



Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014

Evaluierung des Förderjahres 2013

Ausarbeitung im Auftrag des



Autoren

Achim Stuible, Daniel Zech, Tjark Kohberg, Hans-Friedrich Wülbeck (Fichtner)
Evelyn Sperber, Michael Nast (DLR)
Hans Hartmann, Klaus Reisinger, Kathrin Bruhn (TFZ)
Christian Budig, Janybek Orozaliev, Felix Pag, Klaus Vajen (IdE)
Ronny Erler (DBI-Gas- und Umwelttechnik)
Sebastian Janczik (TUHH - IUE)
Andreas Hermelink, Ashok John, Markus Offermann, Sven Schimschar (Ecofys)
Gerhard Stryi-Hipp, wissenschaftlicher Berater (Fraunhofer ISE)

FICHTNER

Sarweystraße 3 • 70191 Stuttgart
Postfach 10 14 54 • 70013 Stuttgart
Tel.: 0711 8995-0
Fax: 0711 8995-459
www.fichtner.de

Ansprechpartner: Dr. Achim Stuible
Durchwahl: 253
E-Mail: Achim.Stuible@fichtner.de

Rev.	Rev.-Datum	Inhalt /Änderung	Erstellt / Geändert	Geprüft / freigegeben
0	14.05.2014	Entwurfsbericht	Zec	Sui
1	15.05.2014	angepasster Entwurfsbericht	Zec	Sui
2	31.07.2014	Zwischenbericht	Zec	Sui
3	11.02.2015	angepasster Zwischenbericht	Zec	Sui
4	10.04.2015	barrierefreier Zwischenbericht	Zec 	Sui 

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	1
1. Einführung	7
1.1 Aufgabenstellung	7
1.2 Methodisches Vorgehen	8
1.2.1 Grundsätzliches	8
1.2.2 Schritte der Methodenentwicklung und Durchführung	10
1.3 Datengrundlage	13
1.3.1 Förderstatistik des BAFA	13
1.3.2 Förderstatistik der KfW	15
2. Das MAP 2013 im Überblick	17
2.1 Anzahl Förderfälle	17
2.1.1 BAFA-Teil - Basisförderung	17
2.1.2 BAFA-Teil - Bonusförderung	18
2.1.3 KfW	21
2.2 Installierte Leistung	22
2.2.1 BAFA	22
2.2.2 KfW	24
2.3 Energiebereitstellung aus geförderten Anlagen	25
2.4 Ausgelöste Investitionen und eingesetzte Fördermittel	27
2.4.1 Ausgelöste Investitionen und eingesetzte Fördermittel (BAFA)	27
2.4.2 Ausgelöste Investitionen und eingesetzte Fördermittel (KfW)	29
2.5 Anteil geförderter Anlagen am Anlagenzubau	30
2.6 Vermiedene CO ₂ -Emissionen	31
2.7 Vermiedene externe Kosten	33
2.8 Arbeitsplätze durch MAP-geförderte Anlagen	34
2.9 Langfristigkeit des Förderprogramms	35
3. Erfolgskontrolle	37
3.1 Zielerreichungskontrolle	37
3.1.1 Ausbau der erneuerbaren Wärme- und Kälteversorgung	37
3.1.2 Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit	40

3.1.3	Schaffung einer nachhaltigen Versorgungsstruktur	46
3.1.4	Technologischer Standard und Innovation	50
3.2	Wirkungskontrolle	51
3.2.1	Indikatoren für die Wirksamkeit des Programms	51
3.2.2	Erfolgsfaktor Bekanntheit des Programms	54
3.2.3	Fokusgruppen als Methode der Wirkungskontrolle	55
3.3	Wirtschaftlichkeitskontrolle	56
3.3.1	Wirtschaftlichkeit der Fördermaßnahmen	56
3.3.2	Kosten-Nutzen-Verhältnis der Fördermaßnahmen	58
3.4	Zusammenfassung der Erfolgskontrolle	60
3.4.1	Zielerreichung	60
3.4.2	Wirkungskontrolle	63
3.4.3	Wirtschaftlichkeitskontrolle	64
4.	Empfehlungen	65
4.1	Kleine Biomasse	65
4.2	Große Biomasse	66
4.3	Wärmenetze	67
4.4	Wärmespeicher	68
4.5	Solarthermie	68
4.6	Wärmepumpen	71
4.7	Tiefengeothermie	72
4.8	Biogasaufbereitungsanlagen	76
4.9	Biogasleitungen	77
5.	Literatur- und Quellenverzeichnis	79
6.	Appendices	81

