006-2010 historische Werte gemäß EEX)



Prognos / EWI / GWS 2011

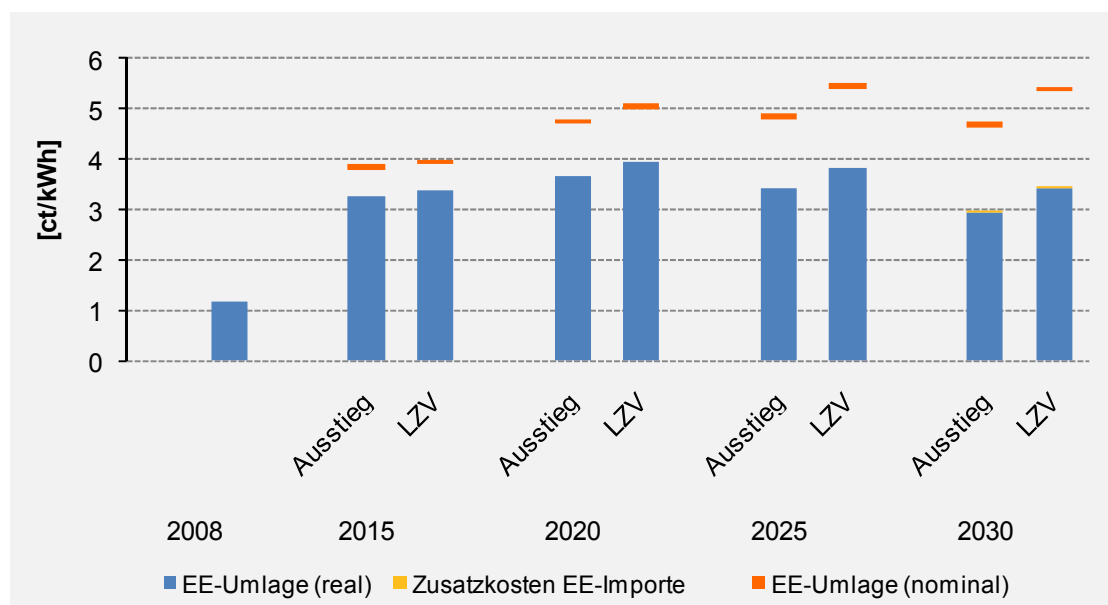
Bis 2030 ergeben sich in beiden Szenarien steigende Erzeugerpreise. Einen Preis treibenden Effekt haben steigende Brennstoff- und CO₂-Preise. Einen dämpfenden Effekt hat der zunehmende Anteil von erneuerbaren Energien im In- und Ausland in Verbindung mit dem unterstellten Netzausbau, der den Ausgleich von fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren in Europa erleichtert.

In der kurzen und mittleren Frist (bis 2020) führen in den Szenarien Stromnachfragereduktion, forcierter Ausbau der Erneuerbaren sowie die vorhandene und derzeit in Bau befindliche Kraftwerksleistung in Deutschland zu einer vergleichsweise komfortablen Kapazitätssituation.⁶ Dies hat gegenüber dem Jahr 2010 einen leicht Strompreis dämpfenden Effekt. Der Großhandelspreis deckt langfristig die Vollkosten des konventionellen Kraftwerksparks, nicht aber die Vollkosten der erneuerbaren Energien. Die über die Großhandelspreise hinausgehenden Zusatzkosten der Erneuerbaren in Deutschland werden in den Szenarien durch Fortschreibung des bestehenden Umlageverfahrens errechnet. Daher ist die Entwicklung der EE-Umlage stark von der Entwicklung der Großhan-

⁶ Dies ist wesentlich durch die getroffenen Szenarienannahmen bedingt: Gedämpfte BIP-Entwicklung, rückläufige Stromnachfrage, starker Ausbau der erneuerbaren Energien.

delspreise abhängig. Abbildung 3.5-2 zeigt die Entwicklung der EE-Umlage sowie die zusätzlichen Kosten pro kWh durch EE-Importe aus dem europäischen Ausland. Die Umlage für die Zusatzkosten der EE-Importe ergibt sich entsprechend der EE-Umlage aus der Differenz von Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien und Großhandelspreisen in Europa.

Abbildung 3.5-2: EE-Umlage inkl. zusätzlicher Kosten für EE-Importe in den Szenarien Ausstieg und LZV, real (Preisbasis 2008) und nominal, 2008-2030, in ct_{2008}/kWh bzw. ct/kWh , (2008 historischer Wert gemäß BMU EE in Zahlen)



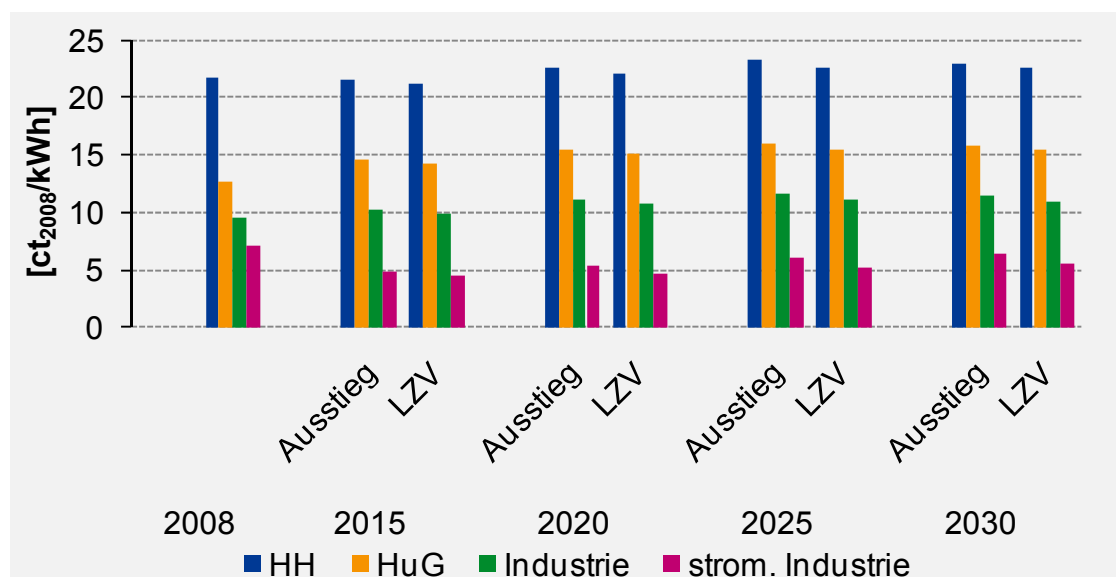
Prognos / EWI / GWS 2011

Die fortgeschriebene Umlage der Zusatzkosten für erneuerbare Energien steigt in den Szenarien zunächst an und fällt nach 2020 ab. Grund für den Verlauf sind zwei gegenläufige Effekte: Die Umlage steigt in den Szenarien zunächst aufgrund des starken EE-Ausbaus, dessen Kosten den Großhandelspreis für Strom deutlich übersteigen. Dann sinken die Stromgestehungskosten der Erneuerbaren annahmegemäß aufgrund von Lerneffekten, und die EE-Umlage steigt aufgrund des zurückgehenden Großhandelspreises. Die Unterschiede der Umlage für Zusatzkosten der Erneuerbaren zwischen den Szenarien „Ausstieg“ und „LZV“ sind auf die unterschiedlichen Großhandelspreise zurückzuführen.

Die Unterschiede in den Endverbraucherpreisen zwischen den einzelnen Jahren sowie zwischen den Szenarien resultieren hauptsächlich aus der Entwicklung der Großhandelspreise sowie der Umlage für die EE-Zusatzkosten in Deutschland und Europa. Aufgrund deren Entwicklungen ergeben sich bis 2025/2030 steigende Endverbraucherpreise. Der Strompreis des stromintensiven Industriekunden wird i. W. durch den Großhandelspreis bestimmt,

da die stromintensive Industrie bei der Umlage von EE-Zusatzkosten unter Ausnahmeregelungen fällt (siehe Abschnitt 2.4.7 des Hauptberichts). Daher wirkt sich eine steigende oder sinkende EE-Umlage nicht auf die Strompreise für die stromintensive Industrie aus. Abbildung 3.5-3 zeigt die Endverbraucherpreise in den Szenarien im Zeitverlauf.

Abbildung 3.5-3: Endverbraucherpreise in den Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in ct₂₀₀₈/kWh (2008 historischer Wert gemäß EUROSTAT, EEX und Amprion)



Prognos / EWI / GWS 2011

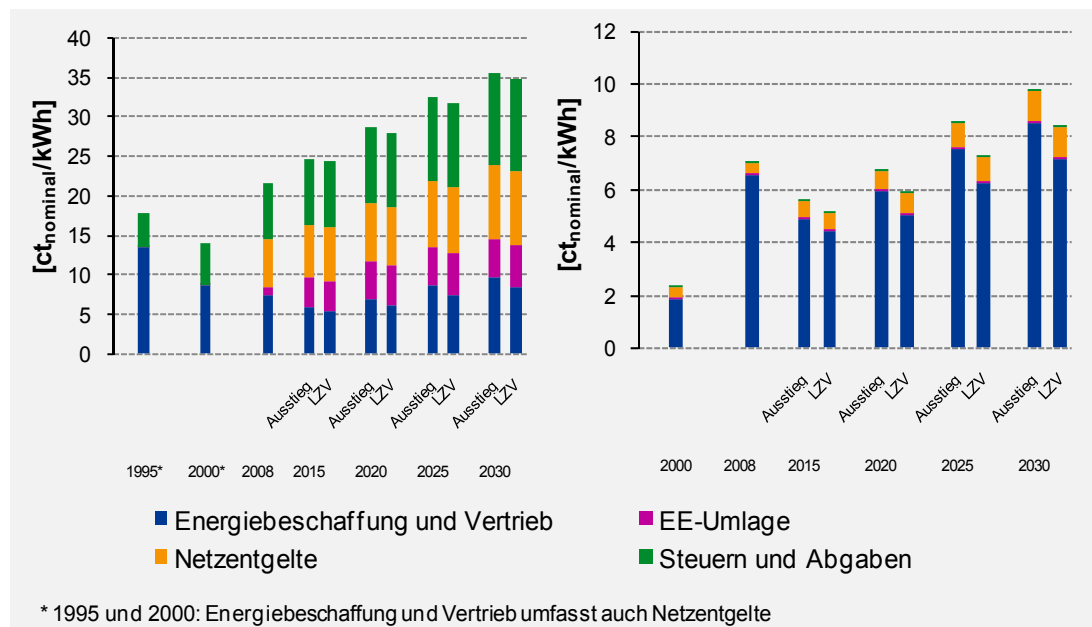
Die vorzeitige Abschaltung von Kernkraftwerken im Szenario „Ausstieg“ wirkt sich am stärksten auf den Endkundenpreis stromintensiver Industriekunden aus, da der Erzeugerpreis den Hauptbestandteil des Industriestrompreises ausmacht. Bei den anderen drei Kundengruppen wird eine Änderung des Großhandelspreises stets von einer gegenläufigen Änderung der EE-Umlage begleitet und dadurch abgeschwächt.⁷ Bei den Endkundenpreisen für Haushaltskunden führt zudem die Mehrwertsteuer als multiplikative Steuer dazu, dass sowohl der Anstieg des Großhandelspreises als auch die Senkung der EE-Umlage verstärkt wird. Da der Anstieg des Großhandelspreises bis 2030 die Senkung der EE-Umlage überwiegt, fällt der Preiseffekt bei den Haushaltskunden größer aus als bei den Kunden des Handels und Gewerbes sowie den kleinen und mittleren Industriekunden.

Weiteren Aufschluss über die Entwicklung der einzelnen Preisbestandteile gibt Abbildungen 3.5-4 für die Haushaltskunden bzw. die

⁷ Dieser Effekt tritt für den stromintensiven Industriekunden nicht auf, da seine EE-Umlage ohnehin durch die Ausnahmeregelung begrenzt ist.

