



Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien im Jahr 2011

Gutachten im Auftrag der KfW Bankengruppe

August 2012



Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)
Industriestraße 6, D-70565 Stuttgart

Dr. Peter Bickel

E-Mail: Peter.Bickel@zsw-bw.de

Telefon: +49-(0)711-7870-244

Tobias Kelm

E-Mail: Tobias.Kelm@zsw-bw.de

Telefon: +49-(0)711-7870-250

Unterauftragnehmer:

Dr. Dietmar Edler, Berlin – Ermittlung der Bruttobeschäftigung

Stuttgart, den 31. August 2012

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	VI
Abkürzungsverzeichnis	IX
Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger	XI
Abstract for Political Decision Makers	XIII
1 Einführung.....	1
2 Geförderte Vorhaben und ausgelöste Investitionen	3
2.1 Datengrundlage Förderjahrgang 2011	5
2.2 Ausgelöstes Investitionsvolumen	6
2.3 Geförderte Leistung	11
2.4 Vergleich mit den Förderjahrgängen 2009 und 2010	15
3 Einsparung fossiler Energieträger	20
3.1 Einsparung fossiler Energieträger	21
3.2 Vermiedene fossile Energieimporte	24
3.3 Vermiedene Kosten für fossile Energieträger	26
3.4 Vergleich mit den Förderjahrgängen 2009 und 2010	27
4 Vermiedene Emissionen und vermiedene externe Kosten.....	29
4.1 Vermiedene Treibhausgasemissionen	29
4.2 Vermiedene Luftschadstoffemissionen	33
4.3 Vermiedene externe Kosten	34
4.4 Vergleich der Treibhausgasminderung mit den Förderjahrgängen 2009 und 2010	38
5 Bruttobeschäftigungseffekte in Deutschland	39
5.1 Eingangsdaten	40
5.2 Ergebnisse	41
5.3 Vergleich mit den Förderjahrgängen 2009 und 2010	44
6 Zusammenfassung	46
Literaturverzeichnis	54
Anhang	56
A.1 Ermittlung der Einsparung fossiler Energieträger	56
A.2 Ermittlung vermiedener Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen	61
A.3 Bewertung externer Kosten durch Emission von Treibhausgasen und Luftschadstoffen	63
A.4 Referenzanlagen	65
A.5 Energiepreise Förderjahr 2011	74
A.6 Ermittlung von Bruttobeschäftigungseffekten	76

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Mit im Jahr 2011 zugesagten Darlehen der KfW-Programme finanziertes Investitionsvolumen für Erneuerbare Energien nach Bundesländern.	6
Abbildung 2: Darlehenszusagen, Darlehensvolumen und unterstütztes Investitionsvolumen nach Förderprogrammen.	16
Abbildung 3: Darlehenszusagen, Darlehensvolumen und unterstütztes Investitionsvolumen nach Verwendungszwecken der Förderung.	17
Abbildung 4: Volumen der durch KfW-Kreditprogramme unterstützten Investitionen in Erneuerbare Energien nach Bundesländern, Jahren und Technologien.	18
Abbildung 5: KfW-geförderte elektrische Leistung nach Technologien für die Förderjahre 2009 bis 2011.	18
Abbildung 6: Struktur des Primärenergieverbrauchs, der Bruttostromerzeugung sowie des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung in Deutschland (BMWi 2012, AGEb 2011, BMU 2012).	20
Abbildung 7: Jährliche Einsparung fossiler Energieträger (Primärenergie) durch die Nutzung Erneuerbarer Energien nach KfW-Förderprogrammen und Technologiebereichen für den Förderjahrgang 2011.	22
Abbildung 8: Jährliche Einsparung fossiler Energieträger (Primärenergie) durch die Nutzung Erneuerbarer Energien nach Bundesländern und Technologien für den Förderjahrgang 2011.	23
Abbildung 9: Jährliche Einsparung fossiler Brennstoffe (Primärenergie) der von der KfW geförderten Vorhaben 2009 bis 2011 nach Technologien.	27
Abbildung 10: Vermiedene jährliche Brennstoffkosten und vermiedene Kosten für importierte Brennstoffe für die in den Jahren 2009 bis 2011 von der KfW geförderten Vorhaben im Bereich Erneuerbare Energien.	28
Abbildung 11: Jährliche Vermeidung von Treibhausgasen durch die Nutzung Erneuerbarer Energien nach Bundesländern für den Förderjahrgang 2011.	31
Abbildung 12: Jährlich vermiedene externe Kosten nach Technologien und Schadenskategorien für das Förderjahr 2011.	37
Abbildung 13: Jährlich vermiedene externe Kosten nach Schadenskategorien und Technologien für das Förderjahr 2011.	37
Abbildung 14: Treibhausgasvermeidung der von der KfW geförderten Maßnahmen im Bereich Erneuerbare Energien für die Förderjahrgänge 2009 bis 2011.	38
Abbildung 15: Durch die Investition in KfW-geförderte Anlagen im Jahr 2011 ausgelöste Beschäftigung in Deutschland (ohne Offshore-Windenergie).	41

Abbildung 16: Durch den Betrieb von im Jahr 2011 KfW-geförderten Anlagen in Deutschland ausgelöste Beschäftigung über einen Zeitraum von 20 Jahren (ohne Offshore-Windenergie).....	43
Abbildung 17: Gegenüberstellung der ausgelösten Beschäftigungswirkungen der Förderjahrgänge 2009 bis 2011 (ohne Offshore-Windenergie).....	45
Abbildung 18: Jährliche Einsparung fossiler Energieträger (Primärenergie) durch die Nutzung Erneuerbarer Energien nach KfW-Förderprogrammen und Technologiebereichen für den Förderjahrgang 2011.	49
Abbildung 19: Jährlich vermiedene externe Kosten nach Schadenskategorien und Technologien für das Förderjahr 2011.	51
Abbildung 20: Durch die Investition in KfW-geförderte Anlagen im Jahr 2011 ausgelöste Beschäftigung in Deutschland.	52
Abbildung 21: Der Wirkungspfadansatz zur Berechnung externer Umweltkosten.....	63

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht über die KfW-Förderprogramme im Bereich Erneuerbarer Energien im Betrachtungszeitraum 2011.....	3
Tabelle 2:	Darlehenszusagen, Darlehensvolumen und ausgelöstes Investitionsvolumen für Erneuerbare Energien nach Kreditprogramm für das Förderjahr 2011.	4
Tabelle 3:	Mittelwerte der spezifischen Investitionskosten für die plausiblen Datensätze (eigene Berechnungen).	5
Tabelle 4:	Volumen durch KfW-Kreditprogramme 2011 unterstützter Investitionen in Erneuerbare Energien nach Bundesländern.....	7
Tabelle 5:	Relative Anteile am Investitionsvolumen nach Bundesländern für den Förderjahrgang 2011.	8
Tabelle 6:	Volumen der durch KfW-Kreditprogramme 2011 unterstützten Investitionen in Erneuerbare Energien nach Verwendungszweck.	8
Tabelle 7:	Volumen der durch KfW-Kreditprogramme 2011 unterstützten Investitionen in Erneuerbare Energien nach Verwendungszweck und Bundesland (ohne Wind Offshore).....	9
Tabelle 8:	Im Rahmen der KfW-Programme geförderte Investitionen in Erneuerbare Energien im Vergleich zu den Gesamtinvestitionen in Erneuerbare Energien in Deutschland für das Förderjahr 2011.....	10
Tabelle 9:	Geförderte elektrische und thermische Leistung der KfW-Programme im Förderjahrgang 2011 im Vergleich zu den 2011 in Deutschland zugebauten Leistungen.....	12
Tabelle 10:	Im Jahr 2011 durch KfW-Kreditprogramme geförderte Leistung im Bereich der Erneuerbaren Energien, nach Bundesländern.	13
Tabelle 11:	Im Jahr 2011 durch KfW-Kreditprogramme geförderte elektrische Leistung im Bereich der Erneuerbaren Energien, nach Verwendungszweck und Bundesländern.....	14
Tabelle 12:	Im Jahr 2011 durch KfW-Kreditprogramme geförderte thermische Leistung im Bereich der Erneuerbaren Energien, nach Verwendungszweck und Bundesländern.....	15
Tabelle 13:	Jährliche Einsparung fossiler Energieträger (Primärenergie) durch die Nutzung Erneuerbarer Energien nach KfW-Förderprogrammen für den Förderjahrgang 2011.	21
Tabelle 14:	Jährliche Einsparung fossiler Energieträger (Primärenergie) durch die Nutzung Erneuerbarer Energien nach Technologien für den Förderjahrgang 2011.	22
Tabelle 15:	Jährliche Einsparung fossiler Energieträger (Primärenergie) durch die Nutzung Erneuerbarer Energien nach Bundesländern und Technologien für den Förderjahrgang 2011.....	24

Tabelle 16:	Vermiedene jährliche Energieimporte und Kosten für fossile Brennstoffe für den Förderjahrgang 2011.....	25
Tabelle 17:	Vermiedene Brennstoffkosten durch die Nutzung Erneuerbare Energien für den Förderjahrgang 2011.....	26
Tabelle 18:	Fossile Primärenergieeinsparung und vermiedene Kosten durch KfW-geförderte Maßnahmen im Bereich Erneuerbare Energien für die Förderjahrgänge 2009 bis 2011.....	28
Tabelle 19:	Vermiedene Treibhausgasemissionen pro Jahr nach Kreditprogrammen für den Förderjahrgang 2011.....	30
Tabelle 20:	Vermiedene Treibhausgasemissionen pro Jahr nach Technologiebereichen für den Förderjahrgang 2011.....	30
Tabelle 21:	Jährliche Einsparung von Treibhausgasen (CO ₂ -Äquivalente) nach Bundesländern und Technologien für den Förderjahrgang 2011.....	32
Tabelle 22:	Jährliche Vermeidung von Luftschadstoffen nach Technologiebereichen für den Förderjahrgang 2011.....	33
Tabelle 23:	Verwendete Wertansätze zur Ermittlung der vermiedenen Schadenskosten (umgerechnet auf eine aktuelle Preisbasis).	35
Tabelle 24:	Jährlich vermiedene externe Kosten nach Technologiebereichen und Substanzen für den Förderjahrgang 2011.	35
Tabelle 25:	Jährlich vermiedene externe Kosten nach Technologiebereichen und Schadenskategorien für den Förderjahrgang 2011.....	36
Tabelle 26:	Aus KfW-geförderten Anlagen resultierende im Inland wirksame Nachfrage durch Investitionen (Förderjahrgang 2011).	40
Tabelle 27:	Durch im Jahr 2011 KfW-geförderte Investitionen ausgelöste Beschäftigung in Deutschland.	42
Tabelle 28:	Übersicht über die KfW-Förderprogramme im Bereich Erneuerbarer Energien im Betrachtungszeitraum 2011.....	46
Tabelle 29:	Darlehenszuagen, Darlehensvolumen und ausgelöstes Investitionsvolumen für Erneuerbare Energien nach Kreditprogramm für das Förderjahr 2011.	47
Tabelle 30:	Volumen der durch KfW-Kreditprogramme 2011 unterstützten Investitionen in Erneuerbare Energien nach Verwendungszweck.....	48
Tabelle 31:	Im Rahmen der KfW-Programme geförderte Investitionen in Erneuerbare Energien im Vergleich zu den Gesamtinvestitionen in Erneuerbare Energien in Deutschland für das Förderjahr 2011.	48
Tabelle 32:	Vermiedene Treibhausgasemissionen pro Jahr nach Kreditprogrammen für den Förderjahrgang 2011.	50
Tabelle 33:	Substitution konventioneller Energieträger durch die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien - Bezugsjahr 2011.....	58

Tabelle 34:	Primärenergiefaktoren zur Berechnung des Primärenergieverbrauchs für die Bereitstellung von Strom - Bezugsjahr 2011.....	58
Tabelle 35:	Substitution konventioneller Energieträger durch die Wärmeerzeugung mit Erneuerbaren Energien - Bezugsjahr 2011.....	59
Tabelle 36:	Primärenergiefaktoren zur Berechnung des Primärenergieverbrauchs für die Bereitstellung von Wärme – Bezugsjahr 2011.....	60
Tabelle 37:	Relatives Treibhauspotenzial von Treibhausgasen (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O) bzw. Versauerungspotenzial (SO ₂ , NO _x) von Säurebildnern.	61
Tabelle 38:	Einsparfaktoren zur Berechnung der vermiedenen Treibhausgasemissionen und Luftschadstoffemissionen für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien – Bezugsjahr 2011.....	62
Tabelle 39:	Einsparfaktoren zur Berechnung der vermiedenen Treibhausgasemissionen und Luftschadstoffemissionen für die Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien – Bezugsjahr 2011.....	62
Tabelle 40:	Photovoltaikanlage mit 21 kW _p zur Berechnung der Photovoltaikanlagen bis 100 kW _p	68
Tabelle 41:	Photovoltaikanlage mit 185 kW _p zur Berechnung der Photovoltaikanlagen von 101 bis 1.000 kW _p	69
Tabelle 42:	Photovoltaikanlage mit 3,0 MW _p zur Berechnung der Photovoltaikanlagen über 1.000 kW _p	69
Tabelle 43:	Windenergieanlage mit 2 MW.....	69
Tabelle 44:	Windenergieanlage Offshore.	70
Tabelle 45:	Biomasse-Heizkraftwerk mit 554 kW.	70
Tabelle 46:	Biogasanlage mit 448 kW _{el}	71
Tabelle 47:	Wasserkraftanlage mit 331 kW.....	71
Tabelle 48:	Solarthermische Anlage mit 85 m ²	72
Tabelle 49:	Biogasleitung	72
Tabelle 50:	Wärmenetz mit Wärmeeinspeisung aus einem Holzheizwerk.....	72
Tabelle 51:	Wärmenetz mit Wärmeeinspeisung aus einer Biogasanlage.....	73
Tabelle 52:	Biomasse-Heizwerk mit 300 kW (ohne Nahwärmenetz).....	73
Tabelle 53:	Biomasse-Heizwerk mit 350 kW (mit Nahwärmenetz).....	73
Tabelle 54:	Übersicht über die verwendeten Preissteigerungsraten und Annuitäten für Energiepreise (Preisbasis 2012).....	74
Tabelle 55:	Berechnung der Annuität am Beispiel Erdgas (Haushalte).....	75

Abkürzungsverzeichnis

AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BB	Brandenburg
BE	Berlin
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
CCS	Carbon Capture and Storage
CH ₄	Methan
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
EE	Erneuerbare Energien
EE Premium	KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil „Premium“
EE Standard	KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil „Standard“
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien – Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich – Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz
HB	Bremen
HE	Hessen
HH	Hamburg
HW	Heizwerk
HKW	Heizkraftwerk
IEKP	Integriertes Energie- und Klimaprogramm
KfW	KfW Bankengruppe
KMU	kleine und mittlere Unternehmen
kW	Kilowatt
kW _{el} / MW _{el}	elektrische Leistung
kWh _{Prim}	Primärenergie
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kW _p / MW _p	Nennleistung einer Solaranlage unter Standardtestbedingungen
kW _{th} / MW _{th}	thermische Leistung
Mio.	Millionen
MV	Mecklenburg-Vorpommern

MW	Megawatt
N ₂ O	Distickstoffoxid (Lachgas)
NI	Niedersachsen
NMVOG	Non-methane volatile organic compounds (flüchtige organische Verbindungen außer Methan)
NO _x	Stickoxide
NW	Nordrhein-Westfalen
PJ	Petajoule (10 ¹⁵ Joule)
PV	Photovoltaik
RP	Rheinland-Pfalz
SO ₂	Schwefeldioxid
SH	Schleswig-Holstein
SL	Saarland
SN	Sachsen
ST	Sachsen-Anhalt
t	Tonnen
TH	Thüringen
TJ	Terajoule (10 ¹² Joule)
UBA	Umweltbundesamt

Hinweis:	In den Tabellen des Berichts kann es zu scheinbaren Abweichungen von Summen, Prozentanteilen u.ä. kommen, da diese mit genauen Werten berechnet wurden, während Einzelwerte nur gerundet dargestellt werden.
----------	--

Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger

Mit einem Beitrag von 20,3 % zum Bruttostromverbrauch und einem Anteil von 12,5 % am gesamten Endenergieverbrauch (Strom, Wärme, Kraftstoffe) konnte der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland im Jahr 2011 weiter vorangetrieben werden. Nach dem Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 sollen bis 2050 mindestens 60 % des Bruttoendenergieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden, mit einem Anteil Erneuerbarer Energien von 80 % bei der Stromversorgung. In Verbindung mit anspruchsvollen Energieeffizienzzielen soll es dadurch möglich sein, die Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Jahr 1990 um 80 bis 95 % zu mindern. Kurzfristig, d.h. bis zum Jahr 2020, sollen 18 % des Endenergieverbrauchs, 35 % des Stromverbrauchs und 14 % der Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden; die Treibhausgasemissionen sollen – in Übereinstimmung mit den Zielen des 2007 beschlossenen Integrierten Energie- und Klimaprogramms (IEKP) – um 40 % gesenkt werden.

Ein wichtiger Baustein zur Realisierung der EE-Ausbauziele sind die inländischen Förderaktivitäten der KfW Bankengruppe im Bereich der Erneuerbaren Energien. Um deren Bedeutung und Effektivität im Förderjahrgang 2011 zu überprüfen, wurden in der vorliegenden Studie zum fünften Mal die von diesen Förderprogrammen ausgehenden Effekte in den Bereichen Treibhausgasminderung, Einsparung fossiler Energieträger und damit vermiedener Importe an fossilen Energieträgern, Beschäftigungseffekte sowie vermiedene externe Kosten durch die Reduktion von Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen ermittelt.

Die wichtigsten Ergebnisse der Untersuchung sind:

- Mittels KfW-Förderkrediten wurden im vergangenen Jahr Investitionen in die Errichtung von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland in Höhe von 8,3 Mrd. € ausgelöst; das sind 36 % aller in Deutschland im Jahr 2011 getätigten Investitionen in den Ausbau Erneuerbarer Energien zur Strom- und Wärmeherzeugung. Zusätzlich wurden im Jahr 2011 erstmals Förderzusagen für den Bau von Offshore-Windkraftanlagen mit einer Investitionssumme von insgesamt 3,0 Mrd. € erteilt. Die mit dem Bau dieser Anlagen verbundenen Investitionen werden allerdings zum überwiegenden Teil erst in den Jahren 2012 und 2013 erfolgen.
- Die Bedeutung der KfW-Programme für den Ausbau der Erneuerbaren Energien zeigt sich vor allem im Strombereich deutlich: Insgesamt 40 % der in Deutschland im Jahr 2011 zugebauten elektrischen Leistung wurde durch die KfW gefördert. Besonders hoch ist der Anteil mit 72 % bei Windenergieanlagen an Land.¹

¹ Ohne Berücksichtigung der geförderten Offshore-Windparks, welche voraussichtlich erst 2013/2014 vollständig ans Netz gehen werden.

- Die KfW-Förderung führt nach Inbetriebnahme aller im Jahr 2011 geförderten Anlagen zu vermiedenen Energieimporten im Gegenwert von jährlich rund 560 Mio. €. Über die angenommene Anlagennutzungsdauer von 20 Jahren summieren sich die eingesparten Energieimporte auf rund 11,2 Mrd. €, was zur Reduzierung der Energieimportabhängigkeit und Erhöhung der Energieversorgungssicherheit Deutschlands beiträgt.
- Als Folge der Substitution fossiler Energieträger ist mit der Nutzung der im Jahr 2011 geförderten Anlagen eine jährliche Emissionsvermeidung von rund 7,0 Mio. t CO₂-Äquivalenten (davon 6,5 Mio. t CO₂) verbunden. Dies entspricht rund 11 % der von der Bundesregierung insgesamt nach IEKP durch den Ausbau Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich angestrebten zusätzlichen jährlichen Treibhausgas-Einsparung bis zum Jahr 2020 von rund 64 Mio. t gegenüber 2006. Bezieht man die in jedem Betriebsjahr erzielten Minderungen der in den Jahren 2007 bis 2011 geförderten Anlagen ein, so wurden durch die KfW-Programme bislang Emissionsvermeidungen von zusammen jährlich rund 22 Mio. t CO₂-Äquivalenten angestoßen, d.h. rund ein Drittel der von der Bundesregierung im IEKP angestrebten Einsparungen.
- Durch eingesparte Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen können über die Nutzungsdauer aller im Jahr 2011 geförderten EE-Anlagen externe Kosten in Höhe von jährlich ca. 590 Mio. € vermieden werden. Rund 93 % der vermiedenen externen Kosten entfallen auf die vermiedenen Schäden des Klimawandels.
- Durch Produktion und Bau der im Jahr 2011 geförderten und errichteten EE-Anlagen (ohne Offshore-Windkraft) konnten rund 56.800 Arbeitsplätze in Deutschland für ein Jahr gesichert bzw. neu geschaffen werden, durch Betrieb und Wartung dieser Anlagen finden 20 Jahre lang weitere rund 2.570 Personen jährlich Beschäftigung. Zusätzlich werden durch die Erstellung der geförderten Offshore-Windkraftanlagen – verteilt über die Jahre 2012 und 2013 – 38.800 Arbeitsplätze gesichert bzw. neu geschaffen, sowie nach deren Inbetriebnahme jährlich weitere 1.125 Arbeitsplätze. Somit trägt die KfW-Förderung weiterhin maßgeblich zum Jobmotor Erneuerbare Energien bei.
- Rund 74 % der durch Bau und Betrieb der im Jahr 2011 erstellten Anlagen (ohne Offshore-Windkraft) ausgelösten Arbeitsplätze sind in kleinen und mittleren Unternehmen mit weniger als 500 Beschäftigten entstanden, rund 31 % der Arbeitsplätze entfallen auf Kleinunternehmen mit weniger als 50 Beschäftigten. Diese Zahlen unterstreichen die Wichtigkeit der betrachteten KfW-Programme für die Mittelstandsförderung. Der KMU-Beschäftigungsanteil durch Bau und Betrieb von Offshore-Windkraftanlagen ist tendenziell geringer als für die anderen EE-Sparten einzuschätzen.

Abstract for Political Decision Makers

In the year 2011 renewable energies (RE) continued to increase their share in Germany's energy provision: Last year RE already contributed 20.3 % to the electricity consumption and 12.5 % to the final energy consumption (electricity, heat, fuels) in Germany. According to the German Federal Government's long-term strategy for future energy supply at least 60 % of the final energy consumption and 80 % of the electricity consumption ought to be covered from renewable energies by the year 2050. In combination with challenging energy efficiency targets greenhouse gas emissions are to be cut by 80 to 95 % related to the base year 1990. By the year 2020 18 % of the final energy consumption, 35 % of the electricity consumption and 14 % of the heat consumption are to be covered from renewable energy sources. Greenhouse gas emissions ought to be cut by 40 % compared to the year 1990, in agreement with the targets of the Integrated Energy and Climate Programme (Integriertes Energie- und Klimaprogramm - IEKP), which was approved in 2007.

The national renewable energy promotional activities of KfW Bankengruppe represent an important building block for reaching the targets for renewable energy use described above. In order to review their effectiveness and significance within the year 2011 the present study investigated the resulting reductions in emissions of greenhouse gases and air pollutants, external costs, fossil fuel consumption and associated fossil fuel imports. Furthermore impacts on employment were quantified.

The most important results at a glance:

- 36 % of the investments made in the construction of plants for using renewable energies in Germany in 2011 were supported through KfW programmes, representing an investment volume of € 8,300 million. Furthermore, in 2011 the KfW for the first time gave loans for offshore wind installations, representing total investments of € 3,000 million. The major share of these investments are expected to be made in the years 2012 and 2013, however.
- The KfW programmes considered are particularly important for renewable electricity production: In terms of electrical power 40 % of the renewable plants installed in Germany in 2011 were financed through KfW programmes. For onshore wind turbines the share amounted to 72 %.²
- Promotional activities conducted in 2011 reduced energy imports by approximately € 560 million per annum. This amounts to € 11,200 million over the plants' lifetime of 20 years. As a result the funds remaining in the country contribute to strengthening the national economy.

² Not accounting for offshore wind installations, which are expected to be operational not before the year 2013/2014.

- The facilities financed by KfW in 2011 led to a reduction of approximately 7.0 million tonnes of CO₂ equivalent (of which 6.5 million tonnes CO₂) per annum, which alone equals 11 % of the Federal Government's greenhouse gas reduction target of 64 million tonnes annually by the year 2020 through development of renewable electricity and heating. KfW promotional activities from 2007 to 2011 cumulated to a reduction of approximately 22 million tonnes greenhouse gas per annum, i.e. about one third of the targeted cuts in emissions of 64 million t CO₂ per year.
- Avoiding greenhouse gas and air pollutant emissions reduces external costs by approx. € 590 million a year, 93 % of which refer to climate change effects.
- Manufacturing and construction of the plants built in 2011 (i.e. excl. offshore wind) corresponded to almost 56,800 jobs in Germany. Further 2,570 jobs per annum result from operation and maintenance of the plants for the assumed 20 years of operation. Thus, KfW's financing programmes continue to contribute significantly to the creation of green jobs in Germany. In addition the construction of the offshore wind installations provides 38.800 jobs, distributed over the years 2012 and 2013. After completion of the offshore plants operation and maintenance add further 1.125 jobs per year for 20 years.
- Small and medium-sized enterprises with less than 500 employees account for approx. 74 % of the jobs generated by construction and operation of plants built in the year 2011 (i.e. excl. offshore wind), ca. 31 % of jobs were created in small enterprises with less than 50 employees. These figures underscore the importance of KfW's financing programmes for the promotion of small and medium-sized enterprises. The share of jobs in small and medium-sized enterprises resulting from building and operating offshore wind installations is in tendency smaller than for other RE plants.

1 Einführung

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) konnte in Deutschland im Jahr 2011 weiter vorangetrieben werden (vgl. BMU 2012): Im Jahr 2011 übertraf die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit 20,3 % erstmals die 20 %-Marke beim Bruttostromverbrauch (2010: 17,1 %), der Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch (Strom, Wärme, Kraftstoffe) belief sich auf 12,5 % (2010: 11,2 %). Nach dem Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 sollen bis 2050 mindestens 60 % des Bruttoendenergieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden, mit einem Anteil von 80 % bei der Stromversorgung. In Verbindung mit anspruchsvollen Energieeffizienzzielen soll es dadurch möglich sein, die Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Jahr 1990 um 80 bis 95 % zu mindern. Kurzfristig, d.h. bis zum Jahr 2020, sollen 18 % des Endenergieverbrauchs, 35 % des Stromverbrauchs und 14 % des Endenergieverbrauchs für Wärme aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden. Die Treibhausgasemissionen sollen – in Übereinstimmung mit den Zielen des 2007 beschlossenen Integrierten Energie- und Klimaprogramms (IEKP) – um 40 % gesenkt werden.

Dabei werden die im Energiekonzept formulierten anspruchsvollen EE-Ausbauziele durch die im Juni 2011 vom Bundeskabinett beschlossene Energiewende mit dem vorgezogenen Ausstieg aus der Kernenergienutzung noch verschärft, da aus Gründen des Klimaschutzes die Ausweitung der Stromerzeugung aus fossilen Quellen nur in sehr beschränktem Maß erfolgen kann. Die im Rahmen der Energiewende beschlossenen Gesetze sollen helfen, die resultierenden Herausforderungen zu meistern.

Ein wichtiger Baustein zur Realisierung der EE-Ausbauziele sind die Förderaktivitäten der KfW Bankengruppe, in deren Rahmen sie zinsvergünstigte Darlehen für Investitionen in die Nutzung erneuerbarer Energiequellen zur Verfügung stellt.

Gegenstand der in diesem Bericht dargestellten Arbeiten ist die umfassende Evaluierung der Förderaktivitäten der KfW Bankengruppe im Bereich der Erneuerbaren Energien (Strom und Wärme) in Deutschland³ für den Förderjahrgang 2011. Hierfür werden die durch die geförderten Investitionen ausgelösten Effekte in den Bereichen Treibhausgas-minderung, Einsparung fossiler Energieträger und damit vermiedene Importe an fossilen Energieträgern, vermiedene externe Kosten sowie Beschäftigungseffekte ermittelt. Im Einzelnen werden folgende Wirkungen berechnet:

- Einsparung fossiler Energieträger (jährliche Primärenergieeinsparung nach Energieträgern); monetäre Bewertung,
- vermiedene Importe an fossilen Energieträgern; monetäre Bewertung,

³ Im Programmteil „Standard“ des KfW-Programms Erneuerbare Energien sind auch EE-Anlagen mit Investitionsort im Ausland förderbar, die jedoch nicht Gegenstand dieser Evaluierung sind.

- Minderung von Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen: jährliche Vermeidung von Treibhausgasen (CO₂, CH₄, N₂O sowie das daraus ermittelte CO₂-Äquivalent), Säurebildnern (SO₂, NO_x sowie das daraus ermittelte SO₂-Äquivalent), Vorläuferstoffen für bodennahes Ozon (NMVOC) sowie Feinstaub,
- monetäre Bewertung der durch die Minderung von Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen vermiedenen externen Kosten: Verteilung nach Technologien und Schadenskategorien,
- Arbeitsplatzeffekte: Bruttobeschäftigungseffekte in Deutschland in den Sektoren Anlagenbau und Betrieb von Anlagen (p.a. und über die ganze Lebensdauer der Maßnahme). Ausweisung der direkten und indirekten Beschäftigungseffekte sowie der Anteile Beschäftigter in kleinen und mittleren Unternehmen.

Das folgende Kapitel 2 gibt einen Überblick über die geförderten Vorhaben und die ausgelösten Investitionen. Danach werden in Kapitel 3 die Einsparung fossiler Energieträger sowie in Kapitel 4 die Minderung von Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen sowie die damit einhergehende Vermeidung externer Kosten ermittelt. Die Ergebnisse für das aktuelle Förderjahr 2011 werden zur Einordnung den Ergebnissen der Jahre 2009 und 2010 gegenübergestellt, die auf Basis der aktuellen Berechnungsmethodik und -parameter aktualisiert wurden. Kapitel 5 befasst sich mit den Beschäftigungseffekten. Abschließend werden in Kapitel 6 die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst.

2 Geförderte Vorhaben und ausgelöste Investitionen

Im Betrachtungszeitraum 2011 förderte die KfW Investitionen in Erneuerbare Energien in Deutschland über die folgenden Programme (vgl. Tabelle 1; in Klammern jeweils das in dieser Evaluierung verwendete Kürzel):

- KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil „Standard“ (EE Standard),
- KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil „Premium“ (EE Premium, Teil des BMU Marktanzreizprogramms),
- KfW-Programm Offshore-Windenergie (Offshore).

Tabelle 1: Übersicht über die KfW-Förderprogramme im Bereich Erneuerbarer Energien im Betrachtungszeitraum 2011.

	KfW-Programm Erneuerbare Energien		KfW-Programm Offshore-Windenergie
	Standard	Premium	
Programmnummer	270, 274	271, 272, 281, 282	273
Hier berücksichtigte Fördermaßnahmen	Errichtung, Erweiterung oder den Erwerb von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Strom sowie KWK-Anlagen und Anlagen zur Wärmeerzeugung, die die Anforderungen des Programmtails „Premium“ nicht erfüllen	Nach den BMU-Richtlinien förderfähige Maßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Wärme: Anlagen zur Verfeuerung von fester Biomasse, Anlagen zur Nutzung der Tiefengeothermie, Wärmenetze, große Solarkollektoranlagen, große Wärmespeicher, Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und Biogasleitungen	Errichtung von bis zu 10 Offshore-Windparks in der Ausschließlichen Wirtschaftszone oder der 12-Seemeilen-Zone der Nord- und Ostsee
Kredithöchstbetrag	i.d.R. maximal 10 Mio. € pro Vorhaben	i.d.R. maximal 10 Mio. € pro Vorhaben	max. 800 Mio. € pro Projekt
Anmerkung zur Programmlaufzeit	Programmstart: 01.01.2009	Programmstart: 01.01.2009	Programmstart: 08.06.2011

Im Programmteil „Standard“ des KfW-Programms Erneuerbare Energien wird die Nutzung Erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Strom bzw. Strom und Wärme gefördert, im Programmteil „Premium“ werden im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) bestimmte Maßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt unterstützt. Im Juni 2011 wurde das KfW-Programm Offshore-Windenergie gestartet, mit dem bis zu 10 Offshore-Windparks mit jeweils maximal 800 Mio. € Krediten gefördert werden. In diesem Programm sind für das Jahr 2011 bereits Zusagen für 2 Windparks zu verzeichnen.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über den jeweiligen Umfang der ausgewerteten Kreditzusagen im Jahr 2011. Insgesamt wurden im Förderjahr 2011 rund 37.600 Darlehen mit einem Darlehensvolumen von 6,8 Mrd. € für die Finanzierung von Anlagen zur Nutzung Erneuerbare Energien in Deutschland gewährt. Damit ging die Zahl der Zusagen im Ver-

gleich zum Vorjahr (65.400) drastisch zurück, was durch einen starken Rückgang der Nachfrage nach Darlehen zur Finanzierung von Photovoltaikanlagen verursacht wurde (vgl. auch Abschnitt 2.4). Hierdurch sank auch das Darlehensvolumen im Jahresvergleich deutlich (Vorjahr: 8,9 Mrd. €). Demgegenüber wuchs mit 11,3 Mrd. € – dank der geförderten Offshore-Windparks – das geförderte Investitionsvolumen leicht an (Förderjahrgang 2010: 11,0 Mrd. €). Bemerkenswert ist der große Hebel der Offshore-Windenergie-Finanzierungen: während ihr Anteil an der gesamten Darlehenssumme knapp 8 % beträgt, beläuft sich der Anteil am Gesamtinvestitionsvolumen auf annähernd 27 %.

