



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

FKZ 03MAP146

Arbeitsgemeinschaft

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart
Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel

Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Teltow

Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis des Leitszenario 2010

Bearbeiter:

Dr. Bernd Wenzel

Dr. Joachim Nitsch

Juni 2010

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	9
2	Einführung und Modellbeschreibung.....	13
2.1	Ausgangssituation.....	13
2.2	Modellbeschreibung.....	14
2.3	Allgemeine Randbedingungen und Annahmen	15
2.4	EEG Vergütungssätze	16
2.4.1	Wasserkraft (§ 23)	16
2.4.2	Deponie-, Klär- und Grubengas (§§ 24 bis 26).....	17
2.4.3	Biomasse (§ 27).....	18
2.4.4	Geothermie (§ 28).....	22
2.4.5	Windenergie an Land und Offshore (§§ 29 bis 31).....	23
2.4.6	Solare Strahlungsenergie (§§ 32 und 33).....	23
3	Ausbau erneuerbarer Energien und Strompreisentwicklung	27
3.1	Basisszenario 2010.....	27
3.2	Entwicklung der Brennstoffkosten für fossile Stromerzeugung.....	29
3.3	Ableitung der Stromgroßhandelspreise aus den Stromgestehungskosten.....	33
4	EEG-Kostenanalyse	37
4.1	Vorbemerkung	37
4.2	Entwicklung der nach EEG vergüteten Stromerzeugung.....	37
4.3	Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen.....	41
4.4	Entwicklung der EEG-Differenzkosten.....	42
4.5	Entwicklung der EEG-Umlage	44
5	Anhang.....	53

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3.1:	Erwartete Entwicklung der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland bis zum Jahr 2030 nach Sparten	28
Abbildung 3.2:	Historische Ölpreisentwicklung 1970 – 2009 (Jahresmittelwert) und Preispfade der Leitszenarien [BMU 2008a, BMU 2009] im Vergleich mit den Angaben im WEO [IEA 2008, IEA 2009].	29
Abbildung 3.3:	Bandbreite der Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung (einschließlich CO ₂ -Preis) für die Preispfade A und B [BMU 2008a]	31
Abbildung 4.1:	Verlauf der EEG-Anfangsvergütungen für Neuanlagen und Stromgroßhandelspreisfad <i>Deutlich</i> im Modell (nominale Werte)	38
Abbildung 4.2:	Verlauf der EEG-Anfangsvergütungen für Biomasse-Neuanlagen und Stromgroßhandelspreisfad <i>Deutlich</i> im Modell (nominale Werte).....	38
Abbildung 4.3:	Entwicklung der EEG-Durchschnittsvergütung im Vergleich zu den Strompreispfaden (ohne Ausscheiden von Anlagen aus der EEG-Vergütung, ohne Berücksichtigung vermiedener Netzentgelte)	39
Abbildung 4.4:	Entwicklung der nach EEG vergüteten Strommengen auf Basis des Leitszenario 2010	41
Abbildung 4.5:	Erwartete Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen bis zum Jahr 2030.....	42
Abbildung 4.7:	Erwartete Entwicklung der EEG-Differenzkosten im Strompreisfad <i>Deutlich</i> bis zum Jahr 2030.....	43
Abbildung 4.8	Erwartete Entwicklung der EEG-Differenzkosten im Strompreisfad <i>Mäßig</i> bis zum Jahr 2030.....	44
Abbildung 4.9:	Entwicklung der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030.....	47
Abbildung 4.10:	Entwicklung der monatlichen EEG-Umlage für einen Referenzhaushalt (Stromverbrauch 3.500 kWh/a) bis zum Jahr 2030 (Strompreis <i>Deutlich</i>).....	48

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1:	Eckdaten zur EEG-Kostenentwicklung (Strompreisfad <i>Deutlich</i>)	10
Tabelle 1.2:	Eckdaten zur EEG-Kostenentwicklung (Strompreisfad <i>Mäßig</i>)	11
Tabelle 2.1:	Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Strom) vs. EEG-Strom	13
Tabelle 2.2:	Zusammenwirken der Rechenmodelle ARES und KODARES.....	15
Tabelle 2.3:	EEG-Vergütungssatz für geplante bzw. in Bau befindliche Wasserkraftanlagen über 5 MW	17
Tabelle 2.4	Vergütungssätze in jeweiligen Preisen für die Stromerzeugung aus Biomasse nach § 27 EEG für die angenommenen Referenzanlagen im jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme (nominale Preise).	21
Tabelle 2.5:	Struktur der Stromerzeugung bei Biomasse-Neuanlagen (Holz) in ausgewählten Jahren (Anlagenzubau) nach Leitszenario 2010.....	22
Tabelle 2.6:	Struktur der Stromerzeugung bei Biogas-Neuanlagen in ausgewählten Jahren (Anlagenzubau)	22
Tabelle 3.1:	Stromerzeugung erneuerbarer Energien in der Basisvariante des Leitszenarios 2010 (Stand Juni 2010).....	27
Tabelle 3.2:	Installierte elektrische Leistung erneuerbarer Energien in der Basisvariante des Leitszenarios 2010 (zum jeweiligen Jahresende)	28
Tabelle 3.3:	Entwicklung der Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle in den Energiepreispfaden A, B und C.	30
Tabelle 3.4:	Bandbreite Strompreise der fossilen Stromerzeugung (inkl. Verteilkosten von 12 €/MWh für die Hochspannungsebene) nach Leitstudie 2008	32
Tabelle 3.5:	Angelegte Großhandelspreise für die Ermittlung der EEG- Differenzkosten.....	34
Tabelle 3.6:	Durchschnittlicher Wert des EEG-Stroms im Stromgroßhandel.....	35
Tabelle 4.1:	Im Modell erforderliche Mindestüberschreitung des Stromgroßhandelspreises, bevor EEG-Anlagen aus der EEG- Vergütung in eine Direktvermarktung (ohne weitere Bonusregelungen) ausscheiden.	40
Tabelle 4.2:	EEG-Umlagekosten pro Jahr für ausgewählte Verbrauchergruppen beim Preisfad <i>Deutlich</i>	49
Tabelle 4.3:	EEG-Umlagekosten pro Jahr für ausgewählte Verbrauchergruppen beim Preisfad <i>Mäßig</i>	49
Tabelle 5.1:	Stromerzeugung (näherungsweise tatsächliche Jahresmengen) der EE bis 2030 (Fortsetzung auf nächster Seite).....	53

Tabelle 5.2:	Installierte Leistungen der EE bis 2030 im aktualisierten Leitszenario; (Fortsetzung auf nächster Seite).....	55
--------------	--	----

Abkürzungsverzeichnis

ARES	Ausbau regenerativer Energiesysteme (EE-Modell)
AusglMechV	EEG-Ausgleichmechanismus Verordnung
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GW	Gigawatt (Mio. kW)
GWh	Gigawattstunden (Mio. kWh)
IEA	Internationale Energieagentur
KODARES	Kosten des Ausbaus regenerativer Energiesysteme (EEG-Kostenmodell)
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW _{el}	Megawatt elektrisch
MWh	Megawattstunde (1.000 kWh)
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
PV	Photovoltaik
StrEG	Stromeinspeisungsgesetz
TWh	Terawattstunden (Mrd. kWh)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WEO	World Energy Outlook

1 Zusammenfassung

Die Aktualisierung der Basisvariante des Leitszenario 2010 als Hauptszenario für den Ausbau der erneuerbaren Energien, der unerwartet hohe Zubau bei der Photovoltaikleistung im Jahr 2009, die in diesem Kontext vorgesehenen Einschnitte bei den Vergütungen für Photovoltaik und ein grundlegend veränderter EEG-Wälzungsmechanismus erfordern eine neue Analyse der künftig zu erwartenden EEG-Kosten. Vor diesem Hintergrund wurde in der vorliegenden Untersuchung, analog zu den Vorgängeruntersuchungen [Nitsch et al. 2005; BMU 2008a; BMU 2009], die Auswirkungen der Veränderungen auf die EEG-Vergütungszahlungen, EEG-Differenzkosten und EEG-Umlage im Detail untersucht. Nutzenwirkungen wie die Vermeidung von CO₂-Emissionen, externer Kosten und fossiler Energieimporte wurden in dieser Untersuchung nicht detailliert untersucht, gleichwohl sind diese Wirkungen in vergleichbarem bzw. etwas größerem Maße vorhanden, wie bereits in [BMU 2008b] ausführlich dargestellt.

Im *Leitszenario 2010* steigt die **EEG-Stromproduktion** von rund 88 TWh (2009) auf rund 217 TWh (2020) bzw. 318 TWh im Jahr 2030. Damit erreicht die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2020 einen Anteil von rund 40% am Bruttostromverbrauch und übertrifft damit das Ziel des EEG von mindestens 30% deutlich. Im Jahr 2030 werden es rund 66% sein.¹ Wesentlich getrieben wird der höhere Zubau von deutlich höheren Zubauerwartungen bei der Photovoltaik, die im Leitszenario 2010 bis zum Jahr 2020 mit 3.500 MW p.a. angesetzt werden. Für das Jahr 2010 wird mit 6.000 MW und 2011 noch 4.500 MW gerechnet. Danach wird vom BMU erwartet, dass sich der jährliche Zubau - u.a. wegen zurückgehender Betreiberrenditen aufgrund der Vergütungssatzabsenkung - wieder reduziert und auf einem Niveau von etwa 3.500 MW bis zum Jahr 2020 einpendelt.

In den Kostenberechnungen wird unterstellt, dass EEG-Anlagenbetreiber so lange auf den gesetzlich garantierten **EEG-Vergütungsanspruch** zurückgreifen werden, so lange die EEG-Vergütungssätze deutlich über den durchschnittlichen Stromgroßhandelspreisen liegen. Bei einer Umkehrung der Verhältnisse mit deutlich über dem EEG-Vergütungssatz liegendem Stromgroßhandelspreisen ist aus rationalen Gründen zu erwarten, dass EEG-Anlagenbetreiber ihren Strom zu diesem höheren Preis vermarkten wollen, um höhere Erlöse zu erzielen. Diese Annahme führt zunächst zu einem weiteren Anstieg der EEG-Vergütungszahlungen von 9,6 Mrd. €₂₀₁₀ (2009) auf einen Höchstwert von etwa 20 bis 21 Mrd. €₂₀₁₀ (2020), da die EEG-Vergütungssätze über dem Stromgroßhandelspreis liegen. Durch das nach dem Jahr 2020 erwartete verstärkte Ausscheiden von Anlagen aus der EEG-Vergütung in Folge hoher Stromgroßhandelspreise, fallen die EEG-Vergütungszahlungen wieder ab, je nach Preispfad auf 6 bis 13,5 Mrd. €₂₀₁₀ im Jahr 2030. Hierbei wurden die von der Bundesregierung geplanten Anpassungen bei der PV-Vergütung berücksichtigt.

Für die Stromverbraucher noch wichtiger als die Vergütungszahlungen sind die sogenannten **EEG-Differenzkosten**. Hierbei wird berücksichtigt, dass der vergütete EEG-Strom aus

¹ Hierbei sind der biogenen Anteil des Abfalls und EE-Stromimporte mit einbezogen. Die relativen Anteile sind in starkem Maß von der Stromverbrauchsentwicklung abhängig, die im Leitszenario 2010 durch steigende Energieeffizienz bis 2030 als rückläufig unterstellt wird.

erneuerbaren Energien ansonsten konventionell zu Marktpreisen hätte beschafft werden müssen, was derzeit noch preisgünstiger ist. Die schon in der Vergangenheit und – nach einem wirtschaftskrisenbedingten Nachfragerückgang - künftig aufgrund steigender Brennstoff- und CO₂-Kosten wieder ansteigenden Stromgroßhandelspreise, verringern die Differenz zur durchschnittlichen EEG-Vergütung. Diese EEG-Differenzkosten steigen bis Mitte nächsten Jahrzehnts von 4,7 Mrd. €₂₀₀₈ (2009) bis auf ein Maximum von etwa 10,7 bis 11,1 Mrd. €₂₀₁₀ (2015/2016). Sie sinken anschließend bis zum Jahr 2030 voraussichtlich auf 0,7 bis 2,2 Mrd. €₂₀₁₀ ab. Die in diesem Zeitraum kumulierten EEG-Differenzkosten (142 bis 182 Mrd. €₂₀₁₀) werden dabei zu 50% von der Photovoltaik bestimmt.

Für den Stromverbraucher bedeutet dies, dass die **EEG-Umlage** pro Kilowattstunde verbrauchten Stroms von 1,2 Cent/kWh (2009) auf 2,7 bis 2,9 Cent₂₀₁₀/kWh bis Mitte dieses Jahrzehnts ansteigt und danach wieder zurück geht. In der öffentlichen Diskussion im Kontext der Zubauexplosion bei der Photovoltaik sind für das Jahr 2010 und 2011 auch deutlich höhere EEG-Umlagen genannt worden, vor allem durch noch höhere PV-Zubauerwartungen und die Einbeziehung von Umlage-Nachholungen und der Umsatzsteuer.²

Das heißt, die monatlichen EEG-bedingten Mehrkosten für einen Referenzhaushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh steigen von rund 3,50 €₂₀₁₀ auf rund 8 €₂₀₁₀ bis Mitte nächsten Jahrzehnts an. Im Jahr 2020 sind noch zwischen 5,60 und 8,00 €₂₀₁₀ und 2030 nur noch rund 0,50 bis 1,70 €₂₀₁₀ zu erwarten.

Tabelle 1.1: Eckdaten zur EEG-Kostenentwicklung (Strompreisfad *Deutlich*)

	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030
Preisbasis	2010					
EEG-Strom (gesamt)	TWh	99	156	217	267	318
EEG-Strom (vergütet)	TWh	83	138	183	180	51
EEG-Vergütung real	Mrd. €	12,7	18,0	20,3	18,0	5,7
EEG-Differenzkosten real	Mrd. €	9,2	10,7	7,4	4,0	0,7
EEG-Umlage real	Cent / kWh	2,3	2,7	1,9	1,0	0,1
EEG-Umlage Haushalt	Euro/Monat	6,70	8,00	5,60	3,10	0,50

² Die EEG-Umlage für 2010 ist von den ÜNB mit 2,05 Cent/kWh prognostiziert worden. Durch den unerwartet sehr viel höheren PV-Zubau und niedrige Stromgroßhandelspreise werden es voraussichtlich 2,3 bis 2,4 Cent/kWh sein. Die Differenz zur Prognose muss im Jahr 2011 von den ÜNB nachgeholt werden und erhöht so die 2011er EEG-Umlage von 2,4 Cent/kWh (vgl. Abbildung 4.8) auf 2,7 Cent/kWh. Für umsatzsteuerpflichtige Endkunden erreicht die EEG-Umlage so im Jahr 2011 einen Wert von 3,2 Cent/kWh.

Tabelle 1.2: Eckdaten zur EEG-Kostenentwicklung (Strompreisfad *Mäßig*)

	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030
Preisbasis	2010					
EEG-Strom (gesamt)	TWh	99	156	217	267	318
EEG-Strom (vergütet)	TWh	83	140	196	232	171
EEG-Vergütung real	Mrd. €	12,7	18,0	21,0	21,3	13,3
EEG-Differenzkosten real	Mrd. €	9,2	11,1	10,4	7,4	2,2
EEG-Umlage real	Cent / kWh	2,3	2,8	2,7	2,0	0,6
EEG-Umlage Haushalt	Euro/Monat	6,70	8,30	8,00	5,80	1,70

2 Einführung und Modellbeschreibung

2.1 Ausgangssituation

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat im Jahr 2000 das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) von 1991 abgelöst. Es hat sich - aufgrund seiner Kernelemente: Anschluss-, Abnahme- und Mindestvergütungspflicht - bisher als das weltweit erfolgreichste Instrument zur Markteinführung erneuerbarer Energien im Strombereich erwiesen. Inzwischen wurde es von etwa 50 Ländern weltweit übernommen. Bis zum Jahr 2009 ist der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch dadurch von 6,3% (2000) auf über 16% gestiegen. Das EEG wurde in den Jahren 2004 und 2008 grundlegend überarbeitet und an die jeweils aktuellen Entwicklungen angepasst. Das aktuelle EEG ist seit dem 1.1.2009 gültig.

Vor allem das Leitszenario 2010 mit dem im Bereich Photovoltaik deutlich höherem Zubaufpad, die für den Sommer 2010 von der Bundesregierung vorgesehenen Reduktionen der Vergütungssätze für solare Strahlungsenergie und der neue Wälzungsmechanismus nach der AusglMechV erfordern eine Neuberechnung der zu erwarteten EEG-Kosten im Vorfeld der Arbeiten zum EEG-Erfahrungsbericht.

Die für diese Untersuchung besonders wichtigen Regelungen zu den Vergütungssätzen sind in den §§ 23 – 33 EEG geregelt, die Degressionen im § 20. Darüber hinaus waren die inhaltlichen Definitionen zu den gewährten Boni der Anlagen 1 bis 4 zu beachten. Wesentlich für die Ermittlung der Differenzkosten sind darüber hinaus die Bestimmungen in den §§ 53 und 54 und in der ab 1.1.2010 gültigen Ausgleichsmechanismus-Verordnung (AusglMechV).

Von zentraler Bedeutung ist die Unterscheidung der EEG-Stromerzeugung dahingehend, ob der erzeugte EEG-Strom auch nach dem EEG vergütet wird oder nicht (so genannte Direktvermarktung bzw. kein Anspruch auf Vergütung). Dies erfordert einige Ausführungen zur Begriffsklärung. Tabelle 2.1 zeigt diese Abgrenzung grafisch: Das **orange** umrandete Fläche umfasst die gesamte Strommenge aus erneuerbaren Energien (EE-Strom). Der **schwarz** gestrichelte Bereich begrenzt die vom EEG vergütete Strommenge inklusive des Grubengases. Im Zentrum steht die **gelbe** Fläche des nach EEG vergüteten Stroms.

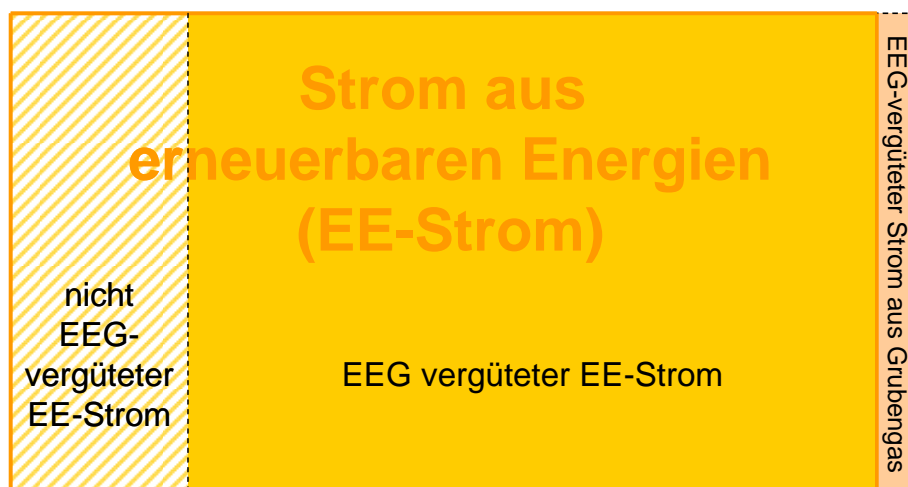


Tabelle 2.1: Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Strom) vs. EEG-Strom

Mit dem EEG 2004 wurde auch für die Stromerzeugung aus Grubengas eine EEG-Vergütung eingeführt, obwohl es sich hierbei nicht um eine erneuerbare Energie, sondern um einen fossilen Energieträger handelt. Dies wurde auch im EEG 2009 beibehalten und führt zu leicht höheren Kosten des EEG. Nach EEG § 3 Nr. 3 beinhaltet der Begriff „Strom aus erneuerbaren Energien“ nach EEG vergüteten und nicht vergüteten Strom (EEG-Strom). Dazu zählt auch Strom aus Grubengas, obwohl dies keine erneuerbare Energie darstellt. In den statistischen Angaben zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE-Strom) wird Strom aus Grubengas folglich nicht berücksichtigt, hingegen aber EE-Strom aus der Mitverbrennung biogener Anteile in Müllverbrennungsanlagen, der wiederum nicht unter das EEG fällt [vgl. BMU 2010, 18].