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Zusammenhänge zwischen Förderprogramm und Erfolgskontrolle	8
Abbildung 1-2:	Idealtypisches Wirkungsmodell eines Förderprogramms (IfS)	9
Abbildung 1-3:	Schrittweise Vorgehensweise in dieser Studie	10
Abbildung 1-4:	Im Jahr 2013 gestellte und bewilligte Anträge sowie errichtete Anlagen mit Förderung im BAFA Teil (Stichtag 14.04.2014)	13
Abbildung 2-1:	Anteil von Anlagen mit einer oder mehreren Bonusförderungen an der Gesamtzahl der in 2013 errichteten Anlagen mit MAP Förderung	19
Abbildung 2-2:	Anteil unterschiedlicher Bonusarten an der Gesamtzahl der Anlagen, die Bonusförderung erhielten	20
Abbildung 2-3:	Aufteilung der als Boni gewährten Förderzahlungen auf die unterschiedlichen Boni-Arten für in 2013 errichtete Anlagen.	20
Abbildung 2-4:	Aufteilung der im Jahr 2013 installierten Leistung MAP-geförderter Anlagen im BAFA-Teil	24
Abbildung 2-5:	Anteil der im Rahmen des MAP errichteten Anlagen am Gesamtumsatz	31
Abbildung 2-6:	Vermiedene Emissionen nach Technologiegruppen	33
Abbildung 2-7:	Abschätzung des MAP induzierten Anteils an der Beschäftigung im EE-Sektor	35
Abbildung 3-1:	Vergleich MAP Zubau 2013 mit den Zielen der Leitstudie 2012 (Endenergie)	37
Abbildung 3-2:	Erreichung der Ausbauziele	39
Abbildung 3-3:	Vergleich der Wärmegestehungskosten von erneuerbaren Energien in einem sanierten Einfamilienhaus im Jahr 2012-2013 (ohne Förderung).	41
Abbildung 3-4:	Vergleich der Wärmegestehungskosten von erneuerbaren Energien in einem sanierten Mehrfamilienhaus im Jahr 2012-2013 (ohne Förderung).	42
Abbildung 3-5:	Spartenspezifische Wärmegestehungskosten und deren Förderanteil für ein saniertes Einfamilienhaus Typ E	53
Abbildung 3-6:	Förderanteil an den Mehrkosten gegenüber eines Gas-Brennwertkessels (EFH Typ E)	53
Abbildung 3-7:	Ausgelöste Investitionen je Euro Förderung BAFA-Teil 2011 - 2013	57
Abbildung 3-8:	Hebeleffekt KfW-Teil 2013	57

Tabellenverzeichnis

Tabelle 0-1:	Zusammenfassende Bewertung der Zielerreichungskontrolle	4
Tabelle 1-1:	Anzahl und Art der ausgewerteten Rechnungen 2013 im Vergleich zu den Vorjahren (BAFA-Teil)	14
Tabelle 2-1:	Anzahl errichteter Anlagen mit MAP-Förderung über BAFA 2011-2013 nach Technologien	18
Tabelle 2-2:	Übersicht über die Kerndaten im KfW-Teil, 2013	21
Tabelle 2-3:	Installierte Leistung BAFA Teil 2011-2013	23
Tabelle 2-4:	Kapazität der wertgestellten Anlagen im KfW-Teil nach Technologien	25
Tabelle 2-5:	Jährliche Energiebereitstellung aus im Jahr 2013 errichteten Anlagen, die durch das MAP gefördert wurden	26
Tabelle 2-6:	Ausgelöste Investitionen und aufgewendete Fördermittel 2012 und 2013	27
Tabelle 2-7:	Nettoinvestitionen (korrigiert) und Fördermittel BAFA-Teil	28
Tabelle 2-8:	Übersicht über Anzahl, Investitionen, Kreditvolumina und Tilgungszuschüsse im KfW-Teil der im Jahr 2013 errichteten Anlagen	29
Tabelle 2-9:	Absatzzahlen von Wärmeanlagen mit durchgeführten statistischen Korrekturen	30
Tabelle 2-10:	Durch im Jahr 2013 im Rahmen des MAP errichtete Heizanlagen vermiedene CO ₂ -Emissionen	33
Tabelle 2-11:	Durch im Rahmen des MAP 2013 errichtete Anlagen vermiedene externe Kosten	34
Tabelle 3-1:	Spartenspezifische Zielwerte für den Zeitraum 2010-2015 im Vergleich zum tatsächlich realisierten Zubau im Jahr 2013	38
Tabelle 3-2:	Jährliche durchschnittliche Änderung der spezifischen Wärmegestehungskosten in der Periode 2012/13 gegenüber 2010/11.	42
Tabelle 3-3:	Kostensenkungsziele für einzelne Technologien	43
Tabelle 3-4:	Herfindahl-Hirschmann-Index für Biomasetechnologien und Wärmepumpen	44
Tabelle 3-5:	Anzahl der neuen Anbieter absolut und relativ zur jeweiligen Gesamtzahl der Anbieter für die Märkte Biomasse, Solarkollektoren und Wärmepumpen	45
Tabelle 3-6:	Besonders zukunftsweisend eingestufte Technologien im Bereich Biomasse-Kleinanlagen. Vergleich von Ist- und Zielwert.	47