Tabelle 2: Darlehenszusagen, Darlehensvolumen und ausgelöstes Investitionsvolumen für Erneuerbare Energien nach Kreditprogramm für das Förderjahr 2011.

	EE Standard	EE Premium	Offshore	Alle Programme
Darlehenszusagen	34.770	2.839	4	37.613
Darlehensvolumen (Mio. €)¹⁾	5.773,5 ²⁾	498,1	541,9	6.813,5 ²⁾
Investitionsvolumen (Mio. €)¹⁾	7.567,6 ³⁾	685,0	3.016,0 ⁴⁾	11.268,6 ³⁾
Mittleres Investitionsvolumen je Darlehen (€)¹⁾	217.648	241.270	754.000.000	299.593

Abweichungen in Summen durch Rundung möglich.

¹⁾ exkl. Mehrwertsteuer.

²⁾ Unter Berücksichtigung von Anlagen im Ausland 6.501,7 bzw. 7.541,7 Mio. €; hier nur Anlagen im Inland.

³⁾ Unter Berücksichtigung von Anlagen im Ausland 9.197,4 bzw. 12.898,3 Mio. €; hier nur Anlagen im Inland.

⁴⁾ Der überwiegende Teil der Investitionen wird erst in den Jahren 2012 und 2013 erfolgen.

Aufgrund der Größe von Offshore-Windparks nehmen diese einen gewichtigen Anteil am gesamten Fördervolumen 2011 ein. Entsprechend groß sind die ausgelösten Effekte, die im vorliegenden Gutachten quantifiziert werden. Bei der Bilanzierung von Gesamteffekten über alle Verwendungszwecke ist allerdings eine differenzierte Vorgehensweise erforderlich. Der Bau und die Errichtung von Offshore-Windkraftanlagen zieht sich über mehrere Jahre hin, so dass die Wirkungen zum größten Teil nicht im Jahr 2011 auftreten, bzw. näherungsweise als im Jahr 2011 aufgetreten angenommen werden können. Für die überwiegende Mehrzahl der anderen hier betrachteten Anlagen liegen der Zeitpunkt der Förderzusage und die Fertigstellung der Anlagen zeitlich so eng beisammen, dass die Wirkungen direkt dem Jahr 2011 zugerechnet werden können. Zwar kommt es in einzelnen Fällen vor, dass Anlagen erst im Jahr 2012 in Betrieb genommen wurden, was beim Vergleich mit Zubaustatistiken, die nach Kalenderjahr vorliegen, zu Abweichungen führen kann. Die im Rahmen der Evaluierung quantifizierten Wirkungen können aber dem Förderjahr zugerechnet werden. Dies ist im Fall der Offshore-Windkraftanlagen nicht ohne weiteres möglich. Zwischen Förderjahr und Inbetriebnahme der Anlagen liegen in der Regel mehrere Jahre. Dies bedeutet beispielsweise, dass für die Ermittlung von Emissionseinsparungen andere Einsparfaktoren zu Grunde gelegt werden müssten, da sich der Erzeugungsmix des substituierten Stromes verändert. Noch relevanter sind solche Über-

legungen im Fall der Beschäftigungseffekte, für deren Berechnung die Koeffizienten (z.B. Arbeitsproduktivitäten, Importanteile etc.) für jedes Investitionsjahr bzw. das Inbetriebnahmejahr anzupassen wären. Um eine unangemessene Summierung von Wirkungen zu vermeiden, werden die Wirkungen der Offshore-Anlagen zumindest im Fall der Beschäftigungseffekte separat ausgewiesen.

2.1 Datengrundlage Förderjahrgang 2011

Für den Förderjahrgang 2011 stellte die KfW für jeden Kreditantrag aus den genannten Förderprogrammen folgende Informationen zur Verfügung:

- Verwendungszweck (Technologie, z.B. Solarthermie, Windkraft),
- Darlehensbetrag aufgeschlüsselt auf die einzelnen Programme,
- konsolidiertes Investitionsvolumen nach Förderprogramm,
- Rechtsform des Antragstellers und
- Bundesland, in dem das Investitionsvorhaben angemeldet wurde.

Für die Technologien Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft, Solarthermie, feste Biomasse, Biogas und Geothermie sind zusätzlich Angaben zur installierten Leistung, für Wärmenetze und Biogasleitungen die Trassenlänge, für Wärmespeicher das Volumen und für Anlagen zur Aufbereitung von Biogas die Kapazität vorhanden. Alle vorhandenen Anlagendaten der verschiedenen Technologien wurden hinsichtlich der Plausibilität der angegebenen Leistungen bzw. sonstiger technischer Angaben und Investitionskosten geprüft.

Tabelle 3: Mittelwerte der spezifischen Investitionskosten für die plausiblen Datensätze (eigene Berechnungen).

	Technologie	Durchschnittliche spezifische Investitionskosten in €/kW _{el} (Strom) bzw. €/kW _{th} (Wärme) - exkl. MwSt
Strom	Biogas (Stromerzeugung)	3.470
	Biomasse Heizkraftwerk	2.870
	Photovoltaik	2.040
	Wasserkraft	3.690
	Windenergie Onshore	1.510
Wärme	Solarthermie	1.240
	Biomasse	430
	Wärmenetze ¹⁾	270 €/Trassenmeter

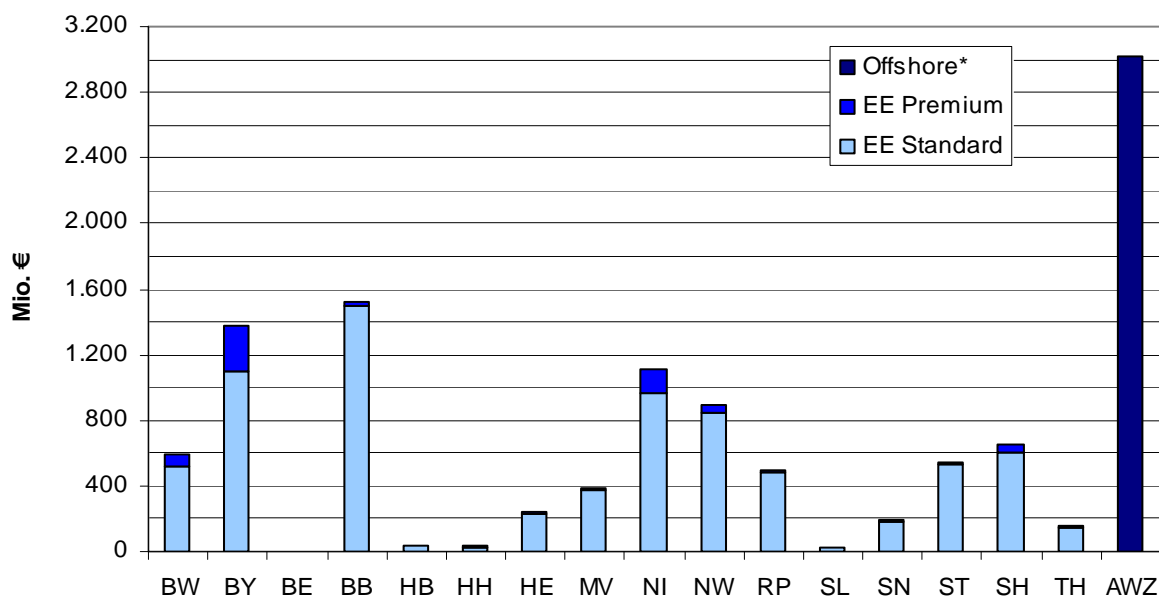
¹⁾ Die spezifischen Investitionskosten variieren auf Grund sehr unterschiedlicher Netzlängen, des eingesetzten Leitungsmaterials und des Untergrunds stark.

Im Mittel ergeben sich die in Tabelle 3 aufgeführten spezifischen Investitionskosten für die einzelnen Technologien. Wegen der geringen Anzahl geförderter Anlagen im Bereich

Geothermie und Windenergie Offshore werden aus Datenschutzgründen keine Mittelwerte ausgewiesen.

2.2 Ausgelöstes Investitionsvolumen

Abbildung 1 zeigt die regionale Verteilung des mitfinanzierten Investitionsvolumens auf Bundesländerebene. Im Gegensatz zu den Vorjahren, in denen die meisten Investitionen in Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien in Bayern gefördert worden waren, lag 2011 Brandenburg mit 1,5 Mrd. € auf Platz 1, gefolgt von Bayern, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, mit Investitionen in der Größenordnung von 0,9 bis 1,4 Mrd. €. Auf die flächenmäßig kleineren Bundesländer Berlin, Hamburg, Saarland und Bremen entfiel nur ein vergleichsweise geringer Anteil der Investitionen. Der hohe Anteil Brandenburgs am ausgelösten Investitionsvolumen ist auf die Förderung zahlreicher großer Solarparks zurückzuführen. Die Solarparks werden auf den in Brandenburg zahlreich vorkommenden Konversionsflächen errichtet. Die im Rahmen des Offshore-Windenergie-Programms geförderten Investitionen werden keinem Bundesland, sondern der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) zugerechnet.



* Der überwiegende Teil der Investitionen wird erst in den Jahren 2012 und 2013 erfolgen.

Abbildung 1: Mit im Jahr 2011 zugesagten Darlehen der KfW-Programme finanziertes Investitionsvolumen für Erneuerbare Energien nach Bundesländern.

Die insgesamt ausgelösten Investitionen in Höhe von 11,3 Mrd. € wurden zum Großteil über den Programmteil Standard des KfW-Programms Erneuerbare Energien finanziert, wo gut 7,6 Mrd. € Investitionen zu verzeichnen sind. Mit dem Programm „Offshore-Windenergie“ wurden Investitionen von 3,0 Mrd. €, vom Programm „EE Premium“ wurden 0,7 Mrd. € angestoßen (vgl. Tabelle 4).

Tabelle 4: Volumen durch KfW-Kreditprogramme 2011 unterstützter Investitionen in Erneuerbare Energien nach Bundesländern.

Mio. € (exkl. MwSt)	EE Standard	EE Premium	Offshore	Alle Programme
Baden-Württemberg	515,9	73,0	-	588,9
Bayern	1.098,5	273,9	-	1.372,4
Berlin	1,5	0,3	-	1,8
Brandenburg	1.498,6	23,2	-	1.521,8
Bremen	32,4	-	-	32,4
Hamburg	27,3	7,2	-	34,5
Hessen	231,0	15,0	-	246,0
Mecklenburg-Vorpommern	374,9	14,5	-	389,4
Niedersachsen	962,3	147,8	-	1.110,1
Nordrhein-Westfalen	848,6	42,3	-	891,0
Rheinland-Pfalz	484,5	7,5	-	492,0
Saarland	25,5	0,4	-	25,9
Sachsen	187,0	3,5	-	190,5
Sachsen-Anhalt	534,6	13,6	-	548,3
Schleswig-Holstein	598,2	54,8	-	653,0
Thüringen	146,8	7,8	-	154,6
Ausschließl. Wirtschaftszone	-	-	3.016,0 ¹⁾	3.016,0 ¹⁾
Summe	7.567,6 ²⁾	685,0	3.016,0	11.268,6 ²⁾

¹⁾ Der überwiegende Teil der Investitionen wird erst in den Jahren 2012 und 2013 erfolgen.

²⁾ Unter Berücksichtigung von Anlagen im Ausland 9.197,4 bzw. 12.898,3 Mio. €

Ohne Berücksichtigung des Programms Offshore-Windenergie entfallen 18,4 % der geförderten Investitionen auf Brandenburg, was im Vergleich zum Vorjahr einer Anteilssteigerung um 12 Prozentpunkte entspricht. Dies geht – wie bereits oben erwähnt – im Wesentlichen auf die stark gestiegene Investitionstätigkeit in Solarparks in Brandenburg zurück. Das Ende der Dominanz Bayerns bei der Investitionssumme liegt insbesondere in den stark gesunkenen Investitionen in Photovoltaikanlagen in Folge der auslaufenden Förderung neu errichteter Solarparks auf ehemaligen Ackerflächen begründet. Anteile von ca. 11 % bis knapp 17 % am gesamten geförderten Investitionsvolumen (ohne Offshore) entfallen auf die Bundesländer Bayern, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen (vgl. Tabelle 5). Bezieht man die mit KfW-Förderung finanzierten Investitionen für Offshore-Windkraftanlagen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) mit ein, so dominieren diese Anlagen als größter Einzelposten mit knapp 27 % das Bild.

Tabelle 5: Relative Anteile am Investitionsvolumen nach Bundesländern für den Förderjahrgang 2011.

Prozent	EE Standard	EE Premium	Offshore	Alle Programme (ohne Offshore)	Alle Programme (inkl. Offshore)
Baden-Württemberg	6,8	10,7	-	7,1	5,2
Bayern	14,5	40,0	-	16,6	12,2
Berlin	0,0	0,0	-	0,0	0,0
Brandenburg	19,8	3,4	-	18,4	13,5
Bremen	0,4	-	-	0,4	0,3
Hamburg	0,4	1,0	-	0,4	0,3
Hessen	3,1	2,2	-	3,0	2,2
Mecklenburg-Vorpommern	5,0	2,1	-	4,7	3,5
Niedersachsen	12,7	21,6	-	13,5	9,9
Nordrhein-Westfalen	11,2	6,2	-	10,8	7,9
Rheinland-Pfalz	6,4	1,1	-	6,0	4,4
Saarland	0,3	0,1	-	0,3	0,2
Sachsen	2,5	0,5	-	2,3	1,7
Sachsen-Anhalt	7,1	2,0	-	6,6	4,9
Schleswig-Holstein	7,9	8,0	-	7,9	5,8
Thüringen	1,9	1,1	-	1,9	1,4
Ausschließl. Wirtschaftszone	-	-	100,0		26,8
Summe	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabelle 6: Volumen der durch KfW-Kreditprogramme 2011 unterstützten Investitionen in Erneuerbare Energien nach Verwendungszweck.

	EE Standard		EE Premium		Offshore		Summe	
	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%
Biogas¹⁾	468,8	6,2	155,8	22,7	-	-	624,7	5,5
Biomasse	58,9	0,8	64,2	9,4	-	-	123,1	1,1
Geothermie	0,6	0,0	51,9	7,6	-	-	52,4	0,5
Photovoltaik	4.858,9	64,2	0,0	0,0	-	-	4.858,9	43,1
Solarthermie	0,2	0,0	7,0	1,0	-	-	7,3	0,1
Wärmenetz	-	-	395,7	57,8	-	-	395,7	3,5
Wärmespeicher	-	-	10,4	1,5	-	-	10,4	0,1
Wasserkraft	26,9	0,4	-	-	-	-	26,9	0,2
Windenergie Onshore	2.153,4	28,5	-	-	-	-	2.153,4	19,1
Windenergie Offshore	-	-	-	-	3.016,0 ²⁾	100,0	3.016,0 ²⁾	26,8
Summe	7.567,6 ³⁾	100,0	685,0	100,0	3.016,0	100,0	11.268,6 ³⁾	100,0

¹⁾ Stromerzeugung mit Biogas, Biogasleitungen und -einspeisung.

²⁾ Der überwiegende Teil der Investitionen wird erst in den Jahren 2012 und 2013 erfolgen.

³⁾ Unter Berücksichtigung von Anlagen im Ausland 9.197,4 bzw. 12.898,3 Mio. €

89 % des geförderten Investitionsvolumens entfallen zu etwa gleichen Teilen auf Anlagen zur Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik (vgl. Tabelle 6), woran Offshore-Windkraftanlagen, die im Jahr 2011 erstmals gefördert wurden, einen Anteil von knapp einem Drittel aufweisen. Dabei hat sich das geförderte Investitionsvolumen für PV-Anlagen im Vergleich zum Vorjahr von 8,2 Mrd. € auf rund 4,9 Mrd. € deutlich reduziert (-41 %). Demgegenüber konnten die geförderten Investitionen für Windkraftanlagen an Land um 21 % gesteigert werden. Auch bei Wärmenetzen (+54 %) und Biogasanlagen (+15 %) war ein deutlicher Anstieg der geförderten Investitionen zu verzeichnen. Die Verteilung der Investitionen auf Verwendungszwecke in den Bundesländern kann Tabelle 7 entnommen werden, ebenso wie die auf die Bundesländer entfallenden Investitionen in die einzelnen Verwendungszwecke.

Tabelle 7: Volumen der durch KfW-Kreditprogramme 2011 unterstützten Investitionen in Erneuerbare Energien nach Verwendungszweck und Bundesland (ohne Wind Offshore).

Mio. €	Bio- gas ¹⁾	Bio- masse	Photo- voltaik	Solar- thermie	Geo- thermie	Wär- menetz	Wärme- speicher	Was- serkraft	Wind Onshore	Summe
BW	31,6	9,7	483,0	0,7	0,3	55,2	1,8	6,6	0,0	588,9
BY	78,2	49,9	826,3	2,3	51,9	166,8	3,0	14,5	179,5	1.372,4
BE	0,0	0,0	1,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8
BB	96,9	0,6	1.204,2	0,6	0,0	3,1	0,0	0,0	216,4	1.521,8
HB	0,0	0,0	7,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,2	32,4
HH	0,0	0,2	22,8	0,3	0,0	6,8	0,0	0,0	4,4	34,5
HE	22,3	1,8	140,6	0,1	0,0	11,3	0,2	1,6	67,9	246,0
MV	48,6	0,2	157,9	0,0	0,0	5,4	0,1	0,0	177,1	389,4
NI	140,1	47,4	475,1	0,9	0,0	82,2	3,3	0,0	361,0	1.110,1
NW	89,8	8,6	615,8	1,0	0,0	21,5	1,1	2,1	151,0	891,0
RP	8,8	1,6	114,0	0,1	0,0	4,7	0,1	0,0	362,7	492,0
SL	6,6	0,0	11,5	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	7,6	25,9
SN	21,0	0,3	149,5	0,1	0,0	1,2	0,2	1,5	16,8	190,5
ST	23,6	0,7	304,5	0,5	0,0	2,5	0,0	0,0	216,5	548,3
SH	43,8	1,4	257,4	0,2	0,2	31,9	0,3	0,0	317,9	653,0
TH	13,4	0,7	87,6	0,1	0,0	3,0	0,1	0,6	49,2	154,6
Summe	624,7	123,1	4.858,9	7,3	52,4	395,7	10,4	26,9	2.153,4	8.252,6 ²⁾

Anmerkung: Abweichungen durch Rundung möglich

¹⁾ Stromerzeugung mit Biogas, Biogasleitungen und -einspeisung.

²⁾ zzgl. AWZ 3.016,0 Mio. € Wind Offshore ergibt Gesamtinvestitionssumme von 11.268,6 Mio. € unter Berücksichtigung von Anlagen im Ausland 12.898,3 Mio. €

Die von der KfW im Jahr 2011 geförderten Investitionen stehen für einen beträchtlichen Teil der im Jahr 2011 insgesamt in Deutschland investierten Beträge in Erneuerbare Energien, auch wenn der Anteil im Vergleich zum Vorjahr, das in dieser Hinsicht ein außergewöhnlich starkes Jahr war, insgesamt etwas zurückging. Bei dieser Gegen-

überstellung werden die geförderten Offshore-Anlagen nicht berücksichtigt, da die mit ihrem Bau verbundenen Investitionen zum überwiegenden Teil erst in den Jahren 2012 und 2013 erfolgen und die stufenweise Inbetriebnahme erst 2013/2014 zu erwarten ist. Im Jahr 2011 wurden in Deutschland rund 22,9 Mrd. € in den Ausbau der Erneuerbaren Energien zur Strom- und Wärmebereitstellung investiert (BMU 2012). Mit den Förderkrediten der KfW wurden im vergangenen Jahr – ohne Berücksichtigung von Offshore-Windparks – Investitionen in die Errichtung von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien in Höhe von insgesamt 8,3 Mrd. € angestoßen. Damit hat die KfW rechnerisch 36 % aller in Deutschland im Jahr 2011 getätigten Investitionen in den Ausbau der regenerativen Energien gefördert (vgl. Tabelle 8). Im Vergleich zum Förderjahrgang 2010 ist der Anteil KfW-geförderter Investitionen um mehr als 5 Prozentpunkte zurückgegangen. Dies geht im Wesentlichen auf den starken Rückgang bei den geförderten Photovoltaikanlagen zurück.

Tabelle 8: Im Rahmen der KfW-Programme geförderte Investitionen in Erneuerbare Energien im Vergleich zu den Gesamtinvestitionen in Erneuerbare Energien in Deutschland (BMU 2012) für das Förderjahr 2011.

	KfW-geförderte Investitionen [Mio. €]	Gesamtinvestitionen Deutschland [Mio. €]	Anteil KfW-Förderung [%]
Biomasse (Strom)	674,0	2.000	33,7
Biomasse (Wärme)	73,7	880	8,4
Geothermie	52,4	960 ¹⁾	5,5
Photovoltaik	4.858,9	15.000	32,4
Solarthermie	7,3	1.050	0,7
Wasserkraft	26,9	70	38,4
Windenergie Onshore	2.153,4	2.950 ²⁾	73,0 ³⁾
Wärmenetz	395,7	k.A.	k.A.
Wärmespeicher	10,4	k.A.	k.A.
Summe	8.252,6	22.910	36,0
Nachrichtlich: Offshore-Windenergie	3.016,0 ⁴⁾	in Angabe für Wind Onshore enthalten	k.A.

¹⁾ Einschließlich Wärmepumpen.

²⁾ Windenergie gesamt; keine getrennten Angaben für Onshore- und Offshore-Anlagen verfügbar.

³⁾ Anteil leicht unterschätzt, da Offshore-Windenergie nicht separat ausgewiesen.

⁴⁾ Der überwiegende Teil der Investitionen wird erst in den Jahren 2012 und 2013 erfolgen.

Wie schon in den Vorjahren zeigen sich hohe Anteile der KfW-Förderung insbesondere für die Onshore-Windenergie mit 73 % (Vorjahr 71 %), aber weiterhin auch für Wasserkraft, Photovoltaik und Biomasseanlagen zur Stromerzeugung mit Anteilen von jeweils über 30 %. Geringe Anteile nimmt die KfW-Förderung im Wärmebereich (Biomasse und Solarthermie) ein, da hier im Wesentlichen eine Förderung über den BAFA-Teil des Marktanzreizprogramms erfolgt (kleine Solaranlagen, Biomasseheizungen und Wärmepumpen) bzw. im Bereich der Biomasse viele Anlagen auch ohne eine Förderung bzw.

Fördernotwendigkeit errichtet werden (beispielsweise Kaminöfen). Detaillierte Angaben zu den Investitionen in Wärmenetze und Wärmespeicher sind auf Bundesebene nicht verfügbar. Es kann jedoch angesetzt werden, dass die in BMU (2012) ausgewiesenen Investitionen in Anlagen zur Wärmebereitstellung sowohl Wärmenetze als auch Wärmespeicher enthalten.

Zwar ist eine Einordnung der geförderten Offshore-Windkraftanlagen mittels Anteilen an den Gesamtinvestitionen nicht möglich. Allerdings ist zu bemerken, dass die Förderung im Rahmen des Offshore-Programms einen wichtigen Beitrag zur Überwindung von Problemen bei der Finanzierung von Offshore-Anlagen spielt.

2.3 Geförderte Leistung

Die bereits im Hinblick auf die Investitionen beschriebene Relevanz der KfW-Förderung im Bereich Erneuerbare Energien (vgl. Tabelle 8) zeigt sich auch beim Blick auf die geförderten Anlagenleistungen im Vergleich zur neu installierten Leistung in Deutschland (vgl. Tabelle 9).

Im Jahr 2011 wurden 40 % der insgesamt in Deutschland zugebauten elektrischen Leistung über die KfW gefördert. Mit 72 % ist der Anteil im Bereich der Onshore-Windenergie besonders hoch, aber auch bei der Förderung von Anlagen zur Nutzung fester Biomasse zur Stromerzeugung und Photovoltaikanlagen konnten mit 57 % bzw. 32 % hohe Förderanteile erreicht werden. Im Fall der Wasserkraft zeigt sich die Bilanzierungsproblematik hinsichtlich der Abgrenzung von Förderjahr und Inbetriebnahmejahr: die von der KfW geförderten Anlagen werden nicht zwangsläufig auch im Jahr der Förderung in Betrieb genommen. Damit können sich Verschiebungen beim Vergleich von geförderter und tatsächlich installierter Leistung ergeben. Für die Wasserkraft ergibt sich deshalb für 2011 rechnerisch ein KfW-Förderanteil von über 100 %. Insgesamt lag der Anteil der von der KfW geförderten Leistung an der in Deutschland im Jahr 2011 neu installierten Leistung im Bereich der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit einem Wert von 40 % sechs Prozentpunkte unter dem Vorjahreswert. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf den starken Rückgang der Photovoltaik-Förderung zurückzuführen (vgl. Abschnitt 2.4). Im Bereich der Offshore-Windenergie werden die Anlagen, die im Jahr 2011 eine Darlehenszusage der KfW erhielten, in den Folgejahren die installierte Leistung erheblich erweitern: nach vollständiger Inbetriebnahme (voraussichtlich in den Jahren 2013/2014) werden sie über eine Leistung von 688 MW verfügen, verglichen mit 200 MW Offshore-Windleistung, die Ende des Jahres 2011 am Netz waren.

Im Wärmesektor bzw. bei der Förderung von Wärmenetzen und Biogasleitungen wird die Einordnung der KfW-Förderung dadurch erschwert, dass außer zur Solarthermie keine Angaben zur installierten Leistung bzw. (Trassen-)Länge auf Bundesebene verfügbar sind. Als Größenordnung im Bereich der Wärmeerzeugung aus Biomasse kann jedoch der Anteil der Investitionen aus Tabelle 8 herangezogen werden. Bezogen auf die instal-

lierte Leistung zur Wärmebereitstellung aus Biomasse ist jedoch anzunehmen, dass der KfW-Anteil leicht höher liegt, als der auf die Investitionen bezogene Wert in Tabelle 8 vermuten lässt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass von der KfW große Biomasseanlagen gefördert werden, die geringere spezifische Kosten aufweisen und damit leistungsbezogen einen größeren Marktanteil einnehmen.

Tabelle 9: Geförderte elektrische und thermische Leistung der KfW-Programme im Förderjahrgang 2011 im Vergleich zu den 2011 in Deutschland zugebauten Leistungen (BMU 2012, DEWI 2012, DBFZ 2012, BSW 2012).

	Verwendungszweck	Geförderte Leistung in MW _{el} bzw. MW _{th}	In Deutschland zugebaute Leistung in MW _{el} bzw. MW _{th}	Anteil der KfW-geförderten Anlagen am Zubau in Deutschland
Strom ¹⁾	Windenergie Onshore	1.424,7	1.977 ⁶⁾	72% ⁷⁾
	Photovoltaik	2.383,9	7.500	32%
	Wasserkraft	7,3	6	121%
	Biogas ²⁾	135,1	542	25%
	feste Biomasse	17,2	30	57%
	Summe	3.968,1	10.056	40%
	nach: Offshore-Windenergie	688,0 ⁵⁾	in Angabe für Wind Onshore enthalten	k.A.
Wärme ³⁾	Solarthermie ⁴⁾	5,9	815	0,7%
	Biomasse	170,1	k.A.	k.A.
	Geothermie	58,7	k.A.	k.A.
	Summe	234,7	k.A.	k.A.
Wärmenetze (Trassenlänge)		1.441,0 km	k.A.	k.A.
Biogasleitungen (Länge)		707,3 km	k.A.	k.A.

Anmerkung: Nicht in der Datenbank vorliegende elektrische bzw. thermische Leistungen wurden anhand der spezifischen Investitionskosten (vgl. Tabelle 3) der vollständigen Datensätze hochgerechnet.

¹⁾ Keine Anlagen zur Stromerzeugung aus Tiefengeothermie gefördert.

²⁾ Stromerzeugung.

³⁾ Ohne den thermischen Leistungsanteil der KWK-Anlagen aus dem Strombereich. Auf die Darstellung des therm. Leistungsanteils von KWK-Anlagen wird hier verzichtet, weil dieser sonst die therm. Leistung der ausschließlich therm. genutzten Biomasseanlagen überdeckt. Für die Berechnung der eingesparten fossilen Energieträger und vermiedenen Emissionen wird jedoch die therm. Leistung der KWK-Anlagen berücksichtigt. Nachrichtlich: für Biomasse-Heizkraftwerke wurde eine therm. Leistung von 52,9 MW, für Biogasanlagen 148,3 MW hochgerechnet. Der davon tatsächlich genutzte Anteil wurde mit 70 % (Biomasse-Heizkraftwerke) bzw. 25 % (Biogasanlagen) angesetzt. Vergleiche dazu auch Anhang A.4.

⁴⁾ Der geringe Anteil der von der KfW geförderten solarthermischen Anlagen am Zubau in Deutschland ist dadurch zu erklären, dass solarthermische Anlagen zu über 95 % kleiner als 20 m² bzw. 14 kW sind und über den BAFA-Teil des Marktanreizprogramms mit Investitionskostenzuschüssen gefördert werden.

⁵⁾ Geförderte Offshore-Windparks gehen voraussichtl. erst im Laufe des Jahres 2013/2014 ans Netz und sind damit nicht in der bundesweiten Zubaustatistik 2011 erfasst.

⁶⁾ Windenergie gesamt; keine getrennten Angaben für Onshore- und Offshore-Anlagen verfügbar.

⁷⁾ Anteil leicht unterschätzt, da Offshore-Windenergie nicht separat ausgewiesen.

Tabelle 10: Im Jahr 2011 durch KfW-Kreditprogramme geförderte Leistung im Bereich der Erneuerbaren Energien, nach Bundesländern.

	MW _{el}	Anteil an der gesamten geförderten elektrischen Leistung (%)	MW _{th}	Anteil an der gesamten geförderten thermischen Leistung (%)	Trassenlänge der Nahwärmenetze in km	Anteil an der gesamten geförderten Trassenlänge (%)
BW	229,3	5,8	19,4	8,3	129,9	9,0
BY	533,6	13,4	160,0	68,2	549,6	38,1
BE	0,6	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0
BB	761,9	19,2	2,0	0,8	9,6	0,7
HB	22,8	0,6	-	-	0,0	0,0
HH	13,1	0,3	0,6	0,3	7,3	0,5
HE	119,8	3,0	5,1	2,2	35,3	2,5
MV	208,9	5,3	0,3	0,1	21,2	1,5
NI	520,9	13,1	15,5	6,6	414,4	28,8
NW	430,5	10,8	22,1	9,4	108,2	7,5
RP	284,4	7,2	2,9	1,3	15,7	1,1
SL	11,9	0,3	-	-	1,0	0,1
SN	91,2	2,3	0,9	0,4	4,3	0,3
ST	302,1	7,6	1,6	0,7	11,7	0,8
SH	356,6	9,0	2,9	1,3	126,2	8,8
TH	80,4	2,0	1,1	0,5	6,5	0,4
Summe	3.968,1 ¹⁾	100,0	234,7	100,0	1.441,0	100,0

Anmerkung: Die Leistungsangaben für unvollständige Datensätze wurden anhand der spezifischen Investitionskosten der vollständigen Datensätze hochgerechnet (vgl. Tabelle 3).

¹⁾ Zuzüglich 688 MW Offshore-Windenergie in AWZ (nach voraussichtlicher Inbetriebnahme 2013/2014).

Tabelle 10 zeigt die Aufteilung der elektrischen und thermischen Leistung bzw. Trassenlänge der Nahwärmenetze der von der KfW im Jahr 2011 geförderten EE-Anlagen auf die Bundesländer. Für die geförderte elektrische Leistung weisen die vier Bundesländer Brandenburg, Bayern, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen die größten Anteile auf. Demgegenüber entfallen mehr als zwei Drittel der geförderten thermischen Leistung auf Bayern, was hauptsächlich auf die in Bayern geförderten Tiefengeothermieanlagen zurückzuführen ist. Daneben weisen nur Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Niedersachsen nennenswerte Anteile auf. Hinsichtlich der Trassenlänge der Nahwärmenetze liegen Bayern und Niedersachsen vorne, Baden-Württemberg, Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen folgen mit Abstand.

Tabelle 11 und Tabelle 12 präsentieren die auf die verschiedenen Verwendungszwecke entfallenden Anteile der elektrischen bzw. thermischen Leistung auf Bundesländerebene.