In dieser Untersuchung steht der EEG-Strom im Mittelpunkt der Betrachtung, wobei Grubengas nicht berücksichtigt wird. Da der Vergütungsanspruch des EEG neben der Anschlusspflicht, vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung nur ein – wenn auch zentraler - Aspekt für den Betrieb von EEG-Anlagen darstellt, wird in dieser Studie generell von EEG-Strom gesprochen, wobei insbesondere die Unterscheidung hinsichtlich vergütetem und nicht vergütetem EEG-Strom herausgestellt wird.

Das Mengengerüst für die Entwicklung der EEG-Strommengen beruht - wie in den früheren Untersuchungen [BMU 2008b; BMU 2009] - auf den Leitstudien bzw. den Leitszenarien des Bundesumweltministeriums. Dieser Untersuchung liegt das aktuelle *Leitszenario 2010* zu Grunde.

2.2 Modellbeschreibung

Wie in den bisherigen Untersuchungen zu den Kosten des EEG kommt auch in dieser Untersuchung das Rechenmodell KODARES (Kosten des Ausbaus Regenerativer Energiesysteme) zum Einsatz, wobei das Modell gegenüber den früheren Untersuchungen in vielen Punkten an aktuelle Erkenntnisse und Entwicklungen angepasst und erweitert wurde. KODARES setzt auf die vom Rechenmodell ARES (Ausbau Regenerativer Energiesysteme) gelieferten Szenarien zur EE-Stromerzeugung auf. Die Stromerzeugungsmengen werden spartenspezifisch und jahresscharf übergeben. Die Anbindung der analysierten Ausbauszenarien zum Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich zeigt schematisch Tabelle 2.2.

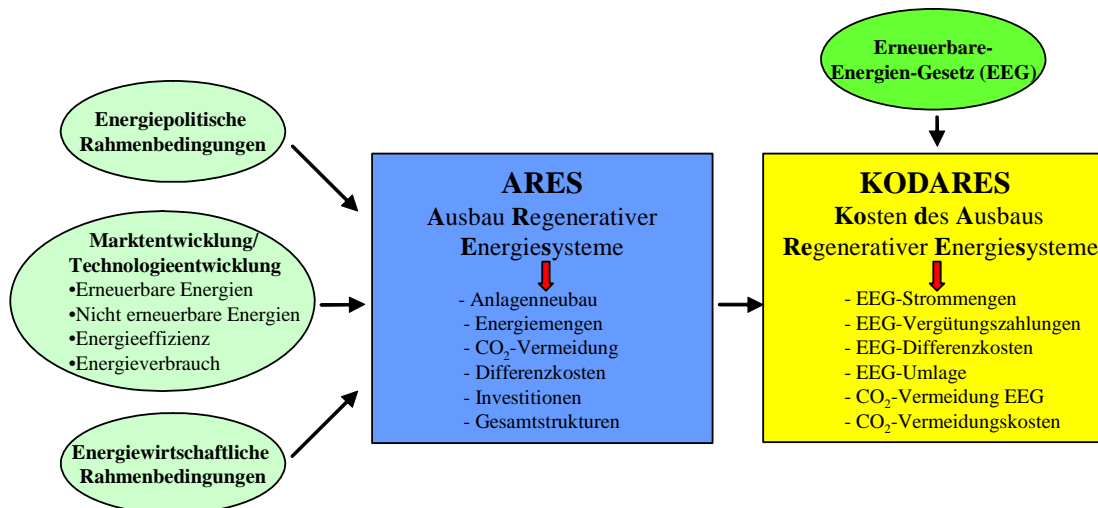


Tabelle 2.2: Zusammenwirken der Rechenmodelle ARES und KODARES

Das Modell ARES umfasst neben dem Strom auch die Bereiche Wärme und Verkehr. Es berechnet auch EE-Differenzkosten, wie sie in den Leitstudien des BMU zu finden sind. Im Unterschied zu den in dieser Untersuchung abgeleiteten EEG-Differenzkosten handelt es sich jedoch dort um die Differenz zwischen den - auch Wärmegutschriften berücksichtigenden – **Stromerzeugungskosten** aus fossilen Energieträgern und den Stromerzeugungskosten der erneuerbaren Energien (systemanalytischer Ansatz). Dagegen handelt es sich bei den hier untersuchten EEG-Differenzkosten um die Differenz zwischen den gesetzlichen EEG-Vergütungen und dem sich am **Stromgroßhandelspreis** orientierenden Marktwert des Stroms. Im Einzelfall kann es so zu Abweichungen zwischen beiden Differenzkostenansätzen kommen, da der Großhandelspreis für Strom sich nicht an den Vollkosten der Stromerzeugung orientiert, sondern an den Grenzkosten, die im Wesentlichen durch den erwarteten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise bestimmt werden. Der Stromgroßhandelspreis kann zeitweise aus verschiedenen Gründen deutlich über oder unter den durchschnittlichen Stromerzeugungskosten liegen.

2.3 Allgemeine Randbedingungen und Annahmen

Wie bei Modellrechnungen erforderlich, sind eine Reihe von Annahmen getroffen worden. Dies betrifft den Fortbestand des EEG bis zum Jahr 2030, das zu erwartende Verhalten der Anlagenbetreiber bei steigenden Großhandelspreisen für Strom und die damit interessant werdende Möglichkeit zu Direktvermarktung des produzierten Stroms. Nicht zuletzt hat die durchschnittlich zu erwartende allgemeine Preissteigerung einen großen Einfluss auf die Diskontierung künftiger Preise und Kosten auf das heutige Niveau. Angenommen wurde daher im Einzelnen:

- Die Regelungen des EEG 2009 mit den Anpassungen im Jahr 2010 bestehen bis zum Jahr 2030 in unveränderter Form fort.

- Vergütungszahlungen für Strom aus Grubengas finden keine Berücksichtigung in den Berechnungen.³
- EEG-Strom, für den grundsätzlich ein Anspruch auf Vergütungszahlungen besteht, wird nur dann nach EEG vergütet, wenn der anlegbare Wert für Strom (Stromgroßhandelspreis) geringer ist als die EEG-Vergütung. Dabei werden spartenabhängig zusätzlich Aufschläge auf den Großhandelspreis berücksichtigt, da in der Praxis davon auszugehen ist, dass Anlagenbetreiber nicht bereits bei minimal höheren Großhandelspreisen auf die EEG-Vergütung verzichten werden und den Strom direkt vermarkten werden (vgl. Kapitel 4.2).
- Die Umrechnung der im Gesetz in jeweiligen Preisen angegebenen (nominalen) Vergütungssätze auf die Preisbasis 2010 (reale Preise) erfolgt unter der Annahme einer durchschnittlichen Inflationsrate von 2 % p. a., wobei in Folge der Finanzkrise in den kommenden Jahren auch eine höhere Inflationsrate möglich ist.
- Zur Ermittlung der spezifischen EEG-Kosten pro kWh (EEG-Umlage) wird angenommen, dass der Anteil des Letztverbrauchs am Bruttostromverbrauch wie in den vergangenen Jahren bei etwa 80% verbleibt.
- Die Besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen nach §§ 41/42 EEG (begünstigte privilegierte Letztverbraucher), wird im ganzen Betrachtungszeitraum durchgehend mit einem pauschalen Aufschlag von 20% auf die EEG-Umlage des nichtprivilegierten Letztverbrauchs berücksichtigt (2009: 18%).
- Berücksichtigung der Vermarktungskosten des EEG-Stroms nach der AusglMechV in Höhe von 200 Mio. €₂₀₁₀ p.a. gleichbleibend.
- Kein Abzug von vermiedenen Netzentgelten von den errechneten EEG-Gesamtvergütungen.⁴

Weitere Annahmen betreffen die einzelnen Sparten der EE und methodische Fragen, die nachstehend im jeweiligen Abschnitt erläutert werden.

2.4 EEG Vergütungssätze

Die folgenden gemachten Zahlenangaben zur Zusammensetzung der spartenspezifischen Vergütungssätze und Boni beziehen sich generell auf den im Jahr 2009 gültigen Vergütungssatz. Durch die jeweils gültigen Degressionen liegen die tatsächlichen Vergütungssätze im Jahr 2010 und danach entsprechend niedriger. Alle Vergütungssatzangaben sind Nettowerte ohne Umsatzsteuer.

2.4.1 Wasserkraft (§ 23)

Im Bereich der Wasserkraftanlagen bis 5 MW war in der Vergangenheit durch das EEG ein stetiger Leistungszubau auf relativ geringem Niveau zwischen 30 und 40 MW pro Jahr zu

³ Vergleiche auch Kapitel 2.4.2.

⁴ In der Vergangenheit reduzierte sich die EEG-Umlage dadurch um weniger als 0,1 Cent/kWh.

verzeichnen. Dabei handelte es sich überwiegend um Leistungserhöhungen oder Revitalisierungen. Um die Ausbaudynamik zu beschleunigen, wurden im EEG 2009 die Vergütungssätze erhöht, gleichzeitig aber auch die Vergütungslaufzeit von 30 auf 20 Jahre reduziert und damit an die allgemeine EEG-Systematik angeglichen. Bei Modernisierungen bzw. Revitalisierungen von Anlagen, die vor dem 1.1.2009 in Betrieb genommen und nach dem 31.12.2008 modernisiert worden sind, werden für den Leistungsanteil bis 500 kW nun mindestens 11,67 Cent/kWh vergütet. Dabei schlägt sich die Laufzeitverringerung der EEG-Vergütung in einer Erhöhung von etwa 1 Cent/kWh nieder. Hinzu kam ein Cent/kWh aufgrund von Kostensteigerungen bei Anlagenkomponenten und um die ökologischen Anforderungen noch umfassender umsetzen zu können. Um die höheren Planungs- und Genehmigungskosten bei Neuanlagen zu berücksichtigen, erhalten diese bis 500 kW zusätzlich einen weiten Cent je kWh, d.h. 12,67 Cent/kWh. Im Modell KODARES wird davon ausgegangen, dass der künftige Leistungszubau überwiegend den Leistungsbereich bis 500 kW betrifft und es sich primär um Modernisierungen oder Revitalisierungen handelt, da der Neubau von Anlagen – unabhängig von der verbesserten Vergütung - aus genehmigungsrechtlichen Gründen weiterhin sehr schwierig ist. Im Unterschied zu den übrigen Sparten unterliegen die Vergütungssätze für Strom aus Wasserkraft im Leistungsbereich bis 5 MW keiner Degression.

Bei den Anlagen über 5 MW handelt es sich überwiegend um Leistungserhöhungen bestehender Anlagen zwischen 24 und 75 MW (vgl. Tabelle 2.3), sodass sich EEG-Vergütungen für die Leistungserhöhung zwischen 4,5 und 6,4 Cent/kWh ergeben. Im Modell wird eine mittlere Vergütung für die bekannten und drei fiktive Aus- und Neubauten von 5,2 Cent/kWh ab dem Jahr 2009 angesetzt, die für Inbetriebnahmen ab 2010 einer jährlichen Degression von 1% unterliegt. Der Stromgroßhandelspreis liegt 2010 voraussichtlich bei etwa 5 Cent/kWh, so dass die Betreiber dieser Wasserkraftanlagen nach deren Inbetriebnahme (voraussichtlich 2010 bis 2011) zum Teil den Weg der direkten Vermarktung wählen werden, sofern dort höhere Erlöse erzielt werden können.

Tabelle 2.3: EEG-Vergütungssatz für geplante bzw. in Bau befindliche Wasserkraftanlagen über 5 MW

	Leistungsanteil MW					EEG-Vergütung	el. Leistung
	bis 0,5	0,5 bis 10	10 bis 20	20 bis 50	> 50	Cent/kWh	MW
Fiktiv 1	0,66	5,75	0,00	0,00	0,00	6,41	5,5
Fiktiv 2	0,52	5,87	0,00	0,00	0,00	6,39	7
Fiktiv 3	0,49	5,90	0,00	0,00	0,00	6,38	7,5
Weser	0,36	6,00	0,00	0,00	0,00	6,37	10
Albbruck-Dobern	0,15	2,50	2,42	0,72	0,00	5,79	24
Iffezheim	0,10	1,58	1,53	2,06	0,00	5,26	38
Rheinfelden	0,05	0,80	0,77	1,74	1,17	4,53	75

2.4.2 Deponie-, Klär- und Grubengas (§§ 24 bis 26)

Im Bereich des Deponie- und Klärgases werden die verbleibenden Nutzungspotenziale als gering eingeschätzt, da vor allem das Deponiegasaufkommen rückläufig ist und der Klärgasbereich weitgehend ausgeschöpft ist. Im Deponiegasbereich ist daher ein Trend zu kleineren, aber teureren Anlagen zu verzeichnen. Im EEG 2009 wurde daher die Vergütung bis 500 kW_{el} um knapp 2 Cent/kWh auf 9 Cent/kWh erhöht. Im Leistungsbereich bis 5 MW_{el} und bei Klärgasanlagen gab es keine Veränderungen. Im Leitszenario 2010 wird ab dem

Jahr 2011 insgesamt mit einem leichten Leistungsrückgang gerechnet, da vor allem im Deponiegasbereich die Ausgasung zurückgeht. Für den weiter zu erwartenden Zubau bei Deponie- und Klärgasanlagen (Ersatzanlagen) wird ein Mischsatz von 8 Cent/kWh ab 2009 angesetzt, der ab 2010 einer Degression von 1,5% unterliegt.

Die Einbeziehung des Grubengases in das Vergütungssystem im EEG 2004 erfolgte aus dem Grund, dass man die bislang einfach in die Atmosphäre entweichenden klimaschädlichen Methangasemissionen reduzieren und energetisch nutzen wollte. Dabei handelt es sich selbstverständlich nicht um eine erneuerbare Energiequelle. Das Leitszenario 2010 bezieht das Grubengas folglich nicht mit ein. Mengenmäßig handelt es sich um rund 1.100 GWh mit abnehmender Tendenz⁵, d.h. bei einer durchschnittlichen Vergütung von 7 Cent/kWh handelt es sich um maximal 80 Mio. €₂₀₁₀, welche die die künftige EEG-Kostenentwicklung durch die Nichtberücksichtigung unterschätzt würde. Dies wird im Kontext der vorhandenen großen Bandbreite bei den Annahmen und den großen Unsicherheiten beim Zubau der EE als nachrangig eingeschätzt.

2.4.3 Biomasse (§ 27)

Die im EEG-Vergleich umfangreichsten und komplexesten Vergütungsregelungen weist die Biomasse auf. Diese wurden mit dem EEG 2009 noch weiter ausdifferenziert und konkretisiert. Aufgrund der Differenzierung in feste, gasförmige und flüssige Biomasse ist für die Berechnungen mit dem Modell neben einer Aufteilung nach eingesetzten Brennstoffen auch eine Betrachtung jeweils nach Anlagengrößenklassen und -technologien erforderlich. Die Vergütungssätze und Boni unterliegen dabei generell einer Degression von 1% p. a.. Eine Übersicht zu den Vergütungssätzen der im Modell verwendeten Referenzanlagen zeigt Tabelle 2.4 im Anschluss an die folgenden Beschreibungen.

Feste Biomasse

Die Verstromung fester Biomasse (d.h. Holz) mit EEG-Vergütungsanspruch geschieht in 209 Anlagen (Stand Ende 2008) mit Leistung bis 20 MW_{el} [Thrän et al. 2009, 4]. Der Zubautrend bei Neuanlagen geht dabei zu Anlagen mit Leistungen bis zu 5 MW_{el} unter Berücksichtigung innovativer Technologien, einer möglichst hohen Wärmeauskopplung und Nutzung von 100% Wald(rest)holz oder Landschaftspflegeholz. Insgesamt entfallen 141 Anlagen auf den Leistungsbereich bis 5 MW_{el}, stellen dabei aber nur 20% der installierten Leistung. Den überwiegenden Teil von 80% stellen die Anlagen größer als 5 MW_{el}. Im Modell wird diese Realität durch vier Referenzanlagen abgebildet:

- EEG-Anlagen mit einer Leistung bis zu **20 MW_{el}** setzen bevorzugt **Altholz der Kategorien III/IV** entsprechend der Biomasseverordnung ein und bilden im Modell diese Referenzanlagengröße ab. Neuanlagen, die eine EEG-Vergütung beanspruchen wollen, gingen nach 2006 kaum noch ans Netz, da es für nach dem 30.6.2006 in Betrieb gegangene Anlagen nur noch 3,78 Cent/kWh_{el} Vergütung gab. Außerdem mussten diese Anlagen ihre immissionsschutzrechtliche Genehmigung bereits vor dem 21.6.2004 bekommen haben. Diese Anlagen arbeiten überwiegend

⁵ Im Jahr 2009 waren es nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) 1.135 GWh, die nach dem EEG vergütet wurden.

stromgeführt und weisen nicht in jedem Fall eine Wärmeauskoppelung auf (ca. 10 – 20% der Anlagen). Für die kombinierte Strom-Wärme-Erzeugung wird von [Thrän et al 2009, 11] geschätzt, dass über alle Holzheizkraftwerke ein Anteil zwischen 50 bis 70% der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt (im Durchschnitt 56%). Dafür wäre der entsprechende KWK-Bonus in Höhe von 3 Cent/kWh für den Leistungsanteil bis 500 kW_{el}, und 2 Cent/kWh_{el} für den darüber hinausgehenden Leistungsanteil zu gewähren. Bereits heute nimmt ein Teil dieser Holzheizkraftwerke zumindest zeitweise keine EEG-Vergütung in Anspruch.

- Anlagen der Leistungsklasse bis **5 MW_{el}** verwenden in der Regel ein **Mischsortiment** aus Altholzsortimenten der Kategorien I und II und naturbelassene Hölzer (Waldrestholz, Landschaftspflegeholz). Diese Anlagengrößenklasse wird deutlich häufiger wärmegeführt gefahren und produziert einen größeren Anteil des Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung. Nach den Erfahrungen aus dem sog. Biomasse-Monitoring von EEG-Anlagen (Scholwin et al. 2007) hat sich gezeigt, dass rund 80 bis 90% KWK-Anlagen darstellen, die durchschnittlich 50% KWK-Betriebszeit erreichen. Der anteilig gewährte NawaRo-Bonus (35% der Strommenge) bei der Verwendung von Waldrestholz (§ 27 Abs. 4 in Verb. mit Anlage 2 Nr. VI 1) beträgt für den Leistungsanteil bis 500 kW_{el} 6 Cent/kWh_{el} und darüber dann 2,5 Cent/kWh_{el}, sofern es sich nicht um Holz aus Kurzumtriebsplantagen oder der Landschaftspflege handelt. Ab Ende dieses Jahrzehnts wird in den Ausbauszenarien davon ausgegangen, dass wegen Potentialbeschränkungen kein Zubau von Altholzanlagen mehr stattfindet und Neuanlagen primär Waldrestholz bzw. Schnellumtriebsholz verwenden.
- Im kleinen Leistungsbereich der Holzheizkraftwerke werden zum Teil innovative Anlagenkonzepte wie ORC, Stirlingmotor oder Holzvergasung eingesetzt. Im Modell wird ein Anlagentyp mit 1,5 MW_{el} zur Abbildung dieser kleineren Leistungsklassen verwendet. Dabei wird unterstellt, dass überwiegend Waldrestholz genutzt wird und der Anteil der KWK-Anlagen aus wirtschaftlichen Gründen 100% beträgt. Die KWK-Betriebszeit erreicht durchschnittlich 60%. Für das innovative Anlagenkonzept (im Modell 30% der Anlagen) gibt es zusätzlich den Technologiebonus nach § 27 Abs. 4 in Verb. mit Anlage 1 Nr. II in Höhe von 2 Cent/kWh_{el}.