Kunden der stromintensiven Industrie. In beiden Abbildungen sind im Unterschied zu den vorherigen Abbildungen nominale Preise (unter Annahme einer jährlichen Inflationsrate von 2 %) dargestellt. Bei den Haushaltskunden zeigt sich, dass der Anteil der EE-Umlage sowie der sonstigen Steuern und Abgaben und der Netzentgelte im Zeitverlauf zunimmt. Bei den Industriekunden spielen Steuern- und Abgaben auch in der langen Frist annahmegemäß nur eine geringe Rolle.⁸

Abbildung 3.5-4: Nominale Entwicklung der Strompreiskomponenten für Haushalte (links) und energieintensive Industrie (rechts) in den Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in ct/kWh (historische Werte gemäß BDEW, EUROSTAT, EEX und Amprion)

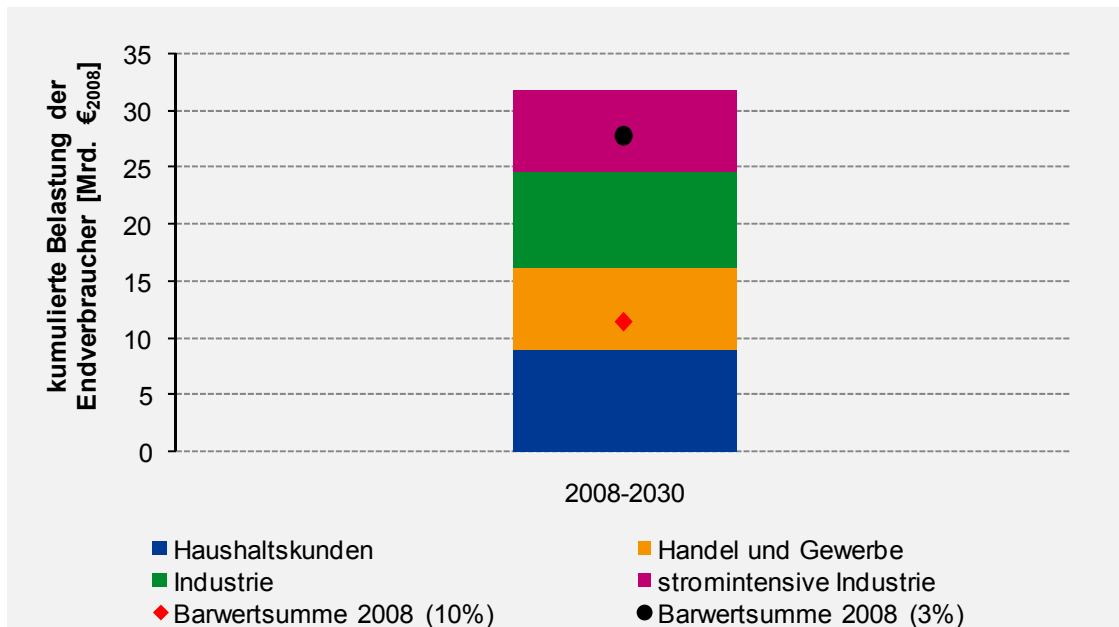


Prognos / EWI / GWS 2011

Im Weiteren wird die Kostenbelastung verschiedener Kundengruppen durch die unterschiedliche Entwicklung der Endkundenpreise betrachtet. Im Szenario Ausstieg ergeben sich vor allem in der kurzen Frist höhere Endverbraucherpreise und daher auch höhere Belastungen als im Szenario LZV. Abbildung 3.5-5 zeigt die Entwicklung der kumulierten Belastung je Kundengruppe bis 2030.

⁸ Steuer- und Abgabensätze sowie die ermäßigte EE-Umlage für die stromintensive Industrie wurden ausgehend vom heutigen Niveau real konstant gehalten.

Abbildung 3.5-5: Kumulierte zusätzliche Ausgaben der Endverbraucher bis 2030 (Szenario Ausstieg gegenüber Szenario LZV) in Mrd. EUR₂₀₀₈



Prognos / EWI / GWS 2011

Die vor allem in der kurzen Frist höheren Strompreise bei einem frühzeitigen Kernenergieausstieg führen bis 2030 zu zusätzlichen kumulierten Kosten in Höhe von 32 Mrd EUR₂₀₀₈ (nicht diskontiert). Der Barwert der zusätzlichen kumulierten Ausgaben beläuft sich bei einem Zinssatz von 3% (10%) auf etwa 27,8 Mrd EUR₂₀₀₈ (11,4 Mrd EUR₂₀₀₈).

4 Endenergieverbrauch

Gegenüber dem Szenario II B vom Sommer 2010, dessen Ergebnisse die Basis für den Endenergieverbrauch der hier betrachteten Szenarien Ausstieg und LZV bilden, ergeben sich Abweichungen im Stromverbrauch der Industrie. Ursache hierfür sind gegenüber dem Szenario II B höhere Strompreise in den aktuellen Szenarien. Im Gegenzug werden zur Prozesswärmeerzeugung mehr Brennstoffe eingesetzt.

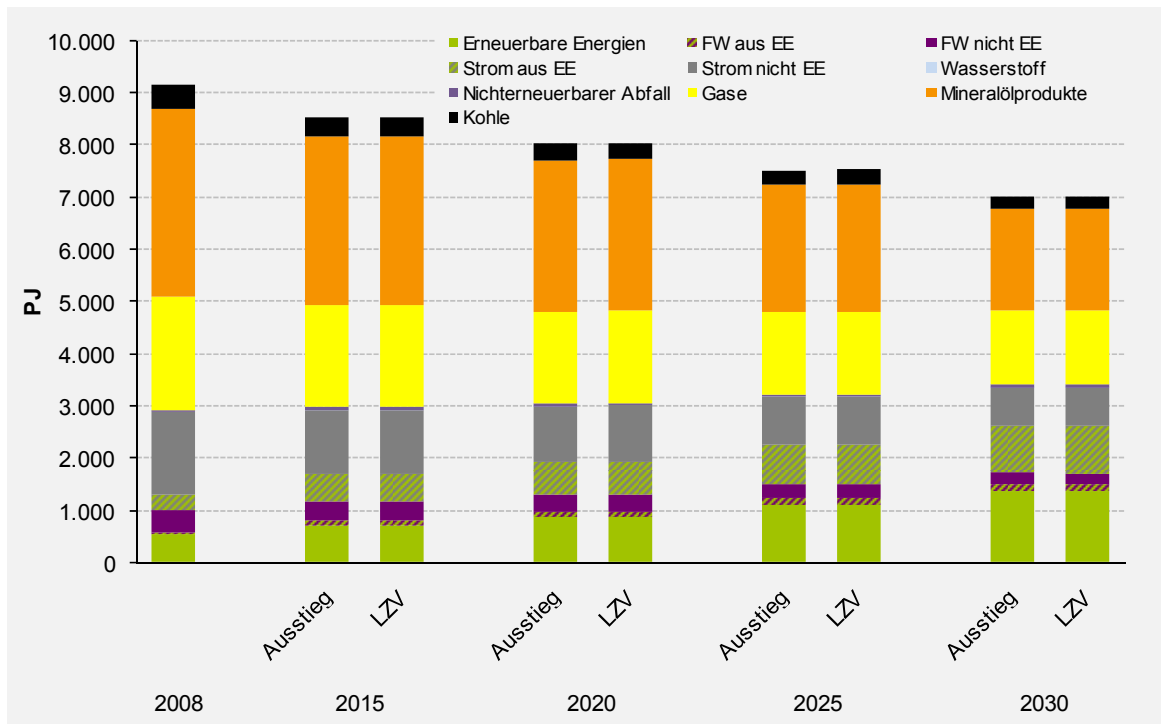
Der Endenergieverbrauch der übrigen Sektoren entspricht dem des Szenarios II B (Tabelle 4-1 und Abbildung 4-1).

Tabelle 4-1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren, Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in PJ

	2008	Szenario Ausstieg					Szenario LZV			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030	
Private Haushalte	2.502,1	2.357,7	2.208,5	2.071,7	1.935,3	2.357,7	2.208,5	2.071,7	1.935,3	
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	1.404,1	1.268,4	1.137,3	1.018,0	922,5	1.269,0	1.138,9	1.021,6	925,9	
Industrie	2.645,4	2.379,2	2.271,1	2.128,7	1.987,1	2.379,7	2.274,1	2.134,7	1.991,5	
Verkehr	2.575,2	2.494,3	2.410,1	2.285,7	2.148,6	2.494,3	2.410,1	2.285,7	2.148,6	
Steinkohle	375,4	290,0	270,5	234,5	199,3	289,7	269,3	232,6	196,2	
Braunkohle	82,5	61,8	55,1	45,3	36,8	61,8	54,9	45,1	36,7	
Mineralölprodukte	3.593,0	3.242,8	2.907,4	2.449,7	1.953,9	3.241,6	2.904,0	2.447,1	1.951,3	
Heizöl leicht	962,2	804,3	665,9	511,9	368,9	803,8	664,4	510,7	367,7	
Heizöl schwer	71,8	52,9	50,7	39,6	29,0	52,3	49,2	38,4	27,8	
Benzin aus Mineralöl	869,4	635,6	479,0	373,1	280,2	635,6	479,0	373,1	280,2	
Diesel aus Mineralöl	1.215,5	1.272,4	1.226,8	1.035,6	811,2	1.272,4	1.226,8	1.035,6	811,2	
Flugtreibstoff	381,3	393,4	384,1	375,1	363,6	393,4	384,1	375,1	363,6	
übrige Mineralölprodukte	92,7	84,4	101,0	114,4	101,1	84,2	100,6	114,2	100,8	
Gase	2.173,8	1.946,0	1.760,2	1.567,0	1.407,8	1.945,9	1.760,1	1.573,3	1.413,6	
Erdgas, übrige Naturgase	2.079,3	1.866,3	1.688,2	1.504,4	1.352,8	1.866,5	1.688,6	1.511,1	1.358,9	
übrige Gase	94,5	79,6	71,9	62,6	55,0	79,5	71,5	62,2	54,7	
Nichtererneuerbarer Abfall	39,0	48,2	51,3	52,8	53,9	47,6	50,8	52,3	53,5	
Strom	1.885,6	1.766,7	1.706,0	1.675,1	1.639,9	1.773,7	1.719,4	1.686,6	1.651,4	
darunter aus Erneuerbaren Energien ¹⁾	303,0	528,4	653,4	759,6	908,8	526,9	652,3	755,7	909,6	
Fernwärme	462,0	447,6	414,3	377,8	341,4	446,4	412,8	376,2	339,9	
darunter aus Erneuerbaren Energien	43,4	98,0	109,2	117,3	125,0	98,0	113,8	120,2	127,2	
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	
Erneuerbare Energien	515,5	696,4	862,2	1.101,9	1.360,5	694,0	860,2	1.100,2	1.358,8	
Biomassen	493,9	635,0	755,4	935,8	1.138,3	632,6	753,4	934,2	1.136,7	
Biomassen fest	326,3	413,5	459,2	504,0	538,5	411,6	457,6	502,6	537,1	
Biokraftstoffe	138,4	179,6	243,1	367,2	524,2	179,6	243,1	367,2	524,2	
Biogas	29,3	41,9	53,0	64,7	75,6	41,4	52,6	64,3	75,3	
Solarthermie	13,8	35,1	63,6	100,8	137,2	35,1	63,6	100,8	137,2	
Umweltwärme	7,8	26,3	43,3	65,3	85,0	26,2	43,3	65,2	85,0	
Endenergieverbrauch insgesamt	9.126,7	8.499,6	8.027,0	7.504,1	6.993,5	8.500,7	8.031,5	7.513,7	7.001,3	
Anteil Erneuerbare Energien am EEV	5,6%	8,2%	10,7%	14,7%	19,5%	8,2%	10,7%	14,6%	19,4%	
Ern. Energien inkl. Anteile Strom u. Fernw.	861,9	1.322,7	1.624,8	1.978,8	2.394,3	1.318,9	1.626,2	1.976,1	2.395,6	
Anteil EE inkl. Strom / FW am EEV	9,4%	15,6%	20,2%	26,4%	34,2%	15,5%	20,2%	26,3%	34,2%	
Bruttoendenergieverbrauch	9.409,7	8.747,7	8.246,6	7.699,2	7.157,9	8.745,3	8.246,7	7.700,1	7.160,1	
Anteil Erneuerb. Energien am BEEV	9,5%	15,8%	20,6%	26,8%	33,8%	15,8%	20,6%	26,8%	33,8%	

Prognos / EWI / GWS 2011 1) berechnet als Quote aus Produktion und Import

Abbildung 4-1: Endenergieverbrauch nach Energieträgern, Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in PJ



Prognos / EWI / GWS 2011

Bei der Interpretation der Entwicklung des Endenergieverbrauchs ist zu berücksichtigen, dass es sich bei beiden untersuchten Szenarien um Zielszenarien mit hohen Effizienzsteigerungen handelt. Dadurch gehen der Endenergieverbrauch insgesamt sowie der Einsatz von fossilen Brennstoffen, Kraftstoffen und Strom im Betrachtungszeitraum deutlich zurück. Verstärkt genutzt werden dagegen erneuerbare Energieträger.