Anhand der installierten Leistungen wurde mittels Referenzanlagen (vgl. Anhang A.4) die Strommenge bzw. im Wärmebereich der Beitrag zur Endenergiebereitstellung ermittelt. Insgesamt produzieren die von der KfW im Jahr 2011 geförderten EE-Anlagen im Strom-

sektor eine jährliche Strommenge von ca. 6,1 TWh, zuzüglich 2,6 TWh nach vollständiger Inbetriebnahme der Offshore-Windenergieanlagen. Rund 84 % des produzierten Stroms der von der KfW geförderten EE-Anlagen entfallen auf Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Da diese Technologien im Vergleich zur Stromerzeugung aus Biomasse vergleichsweise geringe Volllaststunden aufweisen (vgl. Anhang A.4), ist ihr Anteil an der Stromproduktion geringer als im Bezug auf die geförderte installierte Leistung (96,0 %, vgl. Tabelle 9). Nach Inbetriebnahme der Offshore-Windparks werden gut 89 % des produzierten Stroms auf Windkraft- und Photovoltaikanlagen entfallen, bei einem Anteil von 96,5 % an der geförderten installierten Leistung.

Die im Jahr 2011 von der KfW geförderten EE-Anlagen im Wärmesektor stellen jährlich Endenergie in Höhe von rund 3,4 TWh zur Verfügung.

Tabelle 11: Im Jahr 2011 durch KfW-Kreditprogramme geförderte elektrische Leistung im Bereich der Erneuerbaren Energien, nach Verwendungszweck und Bundesländern.

MW _{el}	Biogas ¹⁾	Biomasse	Photovoltaik	Wasserkraft	Windenergie Onshore	Summe
BW	7,9	0,1	220,5	0,8	0,0	229,3
BY	18,4	1,8	398,4	4,0	111,0	533,6
BE	-	-	0,6	-	-	0,6
BB	21,1	0,1	617,8	-	123,0	761,9
HB	-	-	3,3	-	19,5	22,8
HH	-	-	10,6	-	2,5	13,1
HE	5,8	-	65,8	0,3	48,0	119,8
MV	11,0	0,0	79,7	-	118,2	208,9
NI	24,5	15,2	235,8	-	245,4	520,9
NW	23,0	-	299,0	1,6	107,0	430,5
RP	2,2	-	53,4	-	228,9	284,4
SL	1,9	-	5,3	-	4,8	11,9
SN	5,6	-	74,0	0,5	11,1	91,2
ST	3,8	-	150,3	-	148,0	302,1
SH	7,3	-	124,6	-	224,6	356,6
TH	2,7	-	44,8	0,1	32,9	80,4
Summe	135,1	17,2	2.383,9	7,3	1.424,7	3.968,1 ²⁾

Anmerkung: Die Leistungsangaben für unvollständige Datensätze wurden anhand der spezifischen Investitionskosten der vollständigen Datensätze hochgerechnet (vgl. Tabelle 3).

¹⁾ Stromerzeugung

²⁾ Zuzüglich 688 MW Offshore-Windenergie in AWZ (nach voraussichtlicher Inbetriebnahme 2013/2014).

Damit Deutschland seine im Energiekonzept festgelegten Ziele von 35 % EE-Strom bzw. 14 % EE-Wärme im Jahr 2020 erreicht, sind weiterhin hohe Ausbauraten erforderlich. Gegenüber Ende 2010 müssen bis Ende 2020 zusätzlich ca. 130 TWh Strom aus neu installierten EE-Erzeugungskapazitäten bereitgestellt werden (errechnet aus Nitsch et al.

2012), was pro Jahr im Durchschnitt 13 TWh zusätzlicher Erzeugung entspricht. Die von der KfW im Jahr 2011 geförderten Anlagen erzeugen – wie oben dargestellt – einschließlich der Offshore-Windenergie rechnerisch pro Jahr etwa 8,7 TWh Strom und tragen somit rund zwei Drittel zur rechnerischen Zielerreichung für den Zubau 2011 bei. Im Wärmesektor sind bis 2020 rechnerisch zusätzlich etwa 80 TWh EE-Wärme erforderlich (errechnet aus Nitsch et al. 2012) und damit eine jährliche Mehrerzeugung von durchschnittlich rund 8 TWh. Die im Jahr 2011 von der KfW geförderten Vorhaben im Bereich Wärmebereitstellung (einschl. KWK-Wärme) tragen dazu mit einer produzierten EE-Wärmemenge von rund 3,4 TWh pro Jahr zu rund 43 % bei.

Tabelle 12: Im Jahr 2011 durch KfW-Kreditprogramme geförderte thermische Leistung im Bereich der Erneuerbaren Energien, nach Verwendungszweck und Bundesländern.

MW _{th}	Biomasse ¹⁾	Solarthermie	Geothermie	Summe
BW	18,8	0,6	-	19,4
BY	99,3	2,0	58,7	160,0
BE	-	0,2	-	0,2
BB	1,4	0,5	-	2,0
HB	-	-	-	-
HH	0,4	0,2	-	0,6
HE	5,0	0,1	-	5,1
MV	0,3	0,0	-	0,3
NI	14,8	0,8	-	15,5
NW	21,4	0,7	-	22,1
RP	2,9	0,0	-	2,9
SL	-	-	-	-
SN	0,7	0,1	-	0,9
ST	1,3	0,4	-	1,6
SH	2,8	0,1	-	2,9
TH	1,0	0,1	-	1,1
Summe	170,1	5,9	58,7	234,7

Anmerkung: Die Leistungsangaben für unvollständige Datensätze wurden anhand der spezifischen Investitionskosten der vollständigen Datensätze hochgerechnet (vgl. Tabelle 3).

¹⁾ Ohne den therm. Leistungsanteil der KWK-Anlagen aus dem Strombereich (vgl. Tabelle 9, Fußnote 3).

2.4 Vergleich mit den Förderjahrgängen 2009 und 2010

Der Vergleich des Förderjahrgangs 2011 mit den Jahrgängen 2009 und 2010 verdeutlicht den Ausnahmecharakter des Jahres 2010. Der Rekordzubau an Photovoltaikanlagen fand seinen Niederschlag in den KfW-Förderzusagen. Das Jahr 2011 zeigt eine Rückkehr zu gemäßigteren Verhältnissen. Ursächlich für diese Entwicklung dürfte sein, dass im letzten Jahr einerseits vermehrt Photovoltaikanlagen nicht über die KfW finanziert wurden und andererseits vor allem im Kleinanlagensegment durch die in den vergangenen Jah-

ren rapide gesunkenen Investitionskosten zunehmend ohne jegliche Fremdfinanzierung in die Photovoltaik investiert wird. Abbildung 2 zeigt für die drei Förderjahre jeweils die Anzahl der Darlehenszusagen, das Darlehensvolumen sowie das unterstützte Investitionsvolumen. Im Jahr 2011 ging die Zahl der Darlehenszusagen im Vergleich zu 2010 sehr stark von rund 65.000 auf ca. 37.600 zurück und lag damit sogar unter dem Niveau des Jahres 2009, in dem knapp 39.000 Darlehen zugesagt worden waren. Demgegenüber ging das Darlehensvolumen mit 6,8 Mrd. € weniger stark zurück und lag zwischen den Werten des Boomjahres 2010 mit 8,9 Mrd. € und des Jahres 2009 mit 5,3 Mrd. €. Bemerkenswerter Weise ist das geförderte Investitionsvolumen selbst im Vergleich zum Ausnahmejahr 2010 noch von 11,0 auf 11,3 Mrd. € leicht angestiegen. Grund hierfür sind die geförderten Offshore-Windparks, bei denen allerdings zu berücksichtigen ist, dass der größte Teil der Investitionen erst in den Jahren 2012 und 2013 erfolgen wird.

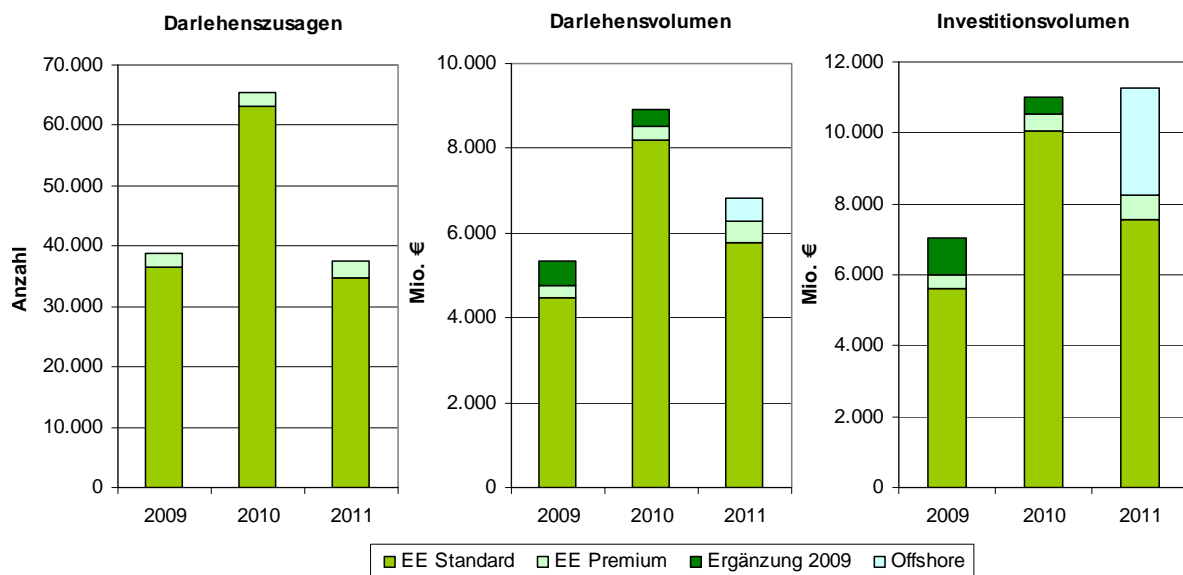


Abbildung 2: Darlehenszusagen, Darlehensvolumen und unterstütztes Investitionsvolumen nach Förderprogrammen.

Vergleicht man das Jahr 2011 mit den Werten des Jahres 2009, so ist eine Steigerung der Zahl der Darlehen von gut 25.000 auf 37.600, der Darlehensvolumina von rund 3,7 auf 6,8 Mrd. € sowie der Investitionsvolumina von rund 5 auf 11,3 Mrd. € zu verzeichnen.

Den Schwerpunkt im Jahr 2011 bildet wie auch in den Vorjahren das Programm EE Standard mit weit über 90 % Anteil bezogen auf die Darlehensfälle. Im Hinblick auf das Darlehens- und Investitionsvolumen spielt das Offshore-Programm eine bedeutende Rolle, vor allem hinsichtlich der Investitionen. Daneben setzt sich das in den vergangenen Jahren zu verzeichnende Wachstum des Programms EE Premium auch im Jahr 2011 fort. Gegenüber dem Vorjahr hat das Programm Standard durch den Einbruch bei der Förderung von Photovoltaikanlagen an Gewicht verloren, was Abbildung 3 verdeutlicht.

Mit einem Anteil von 90 % nehmen die geförderten Photovoltaikanlagen auch im Förderjahr 2011 den überwiegenden Anteil an den Darlehensfällen ein. Im Vergleich zum Jahr 2010 sank die Zahl der Darlehensfälle für diesen Verwendungszweck allerdings von ca. 62.000 auf knapp 34.000 um rund 45 %, das Darlehensvolumen ging von 6,8 auf rund 3,9 Mrd. € um knapp 43 % zurück, das Investitionsvolumen von 8,2 auf 4,9 Mrd. € um ca. 41 %. Die geförderten Onshore-Windenergieanlagen werden in Abbildung 3 erst beim Darlehens- und Investitionsvolumen deutlich optisch sichtbar, da diese ein wesentlich höheres Darlehens- bzw. Investitionsvolumen pro Darlehensfall aufweisen als Photovoltaikanlagen. Bei beiden Größen legen die Onshore-Anlagen im Jahr 2011 gegenüber dem Vorjahr um ca. 14 bzw. 21 % zu. Biogasanlagen wachsen im Vorjahresvergleich moderat um 3 bzw. 15 %, Wärmespeicher und Wärmenetze sowie Wasserkraft legen deutlich zu, allerdings auf vergleichsweise niedrigem Niveau was die Höhe von Darlehens- und Investitionsvolumen angeht. Biomasse, Geothermie, und Solarthermie verlieren leicht an Bedeutung.

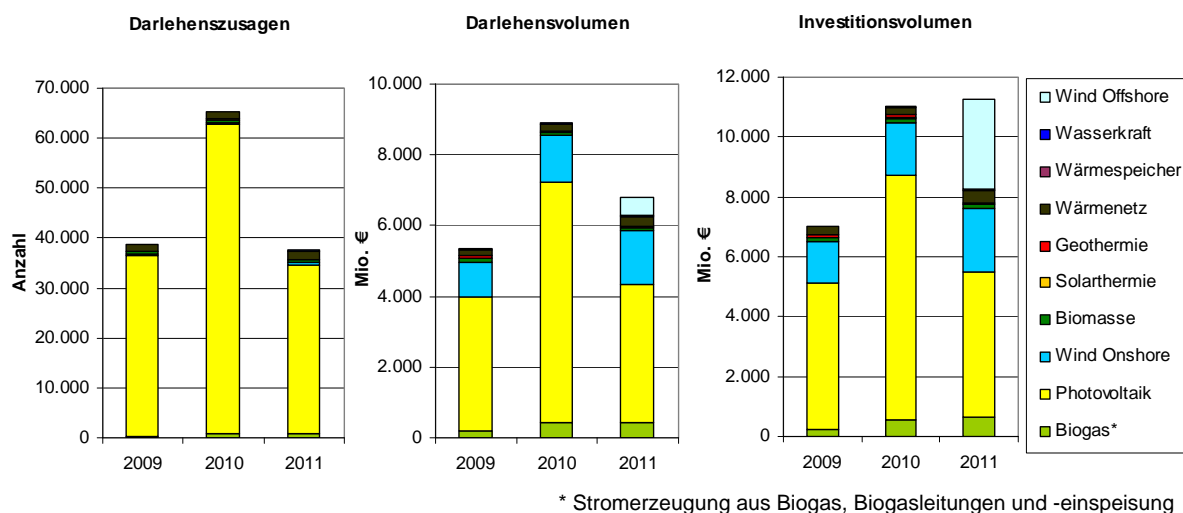
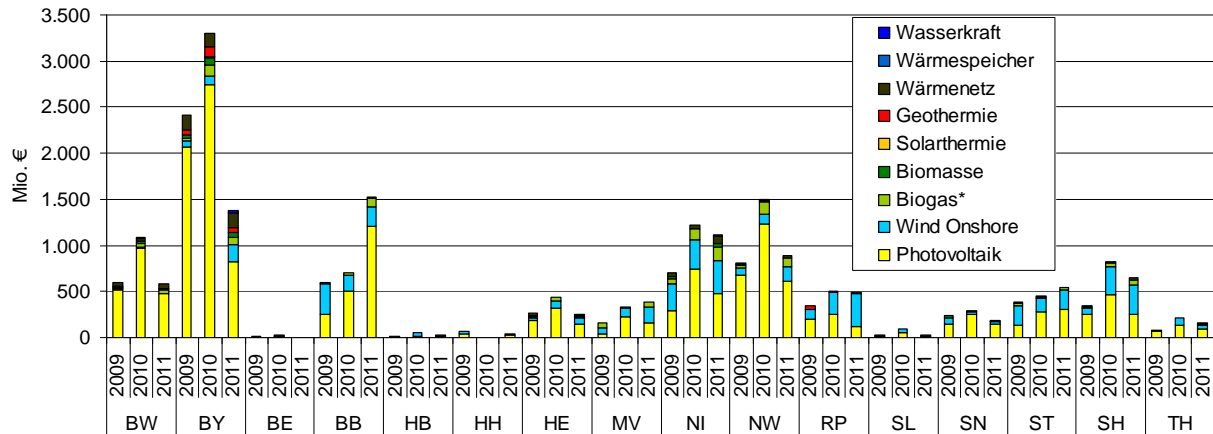


Abbildung 3: Darlehenszusagen, Darlehensvolumen und unterstütztes Investitionsvolumen nach Verwendungszwecken der Förderung.

Auch der Blick auf die Entwicklung der ausgelösten Investitionen nach Bundesländern und Technologien unterstreicht, dass die Bedeutung der Photovoltaik insgesamt stark zurückgegangen ist. Wie Abbildung 4 zeigt, sank im Förderjahr 2011 mit Ausnahme von Brandenburg und Sachsen-Anhalt der PV-Anteil in allen Ländern stark. Auf Grund des Baus mehrerer großer PV-Freiflächenanlagen konnte sich in Brandenburg das geförderte Investitionsvolumen im Vorjahresvergleich mehr als verdoppeln und damit Bayern im Hinblick auf die Summe der geförderten Investitionen überholen; danach folgen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen. In Bayern zeigen sich dabei die Folgen der Streichung der EEG-Vergütung für neue Freiflächenanlagen auf ehemaligem Ackerland. Eine Reihe von Bundesländern konnte die Rückgänge bei den Photovoltaikanlagen mit zunehmenden Investitionen in Onshore-Windenergieanlagen – zumindest teilweise – ausgleichen. Zu diesen Ländern gehören Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und

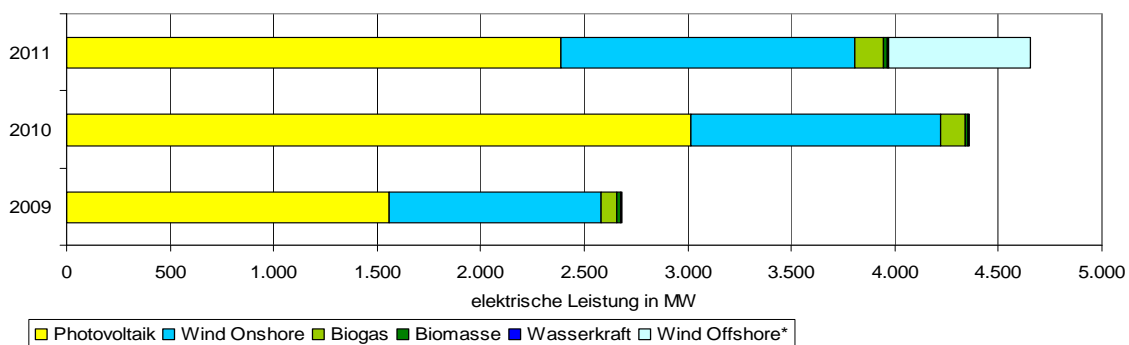
Rheinland-Pfalz. Die übrigen geförderten Technologien nehmen mit bis zu 15 % hinsichtlich ihres Investitionsvolumens in den meisten Bundesländern einen geringeren Anteil ein. Ausnahmen sind Bayern, das Saarland, Niedersachsen, Hamburg und Baden-Württemberg, wo ein Anteil von 18 bis 27 % der Investitionen außerhalb von Photovoltaik und Windenergie gefördert wurde.



* Stromerzeugung aus Biogas, Biogasleitungen und -einspeisung

Abbildung 4: Volumen der durch KfW-Kreditprogramme unterstützten Investitionen in Erneuerbare Energien nach Bundesländern, Jahren und Technologien.

Der Blick auf den Anteil der Photovoltaik an der geförderten elektrischen Leistung in Abbildung 5 zeigt, dass der Rückgang bei der Leistung weniger stark ausfiel als bei den Investitionen: Während die geförderte Investitionssumme von Photovoltaikanlagen im Jahr 2011 um ca. 41 % gegenüber dem Vorjahr sank, zeigte sich mit rund 2,4 GW ein um 21 % geringere geförderte Photovoltaik-Leistung als im Vorjahr. Grund hierfür waren die gesunkenen spezifischen Kosten der PV-Anlagen, welche bei gleicher Investitionssumme eine höhere installierte Leistung ergaben. Der zu beobachtende Rückgang von geförderten Investitionen und Leistung entspricht allerdings in keiner Weise der Entwicklung des gesamten PV-Markts in Deutschland, welcher nach einem Zubau von 7,4 GW in 2010 im Jahr 2011 sogar einen Zubau um 7,5 GW aufwies.



* Nach vollständiger Inbetriebnahme der geförderten Anlagen, voraussichtlich 2013/2014

Abbildung 5: KfW-geförderte elektrische Leistung nach Technologien für die Förderjahre 2009 bis 2011.

Die geförderte Leistung von Onshore-Windenergieanlagen stieg im Jahr 2011 im Vergleich zum Vorjahr um 18 % auf 1,4 GW, das Wachstum bei den Biogasanlagen betrug 13 %, womit 135 MW elektrische Leistung in 2011 erreicht wurden. Insgesamt liegt die im Jahr 2011 von der KfW geförderte elektrische Leistung im Bereich der Erneuerbaren Energien – inklusive der geförderten Offshore-Windkraftanlagen, die voraussichtlich erst 2013/2014 in Betrieb gehen werden – um 7 % über der des Vorjahres. Im Wärmebereich ist im Jahr 2011 ein Zuwachs der geförderten Leistung um knapp 31 % zu verzeichnen. Dies ist auf einen sprunghaften Anstieg bei den geothermischen Anlagen zurückzuführen.

3 Einsparung fossiler Energieträger

Der Energiebedarf Deutschlands wird nach wie vor zu einem großen Teil aus fossilen Rohstoffen gedeckt. Der Anteil der fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch liegt im Jahr 2011 wie im Vorjahr bei rund 80 %. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch ist auf rund 11 % gewachsen (vgl. Abbildung 6).

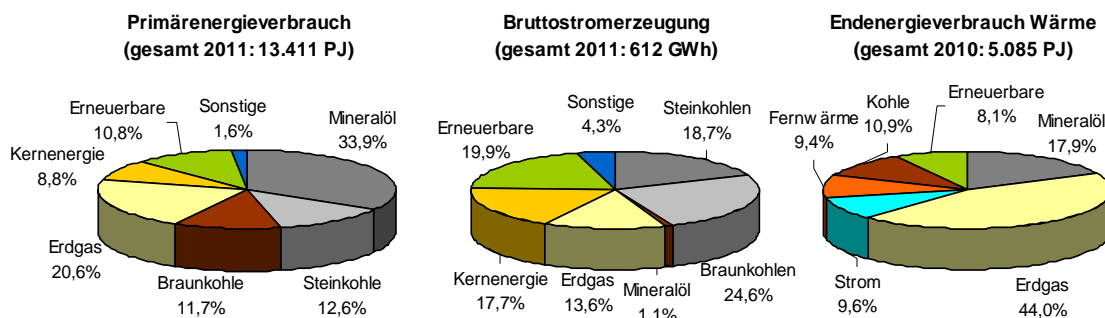


Abbildung 6: Struktur des Primärenergieverbrauchs, der Bruttostromerzeugung⁴ sowie des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung⁵ in Deutschland (BMWi 2012, AGEF 2011, BMU 2012).

Durch den inzwischen deutlich gestiegenen Anteil der Erneuerbaren Energien an der Strombereitstellung sowie den Beitrag der Kernenergie von etwa 18 % liegt der Anteil fossiler Energieträger an der Strombereitstellung im Vergleich zum Primärenergieverbrauch mit rund 60 % deutlich niedriger. Hier wird jedoch der Kernenergieausstieg in den kommenden Jahren dazu führen, dass die Erneuerbaren Energien bilanziell zunächst die wegfallende Stromerzeugung aus Kernenergie substituieren und lediglich darüber hinaus gehende Strommengen die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern vermindern. Im Bereich der Wärmebereitstellung beträgt der Anteil der fossilen Energien nahezu drei Viertel des Endenergieverbrauchs, wobei zu berücksichtigen ist, dass Fernwärme und Strom zu einem großen Teil auch aus fossilen Energieträgern stammen. Erneuerbare Energien standen im Jahr 2010 für rund 8 % des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung (hinzuzurechnen sind hier nicht ausgewiesene EE-Anteile in Fernwärme und Wärmestrom, sodass sich nach BMU für 2010 ein EE-Anteil im Wärmebereich von rund 10 % ergibt).

Die deutsche Energieversorgung ist im Hinblick auf fossile Energieträger durch eine hohe Importabhängigkeit gekennzeichnet. Die Nettoimportquote der deutschen Energieversorgung beträgt derzeit rund 70 % und ist in den vergangenen Jahren nur mäßig rückläufig

⁴ Der in der Einleitung genannte Anteil der Erneuerbaren Energien von 20,3 % bezieht sich auf den Stromverbrauch. Die in Abbildung 6 angeführten Zahlen beziehen sich auf die Stromerzeugung. Da die Stromerzeugung in Deutschland leicht höher als der Stromverbrauch liegt, ergibt sich ein geringerer EE-Anteil beim Bezug auf die Stromerzeugung.

⁵ Zum Zeitpunkt der Berichterstellung lagen zum Endenergieverbrauch für die Wärmebereitstellung nach Energieträgern keine aktuelleren Angaben als für das Jahr 2010 vor. Fernwärme und Strom enthalten geringe Anteile Erneuerbarer Energien, die jedoch in der Quelle nicht ausgewiesen sind.

(in den Jahren 2000 - 2006 pendelte die Nettoimportquote zwischen 72 und 74 %). Die Importquoten 2010 betragen bei Mineralöl 98 %, bei Erdgas 82 % und bei Steinkohle 77 % (BMWi 2012). Die durch die KfW-Förderprogramme induzierte Einsparung fossiler Energieträger leistet einen Beitrag zur Verminderung der Importe fossiler Energieträger und damit zur Erhöhung der Versorgungssicherheit sowie einer Reduktion der Zahlungsflüsse ins Ausland.

Die von der KfW geförderten EE-Anlagen verdrängen zu unterschiedlichen Anteilen fossile Energieträger. Zur Ermittlung der pro Betriebsjahr zu erwartenden Einsparung fossiler Energieträger wird auf die Berechnungsmethode zurückgegriffen, die von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) im Rahmen der Berichterstattung des Bundesumweltministeriums verwendet wird. Für die detaillierte Beschreibung der Berechnungsmethodik, der angesetzten Berechnungsparameter sowie der Ansätze zur Monetarisierung der eingesparten Brennstoffe bzw. Energieimporte wird auf die Erläuterungen in den Anhängen A.1 bis A.5 verwiesen. Die Preispfade wurden auf Basis der aktualisierten Leitstudie Nitsch et al. (2012) und der Preisentwicklung 2011 auf den neusten Stand gebracht.

3.1 Einsparung fossiler Energieträger

Entsprechend der skizzierten Vorgehensweise in den Anhängen A.1 und A.4 sowie der in Abschnitt 2.3 dargestellten Förderung von EE-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung durch die verschiedenen KfW-Programme ergibt sich bei Inbetriebnahme aller im Jahr 2011 geförderten Anlagen eine jährliche Brennstoffsubstitution von 0,54 Mio. t Braunkohle, 1,72 Mio. t Steinkohle, 680 Mio. m³ Erdgas und rund 155 Mio. Liter Mineralöl. Insgesamt beträgt die jährliche fossile Primärenergieeinsparung der im Jahr 2011 von der KfW geförderten Anlagen im Bereich Erneuerbare Energien rund 24.000 GWh bzw. rund 87 PJ (vgl. Tabelle 13).

Tabelle 13: Jährliche Einsparung fossiler Energieträger (Primärenergie) durch die Nutzung Erneuerbarer Energien nach KfW-Förderprogrammen für den Förderjahrgang 2011.

[GWh/a]	Steinkohle	Erdgas	Braunkohle	Mineralöl	Summe	Anteil
EE Standard	9.859	3.776	880	176	14.692	61,1%
EE Premium	221	1.231	65	1.418	2.935	12,2%
Offshore¹⁾	4.408	1.595	413	0	6.415	26,7%
Summe	14.488	6.602	1.358	1.595	24.042	100,0%
Anteil	60,3%	27,5%	5,6%	6,6%	100,0%	

¹⁾ Die Einsparungen im Bereich Offshore werden voraussichtlich erst ab 2013/2014 mit der Inbetriebnahme der Anlagen wirksam.

Im Vergleich zum Vorjahr ist insbesondere der Zuwachs von rd. 60 % bei den Einsparungen im Premium-Teil des KfW-Programms Erneuerbare Energien hervorzuheben. Dazu

hat insbesondere der Aufwuchs im Bereich der Wärmenetze, Biogasleitungen und Anlagen zur Aufbereitung und Einspeisung von Biogas beigetragen. Diese Vorhaben sparen zu einem großen Teil Mineralöl ein, deshalb ist für diesen Energieträger im Vergleich zum Förderjahr 2010 von einer deutlich höheren Einsparung auszugehen.

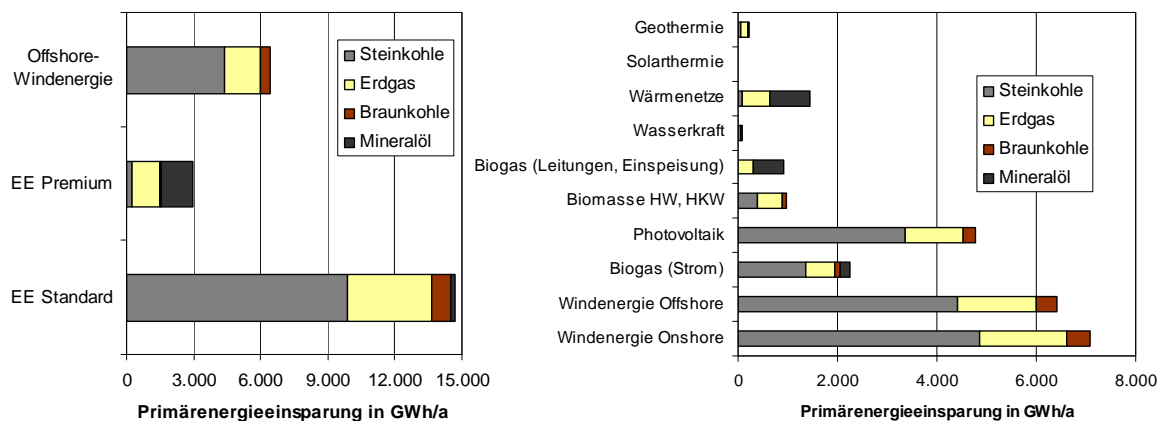


Abbildung 7: Jährliche Einsparung fossiler Energieträger (Primärenergie) durch die Nutzung Erneuerbarer Energien nach KfW-Förderprogrammen und Technologiebereichen für den Förderjahrgang 2011.

Tabelle 14: Jährliche Einsparung fossiler Energieträger (Primärenergie) durch die Nutzung Erneuerbarer Energien nach Technologien für den Förderjahrgang 2011.

[GWh/a]	Steinkohle	Erdgas	Braunkohle	Mineralöl	Summe	Anteil
Windenergie Onshore	4.860	1.758	455	0	7.073	29,4%
Windenergie Offshore¹⁾	4.408	1.595	413	0	6.415	26,7%
Biogas (Strom)²⁾	1.362	581	121	176	2.240	9,3%
Photovoltaik	3.350	1.183	257	0	4.790	19,9%
Biomasse HW, HKW	384	507	85	0	976	4,1%
Biogas (Leitungen, Einspeisung)³⁾	-98	296	-12	607	793	3,3%
Wasserkraft	60	23	6	0	89	0,4%
Wärmenetze	95	531	12	811	1.449	6,0%
Solarthermie	0,1	0,8	0,0	0,7	1,6	0,01%
Geothermie	68	127	20	0	214	0,9%
Summe	14.488	6.602	1.358	1.595	24.042	100,0%
Anteil	60,3%	27,5%	5,6%	6,6%	100,0%	

¹⁾ Die Einsparungen im Bereich Offshore werden voraussichtlich erst ab 2013/2014 mit der Inbetriebnahme der Anlagen wirksam.

²⁾ Einschließlich Einsparung fossiler Energieträger durch Wärmenutzung.

³⁾ Die negativen Werte bei Biogasleitungen bzw. Anlagen zur Aufbereitung und Einspeisung von Biogas gehen auf die Annahme zurück, dass in diesen Fällen anstatt eines zentralen Groß-BHKW mehrere kleinere BHKW zur Verstromung des Biogases genutzt werden. Damit wird einerseits ein höherer Wärmeabsatz ermöglicht, andererseits liegen die elektrischen Jahresnutzungsgrade dieser dezentralen Verstromung geringer als im Referenzfall, d.h. der Verstromung in einem Groß-BHKW. Im Vergleich zum Referenzfall resultiert deshalb eine geringere Stromerzeugung, die einem zusätzlichen Wärmeabsatz gegenübersteht.

85% der jährlich zu erwartenden fossilen Primärenergieeinsparung resultieren aus den geförderten Windenergie-, Photovoltaik- und Biogasanlagen (einschl. Wärmenutzung bei Biogasanlagen). Die Einspeise- und Substitutionscharakteristik der geförderten Vorhaben (vgl. Anhang A.1) führt in der Summe dazu, dass überwiegend Steinkohle und Erdgas substituiert werden. Ein Großteil der Substitutionseffekte geht auf die Vorhaben im Bereich Stromerzeugung zurück, denen rd. 85 % der gesamten Primärenergieeinsparung (ohne KWK-Wärme) zuzurechnen ist. Ein Teil der Einsparung von Erdgas (knapp 30 %) ist den geförderten Vorhaben im Bereich der Wärmeerzeugung zuzurechnen. Vollständig in den Wärmebereich fallen die eingesparten Mengen an Mineralölprodukten durch die Substitution von Heizöl resultierend aus den geförderten Technologien zur Bereitstellung von Wärme aus Erneuerbaren Energien (vgl. Abbildung 7 und Tabelle 14).