Gasförmige Biomasse

Biogasanlagen sind der große Wachstumsbereich innerhalb der Biomasseverstromung. Seit dem Jahr 2000 hat sich die Stromerzeugung von 445 GWh auf rund 10.000 GWh erhöht [BMU 2009, BMU 2010]. Ende 2009 waren ca. 4.500 Biogasanlagen in Betrieb gegangen. Zur Abbildung der Biogasvergütungen wurde ein Mischsatz aus drei Referenzanlagenklassen mit 70 MW_{el}, 350 MW_{el} und 1.000 MW_{el} gebildet.

Diese Anlagen setzten zu rund 80% nachwachsende Rohstoffe ein und weisen zum überwiegenden Anteil (ca. 60%) eine Wärmeverwendung auf [Thrän et al. 2009, 27]. Bezogen auf die Stromproduktion wird mit rund 40% KWK-Betrieb über alle Anlagen gerechnet. Der NawaRo-Bonus liegt bis 500 kW_{el} bei 7 Cent/kWh_{el}, darüber bei 6 Cent/kWh_{el}. Der zusätzliche Bonus für die Nutzung von Landschaftspflegeresten wird nicht berücksichtigt. Die kombinierte Strom-Wärme-Erzeugung wird mit rund 50% der

Stromproduktion angesetzt. Eine Ausnahme bilden die kleinen Anlagen im Bereich bis 70 kW_{el}, dort sind es nur 20% [Scholwin et al. 2008].

Bei Alt- und Neuanlagen ab etwa 350 kW_{el} wird angenommen, dass diese die abgesenkten Formaldehyd-Grenzwerte einhalten (d.h. Altanlagen entsprechend nachgerüstet wurden/werden) und sie somit die um 1 Cent/kWh_{el} höhere Grundvergütung bis 500 kW_{el} erhalten. Weiter wurde unterstellt, dass von den 70 kW_{el}-Anlagen und den 350 kW_{el}-Anlagen 50% und von der 1.000 kW_{el}-Referenzanlage nur 10% einen Gülleanteil von mindestens 30 Masseprozent erreichen. Dafür gibt es zusätzlich (nach §27 Abs. 4 in Verb. mit Anlage 2 Nr. V.2) anteilig den „Güllebonus“ in Höhe von 4 Cent/kWh_{el} für den Leistungsanteil bis 150 kW_{el} und 1 Ct/kWh_{el} für den Leistungsanteil bis einschließlich 500 kW_{el}.

Flüssige Biomasse

Die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse hat mit dem EEG 2004 einen rasanten Aufschwung erlebt. Neben Neuanlagen wurden auch größere Diesel-BHKW auf den Einsatz von Pflanzenöl umgerüstet. Zum Einsatz kam aus wirtschaftlichen Gründen vor allem importiertes Palmöl. Jedoch kam es hier durch die seit Mitte 2007 stark gestiegenen Preise für Pflanzenöle zu einer erheblichen Verlangsamung des Zubaus von Pflanzenöl-BHKW und für einen Teil der Anlagen war ein wirtschaftlicher Betrieb auch gar nicht mehr möglich. Die Stromproduktion aus flüssiger Biomasse ist seit 2008 rückläufig.

Die Produktion von Palmöl aus nicht nachhaltigem Anbau hat durch die damit verbundene Rodung zusätzlicher Urwaldflächen eine negative CO₂-Bilanz. Die dadurch ausgelöste politische Diskussion hat auch ihren Niederschlag im EEG 2009 gefunden: Der Einsatz von Palm- oder Sojaöl führt bei Neuanlagen über 150 kW_{el} nur noch dann zur Gewährung des NawaRo-Bonus, wenn „nachweislich bestimmte Anforderungen an eine nachhaltige Bewirtschaftung land- und forstwirtschaftlicher Flächen und zum Schutz natürlicher Lebensräume“ eingehalten werden. Seit August 2009 regelt dies die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV). Betreiber von Pflanzenöl-Anlagen müssen sich danach spätestens am 30. Juni 2010 bei der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung registriert haben und ab dem 1. Juli 2010 nachweisen, dass die eingesetzte Biomasse nicht zur Zerstörung ökologisch wertvoller Flächen beiträgt und sich der Treibhausgas-Ausstoß deutlich vermindert.

Im Modell wurde zur Abbildung der EEG-Vergütungen für Strom aus flüssiger Biomasse eine Referenzanlage von 200 kW_{el} gewählt. Dies entspricht etwa der durchschnittlichen Größe aller 2008 in Deutschland in Betrieb befindlichen Pflanzenöl-Anlagen [vgl. Thrän et al. 2009, 42]. Diese Anlagen laufen zu 100% wärmegeführt und erreichen dabei einen hohen Wärmenutzungsgrad von 70% der Stromerzeugung. Der KWK-Bonus für diesen Teil der Stromproduktion beträgt 3 Cent/kWh_{el}. Der NawaRo-Bonus wird auf 100% der Stromproduktion gewährt und beträgt 6 Cent/kWh.

Tabelle 2.4 Vergütungssätze in jeweiligen Preisen für die Stromerzeugung aus Biomasse nach § 27 EEG für die angenommenen Referenzanlagen im jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme (nominale Preise).

	Grundvergütung für Leistungsanteil			Durchschnitt	Bonuszahlungen (anteilig)				Gesamt
	150 kW	500 kW	5 MW		NAWARO-Bonus	Gülle-Bonus	Technologie-Bonus	KWK-Bonus	
Cent / kWh _{el}									
Feste Biomasse									
Altholz Kategorien I/II (z.B. Industrierestholz) (5 MW_{el})									
2009	11,67	9,18	8,25	8,42				1,07	9,49
2020	10,46	8,23	7,39	7,54				0,96	8,50
2030	9,47	7,44	6,69	6,83				0,86	7,69
Waldrestholz (5 MW_{el})									
2009	11,67	9,18	8,25	8,42	1,43			1,07	10,91
2020	10,46	8,23	7,39	7,54	1,31			0,96	9,81
2030	9,47	7,44	6,69	6,83	1,21			0,86	8,90
Innovative Technologien (1,5 MW_{el})									
2009	11,67	9,18	8,25	8,81	2,20		0,60	1,40	13,01
2020	10,46	8,23	7,39	7,89	1,98		0,50	1,28	11,65
2030	9,47	7,44	6,69	7,14	1,78		0,50	1,18	10,60
Gasförmige Biomasse									
Biogas (70 kW_{el})									
2009	11,67			11,67	4,90	4,00		1,05	21,62
2020	10,46			10,46	4,38	3,56		0,94	19,34
2030	9,47			9,47	3,98	3,25		0,84	17,54
Biogas (350 kW_{el})									
2009	12,67	10,18		11,25	5,60	1,60	0,02	1,26	19,73
2020	11,36	9,13		10,13	5,04	1,44	0,02	1,15	17,73
2030	10,28	8,26		9,13	4,54	1,34	0,02	1,05	16,08
Biogas (1 MW_{el})									
2009	12,67	10,18	8,25	9,52	4,40	0,10	0,10	1,26	15,38
2020	11,36	9,13	7,39	8,54	3,96	0,09	0,10	1,15	13,84
2030	10,28	8,26	6,69	7,73	3,56	0,09	0,10	1,05	12,53
Flüssige Biomasse (200 kW_{el})									
2009	11,67	9,18		11,05	6,00			2,10	19,15
2020	10,46	8,23		9,90	5,37			1,88	17,15
2030	9,47	7,44		8,96	4,87			1,68	15,51

Zu beachten ist ferner, dass sich entsprechend der Ausbauszenarien – verstärkter Einsatz nachwachsender Rohstoffe und innovativer Technologien sowie Trend zu kleineren KWK-

Anlagen – die Struktur der Stromerzeugung aus Biomasse-Neuanlagen verändert (vgl. Tabelle 2.5 und Tabelle 2.6)

Tabelle 2.5: Struktur der Stromerzeugung bei Biomasse-Neuanlagen (Holz) in ausgewählten Jahren (Anlagenzubau) nach Leitszenario 2010.

	Altholz Kategorien I/II	Naturbelassen	Naturbelassen + Innovativ	Stromerzeugung aus Zubau (TWh)
2009	28%	72%	0%	1,10
2020	0%	63%	37%	0,77
2030	0%	7%	93%	0,40

Tabelle 2.6: Struktur der Stromerzeugung bei Biogas-Neuanlagen in ausgewählten Jahren (Anlagenzubau)

	Biogas 70 kW_{el}	Biogas 350 kW_{el}	Biogas 1.000 kW_{el}	Stromerzeugung aus Zubau (TWh)
2009	10%	85%	5%	1,80
2020	10%	90%	0%	1,20
2030	10%	90%	0%	0,70

Dies führt dazu, dass die durchschnittlichen Vergütungssätze für die einzelnen Anwendungsbereiche entsprechend der im EEG vorgesehenen Degression abnehmen. Bei Biogasanlagen von 19,7 Cent/kWh_{el} (2009) auf 17,9 Cent/kWh_{el} (2020) und schließlich 16,2 Cent/kWh_{el} (2030). Bei fester Biomasse bleiben sie durch die unterstellte Tendenz zu innovativeren Anlagen im Durchschnitt nominal etwa auf gleicher Höhe im Bereich von 10,5 Cent/kWh_{el}. Bei flüssiger Biomasse fällt im Modell die Vergütung ausgehend von 19,2 Cent/kWh im Jahr 2009 kontinuierlich bis auf 15,5 Cent/kWh im Jahr 2030.

2.4.4 Geothermie (§ 28)

Erst mit dem EEG 2004 kam es zu ausreichenden Anreizen für die geothermische Stromversorgung. In der Folge führte dies zu ersten Inbetriebnahmen von geothermischen Anlagen zur Stromerzeugung. Neben dem Kraftwerk Neustadt/Glewe (2004), kamen die geothermischen Kraftwerke Landau/Pfalz (2007), Unterhaching (2009) und Bruchsal (2009) hinzu.

Mit dem EEG 2009 wurden die Vergütungssätze deutlich angehoben. Die Grundvergütung für Anlagen bis 10 MW_{el} liegt seit 2009 bei 16,0 Cent/kWh, darüber 10,5 Cent/kWh. Anlagen, die vor dem 31.12.2015 in Betrieb gehen, erhalten einen „Schnellstarterbonus“ von zusätzlich 4,0 Cent/kWh. Anlagen bis 10 MW_{el}, die petrothermale Techniken (z.B. Hot-Dry-Rock-Verfahren) einsetzen, erhalten einen Technologiebonus in Höhe von 4,0 Cent/kWh. Neu ist auch ein Wärmenutzungsbonus in Höhe von 3,0 Cent/kWh. Die Degression beträgt 1% p. a ab dem Jahr 2010.

In KODARES wird davon ausgegangen, dass auf längere Sicht zunächst keine Anlagen mit elektrischen Leistungen über 10 MW ans Netz gehen werden. Somit wird eine Grundvergütung von 20,0 Cent/kWh abzgl. Degression für Erstinbetriebnahmen bis zum

31.12.2015 und danach 14,9 Cent/kWh (unter Berücksichtigung der Degression) angesetzt. Zusätzlich wird ein anteiliger Wärmenutzungsbonus auf 50% der Strommenge angesetzt, da von einem überwiegenden KWK-Betrieb auszugehen ist. Der Technologiebonus für petrothermale Anlagen wird vor 2020 vermutlich kaum in nennenswerten Umfang in Anspruch genommen werden, da sich die HDR-Technologie noch im Forschungsstadium befindet und es sich bei allen für die Zukunft geplanten Projekten noch um hydrothermale Anlagen handelt. Auch für die Zeit danach werden nur wenige Anlagen dieses Typs erwartet. Im Modell findet der Technologiebonus daher keine Anwendung.

2.4.5 Windenergie an Land und Offshore (§§ 29 bis 31)

Die Grundvergütung für Windenergieanlagen **Onshore** beträgt für Inbetriebnahmen ab dem Jahr 2009 9,2 Cent/kWh und unterliegt einer Degression von 1% ab dem Jahr 2010. Im Modell wird unterstellt, dass der Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung über 16 Jahre läuft und nur in den verbleibenden 4 Jahren die Endvergütung von 5,02 Cent/kWh gezahlt wird. Durch diese durchschnittliche Betrachtung bezogen auf den gesamten Bestand ist eine Differenzierung nach Standortqualitäten entbehrlich.

Der Repowering-Bonus wird beginnend mit dem Jahr 2010 für 10% der neu installierten Leistung unterstellt. Der Anteil wächst jährlich um 10%-Punkte, so dass ab 2019 allen Neuanlagen der Repowering-Bonus in Höhe von 0,5 Cent/kWh gewährt wird. Der Systembonus von 0,5 Cent/kWh wird für alle Neuanlagen bis zum Jahr 31.12.2013 unterstellt, da davon auszugehen ist, dass alle neuen Anlagen technisch entsprechend ausgerüstet sein werden, u. a. weil dies auch in den Anschlussbedingungen der Netzbetreiber zunehmend gefordert wird.

Bei Windenergieanlagen **Offshore** wird bei allen Anlageninbetriebnahmen bis zum 31.12.2015 der sog. Schnellstarterbonus eingerechnet, so dass die Anfangsvergütung zunächst 15 statt später 13 Cent/kWh beträgt. Die Degression der Vergütungssätze um 5% p.a. beginnt auch erst im Jahr 2015. Die erhöhte Anfangsvergütung wird über einen Zeitraum von mindestens 12 Jahren gewährt. Praktisch sind es aber zwischen 13 und 14 Jahren, da sich die Zahlungsdauer der garantierten Anfangsvergütung mit jeder Seemeile Abstand von der 12-Meilen-Zone und Wassertiefen größer als 20 Meter um einen definierten Zeitbetrag erhöht. Im Durchschnitt werden die geplanten und im Bau befindlichen Windparks die Anfangsvergütung dadurch um 1 bis 2 Jahre länger erhalten. Erst danach fallen sie in die viel niedrigere Endvergütung in Höhe von 3,5 Cent/kWh bis zum Ende der mindestens 20-jährigen Vergütungspflicht. Im Modell werden im Sinne eines konservativen Ansatzes 14 Jahre Anfangsvergütung unterstellt.

2.4.6 Solare Strahlungsenergie (§§ 32 und 33)

Der Leistungszubau bei solarer Strahlungsenergie, d.h. praktisch ausschließlich Fotovoltaik, hat sich seit den im EEG 2004 deutlich angehobenen Vergütungen rasant entwickelt. In Folge der auch global steil angewachsenen Modulproduktion fielen die tatsächlichen Kostendegressionen in den Unternehmen bei der Herstellung von Fotovoltaik-Modulen deutlich größer aus, als es das EEG 2004 mit 5 bzw. 6,5% p. a. unterstellt hatte. Das EEG 2009 trug dieser dynamischen Entwicklung bereits Rechnung und erhöhte die Degression für Dachanlagen bis 100 kW für die Jahre 2009/2010 auf jeweils 8%, ab 2011 dann 9%. Bei

Freiflächen- und Dachanlagen über 100 kW beträgt die Degression 2009/2010 jeweils 10%, ab 2011 dann 9%. Zusätzlich wurde ein Zubau-Korridor eingeführt, bei dessen Unter- oder Überschreitung die Degression um jeweils einen Prozentpunkt gesenkt oder erhöht wird. Diese Regelung griff aufgrund des über 1.500 MW liegenden Zubaus im Jahr 2009, so dass die Degression im Jahr 2010 um einen Prozentpunkt erhöht wurde.

In Folge der internationalen Marktentwicklungen im Jahr 2009 (Überkapazitäten, Wegfall des spanischen PV-Marktes, Preiskampf) kam es zu einem drastischen Preisverfall für in Deutschland angebotene PV-Anlagen um bis zu 40%. Dies ermöglichte in der Folge sehr hohen Renditen bei den potentiellen Investoren, so dass der Zubau nach Angaben der Bundesnetzagentur im Jahr 2009 mit rund 3.800 MW regelrecht explodierte (Vorjahr 1.900 MW). Die 2009 neu gewählte Bundesregierung hatte in ihrem Koalitionsvertrag bereits festgelegt, dass die PV-Vergütungssätze kurzfristig angepasst werden sollen. Nach längerer Diskussion hat sich die CDU/FDP-Koalition nun auf zusätzliche Absenkung der Vergütungssätze um 16% für gebäudemontierte Anlagen und 15/11% für Freiflächen/Konversionsflächen zum 1.7.2010 geeinigt [CDU/FDP 2010].

Der Zubaukorridor für die Erhöhung /Absenkung der Vergütung wird außerdem neu definiert: Bei Überschreitung des Zubaus von 3.500 MW im Jahr 2010 wird die Degression für das Jahr 2011 in vier 1.000-MW-Schritten um je 1 Prozentpunkt erhöht. Für das Jahr 2012 sind es bei gleicher Regelung jeweils 3 Prozentpunkte je Überschreitungsschritt. Bei Unterschreitung von 2.500 MW Zubau wird nach dem gleichen Muster in drei 500er Schritten die Degression jeweils um 1 Prozentpunkt für das Jahr 2011 vermindert. Die Untergrenze liegt bei 1.500 MW, ab der keine weitere Verringerung mehr erfolgt. Diese gleiche Regelung für das Jahr 2012 erfolgt in Schritten zu 3%-Punkten je 500 kW.

In diesem Zusammenhang wird auch das im EEG 2009 neu eingeführte Element der Vergütung der Eigennutzung von Solarstrom erweitert. Der Vergütungssatz für einen Eigenverbrauch bis zu 30% der produzierten Strommenge liegt um 16,4 Cent/kWh unter dem Einspeisevergütungssatz der jeweiligen Größenklasse und gilt nunmehr auch für Anlagen bis 500 kW. Der finanzielle Anreiz für den Eigenverbrauch bis 30% beträgt durchschnittlich 3,6 Cent/kWh (Differenz aus Strombezugpreis und Verminderung des Vergütungssatzes). Für den Eigenverbrauch über 30% vermindert sich der Vergütungssatz nur um 12 Cent/kWh, so dass hierfür ein Anreiz von 8 Cent/kWh besteht. Damit sollen Speichermöglichkeiten wie z.B. Batteriespeicher gefördert werden, die eine Entlastung des Netzes in Spitzenzeiten ermöglichen.

Bei Haushalten mit einem durchschnittlichen Strombezugspreis von 20 Cent/kWh ergibt sich ein Nutzungsanreiz von etwa 3,6 Cent/kWh. Liegt der Eigenverbrauch größer 30%, dann verringert sich der Vergütungssatz nur um 12 Cent/kWh, d.h. es entsteht ein Nutzungsanreiz von 8 Cent/kWh.

Potential des Eigenverbrauchs von Solarstrom in Einfamilienhaushalten

Vom Jahresstromverbrauch eines EFH-Haushaltes (ca. 4.000 kWh p.a.) können **ca. 35-40% des Strombedarfs** durch selbst erzeugten Solarstrom bereitgestellt werden. Dies aber nur dann, wenn ein großer Teil des zeitlich steuerbaren Strombedarfs (wie Waschen, Spülen, Trocknen, Kochen) in die Tageszeiten verlegt wird, wo die eigene PV-Anlage Strom produziert. Eine darüber hinaus gehende Selbstversorgung ist ohne Stromspeicherung praktisch kaum realisierbar, da weiterhin ein großer Teil des Strombedarfs auch nachts oder im Winterhalbjahr besteht (Kühlen, Beleuchtung, Kochen, Heizungspumpen, PC/TV/Hifi, Standby), wenn keine oder nur sehr geringe Strommengen durch die PV-Anlage bereitgestellt werden.

Der **Anteil an der gesamten Solarstromproduktion** der PV-Anlage, der tatsächlich selbst verbraucht werden kann, richtet sich neben dem zeitlichen Profil des Strombedarfs vor allem nach der Größe der Solarstromanlage. Liegt die Jahresproduktion etwa auf Höhe des jährlichen Stromverbrauchs (d.h. hier im Bsp. 4.000 kWh), kann der Eigenverbrauchsanteil die oben genannten Werte von 35-40% erreichen. Ist die Anlage aber größer (als 4,5 kW) und produziert entsprechend mehr Strom als im Jahr benötigt wird, dann wird der erzielbare Eigenverbrauchsanteil entsprechend kleiner. Bei sehr kleinen Anlagen (1 bis 3 kW) kann der Eigenverbrauchsanteil umgekehrt aber auch höher liegen. Erhöhen lässt sich der Eigenverbrauch z.B. auch über den Einsatz von (teuren) Batteriespeichern.