5 Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch verringert sich zwischen 2008 und 2020 (2030) im Szenario Ausstieg um 19 % (34 %), im Szenario LZV um 16 % (31 %).

Unterschiede zwischen den Szenarien Ausstieg und LZV ergeben sich durch die unterschiedliche Nutzung der Kernkraft. Die frühere Abschaltung von Kernkraftwerken im Szenario Ausstieg führt zu einem dort geringeren Einsatz von Kernenergie, der durch eine höhere Verstromung von Steinkohle, Erdgas und Braunkohle sowie durch niedrigere Nettostromexporte bzw. höhere Nettostromimporte teilweise ausgeglichen wird (Tabelle 5-1).

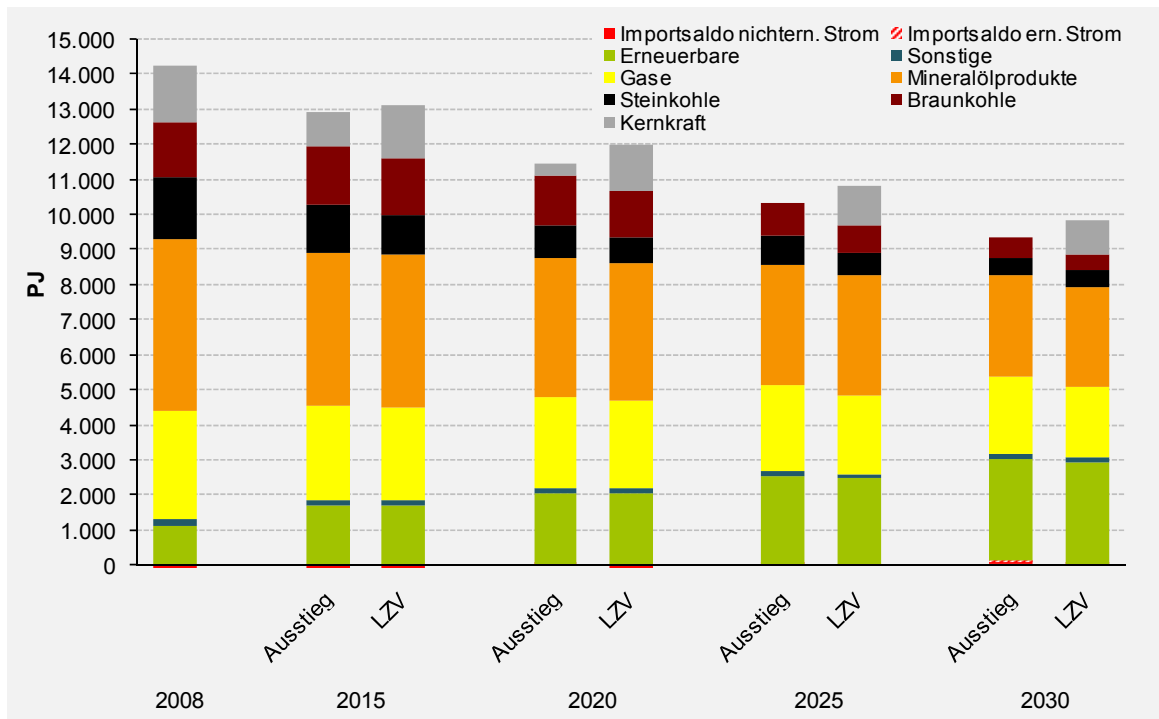
Dass der Primärenergieverbrauch im Szenario Ausstieg durchweg niedriger ausfällt als im Szenario LZV, hat im Wesentlichen drei Gründe:

- Der Nutzungsgrad der im Szenario Ausstieg verstärkt eingesetzten Kohle- und Gaskraftwerke ist höher als derjenige von Kernkraftwerken. Für dieselbe erzeugte Strommenge wird deshalb weniger Primärenergie benötigt, wenn Kernkraftstrom durch Strom aus Kohle- oder Gaskraftwerken ersetzt wird.
- Der höhere Stromimport (bzw. der niedrigere Stromexport) geht mit dem Faktor 1 in den Primärenergieverbrauch ein. Würde die importierte Strommenge in Kernkraftwerken im Inland erzeugt, wäre der entsprechende Primärenergieverbrauch um den Faktor 3 höher, weil Kernkraftwerke einen definitiven Nutzungsgrad von 33 % aufweisen.
- Im Szenario Ausstieg liegen die Strompreise höher als im Szenario LZV. Dadurch fallen der Stromverbrauch und der zur Stromerzeugung notwendige Energieträgereinsatz niedriger aus.

Tabelle 5-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in PJ, Anteile in %

	2008	Szenario Ausstieg					Szenario LZV			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030	
Absolutwerte in PJ										
Kernenergie	1.623,0	1.021,0	342,0	0,0	0,0	1.527,6	1.316,5	1.116,6	978,9	
Steinkohle	1.800,0	1.365,3	939,3	814,2	503,9	1.104,8	712,8	632,6	476,0	
Braunkohle	1.554,0	1.654,3	1.413,4	960,1	587,2	1.612,3	1.317,0	821,1	438,4	
Mineralöle	4.877,0	4.361,6	3.963,1	3.420,4	2.850,8	4.360,6	3.961,9	3.418,8	2.848,6	
Gase	3.070,0	2.695,8	2.614,3	2.489,3	2.249,5	2.667,0	2.484,2	2.230,5	2.009,5	
Nichtererneuerbare Abfälle	201,0	127,0	123,7	127,7	129,2	126,7	124,5	127,1	128,8	
Importsaldo Strom (+ = Nettoimport)	-81,0	-98,4	1,1	65,1	158,4	-134,2	-93,4	-9,2	71,1	
darunter: ern. Strom (+ = Nettoimport)	0,0	0,0	0,0	0,0	64,7	0,0	0,0	0,0	64,7	
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	
Erneuerbare Energien	1.147,0	1.733,4	2.064,8	2.486,4	2.881,7	1.732,2	2.081,0	2.498,4	2.892,4	
Windkraft	146,2	263,0	364,9	432,7	507,1	263,0	364,9	432,7	507,1	
Wasserkraft	73,1	68,4	72,0	86,4	86,4	68,4	72,0	86,4	86,4	
Fotovoltaik	15,8	94,2	115,2	129,6	149,0	94,2	115,2	129,6	149,0	
Biomassen	888,0	1.227,4	1.361,0	1.606,3	1.831,6	1.226,2	1.376,3	1.617,6	1.841,7	
feste Biomasse	398,0	603,3	661,6	733,0	786,5	601,9	667,8	737,5	790,4	
Biokraftstoffe	220,0	238,4	303,7	434,2	591,2	238,5	304,1	434,4	591,5	
gasförmige Biomasse	140,0	290,0	296,6	329,5	344,4	290,2	305,5	336,0	350,4	
ern. Abfälle, Deponiegas	130,0	95,7	99,0	109,6	109,5	95,7	99,0	109,6	109,5	
Geothermie	1,4	19,0	44,9	65,4	85,4	19,1	45,7	66,0	86,1	
Solarthermie	14,7	35,1	63,6	100,8	137,2	35,1	63,6	100,8	137,2	
Umweltwärme	8,3	26,3	43,3	65,3	85,0	26,2	43,3	65,2	85,0	
nachrichtl.: Ern. Energ. inkl. Stromimport	1.147,0	1.733,4	2.064,8	2.486,4	2.946,4	1.732,2	2.081,0	2.498,4	2.957,1	
nachrichtlich: fossile Energieträger	11.301,0	10.077,0	8.930,1	7.684,0	6.191,3	9.744,7	8.475,8	7.103,1	5.772,6	
Primärenergieverbrauch insgesamt	14.191,5	12.860,1	11.461,8	10.363,4	9.360,7	12.997,1	11.904,4	10.836,0	9.843,8	
Struktur in %										
Kernenergie	11,4	7,9	3,0	0,0	0,0	11,8	11,1	10,3	9,9	
Steinkohle	12,7	10,6	8,2	7,9	5,4	8,5	6,0	5,8	4,8	
Braunkohle	11,0	12,9	12,3	9,3	6,3	12,4	11,1	7,6	4,5	
Mineralöle	34,4	33,9	34,6	33,0	30,5	33,6	33,3	31,6	28,9	
Gase	21,6	21,0	22,8	24,0	24,0	20,5	20,9	20,6	20,4	
Nichtererneuerbare Abfälle	1,4	1,0	1,1	1,2	1,4	1,0	1,0	1,2	1,3	
Importsaldo Strom (+ = Nettoimport)	-0,6	-0,8	0,0	0,6	1,7	-1,0	-0,8	-0,1	0,7	
darunter: ern. Strom (+ = Nettoimport)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,7	
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Erneuerbare Energien	8,1	13,5	18,0	24,0	30,8	13,3	17,5	23,1	29,4	
Windkraft	1,0	2,0	3,2	4,2	5,4	2,0	3,1	4,0	5,2	
Wasserkraft	0,5	0,5	0,6	0,8	0,9	0,5	0,6	0,8	0,9	
Fotovoltaik	0,1	0,7	1,0	1,3	1,6	0,7	1,0	1,2	1,5	
Biomassen	6,3	9,5	11,9	15,5	19,6	9,4	11,6	14,9	18,7	
feste Biomasse	2,8	4,7	5,8	7,1	8,4	4,6	5,6	6,8	8,0	
Biokraftstoffe	1,6	1,9	2,6	4,2	6,3	1,8	2,6	4,0	6,0	
gasförmige Biomasse	1,0	2,3	2,6	3,2	3,7	2,2	2,6	3,1	3,6	
ern. Abfälle, Deponiegas	0,9	0,7	0,9	1,1	1,2	0,7	0,8	1,0	1,1	
Geothermie	0,0	0,1	0,4	0,6	0,9	0,1	0,4	0,6	0,9	
Solarthermie	0,1	0,3	0,6	1,0	1,5	0,3	0,5	0,9	1,4	
Umweltwärme	0,1	0,2	0,4	0,6	0,9	0,2	0,4	0,6	0,9	
nachrichtl.: Ern. Energ. inkl. Stromimport	8,1	13,5	18,0	24,0	31,5	13,3	17,5	23,1	30,0	
nachrichtlich: fossile Energieträger	79,6	78,4	77,9	74,1	66,1	75,0	71,2	65,6	58,6	

Abbildung 5-1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in PJ



Prognos / EWI / GWS 2011

Die unterschiedliche Struktur des Brennstoffeinsatzes zur Stromerzeugung zeigt sich in den Energieimporten:

- Zählt man die Kernenergie zu den heimischen Energieträgern, liegen die Energieimporte im Szenario LZV durchweg – um bis zu knapp 9 % im Jahr 2025 – niedriger als im Szenario Ausstieg, was auf die hier vermehrte Einfuhr von Steinkohle und Erdgas sowie einen verringerten Nettostromexport bzw. einen höheren Nettostromimport zurückzuführen ist (Tabelle 5-2).
- Rechnet man die Kernenergie zu den Energieimporten, steht dem im Vergleich zum Szenario LZV niedrigeren Import von Kernbrennstoff im Szenario Ausstieg der Mehrimport von Steinkohle, Erdgas und Strom (netto) gegenüber. Insgesamt ist der Import von Energieträgern bei dieser Betrachtungsweise im Szenario Ausstieg um bis zu 10 % (2030) geringer als im Szenario LZV (Tabelle 5-3).⁹

⁹ Zur Frage der Versorgungssicherheit bei fossilen Energieträgern siehe Abschnitt 6.1 im Hauptbericht.