Bezogen auf die Bundesländer zeigen sich erwartungsgemäß insbesondere dort hohe Einspareffekte, wo der Anteil der Windenergie und Photovoltaik an den geförderten Vorhaben hoch ist. Im Bereich der Photovoltaik ist dies insbesondere in Brandenburg und Bayern der Fall, während die Einsparung durch Windenergieanlagen hauptsächlich in den Ländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Rheinland Pfalz zutage tritt. Offshore-Windenergieanlagen wurden keinem Bundesland, sondern der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) zugeordnet. Im Bereich Biomasse profitiert Bayern neben den Biogasanlagen insbesondere durch Wärmenetze und die Nutzung fester Biomasse zur Wärme- sowie gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. Eine ähnlich hohe Energieeinsparung durch die Nutzung von Biomasse zeigt sich in Niedersachsen (vgl. Abbildung 8 und Tabelle 15).

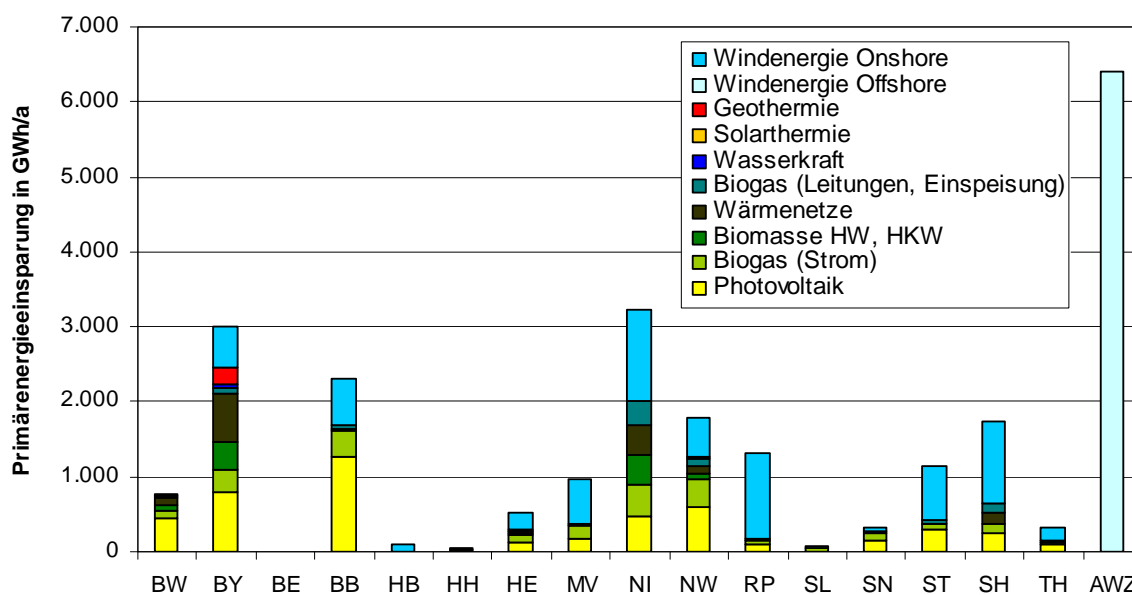


Abbildung 8: Jährliche Einsparung fossiler Energieträger (Primärenergie) durch die Nutzung Erneuerbarer Energien nach Bundesländern und Technologien für den Förderjahrgang 2011.

Tabelle 15: Jährliche Einsparung fossiler Energieträger (Primärenergie) durch die Nutzung Erneuerbarer Energien nach Bundesländern und Technologien für den Förderjahrgang 2011.

[GWh/a]	Windenergie Onshore	Windenergie Offshore ¹⁾	Biogas (Strom)	Photovoltaik	Biomasse HW, HKW	Biogas (Leitungen, Einspeisung)	Wasserkraft	Wärmenetze	Solarthermie	Geothermie	Summe
BW	0,05	-	116	439	69	29	9	97	0,2	-	759
BY	551	-	308	790	374	90	50	633	0,6	214	3.010
BE	-	-	-	1	-	-	-	-	0,1	-	1
BB	611	-	354	1.260	4	59	-	10	0,2	-	2.298
HB	97	-	-	7	-	-	-	-	-	-	103
HH	12	-	-	22	1	-	-	4	0,1	-	40
HE	238	-	98	131	18	11	3	24	0,0	-	524
MV	587	-	175	162	2	18	-	21	0,0	-	964
NI	1.218	-	412	471	419	326	-	386	0,2	-	3.232
NW	531	-	385	592	59	89	20	113	0,2	-	1.789
RP	1.137	-	36	106	11	6	-	14	0,0	-	1.310
SL	24	-	31	10	-	2	-	-	-	-	67
SN	55	-	94	150	2	5	6	5	0,0	-	319
ST	735	-	63	306	3	29	-	8	0,1	-	1.145
SH	1.115	-	123	251	10	116	-	133	0,0	-	1.749
TH	163	-	45	91	4	13	1	1	0,0	-	317
AWZ	-	6.415	-	-	-	-	-	-	-	-	6.415
Summe	7.073	6.415	2.240	4.790	976	793	89	1.449	2	214	24.042

¹⁾ Die Einsparungen im Bereich Offshore werden voraussichtlich erst ab 2013/2014 mit der Inbetriebnahme der Anlagen wirksam.

Wird die Einsparung auf die Bevölkerungszahlen in den jeweiligen Bundesländern bezogen, zeigt sich der höchste Einspareffekt in Brandenburg, wo im Verhältnis zu den Einwohnern die Leistung von großen Solarparks vergleichsweise hoch ist. Ähnliche Effekte zeigen sich für den vergleichsweise hohen Anteil geförderter Windenergieanlagen in Bundesländern mit geringen Bevölkerungszahlen wie Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern.

3.2 Vermiedene fossile Energieimporte

Neben der Umwelt- und Klimaverträglichkeit als eine wesentliche Anforderung an die Energieversorgung ist auch die Versorgungssicherheit von großer Wichtigkeit. Die Vor-

kommen an fossiler Energie sind in Deutschland gering: Dem Primärenergieverbrauch von rund 13,4 TJ im Jahr 2011 steht eine Primärenergiegewinnung im Inland von rund 4 TJ gegenüber⁶. Davon entfällt gut ein Drittel auf die heimische Braunkohle. Die Erneuerbaren Energien als heimische Energiequellen leisten bereits einen ähnlich großen Beitrag wie die Braunkohle. Insgesamt mussten wie in den Vorjahren schätzungsweise rund 70 % der in Deutschland im Jahr 2011 verbrauchten Primärenergieträger importiert werden. Die Nutzung erneuerbarer Energieträger mindert nicht nur den Verbrauch an fossilen Primärenergieträgern, sondern trägt auch zur Steigerung der Unabhängigkeit von Energieimporten bei.

Bei der folgenden Berechnung wird unterstellt, dass – abgesehen von der Braunkohle – die Einsparung fossiler Energieträger vollständig zu einer Minderung der Energieimporte führt. Heimische Energieträger (Braunkohle) werden damit im Rahmen dieser Methodik nicht durch die Nutzung der geförderten Anlagen verdrängt. Somit wird nach vollständiger Inbetriebnahme der durch die mit den Programmen der KfW im Jahr 2011 geförderten Erneuerbaren Energien die Einfuhr von jährlich rund 1,7 Mio. t Steinkohle, 680 Mio. m³ Erdgas und rund 155 Mio. Liter Mineralöl bzw. entsprechende Rohölimporte vermieden (vgl. Tabelle 16).

Tabelle 16: Vermiedene jährliche Energieimporte und Kosten für fossile Brennstoffe für den Förderjahrgang 2011.

	Eingesparte Energiemengen p.a.		Importquote ¹⁾	Vermiedene Energieimporte p.a.		Einfuhrpreise ²⁾		Vermiedene Kosten für importierte Energieträger [Mio. € ₂₀₁₂ /a]
Braunkohle	541	1.000 t/a	0%	0	1.000 t/a	k.A.	-	-
Steinkohle	1.719	1.000 t/a	100%	1.719	1.000 t/a	18.153	€/GWh	263
Erdgas	676	Mio. m ³ /a	100%	676	Mio. m ³ /a	31.663	€/GWh	209
Mineralöl	155	Mio. l/a	100%	155	Mio. l/a	56.108	€/GWh	89
Summe								561

¹⁾ Es wird unterstellt, dass in Deutschland geförderte Energie nicht verdrängt wird, sondern dass die Einsparung durch den Einsatz Erneuerbarer Energien vollständig den Importen zuzurechnen ist. Da keine Braunkohle nach Deutschland importiert wird, wird in diesem Fall die Importquote zu Null gesetzt. Die tatsächlichen Importquoten 2010 betragen (nachrichtlich): Braunkohle 0 %; Steinkohle 77 %, Erdgas 82 %, Mineralöl 98 % (BMW i 2012).

²⁾ Vgl. auch Anhang A.5. Es wurden Energiepreise in Anlehnung an Preispfad A aus Nitsch et al. (2012) ohne CO₂-Aufschläge angesetzt, für 2011 wurden aktuelle Werte des BMW i verwendet (BMW i 2012). Mit Hilfe der Annuitätenmethode wurden die jährlich unterschiedlichen Brennstoffpreise mittels des Kalkulationszinsatzes über die Lebensdauer der Anlagen in eine reale Annuität, d.h. preisbereinigte jährlich konstante Werte, umgerechnet.

⁶⁾ Die Angaben zur Primärenergiegewinnung im Inland 2011 liegen zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht vor, es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sich keine wesentliche Änderung gegenüber dem Vorjahreswert von 4 TJ ergeben hat.

In Tabelle 16 sind darüber hinaus die vermiedenen Energieimporte auf Grundlage der Einfuhrpreise monetär bewertet worden, denn die korrespondierenden Beträge fließen nicht aus der deutschen Volkswirtschaft ab. Danach können durch die im Jahr 2011 von der KfW-geförderte Energiebereitstellung aus Erneuerbaren Energien Energieimporte in einer Größenordnung von rund 560 Mio. €/a vermieden werden. Über die angenommene Lebensdauer der Maßnahmen von 20 Jahren summieren sich die Einsparungen auf rund 11,2 Mrd. €.

3.3 Vermiedene Kosten für fossile Energieträger

Neben den vermiedenen Ausgaben für Energieimporte werden im Folgenden auch die insgesamt vermiedenen Kosten für fossile Energieträger ermittelt. Anders als bei den Energieimporten ist hier nicht mit Einfuhrpreisen, sondern den Primärenergieträgerkosten frei Anlage zu kalkulieren. Für die Stromerzeugung wurden dafür die Brennstoffkosten frei Kraftwerk, für den Wärmemarkt stellvertretend die Kosten für private Haushalte angesetzt (Nitsch et al. 2012 und BMWi 2012). Wie Tabelle 17 zeigt, liegt der Gesamtbetrag der vermiedenen Kosten für fossile Energieträger mit rund 690 Mio. €/a höher als die vermiedenen Energieimporte. Jeweils knapp zwei Fünftel davon entfallen auf Steinkohle und Erdgas (Kraftwerke und Haushalte). Über die angenommene Lebensdauer von 20 Jahren der geförderten Maßnahmen ergeben sich über alle Brennstoffe Einsparungen von knapp 14 Mrd. €.

Tabelle 17: Vermiedene Brennstoffkosten durch die Nutzung Erneuerbare Energien für den Förderjahrgang 2011.

	Vermiedener Brennstoffeinsatz in Kraftwerken				Vermiedener Brennstoffeinsatz in Haushalten				Summe
	Steinkohle	Erdgas	Braunkohle	Mineralöl	Steinkohle	Erdgas	Braunkohle	Mineralöl	
eingesparte Energiemengen [GWh/a]	14.372	5.690	1.355	-	116	912	2,8	1.595	24.042
Brennstoffkosten frei Kraftwerk bzw. Endverbraucher¹⁾ [€/2012/GWh]	18.735	34.118	5.028	56.108	56.619	78.174	54.446	91.743	-
vermiedene Brennstoffkosten [Mio. €/2012/a]	269,3	194,1	6,8	-	6,5	71,3	0,2	146,3	694,5

¹⁾ Vgl. auch Anhang A.5. Es wurden Energiepreise in Anlehnung an Preispfad A aus Nitsch et al. (2012) ohne CO₂-Aufschläge angesetzt, für 2011 wurden aktuelle Werte des BMWi verwendet (BMWi 2012). Mit Hilfe der Annuitätenmethode wurden die jährlich unterschiedlichen Brennstoffpreise mittels des Kalkulationszinssatzes in eine reale Annuität, d.h. preisbereinigte jährlich konstante Werte, umgerechnet.

3.4 Vergleich mit den Förderjährgängen 2009 und 2010

Zur Einordnung der Einsparung fossiler Energieträger sowie der damit verbundenen Kosten wird ein Vergleich mit den Förderjährgängen 2009 und 2010 vorgenommen. Um die Vergleichbarkeit auf ein gemeinsames Bezugsjahr herzustellen, wird die Einsparung der Anlagen der Förderjährgänge 2009 und 2010 mit den aktuellen Eingangsparametern neu berechnet.

Die zu erwartenden jährlichen Einsparungen von fossiler Primärenergie sind für das Förderjahr 2011 im Vergleich zu den Vorjahren deutlich angestiegen. Hauptursache für diese Entwicklung ist die Förderung von Offshore-Windenergieanlagen. Deren Einsparwirkungen werden voraussichtlich erst ab 2013/2014 mit der Inbetriebnahme der Anlagen wirksam. Der Rückgang bei der Förderung von Photovoltaikanlagen zeigt sich auch hinsichtlich der zu erwartenden Einsparungen, wird jedoch durch den Zuwachs bei der Förderung von Onshore-Windenergie und „Sonstigen“ (Wärmenetze, Biogasleitungen und Anlagen zur Biogaseinspeisung) kompensiert. Ohne die Einbeziehung der Offshore-Windenergie liegt die zu erwartende Primärenergieeinsparung für den Förderjahrgang 2011 rund 8 % höher als für den Förderjahrgang 2010 (vgl. Abbildung 9).

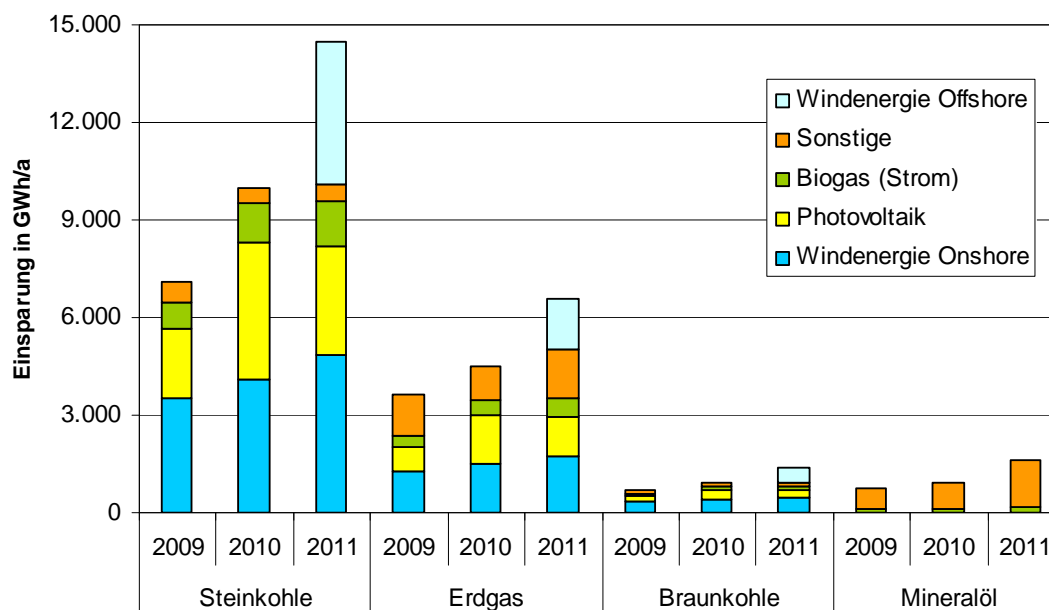


Abbildung 9: Jährliche Einsparung fossiler Brennstoffe (Primärenergie) der von der KfW geförderten Vorhaben 2009 bis 2011 nach Technologien.

Die monetäre Bewertung der auf ein gemeinsames Bezugsjahr gebrachten fossilen Primärenergieeinsparungen erfolgt ausgehend vom Jahr der Förderung. Da gemäß den Setzungen des verwendeten Preispfades A der von Nitsch et al. (2012) erstellten Leit-szenarien für den Ausbau Erneuerbarer Energien (vgl. Anhang A.5) von steigenden Preisen für fossile Brennstoffe ausgegangen wird, ergibt sich für die anlegbaren Brennstoffpreise späterer Förderjahre eine höhere Annuität als für die vorangegangenen. Die Einsparungen für die Förderjahrgänge 2009 und 2010 wurden auf Basis des überarbeiteten

Preispfades neu berechnet. Damit ergeben sich Abweichungen gegenüber den in den Vorgänger-Studien angegebenen monetär bewerteten Einsparungen, die der Aktualisierung der Preisentwicklung geschuldet sind.

Tabelle 18: Fossile Primärenergieeinsparung und vermiedene Kosten durch KfW-geförderte Maßnahmen im Bereich Erneuerbare Energien für die Förderjahrgänge 2009 bis 2011.

	Primärenergieeinsparung [GWh/a]			Vermiedene Kosten Import [Mio. € _{2012/a}]			Vermiedene Brennstoffkosten [Mio. € _{2012/a}]		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011	2009	2010	2011
Steinkohle	7.102	9.988	14.488	119	174	263	125	182	276
Erdgas	3.651	4.498	6.602	109	138	209	135	171	265
Braunkohle	717	913	1.358	0	0	0	4	5	7
Mineralöl	741	918	1.595	39	50	89	63	81	146
Summe	12.211	16.316	24.042	266	362	561	326	439	694

Tabelle 18 zeigt die fossile Primärenergieeinsparung und deren monetäre Bewertung für die Förderjahrgänge 2009 bis 2011 im Überblick. Da die Einsparung von Steinkohle, Erdgas und Mineralöl vollständig als vermiedene Importe und Braunkohle als einheimischer Energieträger betrachtet werden (vgl. Tabelle 16), liegen die vermiedenen Kosten für Brennstoffimport unter den vermiedenen Brennstoffkosten insgesamt. Abbildung 10 stellt die monetär bewertete Einsparung fossiler Energieträger für die Jahre 2009 bis 2011 gegenüber.

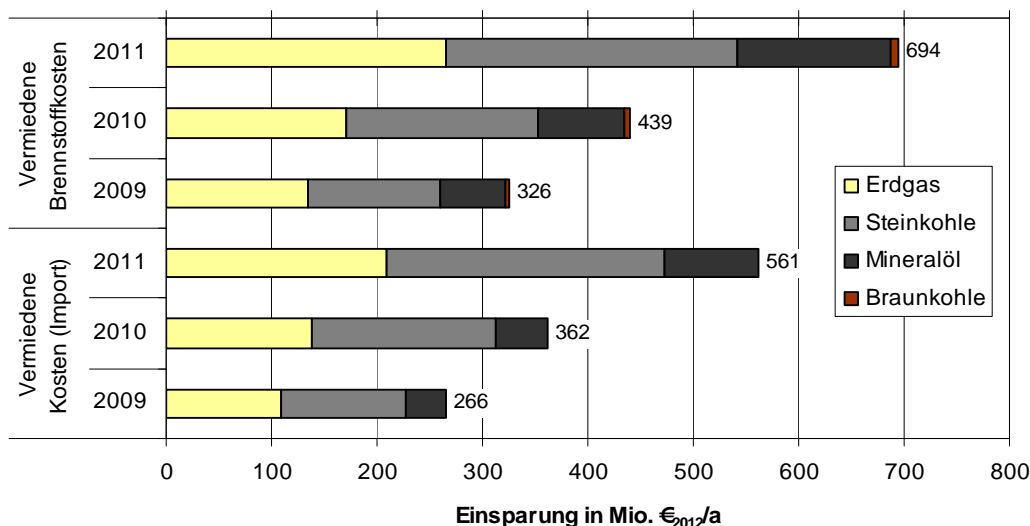


Abbildung 10: Vermiedene jährliche Brennstoffkosten und vermiedene Kosten für importierte Brennstoffe für die in den Jahren 2009 bis 2011 von der KfW geförderten Vorhaben im Bereich Erneuerbare Energien.

4 Vermiedene Emissionen und vermiedene externe Kosten

Die im vorigen Kapitel betrachtete Einsparung fossiler Energien ist nicht allein unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit von Bedeutung, sondern auch unter dem Aspekt vermiedener Emissionen von Treibhausgasen und klassischen Luftschadstoffen (SO_2 , NO_x , Feinstaub sowie NMVOC). Damit kommt der Nutzung Erneuerbarer Energien auch für den Umwelt- und Klimaschutz eine zentrale Bedeutung zu. Die Vermeidung von Treibhausgasemissionen ist Gegenstand des folgenden Abschnitts 4.1. Die Auswirkungen der KfW-Förderung im Bereich Erneuerbarer Energien auf die Emission von Luftschadstoffen wird in Abschnitt 4.2 analysiert.

Die Bilanzierung der Emissionsvermeidung folgt der Methodik zur Einsparung fossiler Energieträger. Unterschiede zu den eingesparten fossilen Energieträgern ergeben sich daraus, dass sich die CO_2 -Faktoren und Schadstoffemissionen der substituierten Energieträger deutlich voneinander unterscheiden. So entsteht beispielsweise bei der Verbrennung von Kohle etwa doppelt so viel CO_2 wie bei der Verbrennung von Erdgas, weil bei Erdgas entsprechend der chemischen Zusammensetzung der enthaltene Wasserstoff einen hohen Anteil am Heizwert hat. CO_2 -Emissionen sind auch mit der Nutzung von Bioenergien verbunden, allerdings kann davon ausgegangen werden, dass diese Prozesse insgesamt weitgehend CO_2 -neutral sind, weil das freigesetzte CO_2 zuvor während des Pflanzenwachstums aus der Atmosphäre aufgenommen wurde.

Nachfolgend werden die Treibhausgase CO_2 (Kohlendioxid), CH_4 (Methan) und N_2O (Lachgas) sowie die Luftschadstoffe SO_2 (Schwefeldioxid), NO_x (Stickoxide), Feinstaub sowie NMVOC (Non-methane volatile organic compounds) betrachtet. Diese stellen die schädlichsten und quantitativ wichtigsten Stoffe dar, weshalb für sie auch die Datenverfügbarkeit am besten ist. Die detaillierte Methodik zur Ermittlung der vermiedenen Emissionen von Treibhausgasen sowie Luftschadstoffen ist in Anhang A.2 dargestellt.

Luftschadstoffe beeinträchtigen die Gesundheit von Menschen, Tieren und Pflanzen und wirken zerstörerisch auf Bauwerke und andere Sachgüter. Treibhausgase tragen zur globalen Klimaänderung bei und führen so ebenfalls zu Schäden. Diese Schäden führen bei den Betroffenen oder der Allgemeinheit zu Kosten, welche nicht vom Verursacher getragen werden, man spricht von „externen“ Kosten. Eine Minderung der Emissionen durch die Nutzung Erneuerbarer Energien und die damit verbundenen Schäden stellt einen gesellschaftlichen Nutzen dar. Dieser Nutzen wird in Abschnitt 4.3 mittels gängiger Wertansätze in monetären Größen abgeschätzt.

4.1 Vermiedene Treibhausgasemissionen

Als Folge der Substitution fossiler Energieträger ist durch die Nutzung der im Jahr 2011 geförderten Erneuerbaren Energien von einer jährlichen CO_2 -Vermeidung in Höhe von 6,5 Mio. t auszugehen. Werden die treibhausrelevanten Gase Methan und Lachgas ein-

bezogen, erhöht sich die Einsparung auf rund 7,0 Mio. t CO₂-Äquivalente (vgl. Tabelle 19).

Tabelle 19: Vermiedene Treibhausgasemissionen pro Jahr nach Kreditprogrammen für den Förderjahrgang 2011.

[Mio. t/a]	EE Standard	EE Premium	Offshore ¹⁾	Summe
CO₂	4,07	0,72	1,75	6,55
Anteil	62,2%	11,1%	26,7%	100,0%
CO₂-Äquivalente	4,31	0,77	1,91	6,99
Anteil	61,6%	11,0%	27,3%	100,0%

¹⁾ Die Einsparungen im Bereich Offshore werden voraussichtlich erst ab 2013/2014 mit der Inbetriebnahme der Anlagen wirksam.

Wie schon in den Vorjahren entfällt ein großer Teil der Treibhausgaseminderungen auf die geförderten Windenergieanlagen, im Förderjahr 2011 noch verstärkt durch das Offshore-Programm, das alleine bereits für mehr als ein Viertel der zu erwartenden Treibhausgaseminderung steht. Wirksam werden die Einspareffekte im Bereich der Offshore-Windenergie jedoch erst 2013/2014, wenn die Anlagen vollständig in Betrieb gegangen sein werden. Windenergieanlagen an Land stehen für rund 30 % der Treibhausgasvermeidung, Photovoltaikanlagen machen rund ein Fünftel der zu erwartenden Treibhausgaseinsparung des Förderjahrgangs 2011 aus (vgl. Tabelle 20).

Tabelle 20: Vermiedene Treibhausgasemissionen pro Jahr nach Technologiebereichen für den Förderjahrgang 2011.

[1.000 t pro Jahr]	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ -Äquivalente	Anteil CO ₂ -Äquiv.
Windenergie Onshore	1.928	6,3	0,204	2.105	30,1%
Windenergie Offshore¹⁾	1.749	5,7	0,185	1.909	27,3%
Biogas (Strom)	638	-0,51	-0,207	558	8,0%
Photovoltaik	1.353	4,6	0,134	1.482	21,2%
Biomasse HW, HKW	243	0,6	0,003	255	3,7%
Biogas (Leitungen, Einspeisung)	206	0,6	0,034	232	3,3%
Wasserkraft	24	0,1	0,003	26	0,4%
Wärmenetze	384	0,6	0,000	399	5,7%
Solarthermie	0,3	0,001	-0,00003	0,3	0,00%
Geothermie	19	0,0	0,000	20	0,3%
Summe	6.545	18,1	0,357	6.988	100,0%

¹⁾ Die Einsparungen im Bereich Offshore werden voraussichtlich erst ab 2013/2014 mit der Inbetriebnahme der Anlagen wirksam.

Die Verteilung der vermiedenen Treibhausgasemissionen auf die Bundesländer (vgl. Abbildung 11, Tabelle 21) ist ähnlich zur Verteilung der fossilen Primärenergieeinsparung

(Abbildung 8). Hinsichtlich der Treibhausgaseinsparung profitieren die Länder mit einem hohen Anteil an der Förderung von Windkraftanlagen (Schleswig-Holstein und Niedersachsen, Rheinland-Pfalz). Brandenburg und Bayern profitieren insbesondere von der Einsparung der geförderten Photovoltaikanlagen. Die Förderung von großen Solarparks in Brandenburg führt dazu, dass bezogen auf die Pro-Kopf-Einsparung Brandenburg den ersten Platz einnimmt.

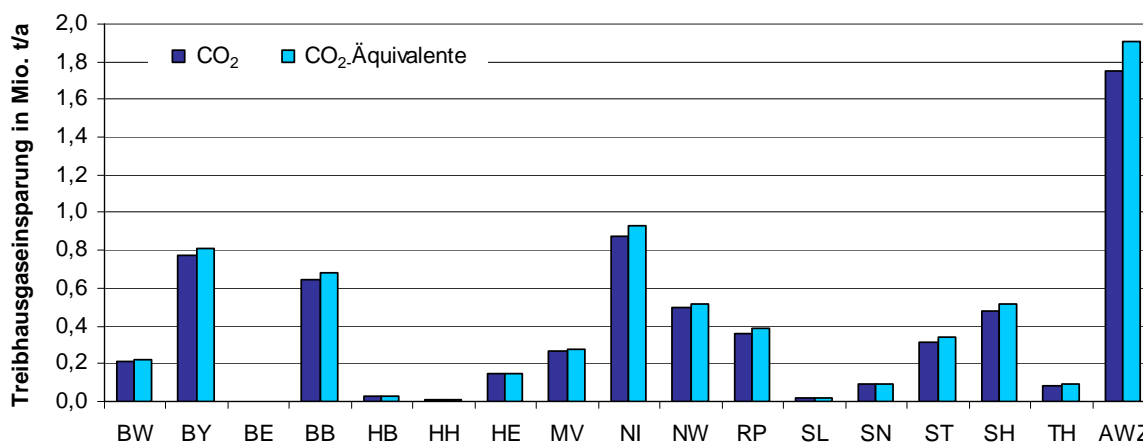


Abbildung 11: Jährliche Vermeidung von Treibhausgasen durch die Nutzung Erneuerbarer Energien nach Bundesländern für den Förderjahrgang 2011.

Die im Jahr 2011 geförderten Anlagen tragen dazu bei, das von der Bundesregierung verfolgte Ziel zu erreichen, die Menge jährlich freigesetzter Treibhausgase bis 2020 um 40 % gegenüber 1990 zu vermindern. Diese im Energiekonzept der Bundesregierung verankerte Zielsetzung stimmt mit der des Integrierten Energie- und Klimaprogramms (IEKP) aus dem Jahr 2007 überein. Ausgehend von einem Emissionsniveau von rund 1.000 Mio. t CO₂-Äquivalenten in Deutschland im Jahr 2006 sind die jährlichen Treibhausgasemissionen um rund 250 Mio. t zu reduzieren, um im Jahr 2020 den Zielwert von rund 750 Mio. t CO₂-Äquivalenten zu erreichen. Die Treibhausgasminderungen der von der KfW im Jahr 2011 geförderten EE-Anlagen leisten damit einen Beitrag von knapp 3 % zur Erreichung dieses Minderungsziels. Rechnet man die Treibhausgasminderungen mit ein, welche die in den Jahren 2007 bis 2010 KfW-geförderten Anlagen in jedem Betriebsjahr leisten, so erhöht sich der Beitrag der geförderten Anlagen auf rund 9 %.

Eine bessere Einordnung ermöglicht der Vergleich mit dem Beitrag der Erneuerbaren Energien an der Erreichung der Treibhausgasminderungsziele des IEKP: Danach sollen durch den EE-Ausbau bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2006 im Strombereich 54,4 und im Wärmebereich 9,2 Mio. t CO₂-Äquivalente pro Jahr weniger emittiert werden (vgl. BMU 2007). Bezogen auf die angestrebte Treibhausgasminderung von insgesamt rund 64 Mio. t leisten die Minderungen der von der KfW im Jahr 2011 geförderten EE-Anlagen einen Beitrag von rund 11 % zur Zielerreichung. Bezieht man die in jedem Betriebsjahr erzielten Minderungen der in den Förderjahrgängen 2007 bis 2011 errichteten Anlagen ein, so wurden durch die KfW-Programme bislang Emissionsvermeidungen von

jährlich rund 22 Mio. t CO₂-Äquivalenten angestoßen, d.h. rund einem Drittel der im IEKP angestrebten Einsparungen von 64 Mio. t pro Jahr bis 2020.

Tabelle 21: Jährliche Einsparung von Treibhausgasen (CO₂-Äquivalente) nach Bundesländern und Technologien für den Förderjahrgang 2011.

[1.000 t/a]	Windenergie Onshore	Windenergie Offshore ¹⁾	Biogas (Strom)	Photovoltaik	Biomasse HW, HKW	Biogas (Leitungen, Einspeisung)	Wasserkraft	Wärmenetze	Solarthermie	Geothermie	Summe
BW	0,0	-	28,8	135,8	17,0	8,6	2,8	26,8	0,03	-	219,9
BY	164,0	-	76,5	244,5	93,6	25,9	14,6	174,5	0,11	20,1	813,7
BE	-	-	-	0,4	-	-	-	-	0,01	-	0,4
BB	181,8	-	88,0	389,7	1,1	19,4	-	2,7	0,03	-	682,7
HB	28,8	-	-	2,1	-	-	-	-	-	-	30,9
HH	3,7	-	-	6,7	0,3	-	-	1,2	0,01	-	11,9
HE	70,9	-	24,4	40,5	4,5	3,2	1,0	6,6	0,01	-	151,0
MV	174,7	-	43,6	50,1	0,4	5,2	-	5,7	0,00	-	279,7
NI	362,6	-	102,5	145,7	116,6	94,0	-	106,5	0,04	-	927,8
NW	158,1	-	95,9	183,1	14,5	24,9	5,8	31,0	0,04	-	513,4
RP	338,3	-	9,0	32,8	2,6	1,8	-	3,9	0,00	-	388,4
SL	7,1	-	7,8	3,2	-	0,5	-	-	-	-	18,6
SN	16,3	-	23,5	46,5	0,5	1,4	1,9	1,5	0,01	-	91,6
ST	218,7	-	15,8	94,7	0,8	10,1	-	2,1	0,02	-	342,2
SH	331,9	-	30,7	77,7	2,4	33,1	-	36,7	0,01	-	512,6
TH	48,5	-	11,2	28,1	0,9	4,1	0,3	0,3	0,00	-	93,4
AWZ	-	1.909,5	-	-	-	-	-	-	-	-	1.909,5
Summe	2.105,4	1.909,5	557,5	1.481,6	255,4	232,1	26,3	399,4	0,34	20,1	6.987,6

¹⁾ Nachrichtlich. Die Einsparungen im Bereich Offshore werden voraussichtlich erst ab 2013/2014 mit der Inbetriebnahme der Anlagen wirksam.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass die durch die untersuchten KfW-Programme induzierte Einsparung fossiler Energieträger und die Reduktion der Treibhausgasemissionen längerfristig wirken, denn die Nutzungsdauern der Regenerativanlagen betragen in der Regel mindestens 20 Jahre, insbesondere bei Wasserkraftanlagen auch deutlich länger. Eine Projektion ist jedoch mit vielen Unsicherheiten behaftet, denn der Brennstoffmix und die Wirkungsgrade von fossilen Anlagen werden sich ebenso im Zeitablauf verändern wie die Zusammensetzung, Durchdringung und Betriebsweise der An-

lagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien. Die hier gewählte statische Betrachtungsweise dient deshalb primär der Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse. Vernachlässigt man allerdings die zeitliche Dynamik der Bilanzierungsparameter, so wird deutlich, dass die Effekte der KfW-Förderinstrumente beträchtlich sind. Die jährliche CO₂-Minderungsleistung der im Jahr 2011 geförderten Anlagen in Höhe von rund 6,5 Mio. t/a kumuliert sich über eine angenommene Nutzungsdauer dieser Anlagen von 20 Jahre auf rund 130 Mio. t CO₂.