Tabelle 3-7:	Besonders zukunftsweisend eingestufte Technologien im Bereich Solarkollektoren. Vergleich von Ist- und Zielwert	48
Tabelle 3-8:	Besonders zukunftsweisend eingestufte Technologien im Bereich Umweltwärme. Vergleich von Ist- und Zielwert	49
Tabelle 3-9:	Zielerreichungsgrad bezüglich des Anteils besonders zukunftsweisend eingestufte Technologien	50
Tabelle 3-10:	Vermiedene CO ₂ -Emissionen pro Fördermittel und Minderungskosten	59
Tabelle 3-11:	Vermiedene Externe Kosten pro Fördermittel	60
Tabelle 3-12:	Zusammenfassende Bewertung der Zielerreichungskontrolle	63
Tabelle 4-1:	Beispiele für verschiedene Strom – Wärme – Verhältnisse nach Vorschlag A und Vorschlag B	76

Zusammenfassung

Mit der Einführung des Marktanreizprogramms (MAP) am 1. September 1999 hat die Bundesregierung ihr zentrales Förderinstrument zum Ausbau des Einsatzes erneuerbarer Energien im Wärmebereich implementiert. Seitdem konnte auch mit Hilfe der MAP-Förderung der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme auf 9,1 % ausgebaut werden. Im Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), das im Jahr 2009 in Kraft trat, wurde die MAP-Förderung zudem gesetzlich verankert.

Das MAP umfasst zwei Förderteile, für die je nach Art und Größe der Investitionsmaßnahme folgende Stellen zuständig sind:

- die Förderung für überwiegend kleine Anlagen im Bereich Solarthermie und Biomasse und für Wärmepumpen bis 100 kW Leistung wird über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und
- für alle anderen und größeren Anlagen über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) abgewickelt.

Das BAFA vergibt dabei ausschließlich Investitionszuschüsse, während die KfW zinsgünstige Darlehen mit Tilgungszuschüssen gewährt.

Während die Statistiken von BAFA und KfW sich auf die in einem bestimmten Zeitraum geförderten Anlagen beziehen, basieren die Auswertungen zur MAP-Evaluierung auf den Zahlen der in einem bestimmten Zeitraum errichteten Anlagen (vgl. hierzu auch Abschnitt 1.3.1). Nachfolgend wird eine Übersicht der geförderten und errichteten Anlagen gegeben.

Übersicht geförderte Anlagen

Mit Blick auf die Zahl der im Jahr 2013 geförderten Vorhaben und der ausgezahlten Fördermittel ergibt sich im Vergleich zum Vorjahr ein heterogenes Bild. So lag die Zahl der durch das BAFA geförderten Vorhaben mit 72.127 Anlagen etwa 3,5 % unter denen des Vorjahres, die ausgezahlten Investitionszuschüsse in Höhe von 160 Mio. € sind dagegen rund 10 % höher. Die geförderten BAFA-Vorhaben umfassen insgesamt ein Investitionsvolumen von 937 Mio. € (rund 3 % niedriger im Vergleich zum Vorjahr).

Ein leichter Rückgang um etwa 1 % ist bei Projekten zu verzeichnen, die von der KfW gefördert wurden. Die neuen Zusagen im Programmteil Premium belaufen sich auf 2.695 Anlagen. Diese umfassen ein Darlehensvolumen von 282,3 Mio. € und Tilgungszuschüsse in Höhe von rund 84 Mio. € (jeweils etwa minus 20 % im Vergleich zum Vorjahr). Das durch die KfW-Förderung ausgelöste Investitionsvolumen betrug 397 Mio. €. Ein Großteil dieser Investitionen wird erst im Verlauf des Jahres 2014 fertiggestellt und damit in dieser Evaluierung des Förderjahrgangs 2013 nicht berücksichtigt. Insgesamt wur-

den durch das MAP Investitionen in Höhe von 1.334 Mio. € ausgelöst.