Tabelle 5-2: Nettoimporte nach Energieträgern, Szenarien Ausstieg und LZV, Kernenergie als heimischer Energieträger betrachtet, 2008-2030, in PJ, Anteile in %

	2008	Szenario Ausstieg				Szenario LZV			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
Absolutwerte in PJ									
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	1.281,0	1.115,3	939,3	814,2	503,9	854,8	712,8	632,6	476,0
Braunkohle	-23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mineralöle	4.746,0	4.261,6	3.888,1	3.370,4	2.825,8	4.260,6	3.886,9	3.368,8	2.823,6
Gase	2.568,0	2.285,8	2.254,3	2.179,3	2.039,5	2.257,0	2.124,2	1.920,5	1.799,5
Erneuerbare Energien (Biomassen)	0,0	0,0	0,0	0,0	131,7	0,0	0,0	0,0	141,8
Strom (positive Werte bedeuten Importe)	-81,0	-98,4	1,1	65,1	158,4	-134,2	-93,4	-9,2	71,1
nachrichtlich: Strom aus ern. Quellen	0,0	0,0	0,0	0,0	64,7	0,0	0,0	0,0	64,7
Nettoimporte insgesamt	8.491,0	7.564,3	7.082,8	6.429,1	5.659,2	7.238,2	6.630,4	5.912,8	5.312,0
Nettoimporte / Primärenergieverbrauch	59,8%	58,8%	61,8%	62,0%	60,5%	55,7%	55,7%	54,6%	54,0%
Struktur in %									
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	15,1	14,7	13,3	12,7	8,9	11,8	10,7	10,7	9,0
Braunkohle	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mineralöle	55,9	56,3	54,9	52,4	49,9	58,9	58,6	57,0	53,2
Gase	30,2	30,2	31,8	33,9	36,0	31,2	32,0	32,5	33,9
Erneuerbare Energien (Biomassen)	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	2,7
Strom (positive Werte bedeuten Importe)	-1,0	-1,3	0,0	1,0	2,8	-1,9	-1,4	-0,2	1,3
nachrichtlich: Strom aus ern. Quellen	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	1,2

Prognos / EWI / GWS 2011

Tabelle 5-3: Nettoimporte nach Energieträgern, Szenarien Ausstieg und LZV, Kernenergie als importierter Energieträger betrachtet, 2008-2030, in PJ, Anteile in %

	2008	Szenario Ausstieg				Szenario LZV			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
Absolutwerte in PJ									
Kernenergie	1.623,0	1.021,0	342,0	0,0	0,0	1.527,6	1.316,5	1.116,6	978,9
Steinkohle	1.281,0	1.115,3	939,3	814,2	503,9	854,8	712,8	632,6	476,0
Braunkohle	-23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mineralöle	4.746,0	4.261,6	3.888,1	3.370,4	2.825,8	4.260,6	3.886,9	3.368,8	2.823,6
Gase	2.568,0	2.285,8	2.254,3	2.179,3	2.039,5	2.257,0	2.124,2	1.920,5	1.799,5
Erneuerbare Energien (Biomassen)	0,0	0,0	0,0	0,0	131,7	0,0	0,0	0,0	141,8
Strom (positive Werte bedeuten Importe)	-81,0	-98,4	1,1	65,1	158,4	-134,2	-93,4	-9,2	71,1
nachrichtlich: Strom aus ern. Quellen	0,0	0,0	0,0	0,0	64,7	0,0	0,0	0,0	64,7
Nettoimporte insgesamt	10.114,0	8.585,3	7.424,8	6.429,1	5.659,2	8.765,8	7.946,9	7.029,4	6.290,9
Nettoimporte / Primärenergieverbrauch	71,3%	66,8%	64,8%	62,0%	60,5%	67,4%	66,8%	64,9%	63,9%
Struktur in %									
Kernenergie	16,0	11,9	4,6	0,0	0,0	17,4	16,6	15,9	15,6
Steinkohle	12,7	13,0	12,7	12,7	8,9	9,8	9,0	9,0	7,6
Braunkohle	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mineralöle	46,9	49,6	52,4	52,4	49,9	48,6	48,9	47,9	44,9
Gase	25,4	26,6	30,4	33,9	36,0	25,7	26,7	27,3	28,6
Erneuerbare Energien (Biomassen)	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	2,3
Strom (positive Werte bedeuten Importe)	-0,8	-1,1	0,0	1,0	2,8	-1,5	-1,2	-0,1	1,1
nachrichtlich: Strom aus ern. Quellen	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	1,0

Prognos / EWI / GWS 2011

6 Energiebedingte Treibhausgasemissionen

Die energiebedingten Treibhausgasemissionen verringern sich zwischen 1990 und 2020 im Szenario Ausstieg um 40,1 %, im Szenario LZV um 43,9 %.¹⁰ Der schwächere Rückgang im Szenario Ausstieg ist auf die gegenüber Szenario LZV verstärkte Nutzung fossiler Energieträger in der Verstromung zurückzuführen. Die größte Differenz zwischen den Szenarien tritt im Jahr 2025 mit 46 Mio t CO₂ auf. (Tabelle 6-1 und Abbildung 6-1).

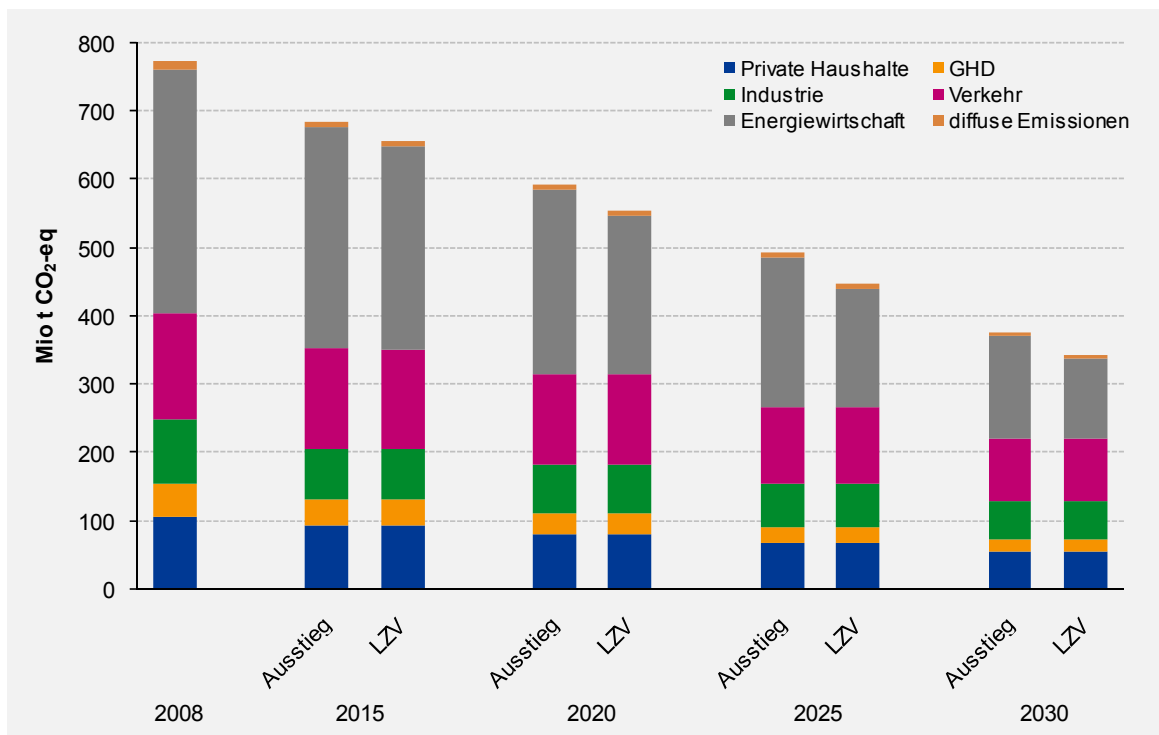
Tabelle 6-1: Energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren und Gasen, Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in Mio t CO₂-Äquivalenten

			Szenario Ausstieg				Szenario LZV			
	1990	2008	2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
Verbrennungsbedingte THG nach Sektor										
Private Haushalte	131	105	92	80	67	55	92	80	67	55
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	89	48	39	31	24	18	39	31	24	18
Industrie	156	96	75	71	63	56	74	71	63	56
Verkehr	165	153	146	132	113	91	146	132	113	91
Energiewirtschaft	420	357	324	270	218	151	296	233	172	118
Energiebedingte Treibhausgase										
Verbrennungsbedingte THG insgesamt	960	760	675	584	485	370	647	547	440	338
Diffuse Emissionen	29	13	10	9	8	6	9	8	7	6
Energiebedingte THG nach Gas										
Kohlendioxid (CO ₂)	950	752	668	578	480	367	640	541	435	334
Methan (CH ₄)	33	14	11	10	9	8	11	10	8	7
Lachgas (N ₂ O)	8	6	5	4	4	3	5	4	3	2
Energiebedingte THG insgesamt										
Veränderung gegenüber 1990 in %	990	773	685	593	493	377	656	555	447	344
		-21,9	-30,8	-40,1	-50,2	-61,9	-33,7	-43,9	-54,9	-65,3
Verbrennungsbed. THG nach Sektor in %										
Private Haushalte	13,7	13,9	13,6	13,7	13,8	14,8	14,2	14,6	15,2	16,2
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	9,2	6,3	5,8	5,2	4,9	4,8	6,0	5,6	5,4	5,4
Industrie	16,3	12,6	11,1	12,2	13,1	15,2	11,5	13,0	14,4	16,6
Verkehr	17,1	20,2	21,6	22,6	23,3	24,4	22,5	24,2	25,7	26,8
Energiewirtschaft	43,7	47,0	48,0	46,2	44,9	40,7	45,7	42,6	39,2	35,0

Prognos / EWI / GWS 2011

¹⁰ Die THG-Reduktion um 40% bis 2020 ist eine Zielvorgabe für die Szenarien im Hauptbericht. Zur Umsetzung wurden u.a. ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien sowie deutliche Effizienzsteigerungen auch im Strombereich unterstellt.

Abbildung 6-1: Energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Sektoren, Szenarien Ausstieg und LZV, 2008-2030, in Mio t CO₂-Äquivalenten



Prognos / EWI / GWS 2011

7 Gesamtwirtschaftliche Konsequenzen

Mit dem energie- und umweltökonomischen Modell PANTA RHEI wird untersucht, welche gesamtwirtschaftlichen Konsequenzen der Ausstieg aus der Kernenergie im Vergleich zur bisher gültigen Laufzeitverlängerung in Deutschland hat. Dazu werden die in Abschnitt 3 beschriebenen Primärimpulse, die einzelwirtschaftlich aus dem Strommarktmodell abgeleitet worden sind, in das gesamtwirtschaftliche Modell eingestellt, in dem sie zu unterschiedlichen Zweitrundeneffekten und Anpassungsreaktionen führen.

7.1 Direkte Wirkungen des Ausstiegs

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie werden im Vergleich des Szenarios Ausstieg mit dem Szenario LZV sichtbar. Treiber der gesamtwirtschaftlichen Effekte sind Unterschiede bei den Strompreisen nach verschiedenen Verbrauchergruppen, Unterschiede beim Nettostromimport sowie bei der heimischen Stromproduktion und unterschiedliche Investitionspfade des Stromsektors, einmal in Form der Nachrüstkosten bei den KKW und zum anderen in Form geänderter Investitionen in den fossilen Kraftwerkspark. Diese Unterschiede basieren ausschließlich auf den in Kapitel 3 dargestellten Ergebnissen.