4.2 Vermiedene Luftschadstoffemissionen

Durch die Substitution fossiler Brennstoffe werden nicht nur Treibhausgase vermieden, sondern auch Luftschadstoffe. Allerdings verursachen auch Anlagen, deren Betrieb weitgehend emissionsfrei ist (also z.B. Windkraft- und PV-Anlagen), Emissionen durch ihre Herstellung. Die Berücksichtigung von Vorketten (d.h. Emissionen durch die Anlagenherstellung) sowie der Emissionen im Anlagenbetrieb führt für bestimmte Technologien bzw. Schadstoffe zu einer negativen Einsparung, d.h. zu einem Mehrausstoß, der den Erneuerbaren Energien zuzurechnen ist. Dies ist insbesondere dort der Fall, wo biogene Brennstoffe genutzt werden, d.h. im Bereich der Nutzung von Biomasse in Biogasanlagen oder Heiz(kraft)werken (vgl. Tabelle 22).

Tabelle 22: Jährliche Vermeidung von Luftschadstoffen nach Technologiebereichen für den Förderjahrgang 2011.

[t/a]	SO ₂	NO _x	SO ₂ -Äquivalente ¹⁾	NM VOC	Feinstaub
Windenergie Onshore	847	1.460	1.840	88	29
Windenergie Offshore²⁾	768	1.324	1.669	79	26
Biogas (Strom)	146	-1.680	-1.024	-4	32
Photovoltaik	268	847	847	-89	-89
Biomasse HW, HKW	105	-399	-167	-15	7
Biogas (Leitungen, Einspeisung)	235	508	593	51	23
Wasserkraft	11	18	23	1	0
Wärmenetze	329	246	508	61	35
Solarthermie	0	0	0	0	0
Geothermie	12	23	26	-3	-38
Summe	2.720	2.350	4.316	169	26

¹⁾ SO₂-Äquivalente bieten einen Anhaltspunkt für das Versauerungspotenzial durch SO₂ und NO_x. Diese Größe wird im Folgenden nicht weiter verwendet, da sich die Wertansätze in Abschnitt 4.3 auf SO₂ und NO_x direkt beziehen.

²⁾ Nachrichtlich. Die Einsparungen im Bereich Offshore werden voraussichtlich erst ab 2013/2014 mit der Inbetriebnahme der Anlagen wirksam.

Über alle geförderten Technologien ist festzustellen, dass die im Jahr 2011 geförderten Anlagen insgesamt zu einer Minderung an SO_2 , NO_x , NMVOC sowie Feinstaub beitragen. Bei einzelnen Energieträgern sind jedoch Mehremissionen zu verzeichnen (insb. NO_x im Zusammenhang mit der Nutzung von Biogas- und Biomasseanlagen). Den überwiegend positiven Umwelteigenschaften der Nutzung Erneuerbarer Energien, insbesondere der Treibhausgaseinsparung, stehen somit auch Nachteile gegenüber. Die Bewertung der Vor- und Nachteile der mit der Nutzung Erneuerbarer Energien verbundenen Umweltwirkungen im folgenden Kapitel anhand der monetären Bewertung der vermiedenen externen Kosten wird allerdings zeigen, dass die Vorteile deutlich überwiegen.

4.3 Vermiedene externe Kosten

Die vermiedenen Umweltschäden und die damit vermiedenen externen Kosten repräsentieren einen der wesentlichen Aspekte der Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien. Zur Bewertung der vermiedenen Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen wird auf gängige Wertansätze zur Monetarisierung der vermiedenen Schadenskosten zurückgegriffen (vgl. Tabelle 23 bzw. Anhang A.3). Im Rahmen des NEEDS-Projekts (New Energy Externalities Development for Sustainability) im Auftrag der Generaldirektion Forschung und Innovation der Europäischen Kommission wurden die gesamten (d.h. internen und externen) Kosten und Nutzen verschiedener aktueller und zukünftiger Energieversorgungsoptionen ermittelt. Die hier erarbeiteten Wertansätze für Luftschadstoffemissionen werden auch im Rahmen von Arbeiten zur Bewertung der Nutzung Erneuerbarer Energien im Auftrag des Bundesumweltministeriums genutzt⁷. In Übereinstimmung mit den genannten Arbeiten werden Treibhausgasemissionen basierend auf Krewitt und Schломann (2006) bewertet, so dass die hier verwendete Methodik konsistent zur Berichterstattung des BMU ist. Um in der vorliegenden Studie eine einheitliche Preisbasis zu gewährleisten (vgl. Anhang A.5), wurden die Wertansätze von NEEDS sowie Krewitt und Schломann vom Preisniveau 2000 bzw. 2005 auf das Preisniveau 2012 umgerechnet.

Die Wertansätze in Tabelle 23 basieren auf modellgestützten Berechnungen der durch die Emission von Treibhausgasen oder Luftschadstoffen verursachten Schäden. Die gesamten ermittelten Schadenskosten werden auf die Emission einer Tonne des Schadstoffs bezogen, so dass die in Abschnitt 4.1 und 4.2 berechneten vermiedenen Emissionen direkt bewertet werden können. Mit anderen Worten: Die Emission einer Tonne CO_2 verursacht weltweit quantifizierbare Schäden in Höhe von ca. 78 €, die Emission einer Tonne N_2O (in Folge einer höheren Klimawirksamkeit) von ca. 24.000 €. Diese Werte berücksichtigen eine Zeitpräferenzrate von 1 %. Damit wird eine Präferenz für einen gegenwärtigen Konsum gegenüber einem Konsum in der Zukunft abgebildet. Mit dem zugrunde gelegten equity weighting mit westeuropäischem Pro-Kopf-Einkommen wird

⁷ Zu nennen sind insbesondere: BMU (2012), Breitschopf et al. (2010), Fichtner et al. (2010).

berücksichtigt, dass der Grenznutzen der Schadensvermeidung für unterschiedlich hohe Pro-Kopf-Einkommen unterschiedlich bewertet wird.

Tabelle 23: Verwendete Wertansätze zur Ermittlung der vermiedenen Schadenskosten (umgerechnet auf eine aktuelle Preisbasis).

[€ ₂₀₁₂ /t]	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂	NO _x	NMVOC	Feinstaub
Klimawandel¹⁾	78	1.636	24.148	-	-	-	-
Gesundheitsschäden²⁾	-	-	-	7.620	6.869	1.130	1.593
Ernteverluste²⁾	-	-	-	-47	394	227	-
Materialschäden²⁾	-	-	-	311	85	-	-
Biodiversität²⁾	-	-	-	221	1.131	-84	-
Summe	78	1.636	24.148	8.105	8.479	1.272	1.593

¹⁾ Schadenskosten für CO₂ basierend auf Krewitt und Schlomann (2006); Werte für CH₄ und N₂O durch Gewichtung mit dem jeweiligen relativen Treibhauspotenzial abgeleitet.

²⁾ Schadenskosten basierend auf NEEDS (2009).

Die Bewertung der Luftschadstoffe SO₂, NO_x, NMVOC und Feinstaub berücksichtigt quantifizierbare Schäden an menschlicher Gesundheit, Ernteverluste, Materialschäden und Beeinträchtigung der Biodiversität. Negative Schadenskosten entsprechen einem positiven Effekt durch die jeweilige Emission, ausgelöst etwa durch geringeren Düngereinsatz in der Landwirtschaft. Allerdings zeigt sich, dass solche positiven Auswirkungen deutlich geringer sind als die insgesamt verursachten Schäden.

Tabelle 24: Jährlich vermiedene externe Kosten nach Technologiebereichen und Substanzen für den Förderjahrgang 2011.

[Mio. € ₂₀₁₂ /a]	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂	NO _x	NMVOC	Feinstaub	Summe
Windenergie Onshore	150,2	10,4	4,9	6,9	12,4	0,11	0,05	184,9
Windenergie Offshore¹⁾	136,2	9,4	4,5	6,2	11,2	0,10	0,04	167,7
Biogas (Strom)	49,7	-0,84	-5,0	1,2	-14,2	-0,01	0,05	30,8
Photovoltaik	105,4	7,5	3,2	2,2	7,2	-0,11	-0,14	125,2
Biomasse HW, HKW	19,0	0,9	0,08	0,9	-3,4	-0,02	0,01	17,4
Biogas (Leitungen, Einspeisung)	16,1	1,0	0,8	1,9	4,3	0,06	0,04	24,2
Wasserkraft	1,9	0,1	0,06	0,1	0,2	0,001	0,001	2,3
Wärmenetze	29,9	1,1	0,0	2,7	2,1	0,08	0,06	35,9
Solarthermie	0,03	0,001	-0,001	0,000	0,002	0,0001	-0,0002	0,03
Geothermie	1,5	0,0	0,00	0,1	0,2	0,00	-0,061	1,8
Summe	509,9	29,6	8,6	22,0	19,9	0,21	0,04	590,3

¹⁾ Nachrichtlich. Die Einsparungen im Bereich Offshore werden voraussichtlich erst ab 2013/2014 mit der Inbetriebnahme der Anlagen wirksam.

Für die einzelnen von der KfW im Jahr 2011 geförderten EE-Technologien ergeben sich die in Tabelle 24 dargestellten vermiedenen externen Kosten nach den einzelnen Treibhausgasen und Luftschadstoffen. Insgesamt werden durch die jährlich eingesparten Treibhausgase und Luftschadstoffe rund 590 Mio. € Schadenskosten vermieden. Mit 86 % entfällt der Großteil davon auf die vermiedenen CO₂-Emissionen. Etwa 7 % der vermiedenen externen Kosten sind der Emissionsminderung von SO₂ und NO_x zuzurechnen. Durch den bei einzelnen Energieträgern resultierenden Mehrausstoß einzelner Substanzen (vgl. Tabelle 22) ergeben sich zusätzliche Schadenskosten, die jedoch durch die Vermeidung insbesondere von CO₂ deutlich überkompensiert werden.

Tabelle 25: Jährlich vermiedene externe Kosten nach Technologiebereichen und Schadenskategorien für den Förderjahrgang 2011.

[Mio. € _{2012/a}]	Klimawandel	Gesundheitsschäden	Ernteverluste	Materialschäden	Biodiversität	Summe
Windenergie Onshore	165,5	16,6	0,6	0,4	1,8	184,9
Windenergie Offshore¹⁾	150,1	15,1	0,5	0,4	1,7	167,7
Biogas (Strom)	43,8	-10,4	-0,7	-0,1	-1,9	30,8
Photovoltaik	116,1	7,6	0,3	0,2	1,0	125,2
Biomasse HW, HKW	19,9	-1,9	-0,2	0,0	-0,4	17,4
Biogas (Leitungen, Einspeisung)	17,9	5,4	0,2	0,1	0,6	24,2
Wasserkraft	2,1	0,2	0,01	0,005	0,02	2,3
Wärmenetze	31,0	4,3	0,1	0,1	0,3	35,9
Solarthermie	0,03	0,002	0,0001	0,0000	0,0002	0,03
Geothermie	1,6	0,2	0,01	0,006	0,03	1,8
Summe	548,1	37,1	0,8	1,0	3,2	590,3

¹⁾ Nachrichtlich. Die Einsparungen im Bereich Offshore werden voraussichtlich erst ab 2013/2014 mit der Inbetriebnahme der Anlagen wirksam.

Die beiden Technologien Windenergie- und Photovoltaikanlagen stehen zusammen für rund 80 % der vermiedenen externen Kosten, wozu wiederum die Einsparung von CO₂ den größten Beitrag leistet. Zu berücksichtigen ist, dass die Einsparwirkungen im Bereich der Offshore-Windenergie erst dann zum Tragen kommen werden, wenn die im Förderjahrgang 2011 geförderten Anlagen tatsächlich gebaut sind und in Betrieb genommen werden. Signifikant im Hinblick auf zusätzliche Schadenskosten ist die Nutzung von Biogas, wo insbesondere der Ausstoß von NO_x, aber auch N₂O, CH₄ und NMVOC, zu einer Minderung des positiven Beitrags aus der Vermeidung von CO₂ führt.

Bezogen auf die Schadenskategorien zeigt bereits Tabelle 24 anhand der vermiedenen Kosten durch die Einsparung von CO₂, dass insgesamt betrachtet die vermiedenen externen Kosten der Schadenskategorie Klimawandel mit rund 93 % den weitaus größten Anteil an den vermiedenen externen Kosten einnehmen. Die geförderten Anlagen des

Förderjahrs 2011 vermeiden darüber hinaus pro Jahr externe Kosten durch Gesundheitsschäden von knapp 40 Mio. € (vgl. auch Tabelle 25).

Die folgenden beiden Abbildungen zeigen die Ergebnisse aus Tabelle 25 zunächst nach den geförderten Technologien und Schadenskategorien (vgl. Abbildung 12) und anschließend nach Schadenskategorien und geförderten Technologien (vgl. Abbildung 13).

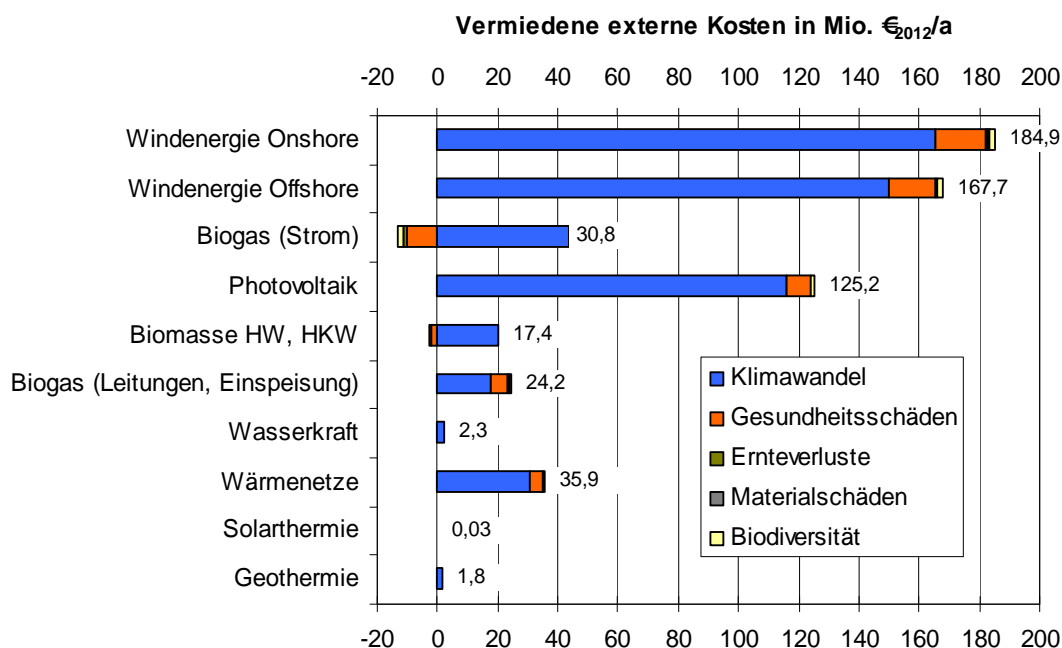


Abbildung 12: Jährlich vermiedene externe Kosten nach Technologien und Schadenskategorien für das Förderjahr 2011.

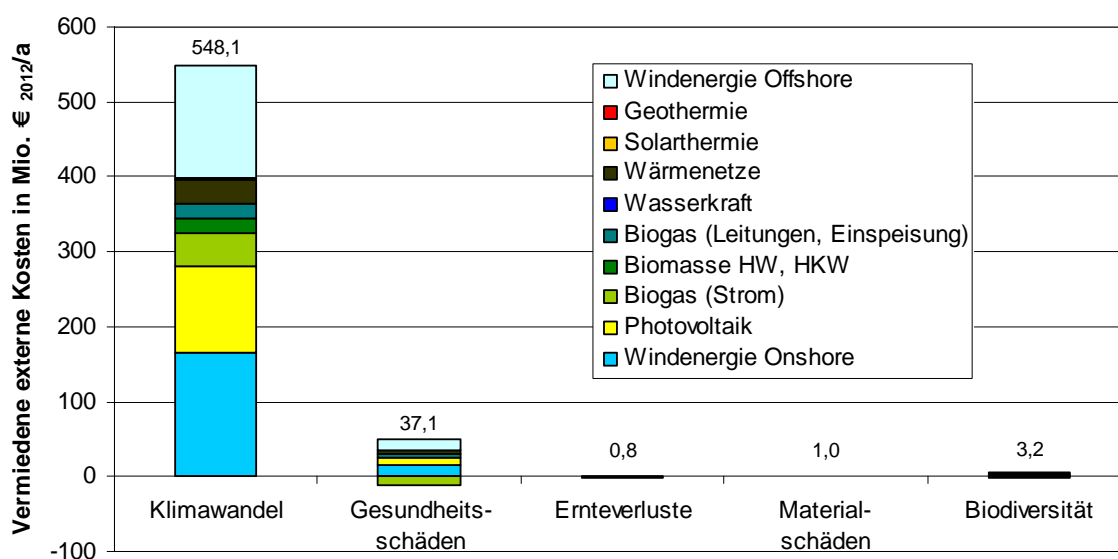


Abbildung 13: Jährlich vermiedene externe Kosten nach Schadenskategorien und Technologien für das Förderjahr 2011.

4.4 Vergleich der Treibhausgasminderung mit den Förderjährgängen 2009 und 2010

Für den Vergleich der vermiedenen Treibhausgasemissionen wurde dieselbe Vorgehensweise angesetzt wie im Kapitel 3.4 beim Vergleich der eingesparten fossilen Brennstoffe. Das Förderjahr 2011 wird somit verglichen mit den auf Basis der aktuellen Eingangsparameter ermittelten Ergebnissen für die Jahre 2009 und 2010.

Im Vergleich zum Vorjahr zeigt sich bei der Einsparung von Treibhausgasen für das Förderjahr 2011 ein Rückgang bei der Photovoltaik, der jedoch durch den Aufwuchs im Bereich Onshore-Windenergie kompensiert wird. Zuwächse zeigen sich auch im Bereich Wärmenetze sowie Biogasleitungen- und Einspeisung (vgl. Abbildung 14, Sonstige) sowie insbesondere durch die erstmals geförderten Offshore-Windenergieanlagen. Deren Beitrag wird jedoch erst dann wirksam, wenn die Anlagen voraussichtlich in 2013/2014 in Betrieb gegangen sein werden (vgl. Abbildung 14). Ohne den Beitrag der Offshore-Windenergieanlagen beträgt die Steigerung der Treibhausgasvermeidung gegenüber dem Förderjahrgang 2010 rund 7%.

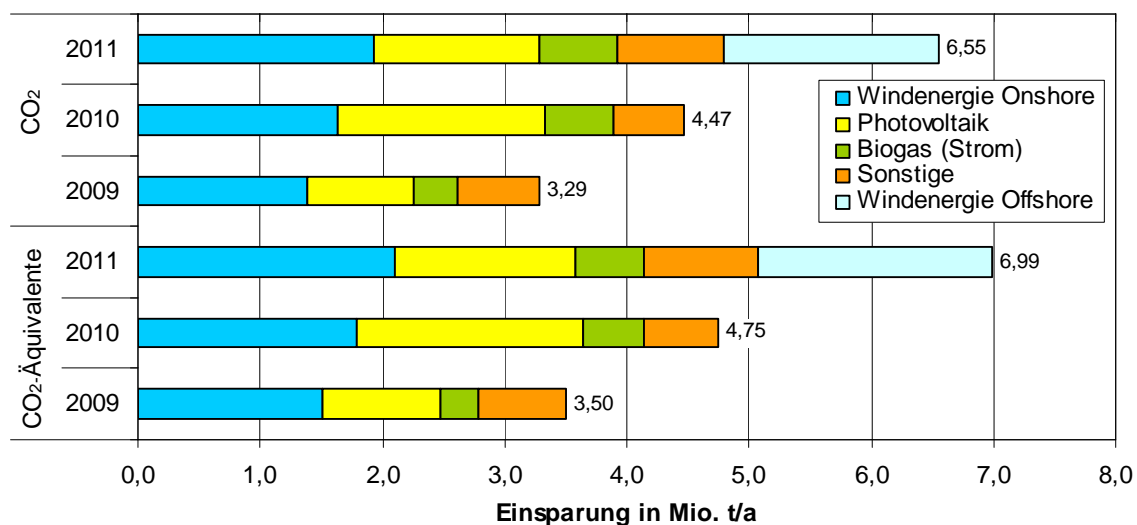


Abbildung 14: Treibhausgasvermeidung der von der KfW geförderten Maßnahmen im Bereich Erneuerbare Energien für die Förderjährgänge 2009 bis 2011.

5 Bruttobeschäftigungseffekte in Deutschland

Beschäftigungswirkungen ergeben sich aus den Investitionen in und dem Betrieb von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien. Darüber hinaus ist zwischen direkten Effekten bei Anlagenherstellern, -errichtern sowie Wartungsfirmen auf der einen Seite und den indirekten Effekten aus Vorleistungen wie Lieferungen von Vorprodukten auf der anderen Seite zu unterscheiden.

Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien sind das Ergebnis von Entscheidungen privatwirtschaftlicher Akteure. Einen wichtigen Einflussfaktor stellen dabei unterschiedliche Fördermaßnahmen des Staates (insbes. das EEG) oder von Förderträgern dar, welche die erwartete Rentabilität und damit das privatwirtschaftliche Investitionskalkül beeinflussen. In diesem Sinne wird hier von „durch Fördermaßnahmen ausgelöster Bruttobeschäftigung“ gesprochen, wenn die zugrunde liegenden Investitionen durch Fördermaßnahmen der KfW mitfinanziert wurden.

Die Schätzung der durch die Fördermaßnahmen der KfW im Bereich der Erneuerbaren Energien ausgelösten Bruttobeschäftigung basiert auf einem nachfrageorientierten Ansatz, der als Ausgangspunkt die durch die unterschiedlichen Förderprogramme mit ausgelöste Nachfrage nach Gütern hat. Als wesentliche Komponenten der in die Untersuchung einbezogenen Nachfrage werden die Investitionen in neu installierte Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien sowie die damit über den gesamten unterstellten Lebenszyklus der Anlagen verbundenen laufenden Aufwendungen zum Betrieb und zur Wartung berücksichtigt.

Die modellgestützte Berechnung der Bruttobeschäftigung basiert methodisch auf der Input-Output-Analyse. Mit diesem Schätzansatz werden nicht nur die (direkten) Beschäftigten ermittelt, die in den Unternehmen arbeiten, die selbst die nachgefragten Güter wie Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien produzieren, sondern es werden auch die Beschäftigten erfasst, die in jenen Unternehmen arbeiten, die Vorprodukte zur Herstellung der gefertigten Anlagen bereitstellen. Es werden mit dieser Methode also auch jene Beschäftigungsanteile abgeschätzt, die indirekt in den Vorleistungen zur Erstellung von nachgefragten Anlagen enthalten sind. Falls beispielsweise ein Mitarbeiter in einem Stahlwerk Stahl produziert, der später beim Bau einer Windkraftanlage Verwendung findet, wird genau der entsprechende Anteil des Arbeitsvolumens des Mitarbeiters modellmäßig der hier betrachteten Beschäftigung zugerechnet, obwohl dem Mitarbeiter selbst der Zusammenhang seiner Tätigkeit mit Erneuerbaren Energien unbekannt ist.

Vorgehensweise und Rahmendaten sind, wie auch in den Vorjahren, konsistent mit den im Rahmen von Arbeiten für das Bundesumweltministerium (vgl. z.B. O'Sullivan et al. 2012 und Lehr et al. 2011) verwendeten. Mehr Informationen zum Analyserahmen finden sich in Anhang A.6.

5.1 Eingangsdaten

In den bisher durchgeführten Evaluierungen konnte für die Wirkung der Investitionen auf die Beschäftigungseffekte angenommen werden, dass die gesamten Investitionen zu Beschäftigung im Förderjahr führen. Für das aktuelle Berichtsjahr 2011 werden also alle Investitionen als im Jahr 2011 beschäftigungswirksam angenommen. Für die geförderten Offshore-Windparks ist diese Annahme allerdings unrealistisch, weil der größte Teil der Investitionen erst in den Jahren 2012 und 2013 erfolgt und damit erst in diesen Jahren beschäftigungswirksam wird. Um dennoch eine Abschätzung der Beschäftigungswirkung dieser Investitionen angeben zu können, wurden vereinfachend die Parameter (Arbeitsproduktivitäten, Importanteile etc.) des Jahres 2011 verwendet und die so ermittelten Beschäftigungseffekte jeweils nur nachrichtlich ausgewiesen.

Die Beschäftigung durch den Betrieb der geförderten Anlagen wurde für die auf die Errichtung folgenden 20 Jahre abgeschätzt.

Tabelle 26: Aus KfW-geförderten Anlagen resultierende im Inland wirksame Nachfrage durch Investitionen (Förderjahrgang 2011).

[Mio. € exkl. MwSt.]	KfW-geförderte Anlagen: Investitionen insgesamt	davon im Inland wirksame Nachfrage	
Wind Onshore	2.153,4	2.141,3	(99,4 %)
Photovoltaik	4.858,9	2.165,1	(44,6 %)
Solarthermie	7,3	4,8	(65,6 %)
Wasserkraft	26,9	26,9	(100,0 %)
Biomasse	123,1	79,4	(64,5 %)
Biogas ¹⁾	468,8	468,3	(99,9 %)
Geothermie	52,4	52,4	(100,0 %)
Summe	7.690,7²⁾	4.938,1	(64,2 %)
nachrichtlich: Wind Offshore ³⁾	3.016,0	3.016,0	(100,0 %)

¹⁾ Stromerzeugung mit Biogas.

²⁾ Investitionen in Biogasleitung und Biogaseinspeisung, Wärmenetze und Wärmespeicher werden hier aus methodischen Gründen nicht berücksichtigt. Berücksichtigt man die damit verbundenen Investitionen von 561,9 Mio. €, so ergibt sich die von der KfW geförderte Gesamtinvestitionssumme von 8.252,6 Mio. € (ohne Offshore-Windenergie).

³⁾ Der überwiegende Teil der Investitionen wird erst in den Jahren 2012 und 2013 beschäftigungswirksam.

Ausgehend von einem geschätzten, im Jahr 2011 wirksamen geförderten Investitionsvolumen aus den KfW-Förderprogrammen von knapp 7,7 Mrd. € (d.h. ohne Offshore-Windenergie) ergibt sich unter Berücksichtigung der für die einzelnen Bereiche der Erneuerbaren Energien typischen Importquoten für neue Anlagen eine im Inland wirksame geförderte Investitionsnachfrage von 4,9 Mrd. € (vgl. Tabelle 26). Durch die im Jahr 2011 geförderten Offshore-Windkraftanlagen werden in den Jahren 2011 bis voraussichtlich

2013 insgesamt weitere gut 3,0 Mrd. € an Investitionsnachfrage hinzukommen, wobei der im Jahr 2011 wirksame Anteil weitgehend zu vernachlässigen ist.

Der durchschnittliche jährliche fiktive Aufwand für den Betrieb der in Deutschland im Jahr 2011 geförderten Anlagen wird auf Basis der Referenzanlagen (vgl. Anhang A.4) bei einer unterstellten Lebensdauer von 20 Jahren auf insgesamt rund 205 Mio. € (mit Offshore-Windkraftanlagen 284 Mio. €) jährlich geschätzt. Hierfür wurden die Betriebskosten der einzelnen Technologien (unter Berücksichtigung der über den Zeitraum 2011 bis 2030 angenommenen Preissteigerungen) in Annuitäten umgerechnet und auf Basis der installierten elektrischen bzw. thermischen Leistung auf die im Jahr 2011 von der KfW unterstützten, neu gebauten Anlagen hochgerechnet.

5.2 Ergebnisse

Durch die im Jahr 2011 geförderten und beschäftigungswirksamen Investitionen (ohne Offshore-Windkraftanlagen) konnten rund 56.800 Arbeitsplätze (Personenjahre) in Deutschland für ein Jahr gesichert bzw. neu geschaffen werden. Davon fallen 22.200 (39 %) direkt in den Branchen an, die Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien produzieren (sog. direkte Effekte), und annähernd 34.600 (61 %) in den zuliefernden vorgelegerten Branchen der Volkswirtschaft (sog. indirekte Effekte). Vorläufige Abschätzungen der investitionsbedingten Beschäftigungseffekte der Erneuerbaren Energien in Deutschland belaufen sich für das Jahr 2011 auf 242.000 (O'Sullivan et al. 2012). Allerdings beinhaltet diese Zahl auch den Export von Anlagen, Komponenten und Dienstleistungen, weshalb ein direkter Vergleich nicht möglich ist.

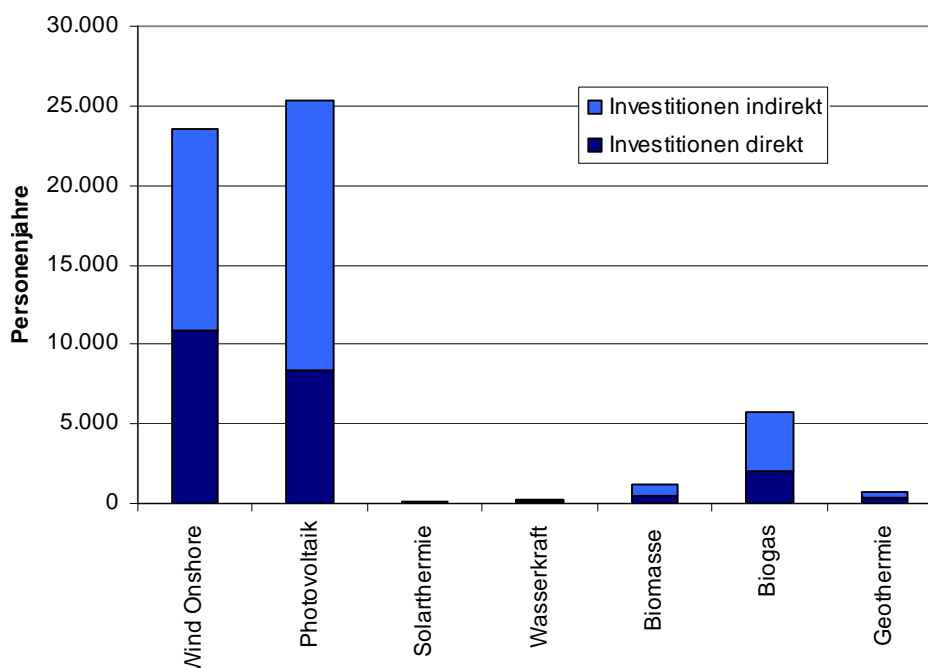


Abbildung 15: Durch die Investition in KfW-geförderte Anlagen im Jahr 2011 ausgelöste Beschäftigung in Deutschland (ohne Offshore-Windenergie).

Tabelle 27: Durch im Jahr 2011 KfW-geförderte Investitionen ausgelöste Beschäftigung in Deutschland.

Personenjahre (gerundet)	Investitionen		Betrieb (20 Jahre)		Summe ²⁾	
	Direkt	Indirekt	Direkt	Indirekt		
Wind Onshore	10.800	12.700	4.600	15.200	43.300	(40,5 %)
Photovoltaik	8.400	16.900	3.800	14.700	43.800	(40,0 %)
Solarthermie	20	40	5	20	85	(0,1 %)
Wasserkraft	150	130	90	120	490	(0,5 %)
Biomasse	520	660	1.340	1.350	3.870	(3,6 %)
Biogas¹⁾	2.000	3.700	4.700	4.600	15.000	(13,9 %)
Geothermie	330	430	400	420	1.580	(1,5 %)
Summe²⁾	22.200	34.600	14.900	36.500	108.200	(100 %)
	(21 %)	(32 %)	(14 %)	(34 %)		
nachrichtlich: Wind Offshore ³⁾	19.000	19.800	5.700	16.800	61.400	

¹⁾ Stromerzeugung mit Biogas.