Wie schon in der vorangegangenen Evaluierungsperiode (2009 bis 2011) sind die im Evaluierungsjahr **errichteten** Anlagen (s. folgender Textabschnitt) die Grundlage der Evaluation, wodurch sich die Zahlen von denen der im Evaluierungsjahr **geförderten** Anlagen (s.o.) unterscheiden. Da beim BAFA das sog. einstufige Förderverfahren zur Anwendung kommt, bei dem ein Förderantrag erst nach Abschluss der Investition gestellt wird, haben einige der 2013 errichteten Anlagen auch erst im Jahr 2014 einen Förderbescheid erhalten. In dieser Evaluation sind alle Anlagen berücksichtigt, die spätestens am 14. April 2014 einen Förderbescheid des BAFA erhalten haben bzw. deren Tilgungszuschuss bis zum 31.12.2013 von der KfW wertgestellt wurde. Auch nach diesem Zeitpunkt können weitere, im Jahr 2013 errichtete Anlagen gefördert worden sein, so dass die Statistik zum Zeitpunkt der Evaluation nicht vollständig sein kann. Beim BAFA können Förderanträge für im Jahr 2013 errichtete Anlagen noch bis zum 30.06.2014 eingereicht werden.

Übersicht errichtete Anlagen

Im Jahr 2013 stieg die Zahl der insgesamt errichteten Anlagen gegenüber dem Vorjahr um rund 5.500 Anlagen. Die dafür ausgezahlten Fördermittel stiegen gegenüber dem Vorjahr um 9 %. Insgesamt wurden mit einer MAP-Förderung im Umfang von rund 296 Mio. € 69.622 Anlagen mit einem Investitionsvolumen von 1.433 Mio. € (plus 3 % im Vergleich zum Vorjahr) errichtet.

Auf die BAFA-Förderung entfielen dabei 66.934 errichtete Anlagen, im Vergleich zu 2012 entspricht dies einem Zuwachs von knapp 9 %, so dass etwa das Niveau von 2011 erreicht wird. Die installierte Leistung wurde um 11 % ebenfalls deutlich erhöht, im Vergleich zu 2011 sogar über 15 %. Das BAFA zahlte für diese Anlagen 145 Mio. € Förderung aus, damit wurden Investitionen von rund 812 Mio. € ausgelöst. Die Anzahl der eingegangenen Anträge ist um 18 % gestiegen, die Anzahl der bewilligten Anträge hat im Vergleich zum Vorjahr hingegen um 3 % abgenommen. Zu beachten ist jedoch, dass sich ein Teil der eingegangenen Anträge auf Anlagen bezieht, die im Vorjahr errichtet wurden.

Im Rahmen des KfW-Programms Erneuerbare Energien, Programmteil Premium, wurden 2.688 errichtete Anlagen mit 151 Mio. € (inkl. Zinsvorteil) gefördert, was zu Investitionen von 621 Mio. € führte.

Gegenüber dem Niveau des Jahres 2012 wurden 2013 mit der BAFA-Förderung sowohl mehr Biomasseanlagen, als auch mehr Wärmepumpen errichtet. Die Anzahl solarthermischer Anlagen erreicht etwa das gleiche Niveau. Technologiebezogen ist 2013 bei den kleinen Biomasseanlagen ein Zuwachs von 18 % zu verzeichnen, dieser in erster Linie im Bereich der Pelletkessel. Somit liegen die Zahlen der errichteten Biomasse-Anlagen gegenüber dem bereits im Vorjahr angestiegenen Niveau noch einmal höher. Die Anzahl der

errichteten Wärmepumpenanlagen stieg um 5 % wieder etwas stärker an als im Vorjahr. Nach dem starken Rückgang bei den solarthermischen Anlagen im letzten Jahr haben sich die Zahlen in diesem Jahr wieder stabilisiert.

Der Schwerpunkt der Förderung im BAFA-Teil lag nach wie vor bei den Biomasseanlagen (51 %) sowie den Solaranlagen (42 %). Wärmepumpen hingegen hatten einen Anteil von nur 7 %. Im BAFA-Förderteil gibt es neben der Basis- und Innovationsförderung auch eine Bonusförderung, deren Nachfrage im Vergleich zum Vorjahr mit 14 % deutlich angestiegen ist. Etwa 35 % aller im Jahr 2013 installierten Anlagen im BAFA-Teil erhielten neben der Basisförderung auch noch eine oder mehrere Bonusförderungen.

Bei der KfW wurden 2013 insgesamt 2.688 Anlagen wertgestellt. Der Schwerpunkt der Förderanträge liegt mit 1.741 Anträgen auch in diesem Jahr wieder im Bereich der Wärmenetze. Die Anzahl der in 2013 eingegangenen Anträge ist insgesamt gegenüber dem Vorjahr um gut 20 % zurückgegangen.