Da in der Praxis die zeitliche Anpassung des Stromverbrauchs an das Solarstromangebot zumeist nicht optimal sein dürfte und viele Anlagen darüber hinaus rechnerisch auch deutlich mehr Strom erzeugen, als für den Eigenbedarf benötigt würde, sind bezogen auf den gesamten deutschen Anlagenbestand eines Jahrgangs Eigenverbrauchsanteile im Bereich von 15 bis 20% realistisch. Perspektivisch gesehen, wird es durch die Eigenverbrauchsförderung wirtschaftlich aber interessanter, eine PV-Anlage von ihrer Größe her so auszulegen, dass ein möglichst hoher Eigenverbrauchanteil erreicht wird. D.h. die Anlage sollte rechnerisch allerhöchstens den Strombedarf eines Jahres decken können, besser aber nur den Tagesstrombedarf im Sommerhalbjahr.

Bei der Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie wird in den Ausbauszenarien die – auch vergütungsrelevante - Unterscheidung zwischen gebäudemontierten Anlagen (im Sinne von § 33 EEG) und sonstigen Anlagen, d.h. insbesondere Freiflächenanlagen (nach § 32 EEG) vorgenommen. Zur Vergütungsberechnung wird die gesamte Stromerzeugung aus PV-Anlagen im Verhältnis 60 / 30 / 10 % auf Anlagen bis 30 kW / bis 1000 kW / Freifläche aufgeteilt. Die EEG-Vergütung beträgt 43,01 Cent/kWh (2009) für Anlagen bis 30 kW und 40,91 Cent/kWh für Anlagen bis 100 kW. Für Freiflächenanlagen beträgt die Vergütung 31,94 Cent/kWh (2009), die entsprechend der gesetzlichen Vorgaben für die Folgejahre abgesenkt wird. Bei den Degressionen ist die zusätzliche Absenkung um 16% im Jahr 2010 berücksichtigt, wobei sich der niedrigere Vergütungssatz nur auf 1/3 des Zubaus (d.h. 2.000 MW von 6.000 MW) auswirkt, da wahrscheinlich ein großer Teil des Zubaus vor dem 1.7. stattfinden wird und es anschließend zu einem Markteinbruch kommen wird. Für Freiflächenanlagen wird die Absenkung erst ab dem Jahr 2011 relevant, da Anlagen, die bis zum 25.3.2010 bereits einen Bebauungsplan aufwiesen, bis zum Ende des Jahres 2010 Zeit haben, die Anlage zum alten Vergütungssatz in Betrieb zu nehmen.

Der angenommene durchschnittliche Eigenverbrauch aller Neuanlagen bis 500 kW wurde im Modell bezogen auf die jährliche Solarstrommenge dieser Anlagen mit 10 % im Jahr 2010 angesetzt. Dieser Wert steigt bis 2015 auf 20% und danach auf 25%. Altanlagen mit Inbetriebnahme vor 2009 erhalten keine Vergütung für die Eigennutzung.

3 Ausbau erneuerbarer Energien und Strompreisentwicklung

3.1 Basisszenario 2010

Erneut hat sich in der Basisvariante des Leitszenarios 2010 (noch unveröffentlicht) gegenüber den früheren Leitszenarien der Zubau von EEG-Stromerzeugungsanlagen verstärkt. Dies vor allem im Bereich der Photovoltaik, die im Jahr 2009 aufgrund sehr stark gefallener Anlagenpreise einen neuen Zubaurekord aufgestellt hat (rund 3,8 GW). Dieser wird voraussichtlich im Jahr 2010 nochmals deutlich übertroffen, wobei im Leitszenario 2010 hierfür 6 GW unterstellt werden. Diese vor kurzem noch für viele unvorstellbare und vielleicht auch unerwünschte Entwicklung führt zu einer höheren EEG-Stromerzeugung aus PV⁶, als bislang erwartet (vgl. BMU 2009 mit Tabelle 3.1) allem aber zu sehr viel höheren EEG-Differenzkosten, wie später noch gezeigt wird.

Tabelle 3.1: Stromerzeugung erneuerbarer Energien in der Basisvariante des Leitszenarios 2010 (Stand Juni 2010)

in TWh/a	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Wasserkraft	20,8	19,0	20,4	21,4	22,2	22,8	23,5
Windenergie	40,6	37,8	42,6	72,0	108,1	145,0	182,0
- Onshore	40,6	37,65	42,2	63,8	75,5	81,3	87,0
- Offshore	-	0,15	0,4	8,2	32,6	63,7	95,0
Fotovoltaik	4,4	6,2	12,0	26,2	41,4	48,3	55,2
Biomasse	27,7	30,5	31,3	41,5	49,5	52,8	56,1
- Biogas, Klärgas u.a.	11,8	13,4	13,8	18,5	22,3	23,7	25,0
- feste Biomasse	11,0	12,1	12,4	17,1	21,3	23,2	25,2
- biogener Abfall	4,9	5,0	5,1	5,4	5,9	5,9	5,9
Geothermie	0,02	0,02	0,03	0,50	1,7	4,1	6,6
EU-Stromverbund	-	-	-	-	1,8	18,6	35,4
- solarthermische KW	-	-	-	-	-	6,1	15,0
- Wind, andere EE	-	-	-	-	1,8	12,5	20,4
EE-Strom gesamt	93,2	93,5	103,8	160,9	224,5	291,7	358,8
EEG-trom nur Inland	93,2	93,5	103,8	160,9	222,7	273,0	323,4
Anteil am Bruttostromverbrauch [%]	15	16	17	28	40	53	66

⁶ Ggü. dem Leitszenario 2010 wurde die PV-Stromerzeugung für die Jahre 2010/11 in dieser Untersuchung noch etwas höher angesetzt, um die in diesen beiden Jahren zu erwarteten EEG-Differenzkosten genauer zu ermitteln. Dies liegt an der besonderen Verteilung des für 2010 erwartenden Zubaues mit einem hohen Anteil im ersten Halbjahr 2010, der dann auch noch 2010 überwiegend ertragswirksam wird. Im Leitszenario 2010 wird davon ausgegangen, dass der Zubau in der 2. Hälfte jeden Jahres stärker als in der 1. Hälfte ausfällt. .

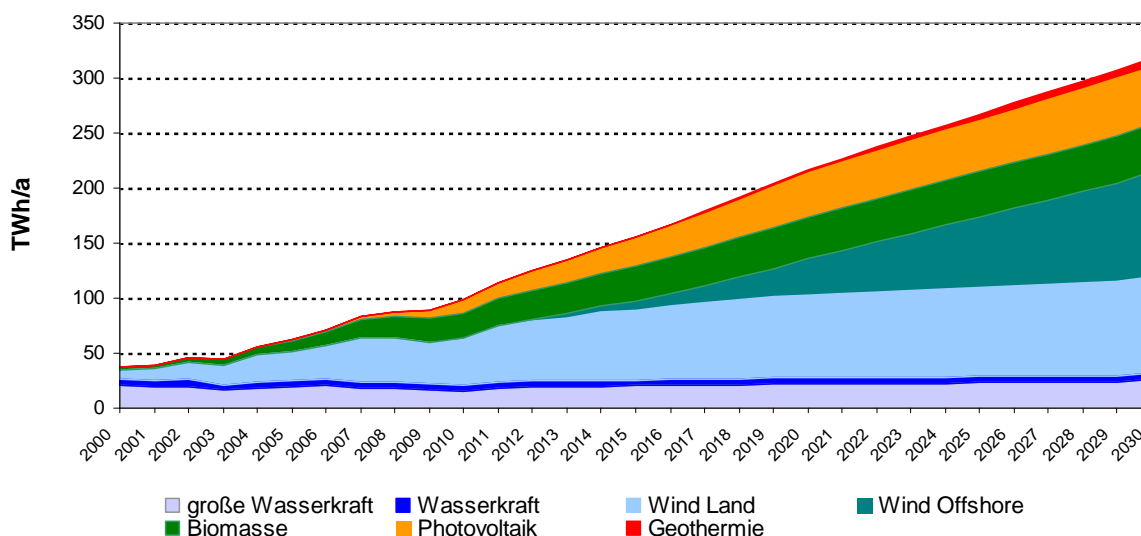


Abbildung 3.1: Erwartete Entwicklung der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland bis zum Jahr 2030 nach Sparten

Die steigenden Stromerzeugungen aus erneuerbaren Energien ergeben sich neben einer wachsenden installierten Leistung (wie in Tabelle 3.2 dargestellt) auch aus steigenden durchschnittlichen Ausnutzungsdauern bei den Anlagen, vor allem Wind und Photovoltaik.

Tabelle 3.2: Installierte elektrische Leistung erneuerbarer Energien in der Basisvariante des Leitszenarios 2010 (zum jeweiligen Jahresende)

in GW	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Wasserkraft	4,38	4,39	4,40	4,52	4,67	4,80	4,94
Windenergie	23,89	25,77	27,74	36,65	45,75	55,15	64,56
- Onshore	23,89	25,70	27,53	33,65	35,75	37,65	39,56
- Offshore		0,07	0,21	3,00	10,00	17,50	25,00
Fotovoltaik	5,98	9,78	15,78	34,28	51,75	57,38	63,00
Biomasse	5,41	5,89	6,25	7,72	8,92	9,40	9,88
- Biogas, Klärgas u.a.	2,04	2,35	2,55	3,14	3,63	3,78	3,97
- feste Biomasse	1,94	2,09	2,24	2,96	3,59	3,91	4,20
- biogener Abfall	1,44	1,45	1,47	1,57	1,70	1,70	1,70
Geothermie	0,003	0,007	0,013	0,10	0,30	0,65	1,01
EU-Stromverbund	-	-	-	-	0,58	3,58	6,58
- solarthermische KW	-	-	-	-	-	1,00	2,50
- Wind, andere EE	-	-	-	-	0,58	2,58	4,08
EE-Strom gesamt	39,66	45,84	54,19	83,82	111,97	130,91	149,97
EE-Strom nur Inland	39,66	45,84	54,19	83,82	111,39	128,33	143,39

3.2 Entwicklung der Brennstoffkosten für fossile Stromerzeugung

Die in der Leitstudie 2008 und Leitszenario 2009 verwendeten Preisszenarien für die Entwicklung der fossilen Energiepreise und von CO₂-Zertifikaten [BMU 2008a; BMU 2009], sind auch die Basis zur Ermittlung der Stromgroßhandelspreis. Die dort abgeleiteten Angaben sind nach wie vor aktuell. Sie werden deshalb unverändert übernommen. Auch die Annahmen der Internationalen Energie Agentur (IEA) im World Energy Outlook 2009 [IEA 2009] zur künftigen Ölpreisentwicklung, stützen die Annahmen des Preispfads A nach [BMU 2008a].

Die zur Ermittlung der Stromgestehungskosten herangezogenen Preispfade A, B und C sind am Beispiel des Jahresmittelwerts des Rohölpreises (Leitfunktion) in Abbildung 3.2 dargestellt. Die Leitstudie hält zwar den Preispfad A für die verlässlichste Annahme der zukünftigen Ölpreisentwicklung, die Pfade B und C werden jedoch ebenfalls verwendet, um die Auswirkungen einer niedrigen bzw. sehr niedrigen fossilen Ölpreisentwicklung zu berücksichtigen. Der Energiepreisfad C ist aus den Annahmen des Energiereports IV [BMWi 2005] abgeleitet worden, spielt im Leitszenario aber weiter keine Rolle.

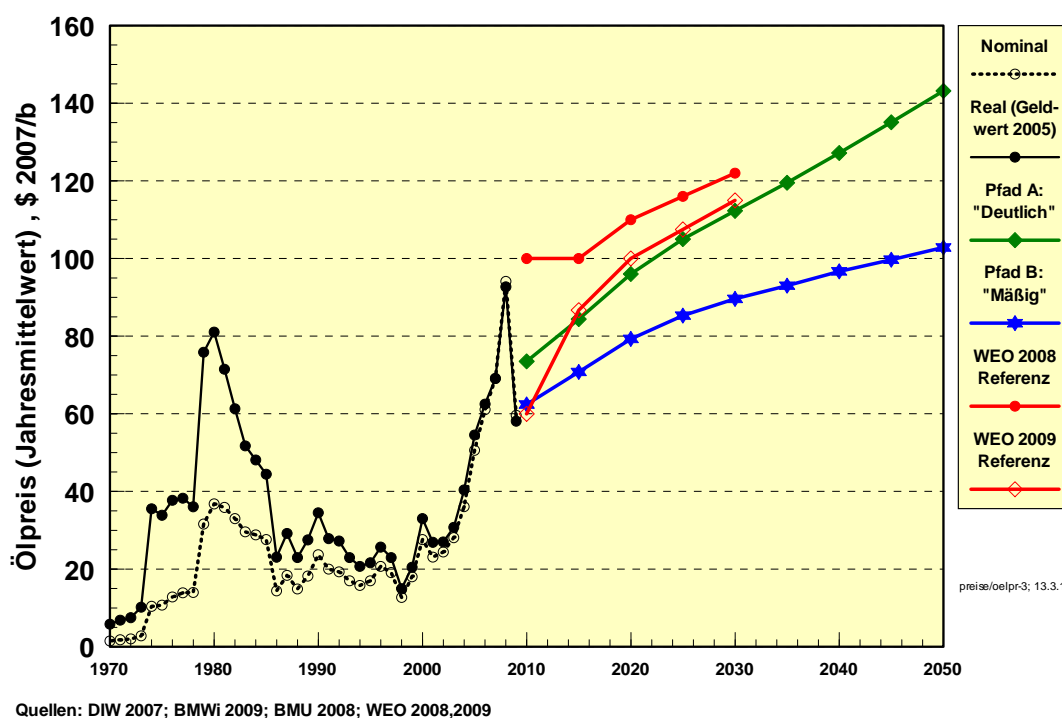


Abbildung 3.2: Historische Ölpreisentwicklung 1970 – 2009 (Jahresmittelwert) und Preispfade der Leitszenarien [BMU 2008a, BMU 2009] im Vergleich mit den Angaben im WEO [IEA 2008, IEA 2009].

Die Vergangenheit zeigte beim Ölpreis einerseits mehrere starke Preissprünge, andererseits im Mittel eine stetig steigende Tendenz. Während im Jahrzehnt von 1990 bis 2000 ein Preis von 20 \$/bbl. als niedrig bezeichnet wurde, gilt jetzt schon ein Preis von 60 \$/bbl. bereits als außerordentlich günstig. Die Annahmen der Internationalen Energieagentur (IEA) in ihren

aktuellen Szenarien des World Energy Outlooks (WEO) 2008 und WEO 2009 stützen die Annahmen zum Energiepreisfad A hinsichtlich der zukünftigen Ölpreisentwicklung.

Das inländische Preisniveau für die Energieträger Erdöl, Steinkohle und Erdgas wird durch die Grenzübergangspreise bestimmt, wobei sowohl die Entwicklung des zukünftigen Wechselkurses \$ / € eine Rolle spielt, wie auch die Abhängigkeit des Erdgas- und Kohlepreises von der Entwicklung des Rohölpreises. Die resultierenden Werte für die Leitszenarien [BMU 2008a] sind in der Tabelle 3.3 zusammengestellt.

Tabelle 3.3: Entwicklung der Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle in den Energiepreisfaden A, B und C.

Real, € ₂₀₀₅ /GJ	2005	2007	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Leitszenarien, Pfad A „Deutlich“								
Rohöl	7,5	8,9	11,0	9,2	11,0	12,7	14,2	15,7
Erdgas	4,5	5,3	7,0	7,0	8,8	10,3	11,8	13,3
Steinkohle	2,2	2,2	3,6	3,7	4,4	5,1	5,7	6,3
Leitszenarien, Pfad B „Mäßig“								
Rohöl	7,5	8,9	11,0	7,8	9,2	10,3	11,5	12,5
Erdgas	4,5	5,3	7,0	6,0	7,3	8,1	9,1	9,9
Steinkohle	2,2	2,2	3,6	3,3	3,7	4,0	4,3	4,9
Leitszenarien, Pfad C „Sehr niedrig.“								
Rohöl	7,5	8,9	11,0	7,2	7,6	7,9	8,3	8,8
Erdgas	4,5	5,3	7,0	5,8	6,0	6,3	6,7	7,0
Steinkohle	2,2	2,2	3,6	2,9	3,0	3,2	3,3	3,5

Weiterhin sind Annahmen zur Entwicklung der Preise von CO₂-Zertifikaten von Bedeutung. Die jeweiligen CO₂-Preise für die Leitszenarien lauten für den Preisfad A (Preisfad B; C in Klammern) für 2020: 39 (30; 18), für 2030: 50 (35; 23), für 2040: 60 (40;26) und für 2050: 70 (45; 28). Während im Preisfad C im gesamten Zeitraum von sehr niedrigen CO₂-Preisen ausgegangen wird, nähern sich die CO₂-Preise des Preisfads A bis 2050 denjenigen Werten, die in verschiedenen Untersuchungen als „externe“ (d.h. bisher nicht oder sehr unzulänglich in betriebswirtschaftliche Kostenrechnungen eingehenden) Kosten der fossilen Energieversorgung ermittelt wurden. Der weitaus größte Anteil dieser externen Kosten resultiert aus den zukünftigen Schadenskosten eines ungebremsten Klimawandels (z. B. ~ 70 €/t in [Krewitt 2006]; 85 €/t in [Stern 2007]).

Werden die CO₂-Preise auf den Brennstoffpreis aufgeschlagen, so zeigt sich, dass die Preisanstiege bei Erdgas überwiegend durch den Brennstoff selbst verursacht sind, während sie bei Steinkohle zum überwiegenden Teil und bei Braunkohle fast ausschließlich durch den Preis für CO₂-Zertifikate bestimmt werden. Daraus wird klar, dass ein unter Klimaschutzgesichtspunkten fairer Wettbewerb fossiler und erneuerbarer Energietechnologien wesentlich von der Wirksamkeit des zukünftigen Handels mit CO₂-Zertifikaten abhängt.

Einen Überblick über die Bandbreite der auf der oben genannten Grundlage errechneten Stromgestehungskosten für **neue Kraftwerke** zeigt Abbildung 3.3. Ausgehend von 5 – 7

Cent/kWh (2010) sind für den Preispfad A deutliche und für den Preispfad B merkliche Anstiege bis zum Jahr 2030 und darüber hinaus zu verzeichnen. Erdgas- und Steinkohlestrom aus neuen Kraftwerken kostet im Preispfad A im Jahr 2030 zwischen 10 und 11 Cent/kWh, Strom aus Braunkohle 7,5 Cent/kWh, im Preispfad B liegen die entsprechenden Werte für Erdgas- bei 8,2 Cent/kWh, für Steinkohle bei 7,8 Cent/kWh und für Braunkohlekraftwerke bei 6 Cent/kWh.