²⁾ Abweichungen durch Rundung.

³⁾ Der überwiegende Teil der Investitionen wird erst in den Jahren 2012 und 2013 beschäftigungswirksam.

Rund 25.300 Personen werden durch den Bau KfW-geförderter Photovoltaikanlagen beschäftigt, ca. 23.500 durch Onshore-Windkraftanlagen, 5.700 durch Biogasanlagen, knapp 1.200 im Bereich Biomasse und etwa 760 im Bereich Geothermie. Solarthermie und Wasserkraft spielen wie bereits in den Vorjahren hinsichtlich der Beschäftigungswirkung eine untergeordnete Rolle (vgl. Abbildung 15 und Tabelle 27). Produktion und Bau der geförderten Offshore-Windkraftanlagen weisen einen zusätzlichen Beschäftigungseffekt (für die Dauer eines Jahres) in Höhe von etwa 38.800 Personen auf, der sich allerdings rechnerisch überwiegend auf die Jahre 2012 und 2013, in denen die Anlagen errichtet werden, verteilt.

Eine Aufteilung der ausgelösten Beschäftigung durch die Herstellung von Anlagen („Investition“) nach Bundesländern ist derzeit nicht sinnvoll möglich, da keine entsprechend aufgelösten, belastbaren Daten vorliegen.

Die Abschätzungen zu den Beschäftigungswirkungen, die durch den Betrieb der geförderten Anlagen ausgelöst werden, haben stärker den Charakter von Modellrechnungen. Es wird eine Lebensdauer der geförderten Anlagen von 20 Jahren und eine über diesen Zeitraum gleiche zeitliche Verteilung der Betriebskosten unterstellt. Bei zu treffenden Annahmen über die Entwicklung der Arbeitsproduktivität in diesem Zeitraum und der Annahme einer sich nicht ändernden Verflechtungsstruktur der Wirtschaftssektoren ergibt sich dann über den gesamten Zeitraum ein induziertes Beschäftigungsvolumen von ca. 51.400 Personenjahren bzw. 2.570 Personen jährlich (ohne Offshore-Windkraftanlagen). Wie Abbildung 16 zeigt (vgl. auch Tabelle 27), entfällt der größte Teil der betriebsbeding-

ten Beschäftigung mit 990 und 925 Personen pro Jahr (oder 19.800 und 18.500 Personenjahren über eine Nutzungsdauer von 20 Jahren) zu annähernd gleich großen Teilen auf Onshore-Windkraft und Photovoltaik, gefolgt von Biogas mit 465 Personen (9.300 Personenjahre über 20 Jahre) und Biomasse mit 135 Personen (knapp 2.700 Personenjahre über 20 Jahre). In den Betriebskosten sind die Brennstoffkosten (Biomasse und Biogas) nicht enthalten. Eine Abschätzung der mit den Brennstoffkosten verbundenen Beschäftigungswirkungen über die gesamte Nutzungsdauer der Anlagen (20 Jahre) ist derzeit nicht möglich. So fehlen beispielsweise belastbare Daten zur typischen Substratzusammensetzung von Biogasanlagen. Darüber hinaus sind sowohl Preisentwicklung als auch zukünftige regionale Herkunft (Inland, Ausland) der Brennstoffe nur sehr schwer absehbar.

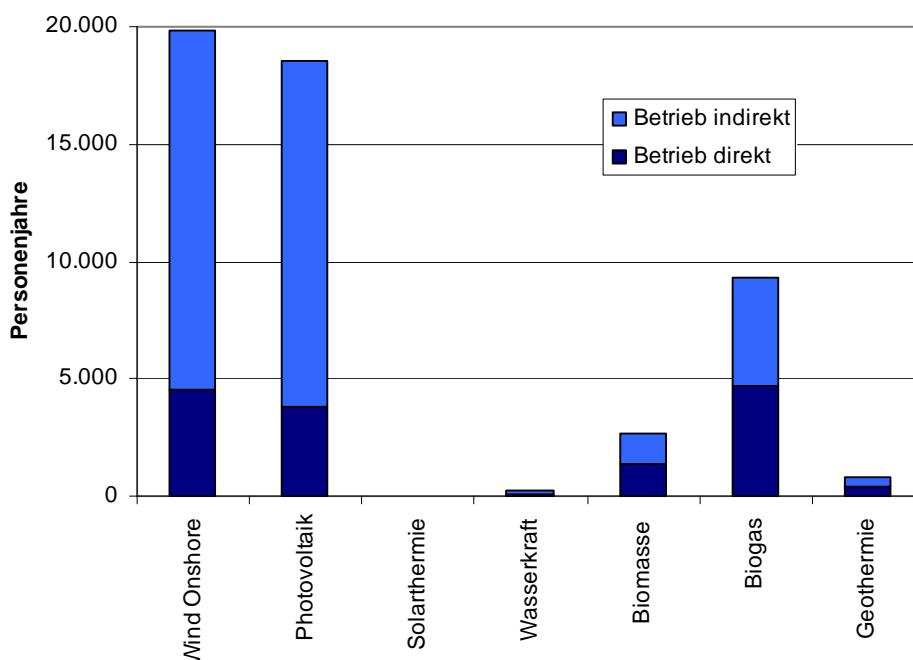


Abbildung 16: Durch den Betrieb von im Jahr 2011 KfW-geförderten Anlagen in Deutschland ausgelöste Beschäftigung über einen Zeitraum von 20 Jahren (ohne Offshore-Windenergie).

Nach Inbetriebnahme der im Jahr 2011 geförderten Offshore-Windkraftanlagen wird deren Betrieb über 20 Jahre jeweils 1.125 Personen beschäftigen, was insgesamt 22.500 Personenjahren entspricht.

Fasst man das durch die Förderung im Jahr 2011 wirksame induzierte Nachfragevolumen (Investitionen und Betrieb) zusammen, ergibt sich über einen Zeitraum von 20 Jahren ein Beschäftigungsvolumen von mehr als 108.000 Personenjahren. Etwas mehr als die Hälfte hiervon fällt als Investitionseffekt im Jahr 2011 an, der Rest als Betriebseffekt verteilt über 20 Jahre mit einem jährlichen Volumen von 2.570 Personenjahren. Hinzu kommen die Beschäftigungswirkungen durch die im Jahr 2011 geförderten Offshore-Windkraftanlagen, die erst nach dem Jahr 2011 beschäftigungswirksam werden: von den

insgesamt 61.400 Personenjahren entfallen annähernd zwei Drittel auf Produktion und Installation der Anlagen, die weitgehend in den Jahren 2012 und 2013 erfolgen. Nach Inbetriebnahme 2013/2014 werden zwanzig Jahre lang jährlich 1.125 Personen durch den Anlagenbetrieb beschäftigt.

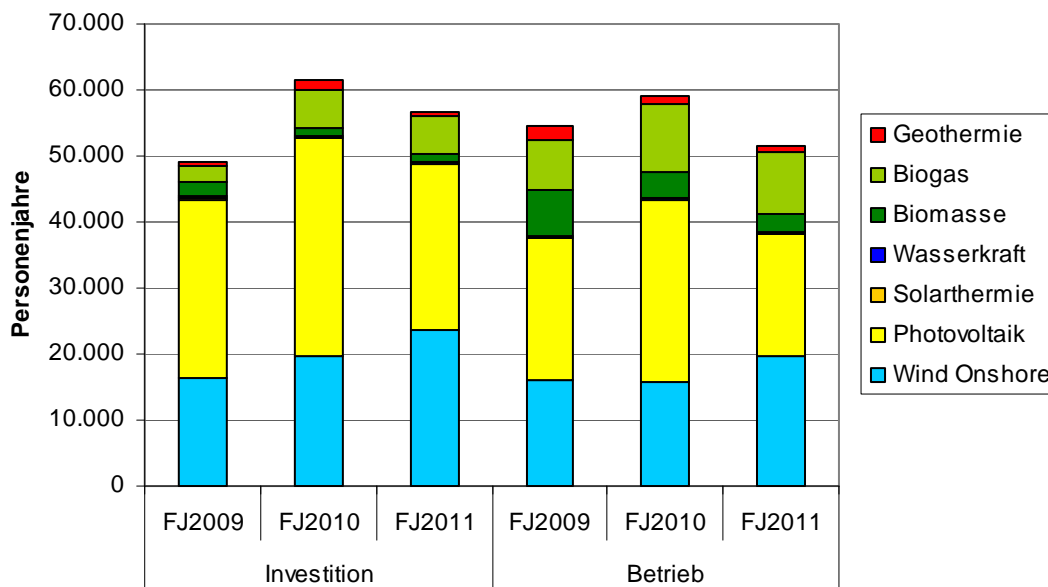
Die Anteile der auf kleine und mittlere Unternehmen (KMU) mit weniger als 500 Beschäftigten entfallenden Arbeitsplätze wurden anhand von Daten des Instituts für Mittelstandsforschung abgeschätzt (IfM 2012). Dafür wurde die Verteilung der Beschäftigten in unterschiedlich großen Unternehmen nach Wirtschaftssektoren herangezogen, aus der sich die relativen Anteile der Beschäftigten nach Unternehmensgröße ableiten lassen. Mit Hilfe dieser relativen Anteile lässt sich die Zahl der indirekt Beschäftigten in KMU aus den mit der Input-Output-Tabelle berechneten (indirekten) Beschäftigten in den „traditionellen“ Wirtschaftssektoren (z. B. Baugewerbe) berechnen. Schwierig gestaltet sich dagegen die Abschätzung der direkt Beschäftigten in KMU, da für die „neuen“ Sektoren keine Daten zur Beschäftigung nach Unternehmensgröße vorliegen. Für die verschiedenen EE-Sparten lässt sich der Mittelstandsanteil deshalb nur grob abschätzen; hierfür wurde der relative Anteil für den Sektor „Verarbeitendes Gewerbe“ angenommen.

Von den insgesamt 108.200 für die Dauer eines Jahres gesicherten bzw. neu geschaffenen Arbeitsplätzen (ohne Offshore-Windenergie) entfallen rund 74 % auf kleine und mittlere Unternehmen. In Kleinunternehmen mit weniger als 50 Beschäftigten sind rund 31 % der 108.200 Arbeitsplätze angesiedelt. Diese Zahlen unterstreichen die Wichtigkeit der durch die KfW-Förderprogramme unterstützten Investitionen für kleine und mittelständische Unternehmen. Im Vergleich dazu ist der Beschäftigungsanteil in KMU im Bereich der Offshore-Windenergie geringer einzuschätzen. Zum einen werden die Anlagen und Hauptkomponenten eher von größeren, kapitalkräftigeren Unternehmen hergestellt. Zum anderen ist der Anteil der indirekten Effekte, welcher tendenziell den Anteil mittelständischer Beschäftigung erhöht, sowohl bei Produktion und Installation als auch beim Betrieb der Anlagen geringer als bei den anderen EE-Anlagen.

5.3 Vergleich mit den Förderjahrgängen 2009 und 2010

Ohne Berücksichtigung der Offshore-Windkraftanlagen gingen die Beschäftigungseffekte des Förderjahrgangs 2011 im Vergleich zum Ausnahmejahr 2010 (vgl. Abschnitt 2.4) insgesamt um ca. 10 % zurück, gegenüber 2009 nahm die Beschäftigung um gut 4% zu (vgl. Abbildung 17). Dabei sank die mit dem Bau der geförderten Anlagen verbundene Beschäftigung gegenüber 2010 um knapp 8 % deutlich weniger als der Rückgang im Investitionsvolumen, welches (ebenfalls ohne Berücksichtigung der Offshore-Windenergie) im selben Zeitraum um gut ein Viertel zurück ging. Grund hierfür ist der stark gesunkene Anteil der Photovoltaik an den Investitionen zugunsten von Anlagen mit einem höheren inländischen Wertschöpfungsanteil, vor allem im Bereich Windkraft und Biogas (vgl. Tabelle 26).

Mit dem Betrieb der im Jahr 2011 geförderten und errichteten Anlagen (d.h. ohne Offshore-Windkraftanlagen) über 20 Jahre ist ein Beschäftigungsrückgang von knapp 13 % im Vergleich mit dem Betrieb der im Jahr 2010 geförderten Anlagen zu verzeichnen. Auch hier wirkt sich der stark gesunkene Anteil der im Betrieb wenig beschäftigungsintensiven Photovoltaikanlagen aus. Einen beschäftigungsfördernden Effekt hat der im Vergleich zum Vorjahr gestiegene Zubau von Onshore-Windkraftanlagen.



Anmerkungen: Förderjahrgänge 2009 und 2010 aus Gründen der Vergleichbarkeit neu berechnet.
 Nachrichtl.: Offshore-Windkraft 2011: Investition 38.800 Personenjahre – über mehrere Jahre verteilt, Betrieb 22.500 Personenjahre.

Abbildung 17: Gegenüberstellung der ausgelösten Beschäftigungswirkungen der Förderjahrgänge 2009 bis 2011 (ohne Offshore-Windenergie).

6 Zusammenfassung

Mit einem Beitrag von 20,3 % zum Bruttostromverbrauch und einem Anteil von 12,5 % am gesamten Endenergieverbrauch (Strom, Wärme, Kraftstoffe) konnte der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011 weiter vorangetrieben werden. Nach dem Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 sollen bis 2050 mindestens 60 % des Bruttoendenergieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden, mit einem EE-Anteil von 80 % bei der Stromversorgung. In Verbindung mit anspruchsvollen Energieeffizienzzielen soll es dadurch möglich sein, die Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Jahr 1990 um 80 bis 95 % zu mindern. Kurzfristig, d.h. bis zum Jahr 2020, sollen 18 % des Endenergieverbrauchs, 35 % des Stromverbrauchs und 14 % der Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden; die Treibhausgasemissionen sollen – in Übereinstimmung mit den Zielen des 2007 beschlossenen Integrierten Energie- und Klimaprogramms (IEKP) – um 40 % gesenkt werden.

Tabelle 28: Übersicht über die KfW-Förderprogramme im Bereich Erneuerbarer Energien im Betrachtungszeitraum 2011.

	KfW-Programm Erneuerbare Energien		KfW-Programm Offshore-Windenergie
	Standard	Premium	
Programmnummer	270, 274	271, 272, 281, 282	273
Hier berücksichtigte Fördermaßnahmen	Errichtung, Erweiterung oder den Erwerb von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Strom sowie KWK-Anlagen und Anlagen zur Wärmeerzeugung, die die Anforderungen des Programmteils „Premium“ nicht erfüllen	Nach den BMU-Richtlinien förderfähige Maßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Wärme: Anlagen zur Verfeuerung von fester Biomasse, Anlagen zur Nutzung der Tiefengeothermie, Wärmenetze, große Solarkollektoranlagen, große Wärmespeicher, Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und Biogasleitungen	Errichtung von bis zu 10 Offshore-Windparks in der Ausschließlichen Wirtschaftszone oder der 12-Seemeilen-Zone der Nord- und Ostsee
Kredithöchstbetrag	i.d.R. maximal 10 Mio. € pro Vorhaben	i.d.R. maximal 10 Mio. € pro Vorhaben	max. 800 Mio. € pro Projekt
Anmerkung zur Programmlaufzeit	Programmstart: 01.01.2009	Programmstart: 01.01.2009	Programmstart: 08.06.2011

Ein wichtiger Baustein zur Realisierung der EE-Ausbauziele sind die Förderaktivitäten der KfW Bankengruppe im Bereich der Erneuerbaren Energien. Um deren Bedeutung und Effektivität im Förderjahrgang 2011 zu überprüfen, werden in der vorliegenden Studie zum fünften Mal die von diesen Förderprogrammen ausgehenden Effekte in den Bereichen Treibhausgasminderung, Einsparung fossiler Energieträger und damit vermiedener Importe an fossilen Energieträgern, Beschäftigungseffekte sowie vermiedene externe Kosten durch die Reduktion von Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen ermittelt.

Im Rahmen der vorliegenden Evaluierung wurden die KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien im Inland ausgewertet, welche in Tabelle 28 präsentiert werden.

Tabelle 29 gibt einen Überblick über den jeweiligen Umfang der ausgewerteten Kreditzusagen im Jahr 2011. Insgesamt wurden im Förderjahr 2011 rund 37.600 Darlehen mit einem Darlehensvolumen von 6,8 Mrd. € für die Finanzierung von Anlagen zur Nutzung Erneuerbare Energien in Deutschland gewährt. Damit ging die Zahl der Zusagen im Vergleich zum Vorjahr (65.400) drastisch zurück, was durch einen starken Rückgang der Nachfrage nach Darlehen zur Finanzierung von Photovoltaikanlagen verursacht wurde. Hierdurch sank auch das Darlehensvolumen im Jahresvergleich deutlich (Vorjahr: 8,9 Mrd. €). Demgegenüber wuchs mit 11,3 Mrd. € – dank der geförderten Offshore-Windparks – das geförderte Investitionsvolumen leicht an (Förderjahrgang 2010: 11,0 Mrd. €). Bemerkenswert ist der große Hebel der Offshore-Windenergie-Finanzierungen: während ihr Anteil an der gesamten Darlehenssumme knapp 8 % beträgt, beläuft sich der Anteil am Gesamtinvestitionsvolumen auf annähernd 27 %.

Tabelle 29: Darlehenszusagen, Darlehensvolumen und ausgelöstes Investitionsvolumen für Erneuerbare Energien nach Kreditprogramm für das Förderjahr 2011.

	EE Standard	EE Premium	Offshore	Alle Programme
Darlehenszusagen	34.770	2.839	4	37.613
Darlehensvolumen (Mio. €)¹⁾	5.773,5 ²⁾	498,1	541,9	6.813,5 ²⁾
Investitionsvolumen (Mio. €)¹⁾	7.567,6 ³⁾	685,0	3.016,0 ⁴⁾	11.268,6 ³⁾
Mittleres Investitionsvolumen je Darlehen (€)¹⁾	217.648	241.270	754.000.000	299.593

Abweichungen in Summen durch Rundung möglich.

¹⁾ exkl. Mehrwertsteuer.

²⁾ Unter Berücksichtigung von Anlagen im Ausland 6.501,7 bzw. 7.541,7 Mio. €, hier nur Anlagen im Inland.

³⁾ Unter Berücksichtigung von Anlagen im Ausland 9.197,4 bzw. 12.898,3 Mio. €, hier nur Anlagen im Inland.

⁴⁾ Der überwiegende Teil der Investitionen wird erst in den Jahren 2012 und 2013 erfolgen.

89 % des geförderten Investitionsvolumens entfallen zu etwa gleichen Teilen auf Anlagen zur Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik (vgl. Tabelle 30), woran Offshore-Windkraftanlagen, die im Jahr 2011 erstmals gefördert wurden, einen Anteil von knapp einem Drittel aufweisen. Dabei hat sich das geförderte Investitionsvolumen für PV-Anlagen im Vergleich zum Vorjahr von 8,2 Mrd. € auf rund 4,9 Mrd. € deutlich reduziert (-41 %). Demgegenüber konnten die geförderten Investitionen für Windkraftanlagen an Land um 21 % gesteigert werden. Auch bei Wärmenetzen (+54 %) und Biogasanlagen (+15 %) war ein deutlicher Anstieg der geförderten Investitionen zu verzeichnen.

Tabelle 30: Volumen der durch KfW-Kreditprogramme 2011 unterstützten Investitionen in Erneuerbare Energien nach Verwendungszweck.

	EE Standard		EE Premium		Offshore		Summe	
	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%	Mio. €	%
Biogas¹⁾	468,8	6,2	155,8	22,7	-	-	624,7	5,5
Biomasse	58,9	0,8	64,2	9,4	-	-	123,1	1,1
Geothermie	0,6	0,0	51,9	7,6	-	-	52,4	0,5
Photovoltaik	4.858,9	64,2	0,0	0,0	-	-	4.858,9	43,1
Solarthermie	0,2	0,0	7,0	1,0	-	-	7,3	0,1
Wärmenetz	-	-	395,7	57,8	-	-	395,7	3,5
Wärmespeicher	-	-	10,4	1,5	-	-	10,4	0,1
Wasserkraft	26,9	0,4	-	-	-	-	26,9	0,2
Windenergie Onshore	2.153,4	28,5	-	-	-	-	2.153,4	19,1
Windenergie Offshore	-	-	-	-	3.016,0 ²⁾	100,0	3.016,0 ²⁾	26,8
Summe	7.567,6 ³⁾	100,0	685,0	100,0	3.016,0	100,0	11.268,6 ³⁾	100,0

¹⁾ Stromerzeugung mit Biogas, Biogasleitungen und -einspeisung.

²⁾ Der überwiegende Teil der Investitionen wird erst in den Jahren 2012 und 2013 erfolgen.

³⁾ Unter Berücksichtigung von Anlagen im Ausland 9.197,4 bzw. 12.898,3 Mio. €.

Tabelle 31: Im Rahmen der KfW-Programme geförderte Investitionen in Erneuerbare Energien im Vergleich zu den Gesamtinvestitionen in Erneuerbare Energien in Deutschland (BMU 2012) für das Förderjahr 2011.

	KfW-geförderte Investitionen [Mio. €]	Gesamtinvestitionen Deutschland [Mio. €]	Anteil KfW-Förderung [%]
Biomasse (Strom)	674,0	2.000	33,7
Biomasse (Wärme)	73,7	880	8,4
Geothermie	52,4	960 ¹⁾	5,5
Photovoltaik	4.858,9	15.000	32,4
Solarthermie	7,3	1.050	0,7
Wasserkraft	26,9	70	38,4
Windenergie Onshore	2.153,4	2.950 ²⁾	73,0 ³⁾
Wärmenetz	395,7	k.A.	k.A.
Wärmespeicher	10,4	k.A.	k.A.
Summe	8.252,6	22.910	36,0
Nachrichtlich: Offshore-Windenergie	3.016,0 ⁴⁾	in Angabe für Wind Onshore enthalten	k.A.

¹⁾ Einschließlich Wärmepumpen.

²⁾ Windenergie gesamt; keine getrennten Angaben für Onshore- und Offshore-Anlagen verfügbar.

³⁾ Anteil leicht unterschätzt, da Offshore-Windenergie nicht separat ausgewiesen.

⁴⁾ Der überwiegende Teil der Investitionen wird erst in den Jahren 2012 und 2013 erfolgen.

Die von der KfW im Jahr 2011 geförderten Investitionen stehen für einen beträchtlichen Teil der im Jahr 2011 insgesamt in Deutschland investierten Beträge in Erneuerbare Energien, auch wenn der Anteil im Vergleich zum Vorjahr, das in dieser Hinsicht ein außergewöhnlich starkes Jahr war, insgesamt etwas zurückging. Bei dieser Gegenüberstellung werden die geförderten Offshore-Anlagen nicht berücksichtigt, da die mit ihrem Bau verbundenen Investitionen zum überwiegenden Teil erst in den Jahren 2012 und 2013 erfolgen und die stufenweise Inbetriebnahme erst 2013/2014 zu erwarten ist. Ohne die Offshore-Anlagen entsprechen die von der KfW geförderten Vorhaben mit einem Investitionsvolumen von 8,3 Mrd. € einem Anteil von 36,0 % an den insgesamt im Jahr 2011 in Deutschland getätigten Investitionen in die Nutzung Erneuerbarer Energien zur Strom- und Wärmebereitstellung (vgl. Tabelle 31). Im Vergleich zum Förderjahrgang 2010 ist der Anteil KfW-geförderter Investitionen um mehr als 5 Prozentpunkte zurückgegangen. Dies ist im Wesentlichen auf den starken Einbruch bei der Förderung von Photovoltaikanlagen zurückzuführen. Wie schon in den Vorjahren zeigen sich hohe Anteile der KfW-Förderung insbesondere für die Onshore-Windenergie mit 73 % (Vorjahr 71 %), aber weiterhin auch für Wasserkraft, Photovoltaik und Biomasseanlagen zur Stromerzeugung mit Anteilen von jeweils über 30 %.

Durch die Nutzung der geförderten Anlagen werden fossile Energieträger substituiert. Nach Inbetriebnahme aller im Jahr 2011 geförderten Vorhaben ist von einer jährlichen fossilen Primärenergieeinsparung von rund 24 TWh (87 PJ) auszugehen. 85 % der jährlich zu erwartenden fossilen Primärenergieeinsparung resultieren aus den geförderten Windenergie-, Photovoltaik- und Biogasanlagen (einschl. Wärmeauskopplung; vgl. Abbildung 18).

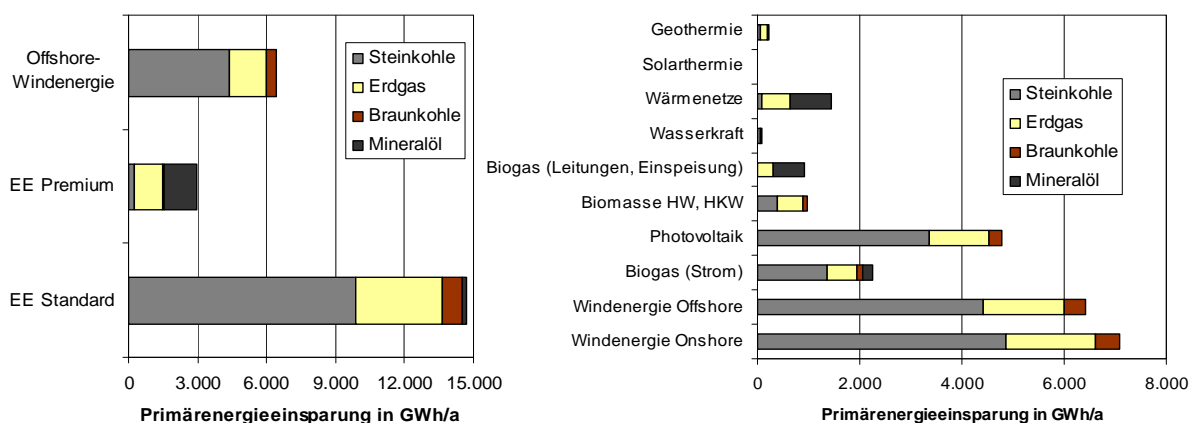


Abbildung 18: Jährliche Einsparung fossiler Energieträger (Primärenergie) durch die Nutzung Erneuerbarer Energien nach KfW-Förderprogrammen und Technologiebereichen für den Förderjahrgang 2011.

Die Einspeise- und Substitutionscharakteristik der geförderten Vorhaben führt in der Summe dazu, dass überwiegend Steinkohle und Erdgas substituiert werden. Ein Großteil der Substitutionseffekte geht auf die Vorhaben im Bereich Stromerzeugung zurück, de-

nen rd. 85 % der gesamten Primärenergieeinsparung (ohne KWK-Wärme) zuzurechnen ist. Knapp 30 % der Einsparung von Erdgas ist den geförderten Vorhaben im Bereich der Wärmeerzeugung zuzurechnen. Vollständig in den Wärmebereich fallen die eingesparten Mengen an Mineralölprodukten durch die Substitution von Heizöl resultierend aus den geförderten Technologien zur Bereitstellung von Wärme aus Erneuerbaren Energien.

Als Folge der Substitution fossiler Energieträger ist mit der Nutzung der im Jahr 2011 geförderten Erneuerbaren Energien eine jährliche CO₂-Vermeidung in Höhe von 6,5 Mio. t verbunden. Werden die treibhausrelevanten Gase Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) in die Berechnung einbezogen, erhöht sich die Einsparung auf rund 7,0 Mio. t CO₂-Äquivalente (vgl. Tabelle 32).

Tabelle 32: Vermiedene Treibhausgasemissionen pro Jahr nach Kreditprogrammen für den Förderjahrgang 2011.

[Mio. t/a]	EE Standard	EE Premium	Offshore ¹⁾	Summe
CO₂	4,07	0,72	1,75	6,55
Anteil	62,2%	11,1%	26,7%	100,0%
CO₂-Äquivalente	4,31	0,77	1,91	6,99
Anteil	61,6%	11,0%	27,3%	100,0%

Wie schon in den Vorjahren entfällt ein großer Teil der Treibhausgasminderungen auf die geförderten Windenergieanlagen (2011 rund 57 %). Zu berücksichtigen ist jedoch der hohe Anteil der Anlagen im Offshore-Bereich, deren Beitrag erst ab der voraussichtlichen Inbetriebnahme 2013/2014 wirksam wird.

Luftschadstoffe beeinträchtigen die Gesundheit von Menschen, Tieren und Pflanzen und wirken zerstörerisch auf Bauwerke und andere Sachgüter. Treibhausgase tragen zur globalen Klimaänderung bei und führen so ebenfalls zu Schäden. Diese Schäden führen bei den Betroffenen oder der Allgemeinheit zu Kosten, welche allerdings nicht vom Verursacher getragen werden, man spricht von „externen“ Kosten. Eine Verringerung der Emissionen und der durch diese verursachten Schäden durch die Nutzung Erneuerbarer Energien stellen einen gesellschaftlichen Nutzen dar. In Summe werden durch die Nutzung der im Jahr 2011 geförderten Vorhaben und der daraus resultierenden Minderung von Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen rund 590 Mio. € Schadenskosten pro Jahr vermieden. Mit 86 % entfällt der Großteil davon auf die vermiedenen CO₂-Emissionen. Rund 7 % der vermiedenen externen Kosten sind der Emissionsminderung von SO₂ und NO_x zuzurechnen.

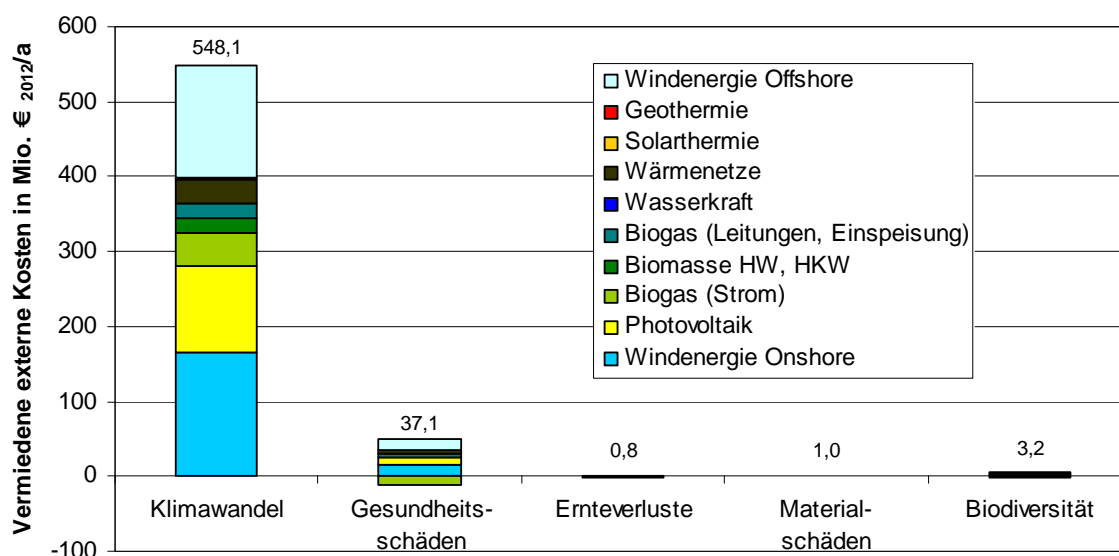


Abbildung 19: Jährlich vermiedene externe Kosten nach Schadenskategorien und Technologien für das Förderjahr 2011.

Abbildung 19 illustriert, dass mit rund 550 Mio. € (rund 93 %) der weitaus größte Anteil vermiedener externer Kosten auf die Schadenskategorie Klimawandel entfällt. Die geförderten Anlagen des Förderjahrs 2011 vermeiden darüber hinaus pro Jahr externe Kosten durch Gesundheits- und Materialschäden, Ernteverluste und Beeinträchtigung der Biodiversität von gut 40 Mio. €.

Durch Produktion und Bau der im Jahr 2011 geförderten und errichteten EE-Anlagen (ohne Offshore-Windenergie) konnten rund 56.800 Arbeitsplätze (Personenjahre) in Deutschland für ein Jahr gesichert bzw. neu geschaffen werden. Davon fallen 22.200 (39 %) direkt in den Branchen an, die Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien produzieren (sog. direkte Effekte), und annähernd 34.600 (61 %) in den zuliefernden vorgelegerten Branchen der Volkswirtschaft (sog. indirekte Effekte). Rund 25.300 Personen werden durch den Bau KfW-geförderter Photovoltaikanlagen beschäftigt, ca. 23.500 durch Onshore-Windkraftanlagen, 5.700 durch Biogasanlagen, knapp 1.200 im Bereich Biomasse und etwa 760 im Bereich Geothermie. Solarthermie und Wasserkraft spielen wie bereits in den Vorjahren hinsichtlich der Beschäftigungswirkung eine untergeordnete Rolle (vgl. Abbildung 20). Die Erstellung der geförderten Offshore-Windkraftanlagen weist einen zusätzlichen Beschäftigungseffekt (für die Dauer eines Jahres) in Höhe von etwa 38.800 Personen auf, der sich allerdings rechnerisch überwiegend auf die Jahre 2012 und 2013, in denen die Anlagen produziert werden, verteilt.