Bei den Strompreisen treten die größten Unterschiede in den Jahren 2025 und 2030 auf. Im Szenario Ausstieg liegen die Strompreise für die energieintensive Industrie sowie der Großhandelspreis um etwa 9 EUR/MWh höher als im Szenario LZV. Im Jahr 2015 beträgt die Differenz 4 EUR/MWh und im Jahr 2020 fast 7 EUR/MWh. Für die übrigen Verbrauchergruppen führt der Rückgang der EE-Umlage dazu, dass die Effekte deutlich kleiner ausfallen. In den Jahren 2025 und 2030 liegen die Strompreisdifferenzen in einer Größenordnung von etwa 5 EUR/MWh. Im Jahr 2015 macht die Differenz etwa 3 EUR/MWh und im Jahr 2020 gut 4 EUR/MWh aus (vgl. Abschnitt 3.5).

Im Szenario Ausstieg sind die Nettostromexporte im Jahr 2015 um etwa 10 TWh niedriger als in Szenario LZV. Im Jahr 2020 liegt die Differenz bei 26 TWh. Sie schwankt in den Jahren 2025 und 2030 zwischen 21 und 24 TWh. Für die ökonomische Analyse ist der mit dem Großhandelspreis multiplizierte Wert dieser Stromaußenhandelsdifferenz entscheidend. Er liegt im Jahr 2015 bei 0,27 Mrd EUR und steigt dann über 1,05 Mrd EUR im Jahr 2020 und 1,09 Mrd EUR im Jahr 2025 auf ein Maximum von 1,51 Mrd EUR im Jahr 2030 (vgl. Tabelle 3.2-1).

Im Szenario Ausstieg finden gegenüber dem Szenario LZV weniger Nachrüstungen statt. Ferner sind die spezifischen Nachrüstkosten für KKW im Szenario Ausstieg geringer als im Szenario LZV. Der Ausstieg führt zugleich im fossilen Kraftwerkspark zu einer vor allem zeitlichen Verlagerung von Investitionen. In der Summe führt beides im Jahr 2015 zu deutlich niedrigeren Investitionen, während im Jahr 2020 der vorgezogene Neubau fossiler Kraftwerke einen zusätzlichen Investitionsimpuls bedeutet. In den Jahren 2025 und 2030 ist diese Investitionsdifferenz gering (Abschnitt 3.1).

7.2 Gesamtwirtschaftliche Effekte

Die beschriebenen Primärimpulse werden in das gesamtwirtschaftliche Modell als direkte Effekte in der oben beschriebenen Höhe eingestellt und lösen im Szenario Ausstieg im Vergleich zu Szenario LZV zusätzlich indirekte Wirkungen aus. Alle übrigen Modellzusammenhänge und Vorgaben bleiben unverändert, so dass alle Änderungen der gesamtwirtschaftlichen Größen auf die unterschiedlichen Szenarioeinstellungen zurückzuführen sind.

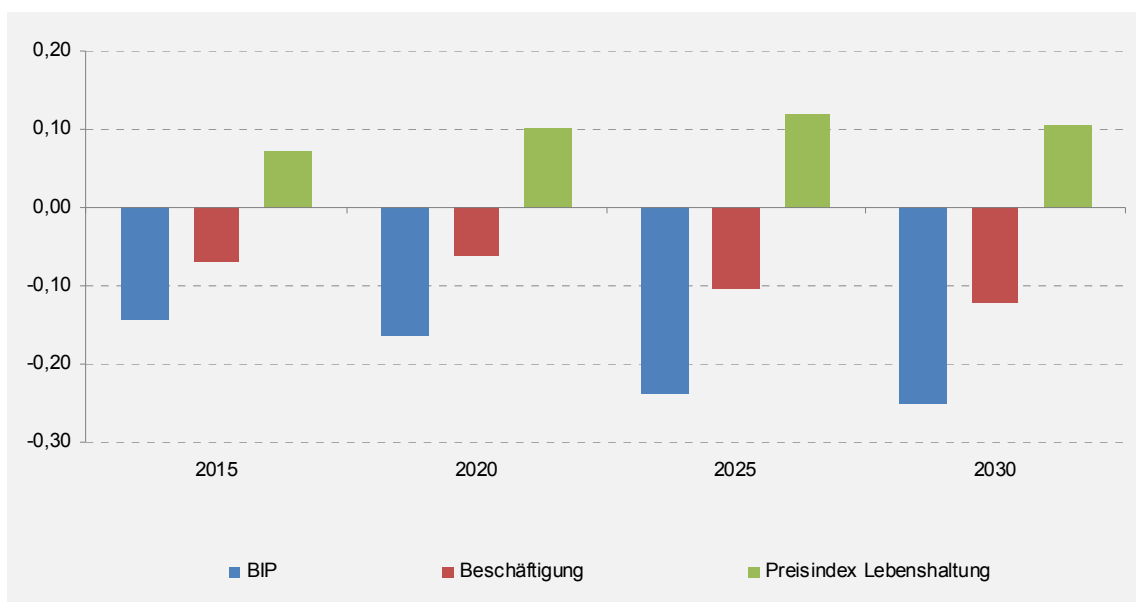
Es gelten dabei unter sonst gleichen Bedingungen die folgenden Zusammenhänge:

1. Höhere Strompreise führen zu negativen gesamtwirtschaftlichen Effekten.
2. Höhere Nettostromimporte bzw. reduzierte Nettostromexporte ersetzen inländische Wertschöpfung durch ausländische und führen zu negativen gesamtwirtschaftlichen Effekten.
3. Eine höhere Stromproduktion in fossilen Kraftwerken führt mit Ausnahme der heimisch geförderten Braunkohle zu vermehrten Importen fossiler Energieträger. Dem stehen etwas niedrigere Uranimporte gegenüber. Höhere Steinkohle- und Erdgasmengen werden vollständig importiert. Zugleich müssen deutsche Kraftwerksbetreiber zusätzliche Emissionsberechtigungen aus dem EU-Ausland erwerben. Die Preise der CO₂-Zertifikate steigen EU-weit.
4. Höhere Investitionen der Stromwirtschaft haben unmittelbar positive gesamtwirtschaftliche Effekte, müssen aber dauerhaft über höhere Abschreibungen finanziert werden.

Im Jahr 2015 führt jeder der vier aufgeführten Effekte zu negativen gesamtwirtschaftlichen Konsequenzen: Die Strompreise sind im

Szenario Ausstieg höher als im Szenario LZV, Deutschland muss mehr Strom sowie fossile Energieträger, in erster Linie Steinkohle, für die inländische Stromerzeugung importieren (bzw. kann weniger Strom netto exportieren) und die Investitionen der Stromwirtschaft sind leicht niedriger. Entsprechend sind mit Ausnahme des Staatskonsums alle Komponenten des Bruttoinlandsprodukts (BIP) negativ betroffen. Das BIP liegt im Szenario Ausstieg um 3,4 Mrd EUR oder 0,1% niedriger als im Szenario LZV. Die Preise für Konsum, Produktion und Importe liegen im Jahr 2015 durch den Ausstieg etwas höher (Abbildung 7-1 und Tabelle 7-1).

Abbildung 7-1: Abweichung von BIP, Beschäftigung und Preisindex der Lebenshaltung im Szenario Ausstieg im Vergleich zum Szenario LZV, 2015-2030, in %



Prognos / EWI / GWS 2011

Während der Investitionsimpuls durch höhere Investitionen in fossile Kraftwerke im Jahr 2020 leicht positiv ist, wirken die übrigen Effekte im Vergleich zum Jahr 2015 verstärkt negativ. Vor allem der private Konsum und die Importe entwickeln sich durch den Ausstieg im Jahr 2020 ungünstiger als im Szenario LZV. Der positive Investitionsimpuls führt aber dazu, dass der BIP-Verlust mit 4,0 Mrd EUR nur leicht stärker ausfällt als im Jahr 2015.

In den Jahren 2025 und 2030 spielt der Investitionseffekt fast keine Rolle mehr. Dafür schlagen sich die höheren Strompreise und die höheren Nettostromimporte sowie die zusätzlichen Importe fossiler Energieträger negativ auf das BIP nieder, das durch den Ausstieg im Jahr 2025 um 6,1 Mrd EUR und im Jahr 2030 um 6,7 Mrd EUR oder 0,25% niedriger ist als im Szenario LZV. Der Preisindex der Lebenshaltung liegt in den Jahren 2025 und 2030 um 0,16 bzw. 0,15 Prozentpunkte höher als im Szenario LZV.

Tabelle 7-1: Abweichung ausgewählter gesamtwirtschaftlicher Größen im Szenario Ausstieg im Vergleich zum Szenario LZV, 2015-2030, absolut in angegebenen Einheiten und in %

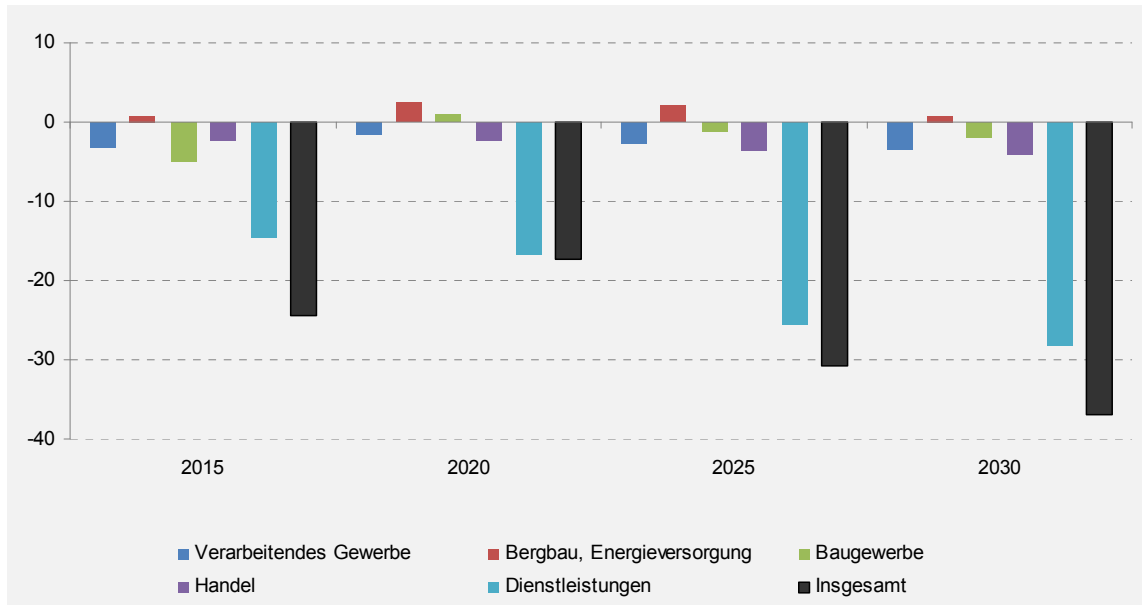
Szenario Ausstieg im Vergleich zu Szenario LZV	Absolutwerte				Abweichungen in %			
	2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
Komponenten des preisbereinigten BIP	Abweichungen in Mrd EUR							
Bruttoinlandsprodukt	-3,4	-4,0	-6,1	-6,7	-0,1	-0,2	-0,2	-0,3
Privater Konsum	-1,3	-2,0	-2,9	-3,2	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2
Staatskonsum	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ausrüstungen	-1,1	0,1	-0,6	-0,9	-0,5	0,0	-0,2	-0,3
Bauten	-0,7	0,2	-0,1	-0,2	-0,4	0,1	-0,1	-0,1
Exporte	-0,3	-0,5	-0,6	-0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Importe	-0,2	1,8	1,8	1,7	0,1	0,1	0,1	0,0
Preisindizes	Abw. in Prozentpunkten							
Privater Konsum	0,09	0,13	0,16	0,15	0,07	0,10	0,12	0,11
Produktion	0,09	0,11	0,13	0,11	0,08	0,09	0,10	0,08
Importe	0,08	0,23	0,36	0,38	0,08	0,22	0,32	0,33
Arbeitsmarkt	Abw. in 1000							
Erwerbstätige	-26,6	-23,4	-38,7	-44,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Beschäftigte	-23,6	-20,5	-34,0	-39,3	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Erwerbslose	16,8	14,8	24,4	27,9	0,5	0,6	1,1	1,5

Prognos / EWI / GWS 2011

Änderungen beim BIP schlagen sich abgeschwächt auch in den Beschäftigtenzahlen nieder. Im Jahr 2015 liegt die Beschäftigung beim Ausstieg um fast 24 Tsd Personen niedriger als im Szenario LZV. Im Jahr 2020 macht der Unterschied wegen der leicht positiven Investitionen gut 20 Tsd Beschäftigte aus. In den Jahren 2025 und 2030 erreichen die Beschäftigungseffekte etwa 34 bzw. 39 Tsd Personen. Die mit Abstand größten Beschäftigungseffekte verzeichnet der Dienstleistungsbereich, der auch die Gesamtzahlen dominiert (Abbildung 7-2). Wegen der großen Zahl der im Dienstleistungssektor Beschäftigten führen auch vergleichsweise kleine prozentuale Abweichungen in diesem Bereich zu relativ hohen absoluten Differenzen. Die Abweichungen in der stromintensiven Industrie fallen zwar prozentual stärker aus. Wegen der in der Industrie kleineren Zahl der Beschäftigten resultieren daraus aber absolut geringere Abweichungen.