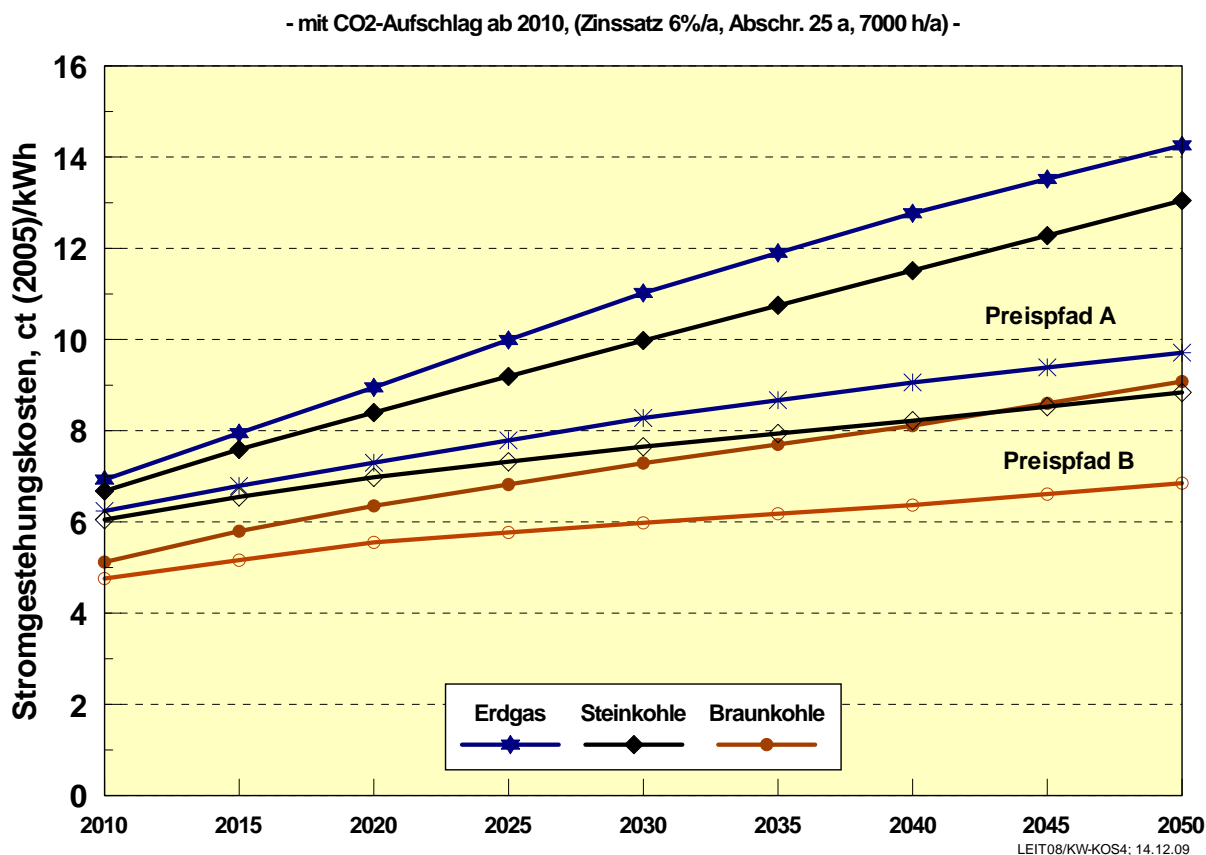


Abbildung 3.3: Bandbreite der Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung (einschließlich CO₂-Preis) für die Preispfade A und B [BMU 2008a]

In den Leitszenarien übertreffen die steigenden fossilen Brennstoff- und CO₂-Preise die Kostensenkungen infolge Wirkungsgraderhöhung und leicht sinkender Investitionskosten deutlich. Die Stromgestehungskosten gemäß der Preispfade A und B der Leitszenarien steigen mit der Zeit beträchtlich. Für Steinkohle beträgt der Unterschied der beiden Untersuchungen (Leitszenarien, Pfad A) in 2030 ca. 3 Cent/kWh, bei Gaskraftwerke sogar ca. 4 Cent/kWh. Diese Unterschiede wirken sich natürlich gravierend auf die Beurteilung der Preiswürdigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien im Stromsektor aus.

Aus den zukünftigen Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke lässt sich eine mögliche Bandbreite anlegbarer Strompreise ableiten (vgl. Tabelle 3.4) mit denen die erneuerbaren Energien verglichen werden können. Die anlegbaren Strompreise gemäß der Pfade A und B sind die aus der Sicht der Autoren relevanten Werte, wenn zukünftig eine weltweit wirksame Klimaschutzstrategie betrieben wird und sich zudem Knappheitstendenzen fossiler Energieträger in den Preisen niederschlagen.

Als weiterer Grenzfall wird in den folgenden Ausführungen auch noch ein Strompreis ausgewiesen, bei dem die nach verschiedenen Untersuchungen näherungsweise ermittelten vollen externen Kosten der fossilen Stromerzeugung herangezogen werden. Dies ermöglicht eine Ableitung des „ökologisch korrekten“ anlegbaren Strompreises. Er liegt bei 10 bis 12 Cent/kWh, wobei für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke die zusätzlichen Kosten gegenüber den betriebswirtschaftlich ermittelten Kosten recht hoch ausfallen (8 Cent/kWh bzw. 6,5 Cent/kWh), während sie bei Erdgas-GuD-Kraftwerken mit ca. 3 Cent/kWh relativ gering sind [Krewitt/Schlomann 2006].

Tabelle 3.4: Bandbreite Strompreise der fossilen Stromerzeugung (inkl. Verteilungskosten von 12 €/MWh für die Hochspannungsebene) nach Leitstudie 2008 ⁷

Anlegbarer Strompreis (Mittelspannungsebene)*) EUR (2005) /kWh					Volle Berücksichtigung externer Kosten **)
Jahr	Leitszenarien			"Konstant" Pfad D	
	Pfad A	Pfad B	Pfad C		
2010	0,0570	0,0570	0,0570	0,0570	0,1120
2011	0,0597	0,0581	0,0575	0,0570	0,1120
2012	0,0625	0,0593	0,0580	0,0570	0,1120
2013	0,0655	0,0605	0,0585	0,0570	0,1120
2014	0,0686	0,0617	0,0590	0,0570	0,1120
2015	0,0720	0,0630	0,0595	0,0570	0,1120
2016	0,0739	0,0644	0,0600	0,0570	0,1120
2017	0,0760	0,0659	0,0605	0,0570	0,1120
2018	0,0780	0,0675	0,0610	0,0570	0,1120
2019	0,0802	0,0690	0,0615	0,0570	0,1120
2020	0,0824	0,0707	0,0620	0,0570	0,1120
2025	0,0942	0,0770	0,0643	0,0570	0,1120
2030	0,1061	0,0833	0,0667	0,0570	0,112
2035	0,1165	0,0888	0,0697	0,0570	0,1165
2040	0,1269	0,0944	0,0727	0,0570	0,1268
2045	0,1386	0,1006	0,0763	0,0570	0,1386
2050	0,1503	0,1068	0,0798	0,0570	0,1503

*) Gestehungskosten des fossilen Kraftwerkparks (Mix Alt- und Neukraftwerke entsprechend [BMU 2008]) zuzüglich Verteilungskosten auf der Hochspannungsebene (bis 2020 einschl. Kernkraftwerke)

**) Ungefähre "Vollkosten" einer fossilen Stromerzeugung unter Einbeziehung der ökologischen Kosten lokaler Emissionen und von Klimaschäden

⁷ In der Leitstudie wird die Mittelspannungsebene als Vergleichsbasis gewählt, da ein Teil der Kraftwerke (dezentrale KWK, Teile der EE) dort einspeisen. Für alle auf der Hochspannungsebene einspeisenden Kraftwerke werden die mittleren Kosten für Transport auf der Hochspannungsebene und für die Umspannung mit 1,2 Cent/kWh angenommen. In dieser Untersuchung ist der Abgabepreis ab Kraftwerk die Vergleichsbasis, bei dem die Netzkosten der Hochspannungsebene abgezogen sind.

3.3 Ableitung der Stromgroßhandelspreise aus den Stromgestehungskosten

Zur Berechnung der EEG-Differenzkosten sind zunächst nicht die Stromgestehungskosten des fossil befeuerten Kraftwerksparks aus Alt- und Neuanlagen relevant, sondern die Stromgroßhandelspreise. Die Strombörse in Leipzig hat dabei eine Leitfunktion für die Preisfindung übernommen. Dort orientieren sich die Preise an den Grenzkosten der Merit-Order (kostenbedingte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke) und zeigen im Tagesverlauf einen stündlich deutlich schwankenden Strompreis mit Tiefstwerten in den Frühstunden und Höchstwerten am Mittag und in frühen Abendstunden. Die Preisfindung orientiert sich dabei an den Grenzkosten (variable Einsatzkosten, d.h. Brennstoff und ggf. CO₂-Kosten) des jeweils letzten noch benötigten Kraftwerkes. Zu Schwachlastzeiten sind dies bislang Steinkohlekraftwerke, während es in den Spitzenlastzeiten Gaskraftwerke sind. Entscheidend für einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Kraftwerke ist, dass auf Dauer gesehen der erzielbare durchschnittliche Großhandelspreis nicht nur die Grenzkosten deckt, sondern die Vollkosten des Kraftwerkes.

Mit dem zunehmenden Angebot von erneuerbaren Energien und deren Grenzkosten von Null (vor allem Windkraft und Photovoltaik) verschiebt sich die Merit-Order so, dass die teuersten Kraftwerke (Gas) keine ausreichende Nachfrage mehr haben. Vor allem im Peak der Mittagszeit deckt die Photovoltaik in wachsendem Umfang diesen lukrativen Markt ab (derzeit bis zu 10 GW Leistung möglich). Hinzu kommt zu allen Zeiten die Windkraft mit bis zu 25 GW Leistung. Im Mittel sinkt der erzielbare Marktpreis dadurch bereits deutlich (Merit-Order-Effekt) [vgl. Breitschopf et al. 2010]. Da sich diese Entwicklung künftig noch deutlich verstärkt, führt eine Preisfindung über die Grenzkosten zu geringeren Großhandelspreisen, als sie für einen wirtschaftlichen Betrieb von **neuen** Steinkohle- oder Gaskraftwerken erforderlich ist. Damit ist die Umstellung des Preisfindungsmechanismus auf eine vollkostenbasierte Basis, wie sie auch im Rahmen der staatlichen Preiskontrolle bis 1998 üblich war, mittelfristig unausweichlich. Dies wird umso bedeutsamer, je mehr Reservekapazität für die Abdeckung von wind- und sonnenschwachen Zeiten benötigt wird. Dabei handelt es sich primär um Steinkohle- und Erdgaskraftwerke, die im Jahresdurchschnitt im Vergleich mit heute üblichen Bedingungen (vgl. 7.000 Vollbenutzungsstunden in Abbildung 3.3) deutlich geringere Volllaststunden erzielen, für die Leistungsabsicherung aber weiterhin nötig sind.

Für den in dieser Untersuchung betrachteten Zeitraum bis zum Jahr 2030 wird implizit unterstellt, dass die in Tabelle 3.4 gezeigten durchschnittlichen Stromgestehungskosten des fossilen Stromerzeugung auch am Markt (mit ggf. geänderten Preisfindungsmechanismen) erzielt werden können. Dies würde eine Untergrenze für den anlegbaren Strompreis darstellen.

Alle Strompreispfade für diese Untersuchung basieren auf den in Tabelle 3.4 dargestellten Stromgestehungsvollkosten und sind auf die Preisbasis 2010 umgerechnet. Für die Ermittlung der EEG-Differenzkosten werden nach Tabelle 3.5 drei Strompreispfade **ohne Verteilkosten (d.h. frei Kraftwerk)** berücksichtigt. Es handelt sich um den Strompreispfad *Mäßig* (basiert auf Pfad B der Leitstudie), den Strompreispfad *Deutlich* (basiert wegen der

wirtschaftskrisenbedingt derzeit niedrigen Großhandelspreise⁸ auf einem Übergang des Pfad B auf A) und den „Strompreisfad“ *EK* (externe Kosten) mit Berücksichtigung der vollen externen Kosten (70 €/t CO₂).

Der Strompreisfad *Mäßig* gibt die von den Autoren erwartete Untergrenze beim Anstieg der Strompreise wieder, während der Strompreisfad *Deutlich* als der wahrscheinlichste Fall angesehen wird. Der Pfad *EK* soll zeigen, wie teuer der Strom aus fossilen Energieträger sein müsste, würden die vollen externen Kosten bereits internalisiert sein. Aufbauend auf den Preisfad *Deutlich* wird dabei zusätzlich angenommen, dass eine volle Internalisierung der externen Kosten erfolgt ist, d.h. ein Zertifikatspreisniveau von 70 € / t CO₂ vorliegt [Krewitt/Schlomann 2006].

Tabelle 3.5: Angelegte Großhandelspreise für die Ermittlung der EEG-Differenzkosten

	Strompreisfad „Mäßig“	Strompreisfad „Deutlich“	Strompreisfad EK (ext. Kosten)
	Cent ₂₀₁₀ /kWh		
2010	4,5	4,5	10,0
2011	5,0	5,0	10,4
2012	5,1	5,2	10,5
2013	5,2	5,4	10,6
2014	5,3	5,5	10,6
2015	5,4	5,7	10,7
2016	5,5	5,9	10,8
2017	5,6	6,4	11,2
2018	5,7	6,8	11,5
2019	5,8	7,2	11,8
2020	5,9	7,6	12,1
2021	6,0	7,9	12,3
2022	6,1	8,1	12,4
2023	6,2	8,4	12,6
2024	6,4	8,6	12,7
2025	6,5	8,9	12,9
2026	6,6	9,2	13,1
2027	6,8	9,4	13,2
2028	6,9	9,7	13,4
2029	7,0	9,9	13,5
2030	7,1	10,2	13,7

Dieser durchschnittliche Stromgroßhandelspreis wird spartenspezifisch für die Ermittlung der Differenzkosten mit einem Faktor bewertet. Die tägliche Vermarktung des EEG-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber gemäß der AusglMechV an Spotmarkt seit dem 1.1.2010 hat völlig neue Verhältnisse für die EEG-Differenzkostenermittlung geschaffen. Die vor- und

⁸ Die niedrigere Stromnachfrage (im Jahr 2009 waren es 5% weniger als 2008) und Industrieproduktion führt zu einem größeren Angebot an CO₂-Zertifikaten. Deren Preis liegen dadurch deutlich niedriger als vor der Wirtschaftskrise, wodurch die Strompreise frei Kraftwerk auch niedriger liegen. Im Zuge der zu erwartenden Nachfragerholung sind kurzfristig entsprechend Preissteigerungen zu erwarten, wie die Stromfutures für 2011 bereits zeigen. Im Durchschnitt werden für 2011 etwa 5 Cent/kWh erwartet, Tendenz steigend.

untertätige Vermarktung der EEG-Strommengen führt nun erstmal zu nachvollziehbaren Ergebnissen über den erzielbaren Marktwert des EEG-Stroms. Musste dieser in der Vergangenheit anhand durchschnittlicher Preise geschätzt werden, liegen Anfang 2011 erstmal die Vermarktungsdaten für ein ganzes Jahr vor. Daraus werden sich bestimmte neue Erkenntnisse über die derzeitige Wertigkeit der jeweiligen EEG-Stromsparten ergeben. Für 2010 wurde von den ÜNB zur Ermittlung der EEG-Umlage die Wertigkeit abgeschätzt. Dabei wurde Windstrom mit 83% und Photovoltaik mit 120% des durchschnittlichen Börsenpreises taxiert. Die anderen Sparten Wasser, Biomasse und Geothermie mit 100% [ÜNB 2009].

Diesem Ansatz wird in dieser Untersuchung bei der Ermittlung der EEG-Differenzkosten gefolgt, so dass der durchschnittliche, mengengewichtete anlegbare Wert des EEG-Stromes immer leicht (5 bis 7 %) unter denen in Tabelle 3.5 liegt (vgl. Tabelle 3.6).

Tabelle 3.6: Durchschnittlicher Wert des EEG-Stroms im Stromgroßhandel

	Strompreisfad „Mäßig“	Strompreisfad „Deutlich“	Strompreisfad EK (ext. Kosten)
	Cent₂₀₁₀/kWh		
2010	4,2	4,2	9,5
2011	4,7	4,7	9,7
2012	4,8	4,9	9,9
2013	4,9	5,1	10,0
2014	5,0	5,2	10,0
2015	5,1	5,4	10,1
2016	5,2	5,6	10,3
2017	5,3	6,0	10,6
2018	5,4	6,4	10,9
2019	5,5	6,8	11,2
2020	5,6	7,2	11,5
2021	5,7	7,4	11,6
2022	5,8	7,7	11,7
2023	5,9	7,9	11,9
2024	6,0	8,1	12,0
2025	6,1	8,4	12,1
2026	6,2	8,6	12,3
2027	6,3	8,8	12,4
2028	6,4	9,0	12,5
2029	6,5	9,3	12,6
2030	6,6	9,5	12,7

4 EEG-Kostenanalyse

4.1 Vorbemerkung

Nach Definition des § 1 EEG fällt der gesamte aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom unter das EEG, unabhängig davon, ob ein Vergütungsanspruch / -interesse seitens des Anlagenbetreibers besteht oder nicht. Wie bereits in Kap. 2.1 erwähnt, ist bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zwischen zwei Formen zu unterscheiden: Einerseits zwischen Anlagen, welche ihren Vergütungsanspruch aus dem EEG wahrnehmen und andererseits Anlagen, die keinen Vergütungsanspruch haben oder diesen nicht wahrnehmen, weil sie ihren Strom zeitweise oder generell direkt vermarkten. Dies sind bislang vor allem alte und große Wasserkraftanlagen sowie einige Holzkraftwerke.

Die Unterscheidung in vergüteten und nicht vergüteten EEG-Strom ist für die im Folgenden dargestellte Kostenrechnung relevant, da direkt vermarktende Anlagen keine EEG-Vergütungen (mehr) erhalten, jedoch zur gesamten EEG-Strommenge beitragen. Aus rationalen Gründen kann man davon ausgehen, dass Anlagenbetreiber nur dann auf die EEG-Vergütungen verzichten werden, wenn sie über die Direktvermarktung vorübergehend oder dauerhaft einen höheren Erlös erzielen können.

4.2 Entwicklung der nach EEG vergüteten Stromerzeugung

In Kapitel 3.1 wurde bereits die nach dem Leitszenario 2010 mögliche Entwicklung der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dargestellt. Für die Kostenbetrachtungen des EEG ist aber nicht die Gesamtmenge des Stroms aus erneuerbaren Energien relevant, sondern letztlich nur die nach dem EEG vergütete Strommenge. Diese Strommenge ist schon immer kleiner als die gesamte EEG-Strommenge, da rund 80% des Wasserkraftstroms aus Altanlagen nicht über das EEG vergütet wird.

Auf mittlere bis lange Sicht gesehen werden zunehmend EEG-Anlagen aus der EEG-Vergütung ausscheiden, weil es für sie mit den erwarteten steigenden Großhandelsstrompreisen immer attraktiver wird, den Strom z.B. über Ökostromlieferanten direkt zu vermarkten (§ 37 EEG). Abbildung 4.1 und Abbildung 4.2 zeigen im Vergleich die erwartete Preisentwicklung für konventionell erzeugten Strom im Stromgroßhandel (vgl. Kap. 3.3) und die EEG-Vergütungssätze, die dazu führen wird, dass bis Ende dieses Jahrzehnts als erstes Windkraftanlagen (an Land) und PV-Freiflächenanlagen Preisgleichheit mit der fossilen Stromerzeugung erreichen werden. Danach folgen weitere Sparten, so dass bis 2030 Neuanlagen nahezu aller EE-Sparten günstiger den Strom erzeugen können, als es konventionelle Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger tun können.