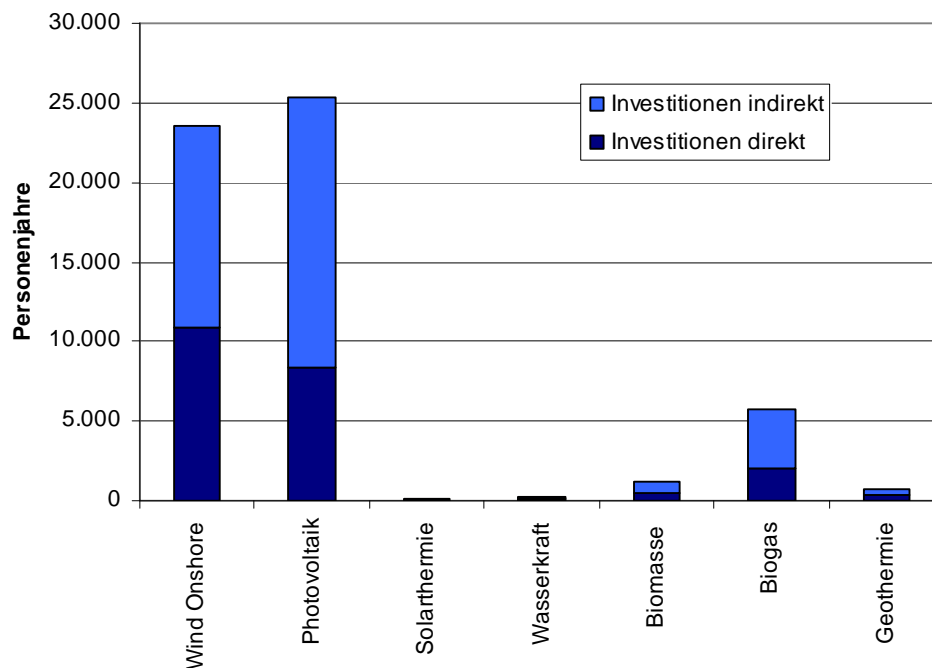


Abbildung 20: Durch die Investition in KfW-geförderte Anlagen im Jahr 2011 ausgelöste Beschäftigung in Deutschland (ohne Offshore-Windenergie).

Die wichtigsten Ergebnisse der Untersuchung sind:

- Mit einem ausgelösten Investitionsvolumen von 8,3 Mrd. € decken die KfW-Förderprogramme 36 % der in Deutschland im Jahr 2011 getätigten Investitionen in die Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Strom- und Wärmezeugung ab. Zusätzlich wurden im Jahr 2011 erstmals Förderzusagen für den Bau von Offshore-Windkraftanlagen mit einer Investitionssumme von insgesamt 3,0 Mrd. € erteilt. Die mit dem Bau dieser Anlagen verbundenen Investitionen werden allerdings zum überwiegenden Teil erst in den Jahren 2012 und 2013 erfolgen.
- Die Bedeutung der KfW-Programme für den Ausbau der Erneuerbaren Energien zeigt sich vor allem im Strombereich deutlich: Insgesamt 40 % der in Deutschland im Jahr 2011 zugebauten elektrischen Leistung wurde durch die KfW gefördert. Ein besonders hoher Anteil entfällt mit 72 % auf Windenergieanlagen an Land.⁸
- Die KfW-Förderung führt nach Inbetriebnahme aller im Jahr 2011 geförderten Anlagen zu vermiedenen Energieimporten im Gegenwert von jährlich rund 560 Mio. €. Dies entspricht insgesamt rund 11,2 Mrd. € über die gesamte Laufzeit der Anlagen von 20 Jahren. Die so im Inland verbleibenden Mittel tragen zur Stärkung der heimischen Wirtschaft bei.

⁸ Ohne Berücksichtigung der geförderten Offshore-Windparks, welche voraussichtlich erst 2013/2014 vollständig ans Netz gehen werden.

- Als Folge der Substitution fossiler Energieträger ist mit der Nutzung der im Jahr 2011 geförderten EE-Anlagen eine jährliche Emissionsvermeidung von rund 7,0 Mio. t CO₂-Äquivalenten (davon 6,5 Mio. t CO₂) verbunden. Dies entspricht rund 11 % der von der Bundesregierung insgesamt nach IEKP durch den Ausbau Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich angestrebten zusätzlichen jährlichen Treibhausgas-Einsparung bis zum Jahr 2020 von rund 64 Mio. t gegenüber 2006. Bezieht man die in jedem Betriebsjahr erzielten Minderungen der in den Jahren 2007 bis 2011 geförderten Anlagen ein, so wurden durch die KfW-Programme bislang Emissionsvermeidungen von zusammen jährlich rund 22 Mio. t CO₂-Äquivalenten angestoßen, d.h. rund ein Drittel der von der Bundesregierung im IEKP angestrebten Einsparungen.
- Durch eingesparte Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen können über die Nutzungsdauer aller im Jahr 2011 geförderten EE-Anlagen externe Kosten in Höhe von jährlich ca. 590 Mio. € vermieden werden. Rund 93 % der vermiedenen externen Kosten entfallen auf die vermiedenen Schäden des Klimawandels.
- Mit Produktion und Bau der im Jahr 2011 geförderten und errichteten Anlagen (ohne Offshore-Windkraft) waren rund 56.800 Arbeitsplätze in Deutschland verbunden, durch Betrieb und Wartung dieser Anlagen finden 20 Jahre lang weitere rund 2.570 Personen jährlich Beschäftigung. Zusätzlich werden durch die Erstellung der geförderten Offshore-Windkraftanlagen – verteilt über die Jahre 2012 und 2013 – 38.800 Arbeitsplätze gesichert bzw. neu geschaffen, sowie nach deren Inbetriebnahme jährlich weitere 1.125. Somit trägt die KfW-Förderung weiterhin maßgeblich zum Jobmotor Erneuerbare Energien bei.
- Rund 74 % der durch Bau und Betrieb der im Jahr 2011 erstellten Anlagen (ohne Offshore-Windkraft) ausgelösten Arbeitsplätze sind in kleinen und mittleren Unternehmen mit weniger als 500 Beschäftigten entstanden, rund 31 % der Arbeitsplätze entfallen auf Kleinunternehmen mit weniger als 50 Beschäftigten. Diese Zahlen unterstreichen die Wichtigkeit der betrachteten KfW-Programme für die Mittelstandsförderung. Der KMU-Beschäftigungsanteil durch Bau und Betrieb von Offshore-Windkraftanlagen ist tendenziell geringer als für die anderen EE-Sparten einzuschätzen.

Literaturverzeichnis

- AGEB 2011 AG Energiebilanzen e.V.: Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2009 und 2010. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin, 16 November 2011.
- BMU 2007 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Kosten und Nutzen des Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung. Berlin, Oktober 2007.
- BMU 2010 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Zahlen. Internet-Update ausgewählter Daten. Berlin, 15. Dezember 2010.
- BMU 2012 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Berlin, Stand Juli 2012.
- BMWi 2012 Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. Berlin, 25. Januar 2012.
- Breitschopf und Diekmann 2010
Breitschopf, B., Diekmann, J.: Vermeidung externer Kosten durch Erneuerbare Energien - Methodischer Ansatz und Schätzung für 2009 (MEEEEK), Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Juni 2010.
- Breitschopf et al. 2010
Breitschopf, B.; Klobasa, M.; Sensfuß, F.; Steinbach, J.; Ragwitz, M.; Lehr, U.; Horst, J.; Leprich, U.; Diekmann, J.; Braun, F.; Horn, M.: Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, März 2010.
- BSW 2012 Bundesverband Solarwirtschaft: Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie). Berlin, Juni 2012.
- DEWI 2012 Molly, J. P. (Deutsches Windenergie Institut, DEWI): Status der Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2011, Januar 2012.
- DBFZ 2012 Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Endbericht zur EEG-Periode 2009 bis 2011, März 2012.
- Fichtner et al. 2010 Fichtner, DLR, GFZ, IFEU, SWT, TFZ: Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2009 bis 2011. Evaluierung des Förderjahres 2009. Zwischenbericht vom Dezember 2010.
- IFEU, ZSW 2010 Pehnt, M.; Bödeker, J.; Kelm, T.: Biogasleitungen und Biogasaufbereitung im Marktanreizprogramm. Papier im Rahmen des Projektes „Perspektiven des MAP“. IFEU, ZSW, Heidelberg, Stuttgart, 2010.
- IfM 2012 Institut für Mittelstandsforschung: Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte in Betrieben 2010 nach Wirtschaftszweigen gemäß WZ 2008 laut Bundesagentur für Arbeit. Bonn. www.ifm-bonn.org/assets/documents/BA_Besch_WZ_GrKI_2010.pdf [Stand 15.06.2012].

- Klobasa und Ragwitz 2005
Gutachten zur CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien. Bericht im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe, Januar 2005.
- Klobasa et al. 2009
Klobasa, M; Sensfuß, F.; Ragwitz, M.: CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2006 und 2007. Bericht im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe, Februar 2009.
- Krewitt und Schlomann 2006
Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. DLR, Institut für Thermische Thermodynamik Stuttgart und Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe, April 2006.
- Lehr et al. 2011
Lehr, U.; Lutz, C. (GWS); Edler, D. (DIW); O'Sullivan, M.; Nienhaus, K.; Simon, S.; Nitsch, J. (DLR); Breitschopf, B. (FhG-ISI); Bickel, P.; Ottmüller, M. (ZSW): Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Februar 2011.
- NEEDS 2009
New Energy Externalities Developments for Sustainability. Deliverable no 6.1 – RS1a: External Costs from emerging electricity generation technologies. März 2009.
- Nitsch et al. 2012
Nitsch J., Pregger T., Naegler T., Heide D., de Tena D.; Trieb F., Scholz Y., Nienhaus K., Gerhardt N., Sterner M., Trost T., von Oehsen A., Schwinn R., Pape C., Hahn H., Wickert M., Wenzel B.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Stuttgart, März 2012.
- O'Sullivan et al. 2012
O'Sullivan, M., Edler, D., Nieder, T., Rütger, Th., Lehr, U., Peter, F.: Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2011 - eine erste Abschätzung, Stand: 14. März 2012.
- Statistisches Bundesamt 2010
Statistisches Bundesamt: Fachserie 18, Reihe 2, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen - Input-Output-Rechnung 2007. Wiesbaden 2010.
- UBA 2009
Umweltbundesamt: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Dessau-Roßlau, Oktober 2009.
- UBA 2012
Umweltbundesamt: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Aktualisierte Anhänge 2 und 4 der Veröffentlichung UBA (2009). 3. korrigierte Fassung, Dessau-Roßlau, August 2012.

Anhang

A.1 Ermittlung der Einsparung fossiler Energieträger

Zur Quantifizierung der eingesparten fossilen Energieträger (Primärenergieeinsparung) und daraus resultierenden Effekte ist der durch die jeweiligen Technologien der Erneuerbaren Energien substituierte Mix fossiler Quellen zu bestimmen. Hierbei spielen zahlreiche Einflussfaktoren eine Rolle, insbesondere die

- zeitliche Struktur der Energiebereitstellung aus Erneuerbaren Energien (speziell Strommarkt),
- geographische Verteilung von regenerativen Erzeugungssystemen (speziell Wärmemarkt),
- Wirkungsgrade der regenerativen und der fossilen Energiebereitstellung und im Anlagenbetrieb tatsächlich erreichbare Nutzungsgrade (z. B. Nutzung von Überschusswärme bei solarthermischen Anlagen oder der Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen),
- dem Anlagenbetrieb vor- (Anlagenerstellung), parallel- (z. B. Brennstoffaufbereitung und -bereitstellung) und nachgelagerte (Anlagenbeseitigung/Recycling) energetische Prozesse,
- längerfristige Veränderbarkeit der Bilanzierungsparameter aus technischer (z. B. Brennstoffmix sowie Wirkungsgrade unter Einbeziehung neuer Technologiepfade wie CO₂-Abtrennungs- und Speichertechnologien im Kraftwerksbereich) und ökonomischer Sicht (speziell Preise für fossile Energieträger).⁹

Die zeitliche Struktur der Energiebereitstellung ist speziell für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von Bedeutung. Dies ergibt sich einerseits aus der nach Tageszeit, Wochentag oder Jahreszeit unterschiedlichen Höhe der Stromnachfrage, die zu einer entsprechenden Erzeugungsstruktur im konventionellen Stromerzeugungssystem führt (Grund-, Mittel-, Spitzenlast) und damit zu unterschiedlichen Strommengen aus Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und ggf. Mineralöl. Dem stehen die spezifischen Erzeugungscharakteristika der regenerativen Quellen gegenüber.

Zu den sog. grundlastfähigen Energien zählen Laufwasserkraft und Geothermie¹⁰, weil hier in aller Regel Strom mit hoher Kontinuität erzeugt wird. Im konventionellen Bereich wird dadurch die Stromerzeugung aus Braunkohle substituiert, weil die Stromerzeugung aus Kernenergie niedrigere Betriebskosten (v. a. Brennstoffkosten) aufweist. Die Stro-

⁹ Für die Berechnungen wurde der ersetzte Brennstoffmix über den Betrachtungszeitraum konstant gehalten. Die angenommene Energiepreisentwicklung ist in Anhang A.5 dargestellt.

¹⁰ Die Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss sowie die Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil der thermischen Abfallverwertung sind nicht Gegenstand der KfW-Förderung.

merzeugung aus Wind- und Solarenergie unterliegt hingegen aufgrund der natürlichen Gegebenheiten hohen Fluktuationen. Die Frage, in welchem Umfang konventionelle Energieträger durch diese Quellen substituiert werden, lässt sich somit nur anhand von Zeitschrittsimulationen (z. B. in stündlicher Auflösung) durchführen, indem der Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Stromnachfrage zunächst ohne und anschließend unter Berücksichtigung der Nutzung Erneuerbarer Energien betrachtet wird. Mit anderen Worten: Die Strombereitstellung wird für die 8.760 Stunden eines Jahres einmal ohne und einmal mit Berücksichtigung fluktuierender Erneuerbarer Energien simuliert. Die Differenz der beiden Brennstoffbilanzen stellt dann das Substitutionspotenzial dar.

Das Ergebnis hängt jedoch nicht nur vom zeitlichen Verlauf der Stromerzeugung ab, sondern auch von der sog. regenerativen Durchdringung, d. h. von der Strommenge bzw. installierten Leistung. So ist es zu Zeiten geringer Stromnachfrage und hoher Windstrom-einspeisung durchaus möglich, dass die Residuallast so gering ist, dass die Stromerzeugung aus Grundlastkraftwerken substituiert wird. Deshalb wird für das im Rahmen eines Gutachtens für die AGEE-Stat untersuchte System der durch Windstrom substituierte Mix in Deutschland mit 6 % Braunkohle, 64 % Steinkohle und 30 % Erdgas ermittelt (vgl. Tabelle 33). Für die Verstromung von Bioenergien ergibt sich ein differenziertes Bild: Klär- und Deponiegasanlagen werden in aller Regel als Grundlastkraftwerke betrieben, weil eine Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung aufgrund der isolierten Standorte nur in wenigen Ausnahmefällen möglich ist. Bei Biogasanlagen ist eine Wärmenutzung hingegen häufiger möglich, zumal zumindest ein Teil der Wärme vor Ort verwertet werden kann. Im Gutachten für die AGEE-Stat wird davon ausgegangen, dass möglichst viel Wärme genutzt wird und der Betrieb damit im Wesentlichen dem Tagesverlauf der Netzlast folgt. Somit wird durch Biogas vorrangig die fossile Stromerzeugung in der Mittel- und Spitzenlast ersetzt. Die Flexibilität des Einsatzes von Anlagen, die mit festen oder flüssigen Bioenergieträgern betrieben werden, ist aufgrund deren guten Speicherbarkeit sehr hoch, so dass die Betriebsweise vor allem auch unter ökonomischen Gesichtspunkten erfolgt. Von Fall zu Fall kommt somit der Grundlastbetrieb ebenso wie der wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplungs-Betrieb in Frage, wodurch vorrangig die Mittel- und Spitzenlast gedeckt wird.¹¹

Die daraus resultierenden Substitutionseffekte konventioneller Energieträger durch die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sind ausführlich im Rahmen des bereits

¹¹ Neben dem beschriebenen Verfahren sind zur Bewertung des Substitutionspotenzials der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auch andere Ansätze möglich – vgl. insbesondere den in Klobasa und Ragwitz (2005) beschriebenen Merit-Order-Ansatz. Als Merit-Order bezeichnet man an der Strombörse die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Der Merit-Order-Effekt postuliert, dass durch die Einspeisung von z. B. Windstrom der Strompreis an der Börse sinken kann. Der Strompreis sinkt dann, wenn EEG-Strom den Marktpreis für konventionellen Strom drückt, selber aber nur überschaubar mehr kostet als die verdrängten Spitzenlastkraftwerke ihren Strom produzieren können. Aus ökonomischer Sicht ist dies durchaus relevant, allerdings sind die Effekte auf die Einsparung fossiler Energieträger durch die Verschiebungen im substituierten fossilen Mix nicht allzu hoch, weil die relevanten EEG-Strommengen (derzeit) noch nicht allzu groß sind.

oben erwähnten Gutachtens für die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik (AGEE-Stat) untersucht worden, das vom Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung erstellt wurde (Klobasa et al. 2009) und auf das sich die weiteren Ausführungen beziehen. Für Offshore-Windenergieanlagen liegen keine spezifischen Daten vor, die Wirkungen der Förderung dieser Anlagen wird somit anhand der Berechnungsparameter für Onshore-Windenergie ermittelt.

Tabelle 33: Substitution konventioneller Energieträger durch die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien - Bezugsjahr 2011 (BMU 2012 und Klobasa et al. 2009).

	Substitution				
	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl
Windenergie	0%	6%	64%	30%	0%
Wasserkraft	0%	6%	63%	31%	0%
Geothermie	0%	6%	63%	31%	0%
feste Biomasse	0%	6%	63%	31%	0%
Biogas	0%	6%	64%	31%	0%
Photovoltaik	0%	5%	65%	31%	0%

Um von den substituierten Strommengen auf die eingesparten fossilen Energieträger zu schließen, werden Primärenergiefaktoren verwendet (vgl. Tabelle 34). Die Primärenergiefaktoren geben an, wie viele Einheiten fossile Primärenergie (einschließlich der Vorketten) eingesetzt werden müssen, um eine Einheit Strom bereitzustellen. In die Primärenergiefaktoren gehen zum Großteil die Wirkungsgrade der direkten Energieumwandlung im Kraftwerk ein.

Tabelle 34: Primärenergiefaktoren zur Berechnung des Primärenergieverbrauchs für die Bereitstellung von Strom - Bezugsjahr 2011 (BMU 2012).

Energieträger	Primärenergieverbrauch (fossil) in kWh _{Prim} /kWh _{el}
Braunkohle	2,68
Steinkohle	2,64
Erdgas	2,04
Mineralöl	2,48
Wasserkraft	0,01
Windenergie	0,04
Photovoltaik	0,31
Geothermie	0,47
Feste Biomasse	0,06
Biogas	0,37

Neben den direkten Effekten ist methodisch auch die energetische Bilanzierung indirekter Effekte von Bedeutung und mit in die Primärenergiefaktoren einbezogen. Darunter sind vor-, parallel- und nachgelagerte Prozesse zu verstehen, die in Lebenszyklusanalysen

einfließen und sämtliche Energiebedarfe für die Erstellung der Anlagen, die Aufbereitung und Bereitstellung von Brennstoffen sowie Abriss, Recycling und Entsorgung von Altanlagen berücksichtigen (siehe z. B. GEMIS). Im Bereich der fossilen Energien handelt es sich im Wesentlichen um den Energieaufwand für die Aufbereitung und Bereitstellung von Brennstoffen, seitens der Erneuerbaren Energien ist es die Herstellung von Anlagen, weil hier – mit Ausnahme von Bioenergien – ein Brennstoffkreislauf entfällt. Darüber hinaus gibt es eine Reihe von Sekundäreffekten. Zu nennen ist beispielsweise der energetische Aufwand bei der Einbindung fluktuierender Energieträger, wie z. B. Wind, in elektrische Netze, weil hier im konventionellen Erzeugungssystem ein erhöhter Bedarf an sog. Regelenergie bzw. -leistung besteht, der zu einem zusätzlichen energetischen Aufwand durch das An- und Abfahren von Kraftwerken und Teillastbetrieb führt. Gegebenenfalls müssen auch Windenergieanlagen zur Gewährleistung der Netzstabilität abgeregelt werden. Dies wird in den folgenden Berechnungen für die beiden fluktuierenden Energieträger Windkraft und Photovoltaik über einen Abschlag von 7 % für den Regelenergieaufwand berücksichtigt (UBA 2009, UBA 2012).

Mit der vorliegenden Substitutionsmethodik wird auch für die einzelnen erneuerbaren Energieträger im Wärmesektor differenziert ermittelt, welche fossilen Energieträger eingespart werden. Die für die einzelnen Technologien zur erneuerbaren Wärmebereitstellung angesetzten Substitutionsbeziehungen sind in Tabelle 35 dargestellt:

Tabelle 35: Substitution konventioneller Energieträger durch die Wärmeerzeugung mit Erneuerbaren Energien - Bezugsjahr 2011 (BMU 2012 und UBA 2012).

	Heizöl	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Fernwärme	Strom
Solarthermie	45%	51%	0%	0%	2%	3%
Wärmepumpen	46%	44%	1%	2%	5%	3%
Biogas	61%	36%	4%	0%	0%	0%
Feste Biomasse in Heiz(kraft)werken	0%	0%	0%	0%	100%	0%
Geothermie	0%	0%	0%	0%	100%	0%

Die Substitution von Fernwärme und Heizstrom als Sekundärenergieträger zur Wärmebereitstellung wird zur Ermittlung der eingesparten fossilen Energieträger auf die Energieträger Erdgas, Steinkohle und Braunkohle umgerechnet. Für Strom wird angesetzt, dass sich dieser zu jeweils 50 % aus den Primärenergieträgern Steinkohle und Erdgas zusammensetzt. Für Fernwärme wird anhand von BMWi (2012) eine Verteilung von 59 % Erdgas, 32 % Steinkohle sowie 9 % Braunkohle angesetzt (ohne Substitution von Müll und Erneuerbaren Energien).

Analog zum Vorgehen im Stromsektor werden zur Berechnung der fossilen Primärenergieeinsparung im Wärmesektor Primärenergiefaktoren verwendet. Die Faktoren geben an, wie viele Einheiten fossile Primärenergie (einschl. Vorketten) zur Bereitstellung einer Einheit Endenergie zur Wärmebereitstellung einzusetzen sind (vgl. Tabelle 36).

Tabelle 36: Primärenergiefaktoren zur Berechnung des Primärenergieverbrauchs für die Bereitstellung von Wärme – Bezugsjahr 2011 (BMU 2012).

Energieträger	Primärenergieverbrauch (fossil) in kWh_{Prim}/kWh_{End}
Erdgas	1,15
Heizöl	1,18
Braunkohle	1,24
Steinkohle	1,39
Fernwärme (einschließlich Netzverluste)	1,20
Strom	1,71
Solarthermie	0,12
Wärmepumpen	0,58
Biogas	0,06
Feste Biomasse	0,02
Geothermie	0,47

Die in der vorliegenden Evaluierung dargestellten Ergebnisse basieren auf einer Berechnung der Netto-Einsparung. Von den durch die Nutzung Erneuerbarer Energien eingesparten fossilen Energiemengen werden jene fossile Energiemengen abgezogen, die im Zusammenhang mit der Nutzung der Erneuerbaren Energien entstehen.

Die in Tabelle 33 und Tabelle 35 angeführten Substitutionsfaktoren werden für die folgenden Berechnungen über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren als konstant angesetzt. Änderungen in der Struktur der substituierten fossilen Energieträger werden somit nicht betrachtet. Analog dazu erfolgt die Abschätzung der vermiedenen Treibhausgasemissionen über einen statischen Ansatz, d.h. mittels über den Betrachtungszeitraum konstanten Parametern.

A.2 Ermittlung vermiedener Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen

Die Methodik zur Ermittlung der vermiedenen Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen baut auf den Berechnungen zu den eingesparten fossilen Energieträgern auf (vgl. Anhang A.1) und verwendet die von UBA (2012) ermittelten Emissionsfaktoren. Die Berechnungen des UBA konzentrieren sich vor allem aus Gründen der Datenlage und methodischen Unsicherheiten auf eine Auswahl der wichtigsten Treibhausgase und Luftschadstoffe. Diese werden auch für die vorliegende Evaluierung betrachtet. Im Einzelnen sind dies:

- Treibhausgase (CO₂, CH₄, N₂O sowie das daraus ermittelte CO₂-Äquivalent)
- Säurebildner (SO₂, NO_x sowie das daraus ermittelte SO₂-Äquivalent)
- Vorläuferstoffe für bodennahes Ozon (NMVOC) und
- Feinstaub.

Zur Ermittlung der CO₂- bzw. SO₂-Äquivalente wurden folgende Treibhausgas- bzw. Versauerungspotenziale zugrunde gelegt:

Tabelle 37: Relatives Treibhauspotenzial von Treibhausgasen (CO₂, CH₄, N₂O) bzw. Versauerungspotenzial (SO₂, NO_x) von Säurebildnern.

Gas		Relatives Treibhauspotenzial ¹² bzw. Versauerungspotenzial ¹³
CO ₂	Kohlendioxid	1
CH ₄	Methan	21
N ₂ O	Distickstoffoxid	310
SO ₂	Schwefeldioxid	1
NO _x	Stickoxide	0,7

Die Einsparfaktoren gehen auf die in Anhang A.1 dargestellten Substitutionsfaktoren zurück (vgl. Tabelle 33 und Tabelle 35). Je nachdem zu welchen Anteilen fossile Energieträger substituiert werden, ergeben sich für die erneuerbaren Energieträger unterschiedlich hohe Einsparfaktoren. Die verwendeten Einsparfaktoren aus UBA (2012) sind **Netto-Einsparfaktoren**: Es wird also bilanziert, wie hoch die Einsparung aus der Substitution fossiler Energieträger abzüglich der durch die EE-Nutzung verursachten Emissionen ist.

Grundlage für die Netto-Einsparfaktoren sind die Emissionen, die im Zusammenhang mit der Nutzung fossiler und erneuerbarer Energieträger entstehen. Bilanziert werden neben den direkt aus dem Anlagenbetrieb resultierenden Emissionen (direkte Emissionen) auch diejenigen Emissionen, die in der jeweiligen Vorkette entstehen (indirekte Emissionen).

¹² Bezogen auf einen Zeithorizont von 100 Jahren mit CO₂ als Referenzsubstanz.

¹³ Bezogen auf SO₂ als Referenzsubstanz.

Für Offshore-Windenergieanlagen liegen keine spezifischen Daten vor, die Wirkungen der Förderung dieser Anlagen wird somit anhand der Berechnungsparameter für Onshore-Windenergie ermittelt.

Für die Technologien zur Stromerzeugung wurden folgende Einsparfaktoren zur Berechnung der vermiedenen Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen genutzt (vgl. Tabelle 38):

Tabelle 38: Einsparfaktoren zur Berechnung der vermiedenen Treibhausgasemissionen und Luftschadstoffemissionen für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien – Bezugsjahr 2011 (UBA 2012).

[g/kWh _{el}]	Wasser- kraft	Wind- energie	Photo- voltaik	Geo- thermie	Feste Bio- masse	Biogas
CO ₂	714,2	660,2	606,7	423,4	710,6	616,4
CH ₄	2,29	2,17	2,05	1,72	2,32	-0,25
N ₂ O	0,07	0,07	0,06	0,06	0,04	-0,18
CO ₂ -Äquivalente	778,6	720,9	664,3	472,4	765,3	549,3
SO ₂	0,33	0,29	0,12	0,08	0,16	0,12
NO _x	0,55	0,50	0,38	0,25	-0,31	-1,52
SO ₂ -Äquivalente	0,72	0,63	0,38	0,25	-0,05	-0,94
Staub	0,00	0,01	-0,04	-0,16	0,01	0,03
NMVOG	0,04	0,03	-0,04	0,00	-0,10	-0,01

Die entsprechenden Faktoren für die Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien zeigt die folgende Tabelle 39:

Tabelle 39: Einsparfaktoren zur Berechnung der vermiedenen Treibhausgasemissionen und Luftschadstoffemissionen für die Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien – Bezugsjahr 2011 (UBA 2012).

[g/kWh _{End}]	Biomasse Heiz(kraft)werk	Biogas BHKW	Solarthermie	Geothermie
CO ₂	279,5	238,5	217,2	66,0
CH ₄	0,54	-1,07	0,47	0,09
N ₂ O	0,00	-0,15	-0,02	0,00
CO ₂ -Äquivalente	290,6	170,6	221,4	68,5
SO ₂	0,14	0,13	0,04	0,04
NO _x	-0,57	-1,00	0,12	0,08
SO ₂ -Äquivalente	-0,25	-0,56	0,12	0,09
Staub	0,01	0,02	-0,09	-0,13
NMVOG	-0,01	0,02	0,03	-0,01

A.3 Bewertung externer Kosten durch Emission von Treibhausgasen und Luftschadstoffen

Luftschadstoffe beeinträchtigen die Gesundheit von Menschen, Tieren und Pflanzen und wirken zerstörerisch auf Bauwerke und andere Sachgüter. Treibhausgase tragen zur globalen Klimaänderung bei und führen so ebenfalls zu Schäden. Diese Schäden führen bei den Betroffenen oder der Allgemeinheit zu Kosten, welche nicht vom Verursacher getragen werden, man spricht von „externen“ Kosten.

Bei der Bewertung externer Kosten sind grundsätzlich zwei Ansätze zu unterscheiden: Schadenskosten und Vermeidungskosten. Schadenskosten, d.h. die Bewertung bereits eingetretener oder zukünftig zu erwartender Schäden, sind das auf Basis der Wohlfahrts- theorie angemessene Bewertungskonzept, da nur dieses eine widerspruchsfreie Korrektur der Marktpreise („Internalisierung“) erlaubt. Vermeidungs- oder Zielerreichungskosten ermitteln die zum Erreichen eines bestimmten Umweltziels (beispielsweise einer Luftschadstoffkonzentration) erforderlichen Kosten als Bewertungsmaßstab. Sie stellen eine Näherungslösung dar, falls auf Grund mangelnden Wissens über einen Sachverhalt keine Schadenskosten quantifiziert werden können.

Auf wissenschaftlicher Ebene besteht Konsens, dass zur Ermittlung von Schadenskosten der sog. Wirkungspfadansatz angewendet werden sollte, sofern die Daten- und Informationsgrundlage dafür ausreichen. Abbildung 21 illustriert das Vorgehen des Wirkungspfadansatzes.

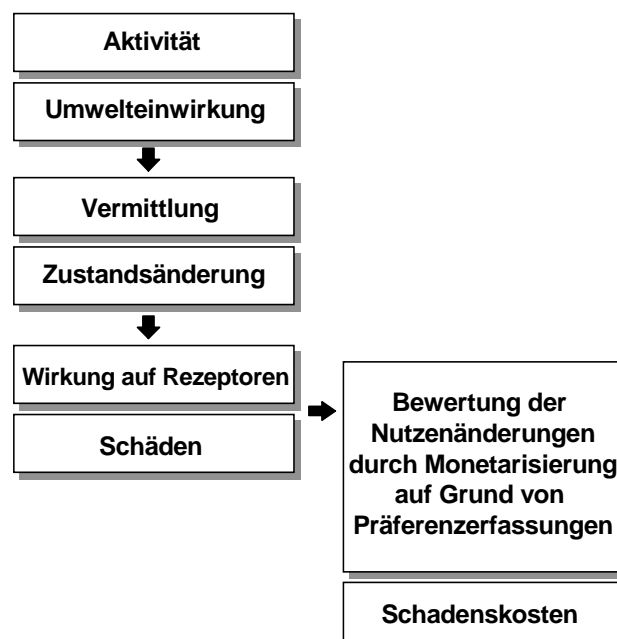


Abbildung 21: Der Wirkungspfadansatz zur Berechnung externer Umweltkosten.

Dabei wird die kausale Wirkungskette von der Umwelteinwirkung über die Vermittlung (z. B. Schadstofftransport und evtl. auftretende chemische Umwandlungsprozesse wie die Bildung von Ozon aus NO_x und NMVOC) bis hin zur Wirkung auf verschiedene Rezeptoren (z.B. Menschen, Pflanzen) mit Hilfe von Modellen abgebildet. Die Vermittlung kann auch den Transport von Stoffen über mehrere Medien hinweg (z.B. Deposition von Luftschadstoffen auf dem Boden, Eintrag in das Grundwasser, Weiterleitung in Oberflächenwasser usw.) umfassen. Der letzte Schritt zur Ermittlung von Kosten besteht darin, die quantifizierten physischen Schäden monetär zu bewerten. Die ermittelten Geldwerte geben die veränderten direkten Nutzen durch Einflüsse auf Wohlbefinden und Gesundheit, Nutzungsmöglichkeiten der Umwelt oder sonstiger betroffener Güter wieder, also den Nutzenverlust für die Betroffenen.