Änderungen der Zahl der Arbeitnehmer (Beschäftigte) übertragen sich nicht eins zu eins auf die Erwerbslosigkeit. Bei den Erwerbstätigen, die neben den Arbeitnehmern auch die Selbständigen umfassen, fallen die Effekte mit maximal 44 Tsd Personen im Jahr 2030 etwas höher aus als bei den Beschäftigten.

Abbildung 7-2: Abweichung der Beschäftigung im Szenario Ausstieg im Vergleich zum Szenario LZV, 2015-2030, in 1.000



Prognos / EWI / GWS 2011

7.3 Einordnung der Ergebnisse

Die dargestellten leicht negativen Wirkungen des beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie im Vergleich zur Laufzeitverlängerung in den Jahren 2015 bis 2030 werden von steigenden Strompreisen, vor allem für die stromintensive Industrie, der Verlagerung von Stromproduktion ins Ausland und vermehrten Importen fossiler Energieträger zur Stromerzeugung im Inland bestimmt. Eine vor allem zeitliche Verlagerung von Investitionen der Stromwirtschaft verstärkt diese Effekte im Jahr 2015 und dämpft sie im Jahr 2020 etwas ab.

Die dargestellten Ergebnisse stellen isoliert die Effekte eines beschleunigten Ausstiegs dar. Sie sind nicht mit den Wirkungen einer umfassenden Energiewende in Deutschland gleichzusetzen. Der Hauptbericht verdeutlicht, dass nachfrageseitige Maßnahmen etwa bei der Gebäudesanierung im Zeitverlauf positive wie negative gesamtwirtschaftliche Wirkungen haben können, die hier nicht betrachtet worden sind. Die Ergebnisse des EWI-Strommarktmodells erfassen die Effekte einer EU-weit marktgetriebenen Reaktion auf das vorzeitige Abschalten der KKW in Deutschland. Es sind mit Blick auf die politische Diskussion auch andere Entwicklungen denkbar wie ein verstärkter Ausbau inländischer Kraftwerkskapazitäten, die im Vergleich zu den Modelllösungen suboptimal, d.h. weniger kostengünstig wären, und die zu einer anderen zeitlichen

Verteilung und zu einer anderen Höhe der gesamtwirtschaftlichen Effekte führen würden. Ein stärker national ausgerichtetes Szenario wäre mit höheren Strompreisen in Deutschland verbunden (vgl. Abschnitt 3.2).

Vor diesem Hintergrund sind die Strompreiseffekte als Untergrenze der möglichen Entwicklungen zu sehen. Der beschleunigte Ausstieg führt für die stromintensive Industrie im Jahr 2025 zu einem um etwa 9 EUR/MWh oder fast 20 % höheren Strompreis. Umgerechnet in Stromkosten beträgt die Mehrbelastung für die stromintensive Industrie in diesem Jahr knapp 620 Mio EUR. Für die Industrie insgesamt liegt die Stromkostensteigerung im Jahr 2025 in einer Größenordnung von 1,3 Mrd EUR. Für die anderen Stromnachfrager spielt der Strompreisanstieg von maximal 5 EUR/MWh nur eine untergeordnete Rolle (vgl. Abschnitt 3.5).

Der Stromkostenanstieg kann für den Betrieb einzelner stromintensiver Anlagen gravierende Konsequenzen haben; für die deutsche Industrie insgesamt ist dieser Effekt für sich allein betrachtet gering. Stromintensive Wertschöpfungsketten sind vor allem langfristig und durch die Kumulation verschiedener Kosteneffekte bedroht. Als Stichworte sind hier neben bestehenden Abgaben und Umlagen ein gegenüber den beiden Szenarien weiter beschleunigter und kostenintensiver Ausbau der erneuerbaren Energien, die Verschärfung der EU-Klimaschutzziele sowie ein verstärkter Netzausbau zu nennen, die im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet werden. Allerdings sind stromintensive Anlagen von entsprechenden Kostenbelastungen derzeit teilweise ausgenommen. Belastbare verallgemeinernde Aussagen sind deshalb nicht möglich.

Wesentlich für die langfristige Wettbewerbssituation stromintensiver Unternehmen in Deutschland ist weniger das Strompreisniveau absolut, als vielmehr die Entwicklung im Vergleich zu internationalen Wettbewerbern und die Zuverlässigkeit der Stromversorgung. Ein Teil des für Deutschland berechneten Strompreisanstiegs wird bei leicht höheren CO₂-Preisen durch das EU-ETS auch für Unternehmen in anderen EU-Staaten wirksam.

Die gesamtwirtschaftlichen Konsequenzen der Abschaltung von Kernkraftwerken lassen sich ausschließlich aus dem Vergleich der Szenarien Ausstieg und LZV ableiten. Da die wirtschaftliche Entwicklung im Zeitverlauf durch eine Vielzahl von Einflussfaktoren bestimmt wird, lässt die Gegenüberstellung gesamtwirtschaftlicher Indikatoren für unterschiedliche Zeitpunkte keine Rückschlüsse auf deren Ursachen zu. Deshalb werden die gesamtwirtschaftlichen Ergebnisse nicht mit den Zahlen des Jahres 2008 verglichen.

ANHANG

- Tabelle A1: Strombilanz, 2008-2030, in TWh
- Tabelle A2: Bruttostromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern, 2008-2030, in GW
- Tabelle A3: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern, 2008-2030, in TWh
- Tabelle A4: Jahresvolllaststunden nach Energieträgern, 2008-2030
- Tabelle A5: Brennstoffeinsatz der Stromerzeugung nach Energieträgern, 2008-2030, in PJ
- Tabelle A6: Fernwärmebilanz 2008-2030, in PJ
- Tabelle A7: Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen nach Energieträgern, 2008-2030, in TWh
- Tabelle A8: Brennstoffeinsatz der KWK-Wärmeerzeugung nach Energieträgern, 2008-2030, in EUR/MWh
- Tabelle A9: Strompreise (real), 2008-2030, in EUR/MWh
- Tabelle A10: Strompreise (nominal), 2008-2030, in EUR/MWh
- Tabelle A11: Primärenergieäquivalente der erneuerbaren Energiequellen zur Wärme-, Strom und Kraftstoffversorgung nach Energieträgern, 2008-2030, in PJ
- Tabelle A12: Gesamtwirtschaftliche Ergebnisse, 2008-2030

Tabelle A1: Strombilanz, 2008-2030, in TWh

	2008	Szenario Ausstieg					Szenario LZV			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030	
Endenergieverbrauch Strom	523,8	490,8	473,9	465,3	455,5	492,7	477,6	468,5	458,7	
Private Haushalte	139,4	135,3	131,3	125,4	118,3	135,3	131,3	125,4	118,3	
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	134,2	130,5	125,7	121,7	120,3	130,5	125,7	121,7	120,3	
Industrie	233,6	206,1	195,0	192,6	184,8	208,0	198,7	195,8	188,0	
Verkehr	16,6	18,8	22,0	25,6	32,2	18,8	22,0	25,6	32,2	
Verbrauch im Umwandlungsbereich	52,2	47,7	41,3	35,5	27,9	46,7	40,0	33,1	26,4	
Kraftwerkseigenverbrauch	38,3	34,5	28,8	24,0	17,4	33,5	27,6	21,6	15,9	
übrige Umwandlung	13,9	13,2	12,4	11,4	10,5	13,2	12,4	11,4	10,5	
Leitungsverluste	30,1	24,7	23,2	22,0	20,9	24,7	23,2	22,0	20,9	
Speicherstromverbrauch	7,9	8,7	9,3	11,3	10,5	10,4	10,6	14,2	10,3	
Bruttostromverbrauch	614,0	571,8	547,7	534,1	514,9	574,5	551,4	537,9	516,4	
Importsaldo (+ bedeutet Nettoimport)	-22,5	-27,3	0,3	18,1	44,0	-37,3	-26,0	-2,5	19,7	
darunter: ern. Strom (+ = Nettoimport)	0,0	0,0	0,0	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	18,0	
Bruttostromerzeugung	636,5	599,2	547,3	516,0	470,9	611,8	577,4	540,4	496,6	
darunter: Private Haushalte	0,0	0,1	0,6	1,7	2,3	0,1	0,6	1,7	2,3	

Prognos / EWI / GWS 2011

Tabelle A2: Bruttostromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern, 2008-2030, in GW

	2008 ¹⁾	Szenario Ausstieg				Szenario LZV			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
Bruttoleistung, Absolutwerte in GW									
Kernkraft 2)	21,4	12,7	4,3	0,0	0,0	19,0	16,4	14,1	12,7
Steinkohle	30,7	30,0	25,7	18,5	8,3	24,5	20,4	18,9	9,9
CCS	0,0	0,0	0,0	0,2	1,4	0,0	0,0	1,4	2,9
Braunkohle	22,4	23,1	21,5	16,0	12,0	23,1	21,5	16,0	12,0
CCS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	25,7	21,3	30,1	43,2	49,0	20,6	23,4	29,0	36,2
Heizöl	6,7	0,7	0,6	0,4	0,4	0,7	0,6	0,4	0,4
Pumpspeicher 3)	7,5	7,5	7,7	7,7	7,7	7,5	7,7	7,7	7,7
andere Brennstoffe 4)	3,2	1,4	1,5	1,8	2,0	1,4	1,5	1,8	2,0
Erneuerbare Energien	40,5	78,8	90,3	99,9	110,3	78,8	90,3	99,9	110,3
Lauf und Speicherwasser	5,2	5,2	5,2	5,4	5,4	5,2	5,2	5,4	5,4
Wind onshore	23,9	33,6	34,0	35,8	35,8	33,6	34,0	35,8	35,8
Wind offshore	0,0	3,0	9,4	12,0	16,7	3,0	9,4	12,0	16,7
Biomasse	4,0	6,1	6,5	7,2	7,2	6,1	6,5	7,2	7,2
Photovoltaik	6,0	29,1	33,3	37,5	43,1	29,1	33,3	37,5	43,1
Geothermie	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,1	0,1	0,2	0,3
andere erneuerbare Brennstoffe 5)	1,4	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,7	1,8	1,8
Insgesamt	158,1	175,5	181,9	187,6	189,7	175,6	181,9	187,9	191,2
Bruttoleistung, Struktur in %									
Kernkraft 2)	13,5	7,2	2,3	0,0	0,0	10,8	9,0	7,5	6,7
Steinkohle	19,4	17,1	14,1	9,9	4,4	13,9	11,2	10,1	5,2
CCS	0,0	0,0	0,0	0,1	0,7	0,0	0,0	0,8	1,5
Braunkohle	14,2	13,2	11,8	8,6	6,3	13,2	11,8	8,5	6,3
CCS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	16,2	12,1	16,6	23,0	25,8	11,7	12,9	15,4	18,9
Heizöl	4,3	0,4	0,4	0,2	0,2	0,4	0,4	0,2	0,2
Pumpspeicher 3)	4,8	4,3	4,3	4,1	4,1	4,3	4,3	4,1	4,0
andere Brennstoffe 4)	2,0	0,8	0,9	1,0	1,1	0,8	0,9	1,0	1,1
Erneuerbare Energien	25,6	44,9	49,7	53,2	58,1	44,9	49,6	53,2	57,7
Lauf und Speicherwasser	3,3	3,0	2,9	2,9	2,9	3,0	2,9	2,9	2,8
Wind onshore	15,1	19,2	18,7	19,1	18,8	19,2	18,7	19,0	18,7
Wind offshore	0,0	1,7	5,2	6,4	8,8	1,7	5,2	6,4	8,7
Biomasse	2,5	3,5	3,6	3,8	3,8	3,5	3,6	3,8	3,7
Photovoltaik	3,8	16,6	18,3	20,0	22,7	16,6	18,3	20,0	22,5
Geothermie	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,0	0,1	0,1	0,2
andere erneuerbare Brennstoffe 5)	0,9	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	0,9