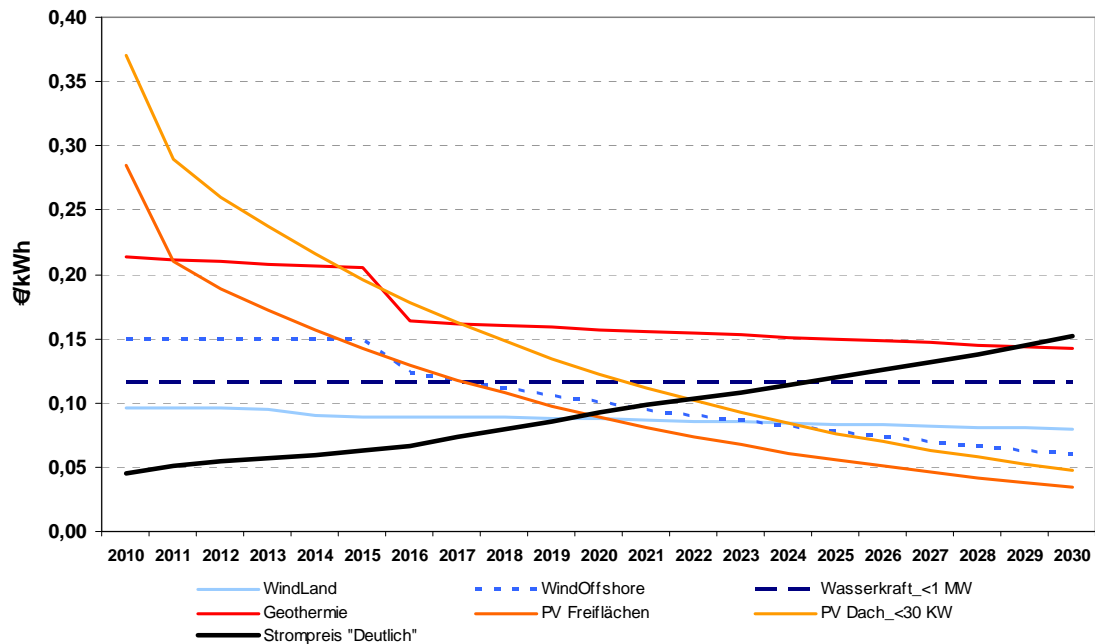


Abbildung 4.1: Verlauf der EEG-Anfangsvergütungen für Neuanlagen und Stromgroßhandelspreisfad *Deutlich* im Modell (nominale Werte)

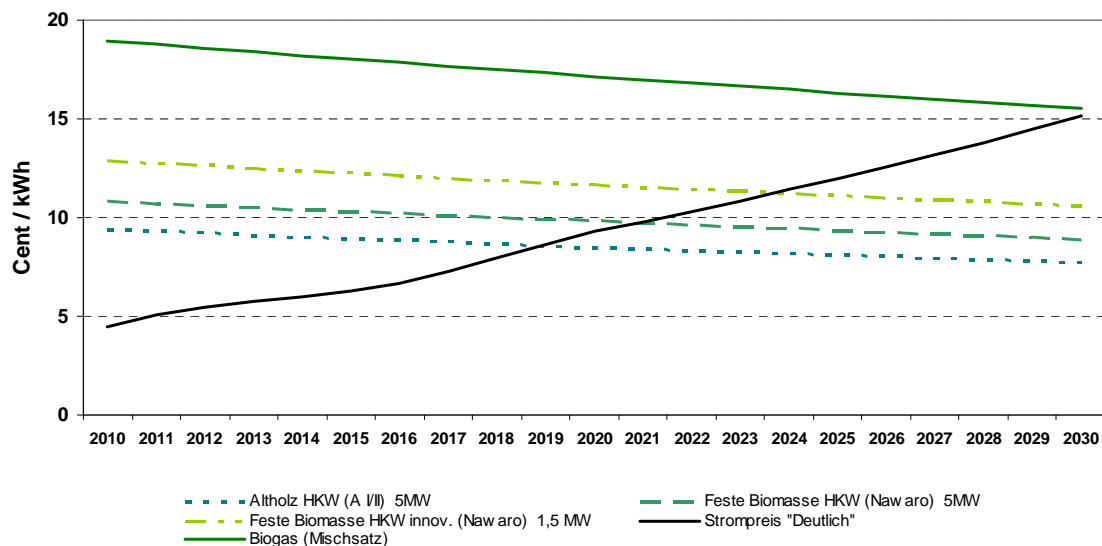


Abbildung 4.2: Verlauf der EEG-Anfangsvergütungen für Biomasse-Neuanlagen und Stromgroßhandelspreisfad *Deutlich* im Modell (nominale Werte)

Gegenüber dem erwarteten Trend eines Anstieges bei der fossilen Stromerzeugung und Stromgroßhandelspreis kommt es, über alle EEG-Anlagen betrachtet, bei der EEG-Durchschnittsvergütung (ohne Abzug vermiedener Netznutzungsentgelte) zu einem kontinuierlichen Rückgang, da der Vergütungssatz für EEG-Neuanlagen einer hohen

Kostendegression unterliegt. Mitte der 2020er Jahre würde es zur Preisgleichheit zwischen dem Stromgroßhandelspreisfad *Deutlich* und der EEG-Durchschnittsvergütung kommen können, im Preisfad *Mäßig* ab Ende der 2020er Jahre. Bei Berücksichtigung der vollen externen Kosten würde der Schnittpunkt bereits zum Ende dieses Jahrzehnts erreicht sein (vgl. Abbildung 4.3).

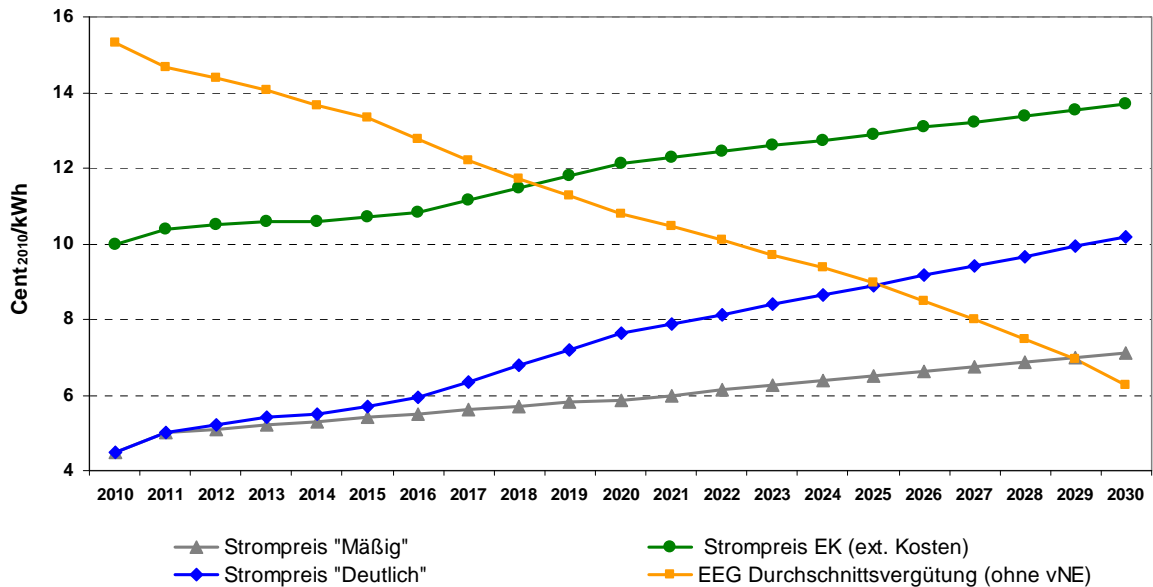


Abbildung 4.3: Entwicklung der EEG-Durchschnittsvergütung im Vergleich zu den Strompreispfaden (ohne Ausscheiden von Anlagen aus der EEG-Vergütung, ohne Berücksichtigung vermiedener Netzentgelte)

Aufgrund der beschriebenen Entwicklung in Richtung Preisgleichheit einzelner EEG-Sparten ggü. der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern ist mit einem sukzessiven Ausscheiden von EEG-Anlagen aus dem EEG-Vergütungssystem zu rechnen. Weil EEG-Anlagen bei einer direkten Vermarktung ihres Stroms dann aber vertragliche Zusagen hinsichtlich ihrer Leistungsverfügbarkeit machen müssen, werden vor allem stark fluktuierende Fotovoltaik-⁹ und Windkraftanlagen nicht schon bei geringfügig höheren Großhandelspreisen ausscheiden, sondern erst dann, wenn auch die zusätzlich anfallenden Kosten für eine Leistungsabsicherung und Vermarktung sicher gedeckt werden können.

Diese Aufwendungen der EEG-Sparten für eine erfolgreiche Direktvermarktung wurden im Modell durch entsprechende Aufschläge auf den Stromgroßhandelspreis berücksichtigt (vgl. Tabelle 4.1) und variieren nach überschlägiger Abschätzung im Bereich von 0,5 bis 3 Cent/kWh, wenn man von den großen Wasserkraftanlagen, die überwiegend von etablierten Stromversorgern betrieben werden, absieht.

EE-Anlagen mit vorhersehbar konstanter Leistung weisen nur sehr geringe Vermarktungskosten im Bereich von 0,5 Cent/kWh auf, während es bei Windkraft- oder großen Fotovoltaik-Anlagen mit fluktuierender Einspeisung zu größeren Aufwendungen im

⁹ Eingespeister Stromanteil bei Inanspruchnahme der Eigenverbrauchsregelung.

Bereich von schätzungsweise 1,5 bis 2 Cent/kWh in Folge der notwendigen Leistungsabsicherung kommen wird. Lediglich für kleine Fotovoltaik-Anlagen (vielfach Anlagen auf Ein- oder Zweifamilienhäusern) wurde der Wert mit 3 Cent/kWh deutlich höher angesetzt, da aufgrund der geringen vermarktungsfähigen Strommengen eine direkte Vermarktung für viele Anlagenbetreiber im Einzelfall zu aufwendig und nicht wirtschaftlich sinnvoll ist. Denkbar sind Vermarkter, welche die Kleinmengen sammeln und dann im Pool vermarkten. Dies dürfte aber erst bei deutlich höheren Durchschnittspreisen interessant werden.

Tabelle 4.1: Im Modell erforderliche Mindestüberschreitung des Stromgroßhandelspreises, bevor EEG-Anlagen aus der EEG-Vergütung in eine Direktvermarktung (ohne weitere Bonusregelungen) ausscheiden.

Sparte	Cent/kWh
Wind Land:	1,5
Wind Offshore	1,0
Wasserkraft < 1 MW	0,5
Wasserkraft > 1 MW	0,0
Fotovoltaik < 30kW	3,0
Fotovoltaik > 30 < 1000 kW	2,0
Fotovoltaik > 30kW	1,5
Biomasse	0,5
Geothermie	0,5

Auf Basis dieser Grenzziehung steigen im Strompreispfad *Deutlich* bereits ab Mitte diesen Jahrzehnts in stetig wachsendem Umfang EEG-Strommengen (primär Windkraft) aus der EEG-Vergütung aus. Ab etwa 2018 beschleunigt sich diese Entwicklung und wird nach dem Jahr 2025 sehr dynamisch. Um das Jahr 2026 herum wäre nur noch weniger als die Hälfte des hierzulande produzierten EEG-Stroms über das EEG zu vergüten, im Jahr 2030 nur noch 17% (vgl. Abbildung 4.4)

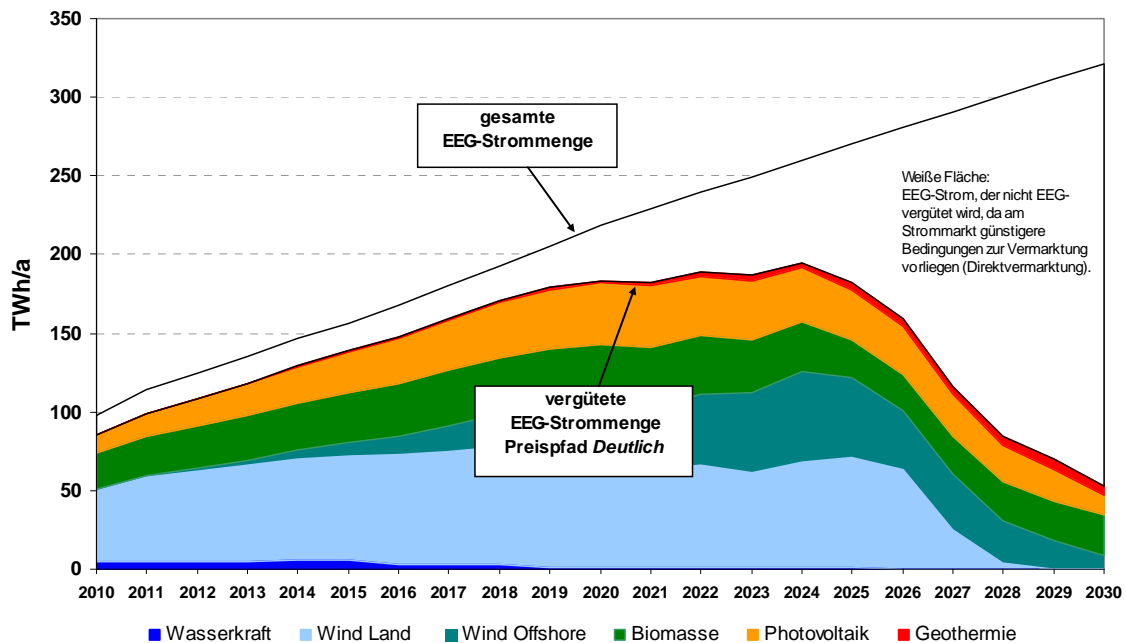


Abbildung 4.4: Entwicklung der nach EEG vergüteten Strommengen auf Basis des Leitszenario 2010

4.3 Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen

Nach dem derzeit gültigen EEG können EEG-Stromerzeugungsanlagen für den Zeitraum von mindestens einem Monat aus der EEG-Vergütung ausscheiden und so über die direkte Stromvermarktung höhere Erlöse als über das EEG zu erzielen. Damit reduzieren sich die zu zahlenden EEG-Vergütungen.

Abbildung 4.5 zeigt, dass dieser Effekt etwa ab dem Jahr 2018 einsetzt und im Weiteren dazu führt, dass die Vergütungszahlungen im Jahr 2020 statt zu erwartender 21,2 Mrd. €₂₀₁₀ mit 20,3 Mrd. €₂₀₁₀ leicht niedriger liegen. Im Jahr 2030 beträgt diese Differenz aber bereits über 12 Mrd. €₂₀₁₀, da statt 18,4 Mrd. €₂₀₁₀ nur noch rund 6 Mrd. €₂₀₁₀ Vergütungen gezahlt würden. Diese Differenz wird sich in der Zeit nach 2030 weiter vergrößern, bis de facto keine EEG-Anlagen mehr auf die EEG-Vergütung angewiesen sein werden. Im Falle des deutlich niedriger verlaufenden Preispfades *Mäßig* setzt der Ausscheidungsprozess später an und beginnt erst ab 2024. Damit ist die Differenz zum Vergütungsanspruch im Jahr 2030 deutlich geringer und beträgt dann nur rund 5 Mrd. €₂₀₁₀.

Der in Abbildung 4.5 gezeigte Rückgang bei den Vergütungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber wirkt sich direkt für die Stromabnehmer kostenmindernd aus, denn die EEG-Differenzkosten werden dadurch im gleichen Maße geringer.

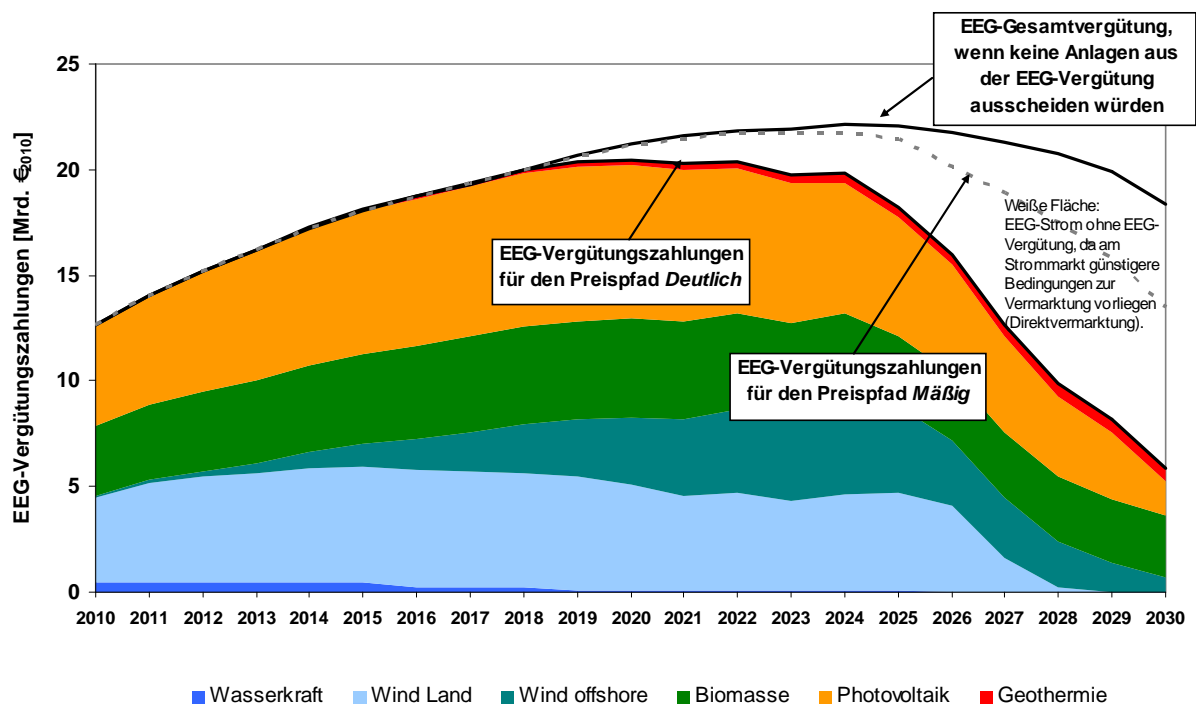


Abbildung 4.5: Erwartete Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen bis zum Jahr 2030

4.4 Entwicklung der EEG-Differenzkosten

Bei Betrachtung der durch das EEG für die Stromverbraucher entstehenden Mehrkosten ist nicht primär die Höhe der EEG-Vergütungszahlungen relevant, sondern die Differenz zwischen Vergütungszahlungen und Marktwert des EEG-Stroms für die gleiche Menge. Dieser Marktwert wird branchenüblich über den in Kapitel 3.3 darstellten Stromgroßhandelspreis für Strom bestimmt. Seit dem Jahr 2010 erfolgt eine tägliche Vermarktung der EEG-Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber am Spotmarkt der Leipziger Strombörse EEX. Zu den dabei tatsächlich erzielten Vermarktungspreisen liegen noch keine Angaben vor. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese im Mittel leicht unter dem Tagesdurchschnittspreis liegen werden, da EEG-Strom - insbesondere Windstrom - die Preise drückt (vgl. Kapitel 3.3). Wird zu bestimmten Stunden viel Windstrom angeboten, kann hierfür durch die geringeren Preise auch nur mit entsprechend geringeren Erlösen gerechnet werden. Für die Stromkunden wirkt diese als Merit-Order-Effekt [u.a. Sensfuss/Ragwitz 2007] bezeichnete Verteilungswirkung vom Prinzip her vorteilhaft aus, denn die im Strommix noch überwiegende Menge konventionell erzeugten Stroms wird damit preiswerter, aber die Produzenten erlösen entsprechend weniger. Hinsichtlich der EEG-Differenzkosten wirkt sich dieser Effekt allerdings Kosten erhöhend aus, denn es muss ein niedrigerer Preis für konventionellen Strom angesetzt werden. Die EEG-Differenzkosten liegen zwischen 2010 und 2030 dadurch durchschnittlich um etwa 2% höher.

Abbildung 4.6 zeigt die Entwicklung der EEG-Differenzkosten für den zentralen Strompreisfad *Deutlich*. Dort erreichen die EEG-Differenzkosten ihr Maximum im Jahr 2015

mit rund 10,7 Mrd. €₂₀₁₀. Anschließend kommt es bis zum Jahr 2030 zu einem kontinuierlichen und deutlichen Rückgang der EEG-Differenzkosten auf 0,7 Mrd. €₂₀₁₀ bis zum Jahr 2030. Der größte Teil der EEG-Differenzkosten (rund 50%) entfällt in diesem Zeitraum auf die Photovoltaik, obwohl die Vergütungssätze einer starken Degression unterliegen, denn seit 2004 bis heute hat der Zubauboom - zu noch hohen Vergütungssätzen - Zahlungsverpflichtungen für 20 Jahre mit sich gebracht, die bis Mitte der 2020er Jahre die EEG-Differenzkosten prägen. Ein sehr hoher PV-Zubau nach 2020 führt dagegen kaum noch zu Mehrkosten, da die Vergütungssätze dann im Bereich von 10 Cent/kWh und weniger liegen werden.