Um den Wirkungspfadansatz nicht für jeden Anwendungsfall neu durchführen zu müssen, werden Bewertungsansätze u.a. für Luftschadstoffemissionen bereitgestellt, die für eine große Bandbreite von Anwendungen verwendbar sind. Die aktuellste und umfassendste Untersuchung hierzu wurde im Rahmen des NEEDS-Projektes (New Energy Externalities Development for Sustainability) im Auftrag der Europäischen Kommission durchgeführt. Als Ergebnis steht ein System konsistenter Wertansätze für Luftschadstoffemissionen zur Verfügung, auf das in dieser Untersuchung zurückgegriffen wird. Schäden durch CO_2 -Emissionen werden auf Basis von Krewitt und Schlomann (2006) bewertet; Wertansätze für CH_4 und N_2O werden abgeleitet, indem der Wertansatz für CO_2 mit dem relativen Treibhauspotenzial von CH_4 und N_2O (vgl. Tabelle 37) gewichtet wird. Diese Bewertung ist konsistent mit der Berichterstattung für das BMU, vgl. insbesondere BMU (2012), Breitschopf et al. (2010) und Fichtner et al. (2010). Die verwendeten Wertansätze sind in Tabelle 23 im Textteil aufgeführt.

A.4 Referenzanlagen

Im folgenden Teil des Anhangs sind die Eingangsdaten zur Berechnung der Energiebereitstellung sowie zur Abschätzung der Betriebskosten der geförderten EE-Anlagen dargestellt. Die Energiemengen dienen der darauf aufbauenden Abschätzung der eingesparten fossilen Energieträger und der damit verbundenen Emissionsvermeidung von Treibhausgasen und Luftschadstoffen. Die Betriebskosten der Anlagen gehen in die Abschätzungen zur Ermittlung der Arbeitsplatzeffekte ein.

Für jeden der erneuerbaren Energieträger wurden Referenzwerte für eine oder mehrere Referenzanlagen ermittelt, anhand derer die Energiemengen und Betriebskosten der geförderten Anlagen ermittelt wurden. Im Folgenden wird zunächst in Textform auf die Besonderheiten bestimmter Anlagen eingegangen.

Sonderfälle stellen insbesondere einzelne Fördertatbestände im KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil „Premium“, dar. Dazu zählt die Förderung von Leitungen für unaufbereitetes Biogas, Anlagen zur Biogasaufbereitung und -einspeisung in das Erdgasnetz, großen Wärmespeichern sowie Wärmenetzen, die überwiegend aus Erneuerbaren Energien gespeist werden. Mit den genannten Technologien, insbesondere mit Nahwärmenetzen und Biogasleitungen, wird ein wichtiger Beitrag zum Strukturwandel im Wärmemarkt geleistet. Eine Zurechnung von Wirkungen (d.h. die Einsparung fossiler Energieträger und die daraus resultierende Vermeidung von Emissionen) ist für die genannten Technologien des KfW-Programms Erneuerbare Energien „Premium“ jedoch mit erhöhtem Aufwand und größeren Unsicherheiten verbunden. Die Wirkungen der geförderten Maßnahmen sind in diesen Fällen nur über eine Reihe von Annahmen abzuschätzen. Die Herangehensweise wird im Folgenden für die einzelnen Technologien kurz dargestellt.

Im Förderjahr 2011 wurden 193 **große Wärmespeicher** gefördert. Die mittlere Speicherkapazität der im Jahr 2011 geförderten Anlagen liegt bei rund 63,5 m³ pro Speicher, das insgesamt geförderte Speichervolumen beläuft sich damit auf 12.256 m³. Große Wärmespeicher dienen in der Regel dem Ausgleich der tageszeitlich schwankenden Wärmelast. Darüber hinaus können große Wärmespeicher in Verbindung mit solarthermischen Großanlagen zur saisonalen Speicherung größerer Wärmemengen dienen. Zu diesem Anwendungsgebiet gibt es bereits erste Pilotprojekte. Die hier betrachteten geförderten Wärmespeicher können jedoch näherungsweise dem Bereich der Kurzzeitspeicherung auf Wasserbasis zugeordnet werden, da die saisonale Speicherung bzw. der Einsatz von Phasenwechselmaterialien noch keine relevante Marktdurchdringung erreicht haben. Kurzzeitspeicher sparen Brennstoff ein, da durch die Nutzung des Speichers die Taktfrequenz der Wärmeerzeugungsanlage verringert wird. Dem gegenüber stehen die Wärmeverluste und der Energieaufwand zur Herstellung des Speichers. Für die vorliegende Evaluierung kann der Einfluss der Speicher jedoch vernachlässigt werden.

Im Jahr 2011 sind im Programmteil „Premium“ 25 Anlagen zur **Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz** gefördert worden. Insgesamt werden mit den geförderten Anlagen rund 11.600 Nm³/h Bioerdgas bereitgestellt¹⁴. Da die Antragssteller keine Angaben darüber zu machen haben, welcher Verwendung das Erdgas zugeführt wird, werden zur Berechnung der Wirkungen im Rahmen dieser Studie Annahmen getroffen, mit denen eine gemittelte Referenzanlage betrachtet wird. Für das Erdgassubstitut wird angenommen, dass dieses vollständig zur Verstromung in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt wird. Für den in KWK verstromten Produktgasanteil wird dieselbe Substitutionsmethode angesetzt wie für Strom und Wärme aus einer üblichen Biogasanlage. Die Einsparung fossiler Energieträger und die Treibhausgas-Minderung, die nach der oben dargestellten Methodik ermittelt wird, darf jedoch nicht vollständig der Biogasaufbereitungsanlage zugerechnet werden. Deshalb ist zusätzlich die Definition einer kontrafaktischen Anlage notwendig, d.h. einer Anlage in der dieselbe Energiemenge im Biogas in Kraft-Wärmekopplung – jedoch ohne Gaseinspeisung und mit einer geringeren Wärmenutzung – verstromt wird. Bei dieser fiktiven Vergleichsanlage wird das Biogas nicht aufbereitet und eingespeist, sondern vor Ort direkt genutzt. Der Anteil der Wärmenutzung wird auf 20 % angesetzt. Die für die kontrafaktische Anlage ermittelte Einsparung wird von der Einsparung abgezogen, die für die gesamte Anlage mit Biogasaufbereitung und -einspeisung ermittelt wurde. Es wird weiterhin vereinfachend angenommen, dass durch die Aufbereitung und Einspeisung des Biogas mit anschließender Nutzung in Blockheizkraftwerken keine zusätzlichen Emissionen anfallen, außer für den zur Aufbereitung erforderlichen Strombedarf.

Im Förderjahr 2011 sind 395 **Biogasleitungen** zum Transport von unaufbereitetem Rohgas gefördert worden. Die Nutzung von Rohgasleitungen als sogenanntes Mikrogasnetz dient in der Regel einer höheren Wärmenutzung durch die Aufteilung des Biogas auf mehrere BHKW. Somit werden anstatt eines zentralen Groß-BHKW zwei oder mehrere dezentrale BHKW eingesetzt, deren Dezentralität eine erhöhte Wärmenutzung gegenüber einem zentralen Groß-BHKW erlaubt.

Die Nutzung von Biogasleitungen konzentriert sich im Wesentlichen auf folgende zwei Modellfälle (IFEU, ZSW 2010): Im Falle eines Biogasanlagen-Neubaus wird das Biogas auf zwei oder mehrere BHKW verteilt. Ohne die Nutzung der Biogasleitung würde das Biogas in einem großen BHKW genutzt werden. Dieses hat einen höheren elektrischen Wirkungsgrad, die Wärmenutzung wäre jedoch geringer. Es wird angesetzt, dass bei der Nutzung einer Rohgasleitung ein um 3 % geringerer elektrischer Wirkungsgrad vorliegt und gleichzeitig die Wärmenutzung um weitere 50 % der insgesamt zur Verfügung stehenden Abwärme erhöht wird. Im zweiten Modellfall wird eine bereits vorhandene Biogasanlage um ein zusätzliches BHKW erweitert. Eine Wirkungsgradkorrektur ist hier nicht erforderlich, es wird lediglich eine erhöhte Wärmenutzung von 50 % durch Einsatz einer

¹⁴ Nm³ = Normkubikmeter.

Rohgasleitung angesetzt. In beiden Fällen wird Strom zur Trocknung, Verdichtung und Kühlung des Rohgases benötigt. Dafür wird eine elektrische Leistung von 4 kW angesetzt. Zur Ermittlung dieses Werts wurde im Rahmen einer groben Simulation von einem Volumenstrom von rund 200 m³/h ausgegangen (entspricht bei einem Wirkungsgrad von 35 % sowie einem Heizwert von 6 kWh/m³ einer elektrischen Leistung des BHKW von 420 kW). Es wird weiterhin vereinfachend angenommen, dass der erhöhte Wärmeabsatz durch die Nutzung von Biogasleitungen keine zusätzlichen Emissionen auf Seiten der Biogasanlage verursacht, außer für den zur Trocknung, Verdichtung und Kühlung erforderlichen Strombedarf. Nach (IFEU, ZSW 2010) wurde angesetzt, dass sich die geförderten Biogasleitungen zu einem Drittel auf Neubauten und zwei Dritteln auf Erweiterungen von Biogasanlagen verteilen.

Wärmenetze als eigenständige Maßnahmen werden seit dem Jahr 2008 gefördert. Vorher war eine Förderung nur möglich, wenn im Rahmen des KfW-Programms Erneuerbare Energien gleichzeitig ein Förderantrag für eine Anlage zur Wärmebereitstellung gestellt wurde. Für die Berechnung der eingesparten fossilen Energieträger und daraus resultierenden Emissionseinsparung wird den geförderten Wärmenetzen eine Wärmemenge zugerechnet, die abhängig von der einspeisenden Wärmeerzeugungstechnologie ist.

Im Jahr 2011 wurden 1.339 Nahwärmenetze als eigenständige Maßnahme gefördert¹⁵. Abhängig von der Leistung der einspeisenden Biomasse- oder Biogasanlagen wird den Wärmenetzen ein erhöhter Wärmeabsatz zugerechnet. Dieser wird für Biomasseanlagen auf 1.000 zusätzliche Volllaststunden und für Biogasanlagen auf 3.750 zusätzliche Volllaststunden angesetzt¹⁶. Die zusätzliche Wärmenutzung ist für Biomasseanlagen mit einem erhöhten Brennstoffbedarf verbunden. Dagegen steht die Wärme, die aus Biogasanlagen in ein neu errichtetes Wärmenetz eingespeist wird, kostenlos zur Verfügung, da die Wärmemenge ansonsten ungenutzt an die Umgebung abgegeben worden wäre¹⁷.

Aktualisiert wurde die Verteilung der Wärmenetze auf die beiden wichtigsten Wärmequellen Biogasanlagen sowie Biomasseheizwerke. Anhand einer Stichprobe von 100 An-

¹⁵ Dies umfasst nicht diejenigen Nahwärmenetze, bei denen gleichzeitig eine Anlage zur Wärmebereitstellung gefördert wurde, welche zusammen mit diesen Anlagen ausgewertet wurden.

¹⁶ Dies entspricht für Biomasseanlagen einem erhöhten Wärmeabsatz von etwa 50 %. Bei Biogasanlagen entsprechen 3.750 zusätzliche Volllaststunden (bei einer Ausgangsbasis von 30 % Wärmenutzung) einer zusätzlichen Nutzung von 75 % der Überschusswärme, die ansonsten ungenutzt an die Umgebung abgegeben wird. Der zusätzliche Wärmeabsatz wird über die angegebenen Anschlussleistungen berechnet (vgl. die folgenden Tabellen zu den Referenzanlagen), die mittels einer Stichprobe erfasst wurden. Dabei wird nicht berücksichtigt, dass Biogasanlagen in verschiedenen Bundesländern unterschiedlich groß sind (die mittlere Anlagenleistung in Baden-Württemberg und Bayern ist deutlich geringer als in Niedersachsen (DBFZ 2012)).

¹⁷ Der genutzte Anteil der bereitgestellten Wärme beträgt beim Großteil der Biogasanlagen lediglich 20 bis 30 %, womit der Fermenter sowie die unmittelbar angrenzenden Wärmeverbraucher (Wohnhaus, Betriebsgebäude, Stallungen) beheizt werden.

tragsformularen aus dem Förderjahrgang 2011 wurde ermittelt, dass der Anteil der mit Abwärme aus Biogasanlagen gespeisten Wärmenetze mit rund 70 % gegenüber dem Vorjahr (64 %) leicht angestiegen ist. Wie in den Evaluierungen der vorangegangenen Förderjahre wird auch in der Abschätzung für 2011 die Einspeisung von solarthermischer Wärme nicht berücksichtigt, da dieser Nutzungsbereich derzeit noch vernachlässigt werden kann. Bei der Ermittlung der vermiedenen fossilen Energieträger, Treibhausgase und Luftschadstoffe wird für die mit Wärmleitungen erschlossene Abwärme von Biogasanlagen vereinfachend angesetzt, dass keine zusätzlichen Emissionen für den Betrieb der Biogasanlage anfallen (der Strombedarf zum Betrieb der Pumpen für das Nahwärmenetz wird vernachlässigt).

In den folgenden Tabellen werden für die einzelnen EE-Technologien die eingangs erwähnten Ausgangsdaten zur Berechnung der Energiemengen (Strom und Wärme) und der jährlichen Betriebskosten dargestellt (Referenzanlagen). Sofern die Betriebskosten über Anteile an der Investitionssumme ermittelt werden, sind die Investitionen zusätzlich ausgewiesen.

Tabelle 40: Photovoltaikanlage mit 21 kW_p zur Berechnung der Photovoltaikanlagen bis 100 kW_p

Basisdaten	Leistung	21	kW _p
	Spezifische Investitionskosten	2.153	€/kW _p
	Investitionskosten (I ₀)	45.989	€
	Spezifischer Stromertrag	900	kWh/kW _p
	Jährlicher Stromertrag	19.229	kWh/a
	Personaleinsatz	0,0	a
	Wartung und Instandhaltung	1,0	%/a von I ₀
Jahreskosten (ohne Kapitalkosten)	Versicherung, Verwaltung, Pacht	0,5	%/a von I ₀
	Personalkosten	0	€/a
	Wartung und Instandhaltung	460	€/a
	Versicherung, Verwaltung, Pacht	230	€/a
	Gesamte Betriebskosten	690	€/a

Tabelle 41: Photovoltaikanlage mit 185 kW_p zur Berechnung der Photovoltaikanlagen von 101 bis 1.000 kW_p

Basisdaten	Leistung	185	kW _p
	Spezifische Investitionskosten	2.057	€/kW _p
	Investitionskosten (I ₀)	381.117	€
	Spezifischer Stromertrag	950	kWh/kW _p
	Jährlicher Stromertrag	176	MWh/a
	Personaleinsatz	0,0	a
	Wartung und Instandhaltung	1,0	%/a von I ₀
	Versicherung, Verwaltung, Pacht	0,5	%/a von I ₀
Jahreskosten (ohne Kapitalkosten)	Personalkosten	0	€/a
	Wartung und Instandhaltung	3.811	€/a
	Versicherung, Verwaltung, Pacht	1.906	€/a
	Gesamte Betriebskosten	5.717	€/a

Tabelle 42: Photovoltaikanlage mit 3,0 MW_p zur Berechnung der Photovoltaikanlagen über 1.000 kW_p

Basisdaten	Leistung	2.970	kW _p
	Spezifische Investitionskosten	1.963	€/kW _p
	Investitionskosten (I ₀)	5,8	Mio. €
	Spezifischer Stromertrag	950	kWh/kW _p
	Jährlicher Stromertrag	2.822	MWh/a
	Personaleinsatz	0,25	a
	Wartung und Instandhaltung	1,0	%/a von I ₀
	Versicherung, Verwaltung, Pacht	0,5	%/a von I ₀
Jahreskosten (ohne Kapitalkosten)	Personalkosten	12.500	€/a
	Wartung und Instandhaltung	58.307	€/a
	Versicherung, Verwaltung, Pacht	29.154	€/a
	Gesamte Betriebskosten	99.961	€/a

Tabelle 43: Windenergieanlage mit 2 MW.

Basisdaten	Leistung	2.000	kW
	Volllaststunden	2.050	h
	Jährlicher Stromertrag	4.100	MWh/a
	Betriebskosten	2,4	ct/kWh _{el}
Jahreskosten (ohne Kapitalkosten)	Gesamte Betriebskosten	98.400	€/a

Tabelle 44: Windenergieanlage Offshore.

Basisdaten	Leistung	5.000	kW
	Volllaststunden	3.850	h
	Jährlicher Stromertrag	19.250	MWh/a
	Betriebskosten	3,0	ct/kWh _{el}
Jahreskosten (ohne Kapitalkosten)	Gesamte Betriebskosten	577.500	€/a

Tabelle 45: Biomasse-Heizkraftwerk mit 554 kW.

Basisdaten	Elektrische Leistung	554	kW _{el}
	Thermische Leistung	1.705	kW _{th}
	Volllaststunden	5.000	h
	Jährlicher Stromertrag	2.770	MWh/a
	Wärmebereitstellung	8.525	MWh/a
	Wärmenutzung (70 %)	5.967	MWh/a
	Spezifische Investitionskosten	2.874	€/kW _{el}
	Investitionskosten (I ₀)	1,6	Mio. €
	Personaleinsatz	2	a
	Wartung und Instandhaltung	2,0	%/a von I ₀
	Versicherung, Verwaltung, Pacht	1,2	%/a von I ₀
Jahreskosten (ohne Kapitalkosten)	Personalkosten	0,10	Mio. €/a
	Wartung und Instandhaltung	0,03	Mio. €/a
	Versicherung, Verwaltung, Pacht	0,02	Mio. €/a
	Gesamte Betriebskosten (ohne Brennstoffe)	0,15	Mio. €/a

Tabelle 46: Biogasanlage mit 448 kW_{el}.

Basisdaten	Elektrische Leistung	448	kW _{el}
	Thermische Leistung	498	kW _{th}
	Volllaststunden	7.000	h
	Jährlicher Stromertrag	3.135	MWh/a
	Wärmebereitstellung	3.484	MWh/a
	Wärmenutzung (25 %)	871	MWh/a
	Spezifische Investitionskosten	3.470	€/kW _{el}
	Investitionskosten (I ₀)	1.554.213	€
	Personaleinsatz	1	a
	Wartung und Instandhaltung	3,0	%/a von I ₀
	Versicherung, Verwaltung, Pacht	1,0	%/a von I ₀
	Jahreskosten (ohne Kapitalkosten)	Personalkosten	50.000
Wartung und Instandhaltung		46.626	€/a
Versicherung, Verwaltung, Pacht		15.542	€/a
Gesamte Betriebskosten (ohne Substratkosten)		112.169	€/a

Tabelle 47: Wasserkraftanlage mit 331 kW.

Basisdaten	Elektrische Leistung	331	kW
	Spezifische Investitionskosten	3.688	€/kW
	Investitionskosten (I ₀)	1.221.477	€
	Volllaststunden	5.000	h
	Strombereitstellung	1.656	MWh/a
	Wartung und Reparatur, Versicherung	1,5	%/a von I ₀
	Versicherung, Verwaltung, Pacht	0,5	%/a von I ₀
	Sonstige variable Kosten	2,9	€/MWh
Jahreskosten (ohne Kapitalkosten)	Wartung und Reparatur, Versicherung	18.322	€/a
	Versicherung, Verwaltung, Pacht	6.107	€/a
	Sonstige variable Kosten	4.802	€/a
	Gesamte Betriebskosten	29.232	€/a

Tabelle 48: Solarthermische Anlage mit 85 m².

Basisdaten	Kollektorfläche	85	m ²
	Spezifische Investitionskosten	866	€/m ²
	Investitionskosten (I ₀)	73.253	€
	Spezifischer Wärmeertrag	370	kWh/(m ² a)
	Wärmebereitstellung	31,3	MWh/a
	Wartung, Reparatur und Betrieb	1,5	%/a von I ₀
Jahreskosten (ohne Kapitalkosten)	Gesamte Betriebskosten	1.099	€/a

Tabelle 49: Biogasleitung

Basisdaten	Leitungslänge	1.791	m
	spez. Investitionskosten Biogasleitung (einschl. Gasverdichter)	136	€/m
	Investitionskosten (I ₀) Biogasleitung	242.726	€
	Leistung Biogasanlage	420	kW
	Volllaststunden	7.000	h
	Anteil Wärmenutzung	25	%
	Stromkennzahl	0,90	
	Wärmenutzung (ohne BG-Leitung)	820	MWh/a
	zusätzliche Wärmenutzung durch BG-Leitung (anteilig)	50	%
	zusätzliche Wärmenutzung	1.607	MWh/a
	Stromverbrauch Gastrocknung, -verdichtung	84	MWh/a
	Jahreskosten (ohne Kapitalkosten)	Gesamte Betriebskosten	10.920

Tabelle 50: Wärmenetz mit Wärmeeinspeisung aus einem Holzheizwerk

Basisdaten	Thermische Leistung	240	kW
	Trassenlänge	790	m
	Spezifische Investitionskosten	268	€/m
	Investitionskosten (I ₀)	211.587	€
	zusätzliche Volllaststunden	1.000	h
	zusätzliche Wärmebereitstellung	240	MWh/a
	Wartung, Reparatur und Betrieb	1,5	%/a von I ₀
Jahreskosten (ohne Kapitalkosten)	Gesamte jährliche Kosten	3.174	€/a

Tabelle 51: Wärmenetz mit Wärmeeinspeisung aus einer Biogasanlage

Basisdaten	Thermische Leistung	340	kW
	Trassenlänge	910	m
	Spezifische Investitionskosten	268	€/m
	Investitionskosten (I_0)	243.727	€
	zusätzliche Volllaststunden	3.750	h
	zusätzliche Wärmebereitstellung	1.275	MWh
	Wartung, Reparatur und Betrieb	1,5	%/a von I_0
Jahreskosten (ohne Kapitalkosten)	Gesamte jährliche Kosten	3.656	€/a

Tabelle 52: Biomasse-Heizwerk mit 300 kW (ohne Nahwärmenetz).

Basisdaten	Thermische Leistung	300	kW
	Spezifische Investitionskosten	440	€/kW
	Investitionskosten (I_0)	131.932	€
	Volllaststunden	1.800	h
	Wärmebereitstellung	540	MWh/a
	Wartung, Reparatur und Betrieb	6	%/a von I_0
Jahreskosten (ohne Kapitalkosten)	Gesamte Betriebskosten (ohne Brennstoffkosten)	7.916	€/a

Tabelle 53: Biomasse-Heizwerk mit 350 kW (mit Nahwärmenetz).

Basisdaten	Thermische Leistung	350	kW
	Spezifische Investitionskosten	431	€/kW
	Investitionskosten (I_0)	150.680	€
	Volllaststunden	2.500	h
	Wärmebereitstellung	875	MWh/a
	Wartung, Reparatur und Betrieb	6	%/a von I_0
Jahreskosten (ohne Kapitalkosten)	Gesamte Betriebskosten (ohne Brennstoffkosten)	9.041	€/a

A.5 Energiepreise Förderjahr 2011

Tabelle 54: Übersicht über die verwendeten Preissteigerungsraten und Annuitäten für Energiepreise (Preisbasis 2012). Quellen: BMWi (2012), Nitsch et al. (2012)

Energieträger	Annuität in €/GWh	mittlere reale Preissteigerungsrate p.a.
Rohöl (Importpreis)	56.108	2,5%
Erdgas (Importpreis)	31.663	3,1%
Steinkohle (Importpreis)	18.153	4,0%
Erdgas (frei Kraftwerk)	34.118	3,0%
Steinkohle (frei Kraftwerk)	18.735	4,0%
Braunkohle (frei Kraftwerk)	5.028	0,6%
Heizöl (Verbraucherpreis)	91.743	3,6%
Erdgas (Verbraucherpreis)	78.174	2,9%
Steinkohle (Verbraucherpreis)	56.619	4,0%
Braunkohle (Verbraucherpreis)	54.446	0,6%

Zur ausführlichen Darstellung der angenommenen Preisentwicklungen wird auf Nitsch et al. (2012) verwiesen. Der für diese Studie gewählte Preispfad „A: Deutlich“ stellt aus heutiger Sicht die realistischste Entwicklung dar.

Sämtliche Energiepreise sind ohne Mehrwertsteuer angegeben. Weiterhin werden im Rahmen dieser Studie externe Effekte der Nutzung fossiler Energieträger bzw. die Internalisierung dieser Effekte nicht berücksichtigt. Die angegebenen Energiepreise stellen somit nur die reinen Brennstoffkosten ohne CO₂-Aufschläge dar.

Durch das geänderte Ausgangsjahr 2011, durch die Anhebung der Preisbasis von 2009 auf 2012 sowie durch leichte Änderungen in den Preispfaden in Nitsch et al. (2012) resultieren abweichende Annuitäten im Vergleich zu den Vorgängerstudien. Auswirkungen hat insbesondere die Preissteigerung für Rohöl und Heizöl in 2011 gegenüber 2010.

Tabelle 55 zeigt ein Beispiel für die Berechnung der Annuität aus einer Zeitreihe. Ausgangsbasis der Berechnungen sind die Eckdaten in der linken Tabelle. Diese werden in der rechten Tabelle linear interpoliert und in €/GWh umgerechnet. Mit einem kalkulatorischen Zinssatz von real 6 % (nach der BMU-Leitstudie Nitsch et al. 2012) werden die jährlichen Werte auf das Basisjahr abgezinst und zu einem Kapitalwert aufsummiert. Der Kapitalwert wird anschließend mit dem kalkulatorischen Zinssatz in eine Annuität umgerechnet.

Tabelle 55: Berechnung der Annuität am Beispiel Erdgas (Haushalte).

Ausgangswerte:		Interpolierte Werte abgezinst		
Jahr	€/GWh	Jahr	€/GWh	€/GWh
2011	57.254	2011	57.254	57.254
2015	66.666	2012	59.607	56.233
2020	76.352	2013	61.960	55.144
2025	86.998	2014	64.313	53.999
2030	98.516	2015	66.666	52.806
2035	109.249	2016	68.604	51.265
		2017	70.541	49.728
		2018	72.478	48.202
		2019	74.415	46.689
		2020	76.352	45.193
		2021	78.481	43.824
		2022	80.610	42.465
		2023	82.740	41.119
		2024	84.869	39.790
		2025	86.998	38.479
		2026	89.302	37.262
		2027	91.605	36.060
		2028	93.909	34.874
		2029	96.213	33.707
		2030	98.516	32.561
		Kapitalwert		896.653
		Annuität		78.174

Kalkulatorischer Zinssatz: 6 %

A.6 Ermittlung von Bruttobeschäftigungseffekten

Beschäftigungswirkungen ergeben sich aus den Investitionen in und dem Betrieb von geförderten Anlagen. Darüber hinaus ist zwischen direkten Effekten bei Anlagenherstellern, -errichtern sowie Wartungsfirmen auf der einen Seite und den indirekten Effekten aus Vorleistungen wie Lieferungen von Vorprodukten auf der anderen Seite zu unterscheiden.

Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien ist das Ergebnis von Entscheidungen privatwirtschaftlicher Akteure. Einen wichtigen Einflussfaktor stellen dabei unterschiedliche Fördermaßnahmen des Staates oder von Förderträgern dar, welche die erwartete Rentabilität und damit das privatwirtschaftliche Investitionskalkül beeinflussen. In diesem Sinne wird hier von „durch Fördermaßnahmen ausgelöster Bruttobeschäftigung“ gesprochen, wenn die zugrunde liegenden Investitionen durch Fördermaßnahmen der KfW mitfinanziert wurden.

Die Schätzung der durch die Fördermaßnahmen der KfW im Bereich der Erneuerbaren Energien ausgelösten Bruttobeschäftigung basiert auf einem nachfrageorientierten Ansatz, der als Ausgangspunkt die durch die unterschiedlichen Förderprogramme ausgelöste Nachfrage nach Gütern hat. Als wesentliche Komponenten der in die Untersuchung einbezogenen Nachfrage werden die Investitionen in neu installierte Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien sowie die damit über den gesamten unterstellten Lebenszyklus der Anlagen verbundenen laufenden Aufwendungen zum Betrieb und zur Wartung berücksichtigt.¹⁸

Die modellgestützte Berechnung der Bruttobeschäftigung basiert methodisch auf der Input-Output-Analyse bzw. präzise ausgedrückt auf der Anwendung des offenen statischen Input-Output-Mengenmodells¹⁹. Mit diesem Schätzansatz werden nicht nur die (direkten) Beschäftigten ermittelt, die in den Unternehmen arbeiten, die selbst die nachgefragten Güter wie Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien produzieren, sondern es werden auch die Beschäftigten erfasst, die in jenen Unternehmen arbeiten, die Vorprodukte zur Herstellung der gefertigten Anlagen bereitstellen. Es werden mit dieser Methode also auch jene Beschäftigungsanteile abgeschätzt, die indirekt in den Vorleistungen zur Erstellung von nachgefragten Anlagen enthalten sind. Falls beispielsweise ein Mitarbeiter in einem Stahlwerk Stahl produziert, der später beim Bau einer Windkraftanlage Verwendung findet, wird genau der entsprechende Anteil des Arbeitsvolumens des Mitarbeiters

¹⁸ Andere mit der Nutzung der geförderten Anlagen verbundene Nachfrageelemente, wie zum Beispiel die mit der Verteilung oder dem Verkauf des produzierten Ökostroms verbundene Beschäftigung, bleiben unberücksichtigt.

¹⁹ Unter methodischer Perspektive erfolgt eine Zurechnung der Produktionswirkungen und daraus abgeleiteter Beschäftigungswirkungen zu empirisch ermittelten Endnachfragekomponenten.

modellmäßig der hier betrachteten Beschäftigung zugerechnet, obwohl dem Mitarbeiter selbst der Zusammenhang seiner Tätigkeit mit Erneuerbaren Energien unbekannt ist.

Das methodische Vorgehen setzt als wichtige Bausteine folgende Elemente voraus:

- Eine quantitative Abschätzung der im Inland wirksamen Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen auf Basis der betrachteten Förderprogramme im Berichtsjahr 2011. Voraussetzung hierfür sind empirische Informationen über den Import von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien. Die Abschätzung der Importe ist wichtig, weil nur für die im Inland produzierten Anlagen Beschäftigung in Deutschland anfällt, importierte Anlagen dagegen zu Produktions- und Beschäftigungswirkungen im Ausland (im jeweiligen Produktionsland) führen.²⁰ Informationen über Anlagenimporte sind schwierig zu ermitteln, hier wird auf Ergebnisse einer umfassenden Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Lehr et al. 2011) sowie auf aktuelle Ergebnisse für das Berichtsjahr 2011 (O'Sullivan et al. 2012) zurückgegriffen. Die im Inland wirksame Nachfrage ergibt sich, indem von der Schätzung der geförderten Investitionen nach Sparten die in der jeweiligen Sparte aus dem Ausland bezogenen Anlagen abgezogen werden.
- Eine Beschreibung der erneuerbaren Energietechnologien im Analyserahmen der Input-Output-Analyse, insbesondere eine Beschreibung der neu definierten Produktionsbereiche
 - Herstellung von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien in den betrachteten sieben Sparten (Wind, Photovoltaik, Solarthermie, Wasserkraft, Biomasse, Biogas und Geothermie)
 - Betrieb von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien in den betrachteten sieben Sparten (Wind, Photovoltaik, Solarthermie, Wasserkraft, Biomasse, Biogas und Geothermie)
 - Die Daten zur Beschreibung der Branchen zur Herstellung von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien sowie der Bereiche zum Betrieb von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien entsprechen den Ergebnissen aus Lehr et al. (2011). Die Fortschreibung der Arbeitsproduktivitäten für das aktuelle Berichtsjahr sind mit der aktuellen Schätzung für das Berichtsjahr 2011 abgestimmt (O'Sullivan et al. 2012).
- Als Input-Output-Tabelle für Deutschland wird die derzeit aktuellste Tabelle für das Berichtsjahr 2007 (vgl. Statistisches Bundesamt 2010) verwendet. Die Arbeitskoeffizienten (Anzahl der Beschäftigten je Einheit Bruttoproduktionswert), die sich aus der amtlichen Tabelle für das Jahr 2007 ergeben, werden in der sektoralen Gliederung der verwendeten Input-Output-Tabelle bis zum Jahr 2011 fortgeschrieben. Für die Abschätzung der Beschäftigung aus dem Betrieb der Anlagen

²⁰ Dabei wird in Übereinstimmung mit Lehr et al. (2011) angenommen, dass der Beschäftigungseffekt durch Installation von importierten Anlagen vernachlässigt werden kann.

über die unterstellte Lebensdauer von 20 Jahren werden darüber hinaus Fortschreibungen der sektoralen Arbeitsproduktivitäten über einen längeren Zeitraum durchgeführt, die mit größeren Unsicherheiten als die übrigen Fortschreibungen verbunden sind.

Für die Wirkung der Investitionen auf die Beschäftigungseffekte wurde (mit Ausnahme der Offshore-Windenergie – vgl. Textteil) angenommen, dass die gesamten Investitionen zu Beschäftigung im Jahr 2011 führen. Es wurden also alle Investitionen als im Jahr 2011 beschäftigungswirksam angenommen. Die Beschäftigung durch den Betrieb der Anlagen wurde für die auf die Errichtung folgenden 20 Jahre (2011 bis 2030) abgeschätzt.