Durch die im Jahr 2013 geförderten Anlagen aus dem BAFA- und KfW-Teil zusammen können jährlich rund 2,4 TWh Wärmeenergie bereitgestellt werden. Sie vermeiden zusammen etwa 816.000 t CO₂-Äquivalente pro Jahr. Die durch das MAP vermiedenen jährlichen externen Kosten belaufen sich auf 67 Mio. €.

Erfolgskontrolle

Die allgemeine Zielsetzung des MAP, die in der Zweckbestimmung des Haushaltstitels „Förderung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien“ (bis 2013 Kapitel 1602 Titel 686 24, ab 2014 Kapitel 0903 Titel 686 04) sowie in den Förderrichtlinien beschrieben ist, wurde im Rahmen dieses Vorhabens soweit möglich quantitativ und qualitativ mit Indikatoren belegt. Die Zielerreichung wurde mit Hilfe von sechs Indikatoren gemessen (Tabelle 0-1). Das MAP hat im Jahr 2013 nach den Berechnungen der Evaluatoren seine Programmziele insgesamt zu 69 % erreicht. Das MAP hat zu dem gewünschten Wachstum geführt und die Wettbewerbsfähigkeit der Erneuerbaren Energien im Wärmemarkt gestärkt.

Das Programmziel des MAP im Hinblick auf den jährlichen **Ausbau** der erneuerbaren Wärme- und Kälteversorgung von 2.585 GWh wurde 2013 mit 2.902 GWh/a übererfüllt. Das Ziel gilt als zu 100 % erreicht. Grund für die quantitative Übererfüllung ist, dass bei den kleinen Biomasseanlagen der angestrebte Zubau deutlich übertroffen wurde und dieser quantitativ zum Großteil den nur verhaltenen Zubau im Bereich Wärmepumpen sowie Solar- und Geothermie kompensiert. Im Bereich Wärmepumpen sowie Solar- und Geothermie liegt der Ausbau unter den Zielwerten. Außerdem lag im Bereich Wärmenetze die Zahl der Netze mit Biogasanlage als Wärmequelle (welche bei der EE-Wärmebereitstellung mitgerechnet werden) deutlich höher als erwartet.

Die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit wird mit Hilfe der drei Indikatoren „Senkung der spezifischen Wärmegestehungskosten, „Marktstruktur“ und „Marktdynamik“ bestimmt. Die Teilindikatoren werden unterschiedlich gewichtet zu einem Gesamtindikator zusammengefasst, wobei die Gewichtung einerseits die Bedeutung des jeweiligen Teilindikators für die Zielerreichung widerspiegelt, andererseits zusätzlich auch die unterschiedliche wissenschaftliche Güte der Indikatoren berücksichtigt. Das Ziel der Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt ist zu 47 % erreicht worden.

Tabelle 0-1: Zusammenfassende Bewertung der Zielerreichungskontrolle

Ziel	Priorität Ziele	Normierung	Indikator	Normierung	Zielerreichung in % MAP	Grad der Zielerreichung
Ausbau der erneuerbaren Wärme- und Kälteversorgung	1	35 %	Erreichung quantitativer Ziele		100 %	100 %
Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit	3	20 %	Senkung der Energiegestehungskosten	80 %	34 %	47 %
			Marktstruktur und Wettbewerb	15 %	100 %	
			Marktdynamik	5 %	100 %	
Schaffung einer nachhaltigen Versorgungsstruktur	2	30 %	Förderung zukunftsweisender Infrastrukturen		49 %	49 %
Erhöhung des technologischen Standards und der Innovation	4	15 %	Technologischer Standard und Innovation		66 %	66 %
						69 %

In allen Technologiebereichen konnten in den vergangenen Jahren mehrere Innovationen beobachtet werden, deren Marktpotenzial als mittel bis hoch eingeschätzt wird. Innovationen mit einem entsprechenden Marktpotenzial sind vor allem im Hinblick auf die Zielerreichung des MAP von besonderer Bedeutung. Eine qualitative Abwägung ergibt, dass das Ziel der Förderung von Innovationen zu zwei Drittel erreicht ist.

Die MAP-Förderung reduziert bei den Wärmegestehungskosten der geförderten Technologien die Mehrkosten im Vergleich zu einem konventionellen Heizungssystem. Betrachtet man die Förderanteile bezogen auf die Mehrkosten gegenüber einem fossil gefeuerten Referenzsystem, so ergeben sich Werte zwischen 7,1 % und 29,7 %.

Die Anreizwirkung der im Durchschnitt gewährten Förderanteile wird als gut bewertet.