1) Basierend auf BDEW Kraftwerksstatistik bzw. BMU EE in Zahlen

2) ohne Mülheim-Kärlich (1302 MW)

3) inklusive Vianden (Luxemburg)

4) Müll, Grubengas und sonstige nicht-EE nach der Definition der AGEB

5) biogener Müll, Klär- und Deponiegas

Tabelle A3: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern, 2008-2030, in TWh

	2008 ¹⁾	Szenario Ausstieg				Szenario LZV			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
Bruttostromerzeugung, Absolutwerte in TWh									
Kernkraft 2)	148,8	93,6	31,3	0,0	0,0	140,0	120,7	102,4	89,7
Steinkohle	124,6	99,2	61,1	52,5	25,4	73,6	38,3	32,6	20,5
CCS	0,0	0,0	0,0	1,1	5,6	0,0	0,0	6,0	10,8
Braunkohle	150,6	163,2	142,0	98,9	61,8	159,2	132,1	84,4	45,0
CCS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	86,7	68,1	97,9	112,9	104,4	62,6	70,2	67,3	62,2
Heizöl	9,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher 3)	6,2	6,3	6,7	8,1	7,6	7,5	7,6	10,3	7,4
andere Brennstoffe 4)	18,0	7,9	9,0	10,6	11,7	7,9	9,0	10,6	11,7
Erneuerbare Energien	92,3	160,7	198,7	231,3	257,7	160,7	198,7	231,3	257,7
Lauf- und Speicherwasser	20,3	19,0	20,0	24,0	24,0	19,0	20,0	24,0	24,0
Wind onshore	40,4	63,9	69,4	75,8	77,4	63,9	69,4	75,8	77,4
Wind offshore	0,0	9,1	32,0	44,4	63,5	9,1	32,0	44,4	63,5
Biomasse 5)	27,2	35,6	37,9	42,5	42,5	35,6	37,9	42,5	42,5
Photovoltaik	4,4	26,2	32,0	36,0	41,4	26,2	32,0	36,0	41,4
Geothermie	0,0	0,4	0,9	1,7	2,0	0,4	0,9	1,7	2,0
andere erneuerbare Brennstoffe 6) 7)	0,0	6,5	6,5	6,9	7,0	6,5	6,5	6,9	7,0
Insgesamt	636,5	599,0	546,7	514,4	468,6	611,6	576,7	538,8	494,3
Bruttostromerzeugung, Struktur in %									
Kernkraft 2)	23,4	15,6	5,7	0,0	0,0	22,9	20,9	19,0	18,2
Steinkohle	19,6	16,6	11,2	10,2	5,4	12,0	6,6	6,0	4,1
CCS	0,0	0,0	0,0	0,2	1,2	0,0	0,0	1,1	2,2
Braunkohle	23,7	27,2	26,0	19,2	13,2	26,0	22,9	15,7	9,1
CCS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	13,6	11,4	17,9	22,0	22,3	10,2	12,2	12,5	12,6
Heizöl	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher 3)	1,0	1,0	1,2	1,6	1,6	1,2	1,3	1,9	1,5
andere Brennstoffe 4)	2,8	1,3	1,6	2,1	2,5	1,3	1,6	2,0	2,4
Erneuerbare Energien	14,5	26,8	36,3	45,0	55,0	26,3	34,5	42,9	52,1
Lauf- und Speicherwasser	3,2	3,2	3,7	4,7	5,1	3,1	3,5	4,5	4,9
Wind onshore	6,3	10,7	12,7	14,7	16,5	10,5	12,0	14,1	15,7
Wind offshore	0,0	1,5	5,9	8,6	13,5	1,5	5,6	8,2	12,8
Biomasse 5)	4,3	5,9	6,9	8,3	9,1	5,8	6,6	7,9	8,6
Photovoltaik	0,7	4,4	5,9	7,0	8,8	4,3	5,5	6,7	8,4
Geothermie	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,1	0,2	0,3	0,4
andere erneuerbare Brennstoffe 6) 7)	0,0	1,1	1,2	1,3	1,5	1,1	1,1	1,3	1,4

1) basierend auf AGEb und BMU EE in Zahlen

2) ohne Mülheim-Kärlich (1302 MW)

3) inklusive Vianden (Luxemburg)

4) Müll, Grubengas und sonstige nicht-EE nach der Definition der AGEb

5) In 2008 wird biogener Müll zur Biomasse hinzugerechnet

6) biogener Müll, Klär- und Deponiegas

7) In 2008 werden Klär- und Deponiegas als nicht-erneuerbare Brennstoffe berücksichtigt

Tabelle A4: Jahresvolllaststunden nach Energieträgern, 2008-2030

	2008	Szenario Ausstieg				Szenario LZV			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
Durchschnittliche Jahresvolllaststunden 1)									
Kernkraft 2)	6.953	7.386	7.374	0	0	7.386	7.345	7.267	7.040
Steinkohle	4.547	3.422	2.477	2.966	3.656	3.135	2.006	2.022	3.171
CCS	0	0	0	7.133	7.134	0	0	7.223	7.084
Braunkohle	6.814	7.151	6.692	6.264	5.265	6.980	6.233	5.355	3.858
CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Erdgas	3.375	3.353	3.289	2.663	2.154	3.194	3.039	2.369	1.732
Heizöl	1.382	121	0	0	0	84	1	0	0
Pumpspeicher	826	768	789	992	932	929	907	1.267	917
Lauf und Speicherwasser	3.908	3.624	3.814	4.445	4.422	3.624	3.814	4.444	4.422
Wind onshore 3)	1.690	1.900	2.040	2.120	2.164	1.900	2.040	2.120	2.164
Wind offshore	0	3.033	3.400	3.700	3.800	3.033	3.400	3.700	3.800
Biomasse 4)	5.846	5.397	5.416	5.514	5.514	5.397	5.416	5.514	5.514
Photovoltaik	739	900	960	960	960	900	960	960	960
Geothermie	5.500	6.818	6.818	6.818	6.818	6.818	6.818	6.818	6.818

1) inklusive Auslastung durch KWK-Wärmeauskopplung außer bei Geothermie und Biomasse

2) ohne Mülheim-Kärlich (1302 MW)

3) inklusive Windabschaltung, vgl. Hauptbericht S. 126.

4) enthält biogenen Müll und Klär- und Deponiegas

Prognos / EWI / GWS 2011

Tabelle A5: Brennstoffeinsatz der Stromerzeugung nach Energieträgern, 2008-2030, in PJ

	Szenario Ausstieg					Szenario LZV			
	2008*	2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
Brennstoffeinsatz der Stromerzeugung (bzw. primärenergetische Bewertung nach Energiebilanz), PJ									
Kernkraft 1)	1623,0	1021,0	342,0	0,0	0,0	1527,6	1316,5	1116,6	978,9
Steinkohle	1092,0	846,0	507,4	440,0	195,6	616,6	308,6	257,1	154,2
Braunkohle	1418,5	1545,7	1317,5	885,0	530,0	1504,0	1222,0	747,8	382,5
Erdgas	562,9	417,9	566,0	653,0	595,9	385,1	413,8	397,5	361,1
Heizöl	101,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher 2)	29,8	31,4	33,6	40,6	37,8	37,5	38,1	51,3	37,2
andere Brennstoffe 3)	212,6	13,4	26,8	40,2	53,6	13,4	26,8	40,2	53,6
Erneuerbare Energien	564,1	815,8	971,2	1124,5	1228,4	815,8	971,2	1124,4	1228,4
Wasser	73,1	68,4	72,0	86,4	86,4	68,4	72,0	86,4	86,4
Wind onshore	144,0	230,1	249,7	272,8	278,6	230,1	249,7	272,8	278,6
Wind offshore	1,5	32,9	115,2	159,8	228,5	32,9	115,2	159,8	228,5
Biomasse 4)	329,0	320,9	337,8	377,2	376,7	320,9	337,8	377,2	376,7
Photovoltaik	15,8	94,2	115,2	129,6	149,0	94,2	115,2	129,6	149,0
Geothermie	0,7	7,4	23,1	37,2	48,0	7,4	23,1	37,2	48,0
andere erneuerbare Brennstoffe 5) 6)	0,0	61,8	58,2	61,3	61,2	61,8	58,2	61,3	61,2
Insgesamt	5604,3	4691,3	3764,6	3183,3	2641,3	4900,0	4297,1	3734,8	3195,9
Brennstoffeinsatz der Stromerzeugung (bzw. primärenergetische Bewertung nach Energiebilanz), Struktur in %									
Kernkraft 1)	29,0	21,8	9,1	0,0	0,0	31,2	30,6	29,9	30,6
Steinkohle	19,5	18,0	13,5	13,8	7,4	12,6	7,2	6,9	4,8
Braunkohle	25,3	32,9	35,0	27,8	20,1	30,7	28,4	20,0	12,0
Erdgas	10,0	8,9	15,0	20,5	22,6	7,9	9,6	10,6	11,3
Heizöl	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher 2)	0,5	0,7	0,9	1,3	1,4	0,8	0,9	1,4	1,2
andere Brennstoffe 3)	3,8	0,3	0,7	1,3	2,0	0,3	0,6	1,1	1,7
Erneuerbare Energien	10,1	17,4	25,8	35,3	46,5	16,6	22,6	30,1	38,4
Wasser	1,3	1,5	1,9	2,7	3,3	1,4	1,7	2,3	2,7
Wind onshore	2,6	4,9	6,6	8,6	10,5	4,7	5,8	7,3	8,7
Wind offshore	0,0	0,7	3,1	5,0	8,7	0,7	2,7	4,3	7,2
Biomasse 4)	5,9	6,8	9,0	11,9	14,3	6,5	7,9	10,1	11,8
Photovoltaik	0,3	2,0	3,1	4,1	5,6	1,9	2,7	3,5	4,7
Geothermie	0,0	0,2	0,6	1,2	1,8	0,2	0,5	1,0	1,5
andere erneuerbare Brennstoffe 5) 6)	0,0	1,3	1,5	1,9	2,3	1,3	1,4	1,6	1,9

1) basierend auf AGEb und BMU EE in Zahlen

2) ohne Mülheim-Kärlich (1302 MW)

3) inklusive Vianden (Luxemburg)

4) Müll, Grubengas und sonstige nicht-EE nach der Definition der AGEb

5) In 2008 wird biogener Müll zur Biomasse hinzugerechnet

6) biogener Müll, Klär- und Deponiegas

7) In 2008 werden Klär- und Deponiegas als nicht-erneuerbare Brennstoffe berücksichtigt