Diese gezeigte Entwicklung gilt unter der Maßgabe, dass die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise - getrieben durch Brennstoffpreissteigerungen und CO₂-Zertifikatspreise - in den nächsten 20 Jahren real ansteigen und im Durchschnitt auch die Vollkosten der konventionellen Erzeugung abdecken (vgl. Kapitel 3.3). Unterstellt wurde hierbei für das Jahr 2030 ein Stromgroßhandelspreis von rund 10 Cent₂₀₁₀, d.h. rund 3 Cent₂₀₁₀ über dem Preisniveau des Jahres 2009 bzw. etwa 5 Cent₂₀₁₀ über dem durchschnittlich erwarteten Preisniveau des Jahres 2010/11. Im Preispfad *Mäßig* erreicht der Stromgroßhandelspreis im Jahr 2030 einen Wert von 7,1 Cent₂₀₁₀/kWh, d.h. nur etwa 2 Cent₂₀₁₀/kWh über dem Preisniveau für 2010/11.

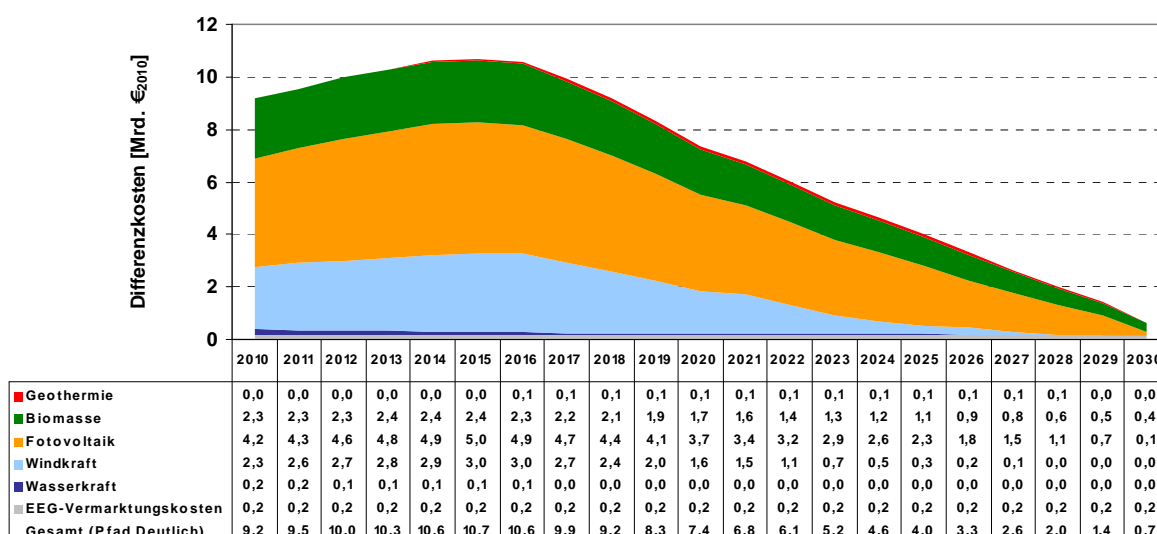


Abbildung 4.6: Erwartete Entwicklung der EEG-Differenzkosten im Strompreispfad *Deutlich* bis zum Jahr 2030

Auch wenn der Strompreisanstieg bis zum Jahr 2030 aufgrund niedrigerer Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise deutlich geringer ausfallen würde (Preispfad *Mäßig*), bliebe der Trendverlauf bei den EEG-Differenzkosten gleich. Der Rückgang bei den EEG-Differenzkosten würde aber geringer ausfallen. Abbildung 4.7 zeigt die flacher auslaufende Kurve mit absolut etwas höheren EEG-Differenzkosten von rund 11 Mrd. €₂₀₁₀ im Maximum 2016. Die kumulierten EEG-Differenzkosten würden im Zeitraum 2010 bis 2030 mit 182 Mrd. €₂₀₁₀ statt 142 Mrd. €₂₀₁₀ (Preispfad *Deutlich*) rund 40 Mrd. €₂₀₁₀ höher ausfallen.

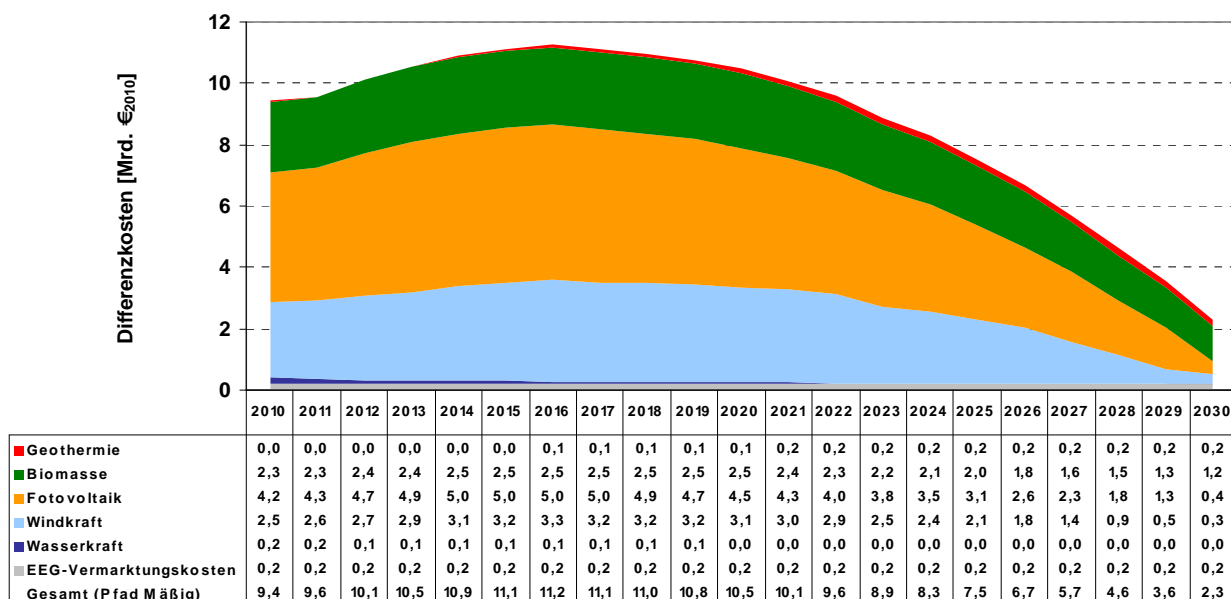


Abbildung 4.7 Erwartete Entwicklung der EEG-Differenzkosten im Strompreisfad *Mäßig* bis zum Jahr 2030

Nochmals deutlich niedriger lägen die Differenzkosten bei einer mehr volkswirtschaftlich orientierten Sichtweise im Preisfad *EK* mit weitgehender Internalisierung der externen Kosten der fossilen Stromerzeugung. Die EEG-Differenzkosten erreichen damit im Maximum nur einen Wert von rund 6 Mrd. €₂₀₁₀ und gehen bis 2030 auf nahezu Null zurück.

4.5 Entwicklung der EEG-Umlage

Die EEG-Differenzkosten werden auf alle nicht begünstigten Stromkunden (siehe weiter unten) umgelegt. Diese so genannte EEG-Umlage berechnet sich, in dem die gesamten EEG-Differenzkosten durch den umlagepflichtigen Letztverbrauch geteilt werden. Die EEG-Umlage wird seit dem 1.1.2010 von den EEG-Strom vermarktenden Übertragungsnetzbetreibern im Voraus festgelegt¹⁰ und ist von den Stromvertriebsunternehmen für jede verkaufte umlagepflichtige Letztverbrauchs-Kilowattstunde zu zahlen. Dadurch erhöhen sich die Strombeschaffungskosten der Stromvertriebe. In der Regel werden diese versuchen, diese höheren Beschaffungskosten an die Kunden weiterzugeben, so dass vereinfacht unterstellt werden kann, dass sich der Preis für eine Kilowattstunde Strom entsprechend um den EEG-Umlagebetrag erhöht.

In den vergangenen Jahren lag die umlagepflichtige Letztverbraucherstrommenge bei durchschnittlich 80% des Bruttostromverbrauchs in Deutschland und wird im Modell auch mit diesem Wert fortgeschrieben. Der aus dem Leitszenario 2010 unterstellte Rückgang beim Bruttostromverbrauch führt somit auch zu einer kleiner werdenden Letztverbraucherstrommenge,

¹⁰ Bis zum 15.10. des Vorjahres für das Folgejahr.

so dass gleiche Höhe bei den EEG-Differenzkosten unterstellt, die EEG-Umlage dadurch höher ausfallen muss.

Die EEG-Umlage ist fast vollständig von den nicht privilegierten Letztverbrauchern (Stromkunden) zu tragen, die nicht unter die Regelungen des § 41 und 42 EEG 2009 fallen (siehe auch Kasten unten). Den nicht privilegierten Stromkunden entstehen durch die Privilegierung bestimmter Stromabnehmer höhere EEG-Umlagekosten, da deren Begünstigung (durch eine mengenmäßig sehr stark verminderte EEG-Stromabnahme) stattdessen von allen anderen Stromabnehmern zu tragen ist. Die EEG-Umlage erhöhte sich für die nicht privilegierten Stromabnehmer durch die Begünstigung der als stromintensiv eingeschätzten Unternehmen im Jahr 2009 um rund 18%. Perspektivisch wird es durch weiter steigende EEG-Differenzkosten und einer Zunahme der Begünstigten zu einer weiteren Zunahme dieses Aufschlages kommen, so dass im Modell die Umlageerhöhung für alle nicht unter die Privilegierung fallenden Stromabnehmer generell mit 20% angesetzt wird.

Privilegierung stromintensiver Unternehmen (Besondere Ausgleichsregelung)

Durch eine Änderung des EEG 2000 wurde 2003 mit der so genannten „Besonderen Ausgleichsregelung“ nach damaligen § 11a eine spezielle Begünstigung von besonders energieintensiven Unternehmen des produzierenden Gewerbes eingeführt, die im (internationalen) Wettbewerb durch hohe Stromkosten besonders benachteiligt wären. Später kamen noch Schienenbahnen hinzu.

Privilegiert wurden zunächst nur Unternehmen, die einen Stromverbrauch über 100 GWh (100 Mio. kWh) an einer Abnahmestelle hatten und deren Stromkosten über 20% der Bruttowertschöpfung lagen. Die EEG-Umlage für diese Unternehmen wurde auf 0,05 Cent/kWh begrenzt. Mit dem EEG 2004 wurde diese Regelung im neuen § 16 auf weitere Unternehmen ausgedehnt, in dem die Schwellwerte auf 10 GWh und 15% am Bruttostromverbrauch gesenkt wurden. Zusätzlich wurden Schienenbahnen als berechtigt aufgenommen. Unternehmen mit weniger als 100 GWh und 20% Anteil am der Bruttowertschöpfung hatten einen 10%igen Selbstbehalt der EEG-Umlage zu tragen. Zielgröße für die reduzierte EEG-Umlage waren weiterhin 0,05 Cent/kWh.

Jedoch konnte diese nur eingehalten werden, so lange die dadurch entstehenden zusätzlichen Belastungen für die nicht begünstigten Stromabnehmer 10% nicht überstiegen (10%-Deckel). Nachdem durch die Ausweitung der antragsberechtigten Unternehmen im EEG 2004 es bereits 2005 zu einer Überschreitung der Zielgröße von 0,05 Cent/kWh kam (erreicht wurden rund 0,1 Cent/kWh), wurde im Jahr 2006 der 10%-Deckel rückwirkend zum 1.1.2006 gestrichen. Dadurch erhöhte sich die EEG-Umlage für die nicht begünstigten Stromabnehmer im Jahr 2009 statt um 10% nunmehr um 18%.

Im EEG 2009 wurde diese Regelung unverändert in die §§ 41/42 übernommen. Die kontinuierliche Zunahme der privilegierten Strommenge führte seitdem zu einer immer größeren zusätzlichen Belastung der nicht privilegierten Stromkunden. Diese müssen im Jahr 2010 voraussichtlich eine um 20% höhere EEG-Umlage zahlen, als es ohne die Begünstigungsregelung der Fall wäre.

Die EEG-Umlage lag 2009 bei rund 1,2 Cent/kWh und ist für 2010 durch die ÜNB bereits mit 2,05 Cent/kWh deutlich höher angesetzt worden. Sie wird im Preisfad *Deutlich* weiter ansteigen. Ihr Maximum wird die EEG-Umlage voraussichtlich in etwa 5 - 7 Jahren mit rund

2,7 bis 2,9 Cent₂₀₁₀/kWh erreichen (vgl. Abbildung 4.8). Gegenüber dem Jahr 2010 wäre dies eine Zunahme um „nur“ noch etwa 30%. Sollte der PV-Ausbau aber deutlich stärker erfolgen, als im Leitszenario 2010 unterstellt, würde sich die EEG-Umlage darüber hinaus erhöhen. Das gleiche gilt auch für den Fall, wenn die Stromgroßhandelspreise geringer ansteigen.¹¹

Aktuelle Entwicklungen bei der EEG-Umlage

Die Gründe für die Fast-Verdoppelung der EEG-Umlage von 2009 auf 2010 liegen in dem 2009 unerwartet hohen PV-Zubau, der durch die Wirtschaftskrise stark gefallenen Stromgroßhandelspreise und der Umstellung des EEG-Wälzungsmechanismus auf tägliche Vermarktung am Spotmarkt.

Die Vermarktungskosten werden nun direkt dem EEG zugerechnet, waren bisher zum Teil aber bereits schon in den Netzentgelten der Übertragungsnetzbetreiber enthalten und werden nun in die EEG-Umlage verschoben. Die Umlage-Schätzung für 2010 durch die ÜNB ist nach bisherigem Kenntnisstand zu niedrig angesetzt, da der PV-Zubau im Jahr 2009 (3.800 MW) und auch 2010 (geschätzte 6.000 MW) sehr deutlich über den bisherigen Schätzungen gelegen hat bzw. liegen wird (2.000 MW für 2010).

Somit ist tatsächlich für 2010 ein EEG-Umlagewert im Bereich von 2,3 bis 2,4 Cent/kWh zu erwarten, je nachdem wie hoch der PV-Zubau im ersten Halbjahr 2010 vor der Vergütungsabsenkung zum 1.7.2010 ausfällt. Die Differenz zu der bisher festgesetzten EEG-Umlage von 2,05 Cent/kWh in Höhe von 0,3 Cent/kWh muss im kommenden Jahr nachgeholt werden, so dass sich die EEG-Umlage im Jahr 2011 von 2,4 auf 2,7 Cent/kWh erhöhen wird. Für Endverbraucher, die darauf auch noch die Umsatzsteuer¹² entrichten müssen, bedeutet dies eine Brutto-EEG-Umlage von 3,2 Cent/kWh.

Nach dem erwarteten Maximum der EEG-Differenzkosten zum Zeitpunkt 2015 / 2016, kommt es analog auch bei der EEG-Umlage zum Rückgang. Für das Jahr 2020 wird diese – trotz einer 2,5-fachen EEG-Strommenge – mit rund 2 Cent₂₀₁₀/kWh wieder etwas unter dem Niveau vom Jahr 2010 liegen. Im Jahr 2030 wäre die EEG-Umlage dann sehr gering bis praktisch nicht mehr relevant. Die Spartenanteile an der EEG-Umlage sind analog zu den EEG-Differenzkosten, wie sie aus Abbildung 4.6 und Abbildung 4.7 hervorgehen.

¹¹ Im Vergleich mit den früheren Untersuchungen zur Entwicklung der EEG-Umlage [BMU 2008b, BMU 2009] liegen hierin auch die beiden wesentlichen Gründe für die weit höheren EEG-Umlagewerte in dieser Untersuchung.

¹² Die Stromanbieter kalkulieren ihren Strompreis zunächst immer netto ohne Umsatzsteuer. Darin gehen alle Preisbestandteile, wie Großhandelspreis, Netzentgelte, EEG- und KWKG-Umlage, Stromsteuer sowie Konzessionsabgaben ein. Endkunden (Nicht-Unternehmer) müssen schließlich auf den Gesamtpreis die Umsatzsteuer entrichten. Ein Anstieg eines Preisbestandteils führt damit immer auch zu einer höheren Umsatzsteuer. Die Zurechnung der Umsatzsteuer auf die einzelnen Preisbestandteile wird gerne in der politischen Auseinandersetzung vorgenommen, ist aber wenig sinnvoll, da sie mit der eigentlichen Kostenentwicklung auf der Herstellungsseite nichts zu tun hat.

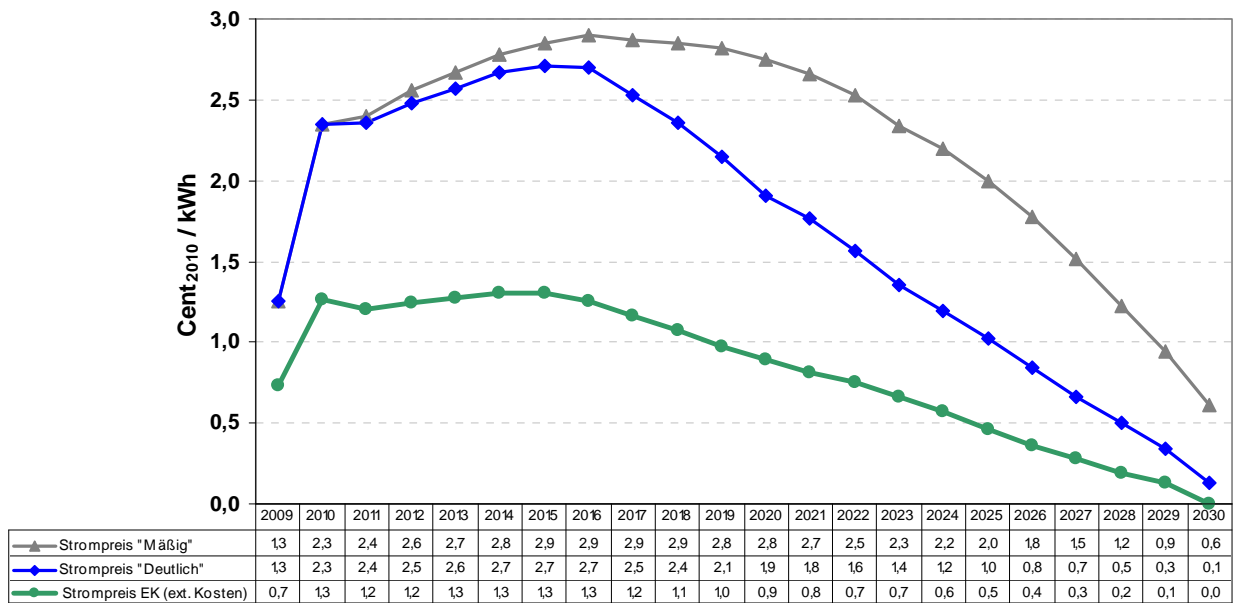


Abbildung 4.8: Entwicklung der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030

Für Stromkunden bedeutet dies für die nächsten 5 bis 6 Jahre noch einen weiteren Anstieg der EEG-Umlage in Stromkosten, wobei zu erkennen ist, dass der größte Teil des Anstiegs bereits in der Vergangenheit erfolgt ist. Die durch das EEG erfolgreich eingeleitete Einführung und Verbreitung erneuerbarer Energien im Strombereich erreicht damit auch für die Stromabnehmer in wenigen Jahren den Kostenzenit. Der Anteil der Photovoltaik an der EEG-Umlage ist dominierend und für die Kostenentwicklung von zentraler Bedeutung. Ihr Anteil beläuft sich derzeit auf rund die Hälfte und wird diesen die nächsten Jahre voraussichtlich auch weiter behalten (vgl. Abbildung 4.9).