Die Evaluierung ergibt durchschnittliche Hebeleffekte von 5,6 € je € Förderung im BAFA-Teil und 5,0 € je € Förderung im KfW-Teil. Diese bewegen sich in der üblichen Größenordnung öffentlicher Förderprogramme. Bei Hackgutanlagen, großen Biomasseanlagen und KWK-Biomasse-Anlagen wurden besonders hohe Hebel festgestellt, die vergleichsweise niedrigen Fördersätze spiegeln die nahe Konkurrenzfähigkeit dieser Anlagen mit den fossilen Alternativen wider.

Insgesamt kann das MAP mit durchschnittlichen Minderungskosten von 11,4 €/tCO₂ als kostengünstiges und effizientes Instrument betrachtet werden. Auch wenn einige Fördertatbestände wie Wärmepumpen und Solarthermie mit 160 €/tCO₂ und mehr weit über der Wirtschaftlichkeit liegen, so können diese unter den Gesichtspunkten einer Diversifizierung doch als berechtigt gelten. Auch ist die Einsparung von CO₂ lediglich ein Unterziel des Förderprogramms.

Im Durchschnitt werden von den betrachteten Fördertatbeständen im MAP 5,3 € externe Kosten pro € Fördermitteleinsatz vermieden. Als deutlich unwirtschaftlich hinsichtlich der Fördereffizienz konnten die Luft-Wasser-Wärmepumpen identifiziert werden, welche mit 0,2 € vermiedenen Kosten pro € eingesetzten Fördermitteln das Schlusslicht bilden.

Energieeffizienz in Gebäuden

Der relative Anteil erneuerbarer Energien ist auch von der Energieeffizienz der Gebäude bzgl. Heizung, Kühlung und Warmwasser abhängig. Je weniger Nutzenergie für die Energiedienstleistungen „behaftlich warmer Raum“, „behaftlich kühler Raum“, „Duschen mit angenehm warmen Wasser“ benötigt wird, desto leichter kann hieran ein hoher relativer Anteil erneuerbarer Wärmeenergie erzielt werden.

Neben der allgemeinen Analyse sowie der Erfolgskontrolle zur MAP-Förderung behandelt Appendix 8 daher das Thema Energieeffizienz in Gebäuden. Es werden konkrete Beispiele, wie eine explizite Berücksichtigung von Aspekten der Energieeffizienz bei der Inanspruchnahme von MAP Förderung belohnt werden kann, vorgestellt.

1. Einführung

Der Ausbau erneuerbarer Energien wurde bereits in der Vergangenheit erheblich gefördert und bedarf angesichts der Ziele der Bundesregierung auch in der Zukunft einer weiteren öffentlichen Förderung. Das MAP des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie ist ein Investitionsmotor, denn die ausgelösten Investitionen schonen nicht nur das Klima, sondern schaffen Arbeitsplätze und tragen zu einem nachhaltigen Umbau des Wärmesektors bei.

Durch die Förderung wird eine zusätzliche Nachfrage induziert, die mittelfristig erneuerbare Energien zu einer breitenwirksamen und konkurrenzfähigen Option für die Bereitstellung von Wärme entwickelt. Mit gezielt definierten Fördertatbeständen sollen die Energiegestehungskosten dieser erneuerbaren Technologien im Vergleich zu den fossilen Konkurrenztechnologien reduziert, d.h. die Differenzkosten gesenkt und Anreize für besonders effiziente Technologien geschaffen werden. Zukünftig werden diese Technologien so auch ohne Förderung zu wirtschaftlichen Alternativen.

Bei der Bewertung ist zu beachten, dass das MAP nicht das einzige Instrument zur Förderung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kältebereitstellung ist. Auf Bundesebene existieren beispielsweise durch das EEWärmeG auch Vorgaben für eine anteilige Nutzung erneuerbarer Energien in Neubauten und in grundlegend renovierten öffentlichen Gebäuden. Die KfW vergibt daneben außerhalb des MAP zinsgünstige Darlehen für Investitionen in erneuerbare Energien. Und schließlich fördern auch einige Länder und kommunale Gebietskörperschaften den Einsatz erneuerbarer Energien in unterschiedlicher Form. Somit können die am Markt zu beobachtenden Entwicklungen nicht allein auf das MAP zurückgeführt werden. Das MAP stellt bis dato dennoch das bedeutendste Instrument zur Förderung von erneuerbaren Energien zur Wärme- und Kältebereitstellung dar.

1.1 Aufgabenstellung

Der vorliegende Bericht umfasst die Evaluierung des MAP für das Förderjahr 2013. Es werden die Wirkungen des Förderprogramms im Hinblick auf die umwelt- und energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung bewertet und abschließend Handlungsoptionen aus den Ergebnissen abgeleitet. Weiterhin wird bewertet, ob die Ziele der Förderung richtig gewählt wurden, ob die Ziele mit den eingesetzten Instrumenten erreicht wurden, wie effektiv der Einsatz der Instrumente war und welche Konsequenzen und Wechselwirkungen mit anderen (Förder-) Instrumenten sich daraus ergeben.