Tabelle A6: Fernwärmebilanz, 2008-2030, in PJ

	2008	Szenario Ausstieg					Szenario LZV			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030	
Endenergieverbrauch Fernwärme	462,1	447,6	414,3	377,8	341,4	446,4	412,8	376,2	339,9	
Private Haushalte	160,0	162,6	157,5	151,3	141,6	162,6	157,5	151,3	141,6	
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	136,0	116,7	96,1	75,2	57,0	116,7	96,1	75,2	57,0	
Industrie	166,0	168,3	160,8	151,3	142,8	167,0	159,2	149,7	141,3	
Verbrauch im Umwandlungsbereich	5,2	4,4	3,8	3,3	2,7	4,4	3,8	3,3	2,7	
Leitungsverluste	36,7	30,4	27,3	24,3	21,4	31,7	28,8	25,9	22,9	
Gesamtverbrauch	504,0	482,4	445,4	405,3	365,5	482,4	445,4	405,3	365,5	
Relation Verbrauch / Einsatz	93%	91%	101%	101%	96%	90%	93%	94%	90%	
Umwandlungseinsatz insgesamt	539,7	532,2	439,8	401,7	382,4	536,2	481,3	430,1	404,7	
Steinkohle	108,0	69,1	49,4	42,7	47,4	67,2	47,8	65,9	67,1	
Braunkohle	36,0	34,8	30,5	22,7	15,7	34,9	30,4	21,9	15,5	
Mineralölprodukte	9,0	8,2	3,1	1,9	1,4	8,5	5,4	3,0	2,1	
Gase	302,1	280,6	224,2	194,9	162,8	284,8	247,2	187,3	153,5	
nichterneuerbare Abfälle	34,0	22,9	16,6	14,7	15,0	23,1	17,8	14,6	15,0	
Erneuerbare Energien	50,7	116,5	115,9	124,8	140,1	117,8	132,7	137,4	151,5	
Biomassen	50,0	104,9	94,2	96,6	102,6	106,1	110,1	108,5	113,4	
Geothermie	0,7	11,6	21,7	28,2	37,5	11,7	22,6	28,8	38,1	
nachrichtlich: Anteil Ern. Energ. an Einsatz	9,4%	21,9%	26,4%	31,1%	36,6%	22,0%	27,6%	31,9%	37,4%	

Prognos / EWI / GWS 2011

Tabelle A7: Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen nach Energieträgern, 2008-2030, in TWh

	2008	Szenario Ausstieg					Szenario LZV			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030	
Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen nach Einsatzenergieträgern, Absolutwerte in TWh										
Steinkohle		35,4	30,9	19,7	23,5	34,7	30,7	33,3	44,4	
CCS		0,0	0,0	2,7	16,9	0,0	0,0	18,1	38,0	
Braunkohle		18,1	17,4	15,4	13,3	18,1	17,3	15,1	13,1	
CCS		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Erdgas		84,2	123,6	136,3	122,3	77,7	95,1	90,4	79,5	
Heizöl		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
andere Brennstoffe 1)		6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	
Erneuerbare Energien		44,8	49,3	52,0	54,6	44,8	49,3	52,0	54,6	
Biomasse		38,0	41,1	43,5	44,7	38,0	41,1	43,5	44,7	
Geothermie		0,6	2,1	2,3	3,7	0,6	2,1	2,3	3,7	
andere erneuerbare Brennstoffe 2)		6,1	6,2	6,2	6,2	6,1	6,2	6,2	6,2	
Insgesamt		189,3	228,0	230,3	220,5	182,1	199,2	197,7	198,5	
Bruttowärmeerzeugung in KWK-Anlagen nach Einsatzenergieträgern, Struktur in %										
Steinkohle		18,7	13,5	8,6	10,6	19,0	15,4	16,8	22,4	
Braunkohle		9,5	7,6	6,7	6,0	9,9	8,7	7,7	6,6	
Erdgas		44,5	54,2	59,2	55,5	42,7	47,7	45,7	40,1	
Heizöl		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
andere Brennstoffe 1)		3,6	3,0	3,0	3,1	3,8	3,4	3,5	3,4	
Erneuerbare Energien		23,7	21,6	22,6	24,8	24,6	24,8	26,3	27,5	
Biomasse		20,1	18,0	18,9	20,3	20,9	20,6	22,0	22,5	
Geothermie		0,3	0,9	1,0	1,7	0,3	1,1	1,2	1,9	
andere erneuerbare Brennstoffe 2)		3,2	2,7	2,7	2,8	3,4	3,1	3,1	3,1	

1) Müll, Grubengas und Sonstige Brennstoffe nach AGEB

2) biogener Müll, Klär- und Deponiegas

Prognos / EWI / GWS 2011

Tabelle A8: Brennstoffeinsatz der KWK-Wärmeerzeugung nach Energieträgern, 2008-2030, in EUR/MWh

	2008*	Szenario Ausstieg				Szenario LZV			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
Brennstoffeinsatz der KWK-Wärmeerzeugung (bzw. primärenergetische Bewertung nach Energiebilanz), PJ									
Steinkohle		119,5	104,8	65,7	79,5	117,3	104,3	113,5	154,6
Braunkohle		58,8	56,5	50,4	43,9	58,7	56,1	49,5	43,3
Erdgas		255,3	357,6	392,1	348,7	235,6	280,4	266,4	230,3
Heizöl		0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
andere Brennstoffe 1)		30,0	30,1	30,1	30,2	30,0	30,1	30,1	30,2
Erneuerbare Energien		203,5	228,0	245,5	260,0	203,5	228,0	245,5	260,0
Biomasse		166,2	179,8	190,6	196,0	166,2	179,8	190,6	196,0
Geothermie		9,8	20,6	27,0	36,0	9,8	20,6	27,0	36,0
andere erneuerbare Brennstoffe 2)		27,5	27,7	27,8	28,0	27,5	27,7	27,8	28,0
Insgesamt		667,2	777,0	783,7	762,3	645,3	699,0	705,0	718,3
Brennstoffeinsatz der KWK-Wärmeerzeugung (bzw. primärenergetische Bewertung nach Energiebilanz), Struktur in %									
Steinkohle		17,9	13,5	8,4	10,4	18,2	14,9	16,1	21,5
Braunkohle		8,8	7,3	6,4	5,8	9,1	8,0	7,0	6,0
Erdgas		38,3	46,0	50,0	45,8	36,5	40,1	37,8	32,1
Heizöl		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
andere Brennstoffe 1)		4,5	3,9	3,8	4,0	4,7	4,3	4,3	4,2
Erneuerbare Energien		30,5	29,4	31,3	34,1	31,5	32,6	34,8	36,2
Biomasse		24,9	23,1	24,3	25,7	25,8	25,7	27,0	27,3
Geothermie		1,5	2,7	3,4	4,7	1,5	2,9	3,8	5,0
andere erneuerbare Brennstoffe 2)		4,1	3,6	3,5	3,7	4,3	4,0	3,9	3,9

1) Müll, Grubengas und Sonstige Brennstoffe nach AGEB

2) Biogener Müll, Klär und Deponiegas

Prognos / EWI / GWS 2011

Tabelle A9: Strompreise (real), 2008-2030, in EUR₂₀₀₈/MWh

	2008	Szenario Ausstieg				Szenario LZV			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
Real (Preisbasis 2008), in EUR/MWh									
Großhandel - Base	65	43	47	54	55	39	40	45	46
EE-Umlage	12	33	37	34	30	34	40	38	34
Endverbraucherpreise									
Haushaltskunden	217	216	226	232	230	212	221	227	225
Handel und Gewerbe	127	146	155	160	158	143	151	155	154
Industrie	96	102	111	116	114	99	107	111	110
stromintensive Industrie	71	49	53	61	63	45	46	52	54

Prognos / EWI / GWS 2011

Tabelle A10: Strompreise (nominal), 2008-2030, in EUR₂₀₀₈/MWh

	2008	Szenario Ausstieg				Szenario LZV			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
Nominal, in EUR/MWh									
Großhandel - Base	65	49	59	75	85	44	50	63	72
EE-Umlage	12	38	47	48	46	39	50	54	53
Endverbraucherpreise									
Haushaltskunden	217	248	287	325	356	244	281	318	348
Handel und Gewerbe	127	168	197	224	245	165	191	218	238
Industrie	96	117	141	163	176	114	136	156	170
stromintensive Industrie	71	56	68	85	98	51	59	73	84

Prognos / EWI / GWS 2011

Tabelle A11: Primärenergieäquivalente der erneuerbaren Energiequellen zur Wärme-, Strom und Kraftstoffversorgung nach Energieträgern, 2008-2030, in PJ

	2008	Szenario Ausstieg					Szenario LZV			
		2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030	
Wärmebereitstellung	377,1	516,8	619,1	734,8	836,3	514,5	617,1	733,1	834,6	
Biomasse	355,5	455,4	512,2	568,7	614,1	453,1	510,3	567,0	612,5	
Solarthermie	13,8	35,1	63,6	100,8	137,2	35,1	63,6	100,8	137,2	
Umgebungswärme	7,8	26,3	43,3	65,3	85,0	26,2	43,3	65,2	85,0	
Fern- und Nahwärmeerzeugung	50,7	116,5	115,9	124,8	140,1	117,8	132,7	137,4	151,5	
Biomasse	50,0	104,9	94,2	96,6	102,6	106,1	110,1	108,5	113,4	
Biomasse fest	17,4	43,4	44,3	46,7	49,4	43,9	51,0	51,7	53,9	
Biomasse flüssig	0,4	1,1	0,8	0,8	0,9	1,1	1,1	1,0	1,1	
Biogas	32,2	60,4	49,1	49,1	52,4	61,1	58,0	55,8	58,4	
Geothermie	0,7	11,6	21,7	28,2	37,5	11,7	22,6	28,8	38,1	
Wärmeerzeugung insgesamt	427,8	633,3	735,0	859,5	976,3	632,2	749,7	870,5	986,1	
Stromerzeugung										
Windkraft	146,2	263,0	364,9	432,7	507,1	263,0	364,9	432,7	507,1	
Wasserkraft	73,1	68,4	72,0	86,4	86,4	68,4	72,0	86,4	86,4	
Fotovoltaik	15,8	94,2	115,2	129,6	149,0	94,2	115,2	129,6	149,0	
Biomassen	329,2	382,8	396,0	438,6	437,9	382,8	396,0	438,6	437,9	
Biomasse fest	48,0	57,5	59,5	65,9	65,8	57,5	59,5	65,9	65,8	
Biomasse flüssig	50,0	57,8	59,8	66,2	66,1	57,8	59,8	66,2	66,1	
Biogas	151,2	171,8	177,7	196,9	196,6	171,8	177,7	196,9	196,6	
erneuerbare Abfälle, Deponiegas	80,0	95,6	98,9	109,6	109,4	95,6	98,9	109,6	109,4	
Geothermie	0,7	7,4	23,1	37,2	48,0	7,4	23,1	37,2	48,0	
Stromerzeugung insgesamt	565,0	815,8	971,2	1.124,5	1.228,4	815,8	971,2	1.124,4	1.228,4	
Biokraftstoffeinsatz im Verkehr	138,4	179,6	243,1	367,2	524,2	179,6	243,1	367,2	524,2	
Gesamtbeitrag	1.131,1	1.628,6	1.949,4	2.351,2	2.729,0	1.627,6	1.964,1	2.362,1	2.738,8	
Gesamtbeitrag PEV in Abgrenzung der EBIL	1.147,0	1.733,4	2.064,8	2.486,4	2.881,7	1.732,2	2.081,0	2.498,4	2.892,4	
Anteil am Primärenergieverbrauch (inkl. Importe erneuerbarer Strom)	8,1%	13,5%	18,0%	24,0%	31,5%	13,3%	17,5%	23,1%	30,0%	

Prognos / EWI / GWS 2011

Tabelle A12: Gesamtwirtschaftliche Ergebnisse, 2008-2030

	Szenario LZV				
	2008	2015	2020	2025	2030
Absolutwerte					
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt) in Mrd. Euro	2.273	2.322	2.449	2.546	2.637
Beschäftigte in 1000	35.839	34.099	33.391	32.707	31.893
Abweichungen zu Szenario LZV					
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt) in %					
Beschäftigte in 1000					
	Szenario Ausstieg				
	2008	2015	2020	2025	2030
Absolutwerte					
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt) in Mrd. Euro	2.273	2.319	2.445	2.540	2.631
Beschäftigte in 1000	35.839	34.075	33.371	32.673	31.854
Abweichungen zu Szenario LZV					
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt) in %	0,00	-0,14	-0,16	-0,24	-0,25
Beschäftigte in 1000	0,00	-23,59	-20,50	-33,98	-39,29

Prognos / EWI / GWS 2011