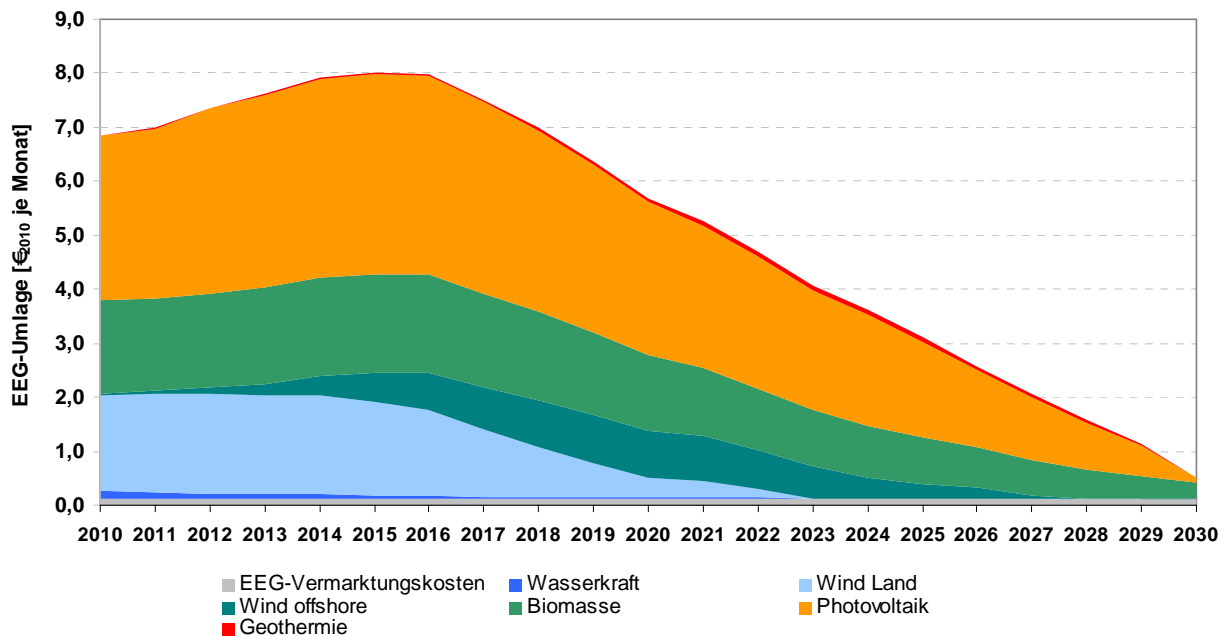


Abbildung 4.9: Entwicklung der monatlichen EEG-Umlage für einen Referenzhaushalt (Stromverbrauch 3.500 kWh/a) bis zum Jahr 2030 (Strompreis *Deutlich*)

Die individuellen EEG-Mehrbelastungen für die Stromabnehmer sind naturgemäß direkt vom jeweiligen Stromverbrauch abhängig und variieren daher. Je höher der Stromverbrauch, umso größer auch die Mehrkosten durch das EEG (Ausnahme sind die stromintensiven Unternehmen nach §§ 41, 42). Zur Verdeutlichung sind in Tabelle 4.2 (Preispfad *Deutlich*) und Tabelle 4.3 (Preispfad *Mäßig*) exemplarisch die jährlichen EEG-Umlagekosten für einige ausgewählte Verbrauchsbeispiele berechnet.

Für die privilegierten Unternehmen hat die im Kasten weiter unten erläuterte Ausnahmeregelung zur Folge, dass der gedeckelte EEG-Umlagewert von 0,05 Cent/kWh für diese Unternehmen eine erhebliche Verminderung der EEG-Zusatzkosten ggü. den nicht privilegierten Unternehmen bedeutet. So hat ein Unternehmen mit mehr als 15% Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung bei einem Stromverbrauch von 20 Mio. kWh (GWh) im Jahr 2010 statt 460.000 € nur 56.000 € EEG-Umlage zu tragen (dabei als Selbstbeteiligung die volle EEG-Umlage für 10% der Strommenge). Ein Unternehmen mit besonders hohem Stromverbrauch (z.B. Grundstoffproduktionen in der Chemie oder Metallerzeugung) mit beispielsweise 1.500 Mio. kWh/a muss statt rund 35 Mio. € nur noch 750.000 € EEG-Umlage zahlen (hierbei ohne 10%ige Selbstbeteiligung, da Stromabnahmemenge größer als 100 GWh).

Der Anteil des EEG am Endpreis einer kWh Strom beträgt im Jahr 2010 bei Haushalten und Kleingewerbe rund 9%, bei Industrieabnehmern mit niedrigeren Strompreisen beträgt der Anteil dagegen zwischen 15 und 20%, da hier die Umsatzsteuer nicht Bestandteil des Endpreises ist. Bei privilegierten Unternehmen liegt der Anteil unter 1%.

Tabelle 4.2: EEG-Umlagekosten pro Jahr für ausgewählte Verbrauchergruppen beim Preispfad *Deutlich*

Verbrauchertyp	Stromverbrauch p.a. [kWh]	EEG-Umlage [€ ₂₀₁₀ /a]			
		2010	2015	2020	2030
Haushalt (sparsam)	2.000	46 €	54 €	38 €	2 €
Referenzhaushalt	3.500	81 €	95 €	67 €	4 €
Haushalt (groß)	6.000	138 €	162 €	114 €	6 €
Gewerbekunde klein	20.000	460 €	540 €	380 €	20 €
Gewerbekunde groß	150.000	3.450 €	4.050 €	2.850 €	150 €
Industrie (nicht privilegiert)	3.000.000	69.000 €	81.000 €	57.000 €	3.000 €
Industrie (nicht privilegiert)	20.000.000	460.000 €	540.000 €	380.000 €	20.000 €
Industrie (privilegiert)	20.000.000	56.000 €	64.000 €	48.000 €	12.000 €
Industrie (privilegiert)	1.500.000.000	750.000 €	750.000 €	750.000 €	750.000 €

Tabelle 4.3: EEG-Umlagekosten pro Jahr für ausgewählte Verbrauchergruppen beim Preispfad *Mäßig*

Verbrauchertyp	Stromverbrauch p.a. [kWh]	EEG-Umlage [€ ₂₀₁₀ /a]			
		2010	2015	2020	2030
Haushalt (sparsam)	2.000	46 €	58 €	56 €	12 €
Referenzhaushalt	3.500	81 €	102 €	98 €	21 €
Haushalt (groß)	6.000	138 €	174 €	168 €	36 €
Gewerbekunde klein	20.000	460 €	580 €	560 €	120 €
Gewerbekunde groß	150.000	3.450 €	4.350 €	4.200 €	900 €
Industrie (nicht privilegiert)	3.000.000	69.000 €	87.000 €	84.000 €	18.000 €
Industrie (nicht privilegiert)	20.000.000	460.000 €	580.000 €	560.000 €	120.000 €
Industrie (privilegiert)	20.000.000	56.000 €	68.000 €	66.000 €	22.000 €
Industrie (privilegiert)	1.500.000.000	750.000 €	750.000 €	750.000 €	750.000 €

Literatur

- BMU 2008a Bundesumweltministerium [Hrsg.]: Joachim Nitsch: „Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien.“ Untersuchung im Auftrag des BMU; in Zusammenarbeit mit DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart, Oktober 2008.
- BMU 2008b Bundesumweltministerium [Hrsg.]: Bernd Wenzel; Joachim Nitsch: Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich. EEG-Vergütungen, -Differenzkosten und –Umlage sowie ausgewählte Nutzeneffekte bis zum Jahr 2030. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow, Stuttgart 2008.
- BMU 2009 Bundesumweltministerium [Hrsg.]: Joachim Nitsch, Bernd Wenzel: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart, Teltow 2009.
- BMU 2010 Bundesumweltministerium [Hrsg.]: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009. Stand 18.3.2010.
- BMWi 2005 Bundeswirtschaftsministerium [Hrsg.] „Energieraport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030“. Untersuchung von Prognos, EWI im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, April 2005.
- Breitschopf et al. 2010 Barbara Breitschopf; Marian Klobasa, Frank Sensfuß, Jan Steinbach, Mario Ragwitz; Ulrike Lehr; Juri Horst, Uwe Leprich; Jochen Diekmann, Frauke Braun, Manfred Horn: Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Bestandsaufnahme und Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Kosten-Nutzen-Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich - Arbeitspaket 1. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Karlsruhe, Osnabrück, Saarbrücken, Berlin 2010.
- CDU/FDP 2010 Koalition einigt sich auf Reform der Solarförderung. Gemeinsame Pressemitteilung der Bundestagfraktionen vom 23. April 2010.
- IEA 2008 „World Energy Outlook 2008“, OECD/IEA, Paris 2008.

IEA 2009	„World Energy Outlook 2009“, OECD/IEA, Paris 2009.
Krewitt/Schlomann 2006	Wolfram Krewitt; Barbara Schlomann: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Krewitt, W., Schlomann, B.: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart 2006.
Nitsch et al. 2005	Joachim Nitsch, Frithjof Staiß, Bernd Wenzel, Manfred Fishedick: Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020 – Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart, Wuppertal 2005.
Sensfuß/Ragwitz 2007	Frank Sensfuß; Mario Ragwitz: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel - Analyse für das Jahr 2006. Karlsruhe 2007.
Stern 2007	Stern Review „The Economics of Climate Change.“ 2007
Thrän et al. 2009	Daniela Thrän; Janet Witt; Christiane Hennig; Jaqueline Daniel-Gromke; Nadja Rensberg; Andre Schwenker; Mattes Scheftelowitz; Ronny Wirkner; Armin Vetter; Torsten Graf; Gerd Reinhold: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse - Zwischenbericht „Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse 2008“. Leipzig, Jena 2009.
ÜNB 2009	Prognose der EEG-Umlage 2010 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB. Stand 15.10.2009.

5 Anhang

Tabelle 5.1: Stromerzeugung (näherungsweise tatsächliche Jahresmengen) der EE bis 2030 (Fortsetzung auf nächster Seite)

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (GWh/a) bis 2020. (tatsächliche Jahresmengen (Ist nach AGEE)*)								Szenario: BASISSENARIO 2010								
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010**)	2011	2012	2013	2014	2015
2000-2008 nach AGEE Stat (Juni 2009)																
Wasserkraft	24867	23242	23664	17722	19910	19577	20040	21248	20448	19002	20359	20563	20755	20965	21185	21351
1 - > 1 MW	22091	20536	20919	15648	17542	17220	17627	18699	17915	16650	17823	17968	18099	18247	18403	18524
2 - < 1 MW	2776	2706	2745	2074	2368	2357	2413	2549	2533	2353	2535	2595	2656	2719	2782	2827
Wind	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39713	40574	37809	42597	51762	56379	61099	67187	71999
3 - Onshore	7550	10509	15786	18859	25509	27229	30710	39713	40544	37659	42214	50827	54544	57855	61889	63807
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	30	150	383	935	1835	3244	5297	8192
Fotovoltaik	64	76	162	313	556	1282	2220	3075	4420	6200	9499	13967	17397	20293	23218	26161
5 - Dächer, Fassaden	63	72	149	286	491	1124	1978	2705	3859	5390	8420	12709	15993	18772	21608	24489
6 - Freiflächen	1	4	13	27	65	158	242	370	561	810	1079	1259	1404	1521	1610	1671
Biomasse, gesamt	4735	5208	6035	8045	10121	14017	18511	23556	27563	30523	31297	33296	35282	37247	39174	41058
- davon Biogas + Bio flüssig	1966	2217	2605	3097	3291	3979	6305	9882	11609	13424	13792	14855	15841	16798	17686	18534
7 -- Deponie-, Klärgas	1519	1486	1539	1569	1678	1959	2033	1989	1956	1966	1966	1954	1923	1899	1879	1847
8 -- Biogase	440	722	1056	1370	1356	1691	3332	6493	8210	10007	10376	11451	12468	13449	14357	15237
9 -- flüssige Brennstoffe	6	8	10	158	257	329	940	1400	1443	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450
- davon Bio Feststoffe	925	1132	1482	2787	4714	6991	8531	9545	11014	12100	12438	13305	14237	15177	16147	17115
10 -- Altholz (KW+HKW)	925	1132	1452	2699	4478	6441	7511	8109	8767	9075	9136	9136	9136	9136	9136	9136
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	0	0	30	88	236	550	1020	1436	2247	3025	3291	4099	4903	5652	6375	7070
12 -- naturbelass. KWK innov.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	71	198	390	637	909
13 - davon biogener Abfall	1844	1859	1949	2161	2117	3047	3675	4130	4940	5000	5067	5135	5204	5272	5341	5410
14 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	0,4	0,4	18	19	35	63	105	166	251	366
15 Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gesamt	37216	39035	45648	44939	56096	62105	71482	87593	93023	93554	103787	119651	129918	139771	151015	160935
Gesamt ohne Import																
Bruttostromerzeug. LEIT 10*)	573	583	583	601	609	614	630	631	632	590	604	601	597	594	590	587
Anteil Gesamt an Bruttostrom,	6,5	6,7	7,8	7,5	9,2	10,1	11,3	13,9	14,7	15,9	17,2	19,9	21,8	23,5	25,6	27,4

					Fortsetzung Tab. 19a									
2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
21530	21717	21892	22058	22160	22294	22428	22562	22697	22831	22965	23099	23233	23367	23501
18660	18806	18942	19074	19161	19289	19417	19545	19673	19801	19929	20057	20185	20313	20441
2870	2911	2950	2984	2999	3005	3011	3017	3024	3030	3036	3042	3048	3054	3060
78379	85205	92251	99827	108045	115445	122844	130243	137642	145042	152441	159840	167239	174639	182038
66541	69156	71395	73513	75528	76679	77830	78981	80132	81283	82434	83585	84736	85887	87038
11838	16048	20856	26314	32517	38765	45014	51262	57510	63759	70007	76255	82503	88752	95000
29148	32132	35144	38243	41389	42767	44145	45523	46900	48278	49656	51034	52412	53789	55167
27339	30145	32974	35885	38843	40199	41556	42912	44269	45626	46982	48339	49696	51052	52409
1809	1988	2170	2357	2547	2568	2589	2610	2631	2653	2674	2695	2716	2737	2758
42868	44723	46434	48051	49457	50123	50790	51456	52123	52790	53456	54123	54790	55456	56123
19338	20217	21017	21769	22307	22578	22849	23121	23392	23664	23935	24207	24478	24750	25021
1778	1713	1654	1589	1525	1525	1526	1526	1527	1528	1528	1529	1529	1530	1531
16110	17054	17913	18730	19332	19598	19864	20129	20395	20661	20927	21192	21458	21724	21990
1450	1450	1450	1450	1450	1455	1460	1465	1470	1476	1481	1486	1491	1496	1501
18042	18921	19733	20500	21270	21665	22060	22455	22851	23246	23641	24036	24431	24826	25222
9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136	9136
7711	8292	8812	9265	9749	9776	9803	9830	9857	9884	9910	9937	9964	9991	10018
1195	1493	1785	2100	2386	2754	3122	3490	3859	4227	4595	4963	5331	5699	6068
5488	5586	5684	5782	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880	5880
520	722	976	1281	1654	2144	2633	3123	3613	4103	4593	5083	5573	6063	6553
0	0	133	707	1808	5167	8526	11886	15245	18604	21963	25322	28682	32041	35400
172445	184500	196832	210167	224513	237940	251367	264794	278220	291647	305074	318501	331928	345355	358782
172445	184500	196699	209460	222705	232772	242840	252908	262976	273043	283111	293179	303247	313314	323382
583	579	576	572	568	565	562	559	556	553	552	552	551	551	550
29,6	31,8	34,2	36,8	39,5	42,1	44,7	47,4	50,0	52,7	55,2	57,7	60,2	62,7	65,2

Tabelle 5.2: Installierte Leistungen der EE bis 2030 im aktualisierten Leitszenario; (Fortsetzung auf nächster Seite)

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 ; installierte Leistungen (MW) (Leistungen am Jahresende)											Szenario: BASISSZENARIO					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
2000-2008 nach AGEE Stat (Juni 2009)																
Wasserkraft	4238	4242	4264	4285	4307	4329	4348	4362	4375	4387	4401	4415	4434	4458	4486	4516
1 - > 1 MW	3688	3690	3709	3726	3740	3755	3766	3773	3779	3784	3791	3797	3809	3825	3847	3870
2 - < 1 MW	550	552	555	560	567	574	582	589	596	603	611	618	625	632	640	646
Wind	6095	8754	12001	14609	16629	18428	20622	22247	23895	25771	27738	29607	31358	32974	34803	36647
3 - Onshore	6095	8754	12001	14609	16629	18428	20622	22247	23883	25699	27526	29175	30566	31672	32763	33647
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	12	72	212	432	792	1302	2040	3000
Photovoltaik	76	186	296	439	1074	1980	2812	3977	5979	9785	15784	20284	23783	27282	30781	34279
5 - Dächer, Fassaden	74	177	272	395	956	1742	2446	3420	5142	8610	14364	18661	21999	25372	28780	32222
6 - Freiflächen	1,5	9,3	23,7	43,9	118,1	238	366	557	837	1174	1421	1623	1784	1910	2001	2057
Biomasse, gesamt	1164	1241	1363	1973	2488	3120	3848	4745	5414	5890	6258	6587	6893	7182	7471	7723
- davon Biogas + Bio flüssig	393	426	491	574	598	704	1106	1734	2037	2355	2549	2697	2845	2972	3099	3199
7 -- Deponie-, Klärgas	276	272	279	283	297	335	345	339	334	336	336	331	328	325	323	314
8 -- Biogase	116	153	211	262	255	311	594	1145	1445	1760	1954	2107	2259	2388	2517	2626
9 -- flüssige Brennstoffe *)	1,1	1,4	1,8	28,2	45,9	59	168	250	258	259	259	259	259	259	259	259
- davon Bio Feststoffe	185	231	287	552	873	1206	1492	1679	1937	2086	2240	2401	2539	2681	2824	2956
10 -- Altholz (KW+HKW)	185	231	281	535	830	1111	1313	1427	1542	1565	1643	1641	1619	1600	1583	1564
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	0	0	6	17	44	95	178	253	395	522	592	736	869	990	1105	1210
12 -- naturbelass. KWK innov.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	6	24	52	91	136	182
13 - davon biogener Abfall	585	585	585	847	1016	1210	1250	1332	1440	1449	1469	1488	1508	1528	1548	1568
14 Geothermie	0	0	0	0	0,2	0,2	0,2	3	3	7	10	17	27	40	57	79
15 Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gesamt	11573	14424	17924	21306	24497	27858	31630	35334	39666	45840	54191	60910	66495	71935	77598	83245

2010														
2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
4546	4582	4614	4646	4669	4696	4723	4749	4776	4803	4829	4856	4882	4909	4936
3894	3924	3951	3979	3999	4025	4051	4077	4103	4129	4155	4181	4207	4232	4258
652	658	663	668	671	672	672	673	673	674	675	675	676	676	677
38471	40155	41910	43751	45750	47631	49512	51394	53275	55156	57038	58919	60800	62681	64563
34371	34815	35188	35479	35750	36131	36512	36894	37275	37656	38038	38419	38800	39181	39563
4100	5340	6722	8272	10000	11500	13000	14500	16000	17500	19000	20500	22000	23500	25000
37777	41274	44768	48262	51753	52878	54003	55127	56252	57377	58501	59626	60751	61876	63000
35511	38798	42082	45366	48648	49768	50888	52009	53129	54249	55369	56490	57610	58730	59850
2267	2476	2686	2896	3105	3110	3114	3119	3123	3128	3132	3137	3141	3146	3150
8023	8294	8556	8785	8921	9016	9112	9208	9304	9400	9496	9592	9688	9784	9880
3325	3430	3532	3613	3626	3660	3695	3729	3764	3799	3833	3868	3902	3937	3972
305	297	289	278	274	274	275	275	275	276	276	277	277	277	278
2761	2875	2984	3076	3093	3126	3159	3193	3226	3259	3293	3326	3359	3393	3426
259	259	259	259	259	260	261	262	263	264	264	265	266	267	268
3108	3245	3377	3496	3590	3652	3713	3774	3836	3897	3958	4020	4081	4142	4204
1448	1554	1549	1545	1531	1530	1529	1529	1528	1527	1526	1525	1524	1523	1523
1222	1411	1495	1567	1634	1638	1641	1645	1648	1652	1655	1659	1663	1666	1670
437	280	333	384	425	484	543	601	660	718	777	835	894	953	1011
1591	1619	1648	1676	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704	1704
107	142	185	236	298	369	440	511	582	653	724	795	866	937	1008
0	0	100	300	580	1180	1780	2380	2980	3580	4180	4780	5380	5980	6580
88925	94448	100134	105981	111971	115771	119570	123370	127169	130969	134768	138568	142367	146167	149966