1.2 Methodisches Vorgehen

1.2.1 Grundsätzliches

Für das MAP erfolgt die Erfolgskontrolle begleitend während der Laufzeit des Programmes. Die Förderanträge bzw. -bescheide werden jährlich jeweils für die Jahre 2012, 2013 und 2014 untersucht und ausgewertet. Die Erfolgskontrolle umfasst drei Schritte (vergleiche auch Abbildung 1-1):

- **Zielerreichungskontrolle**

Mit der Zielerreichungskontrolle wird durch einen Vergleich der geplanten Ziele mit der tatsächlich erreichten Zielrealisierung (Soll-Ist-Vergleich) festgestellt, welcher Zielerreichungsgrad zum Zeitpunkt der Erfolgskontrolle gegeben ist. Sie bildet gleichzeitig den Ausgangspunkt von Überlegungen für die Zielanpassung.

- **Wirkungskontrolle**

Diese ermittelt, ob die Maßnahme für die Zielerreichung geeignet und ursächlich war. Hierbei sind alle beabsichtigten und unbeabsichtigten Auswirkungen der durchgeführten Maßnahme zu ermitteln.

- **Wirtschaftlichkeitskontrolle**

Hier wird untersucht,

- a) ob der Vollzug der Maßnahme im Hinblick auf den finanziellen Ressourcenverbrauch wirtschaftlich war (Vollzugswirtschaftlichkeit) und
- b) ob die Maßnahme im Hinblick auf übergeordnete Zielsetzungen insgesamt wirtschaftlich war (Maßnahmenwirtschaftlichkeit).

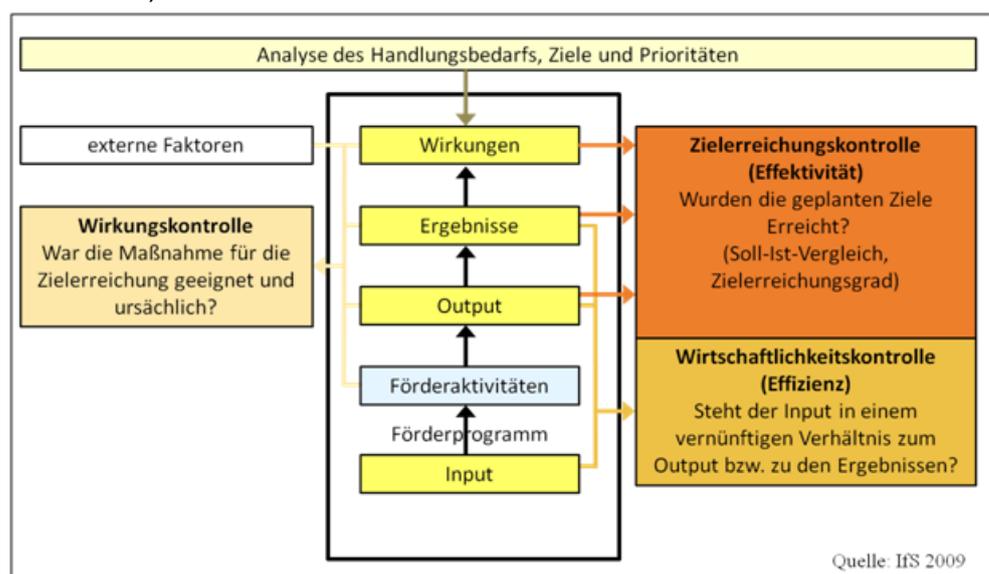


Abbildung 1-1: Zusammenhänge zwischen Förderprogramm und Erfolgskontrolle

Bei der Definition und Priorisierung der Ziele und Indikatoren wurde die im Auftrag des Bundesministeriums der Finanzen (BMF) 2009 vom Institut für Stadtforschung und Strukturpolitik (IfS) erstellte Studie „**Entwicklung von Performanzindikatoren als Grundlage für die Evaluierung von Förderprogrammen in den finanzpolitisch relevanten Politikfeldern**“ berücksichtigt. Diese Studie hatte zum Ziel, für verschiedene Förderpolitikbereiche Performanzindikatoren zu entwickeln und vorzuschlagen, darunter auch die Stärkung von erneuerbaren Energien im Bereich der Energiepolitik. Dabei wurde bei der Indikatorenentwicklung direkter Bezug auf § 7 BHO sowie die Konkretisierung vom Sommer 2006 zu den §§ 23 und 44 BHO über Zuwendungsveranschlagung und -vergabe genommen.

Grundlage für die Entwicklung von Indikatoren im Rahmen von Evaluierungen von Förderprogrammen bildet hierbei ein Wirkungsmodell, das laut IfS auch von der Europäischen Kommission bei der Strukturierung von Wirkungsbeziehungen von Förderprogrammen herangezogen wird (Abbildung 1-2).

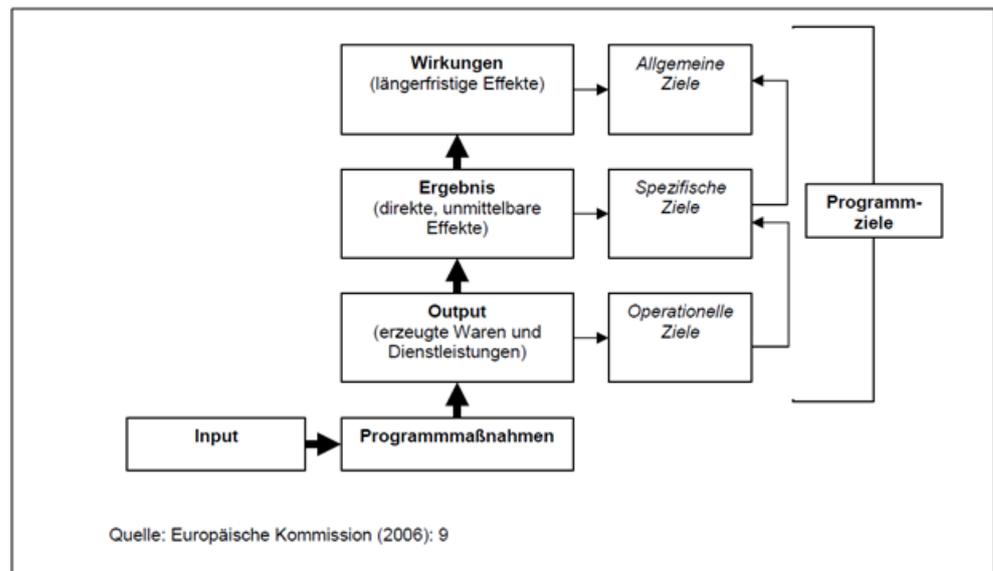


Abbildung 1-2: Idealtypisches Wirkungsmodell eines Förderprogramms (IfS)

Übertragen auf die Evaluation des MAP sieht das Wirkungsmodell wie folgt aus:

Die zur Verfügung stehenden Fördermittel geben als finanzieller **Input** im Rahmen des Förderprogramms Anstoß zu einer Realisierung eines Projektes. Im Falle des MAP handelt es sich um die Installation einer EE- Wärmanlage gem. Fördertatbeständen, welche damit auf der **Output**-Seite stehen. Zeitlich nach dem "Output", aber noch unmittelbar kausal mit der Programmmaßnahme in Verbindung stehen die **Ergebnisse** der Maßnahmen, also die Substitution von fossilen Brennstoffen, bzw. die eingesparte Energie oder die Entwicklung der Gesamtkapazitäten und damit auch die Reduktion von Emissionen. Mit größerem zeitlichem Abstand und meist nur mittelbar der Pro-

grammmaßnahme zuzurechnen sind schließlich die **Wirkungen** des Förderprogramms. Hierzu zählen längerfristige Effekte wie Schaffung einer wettbewerbsfähigen erneuerbaren Energien Branche, ein nachhaltiger Strukturwandel oder Weiterentwicklung von Technologien. Die Beziehung zwischen Fördermaßnahme und Wirkung wird als mittelbar bezeichnet, weil neben dem Impuls durch das Förderprogramm eine Reihe weitere externe und nicht durch das Programm zu steuernde Faktoren die Wirkungsgrößen beeinflussen.

1.2.2 Schritte der Methodenentwicklung und Durchführung

Die Entwicklung eines systematischen Prüfverfahrens a priori erweist sich im Rahmen der Programmevaluation als unumgänglich für die objektive und zielgerichtete Durchführung der Evaluation sowie der Interpretation der Ergebnisse und Ableitung von Maßnahmen und Empfehlungen. Hierbei werden zunächst die Ziele des MAP untersucht und aussagekräftige operationalisierbare Indikatoren für die Messung der Zielerreichung abgeleitet. Dem folgt eine Priorisierung der Ziele und Indikatoren sowie die Festlegung der Methoden und Datengrundlage für die Berechnung der Indikatoren. Nach Implementierung des methodischen Gerüsts erfolgt die eigentliche Evaluierung.

Abbildung 1-3 zeigt die einzelnen Schritte der Methodenentwicklung, gefolgt von einer kurzen textlichen Erläuterung.

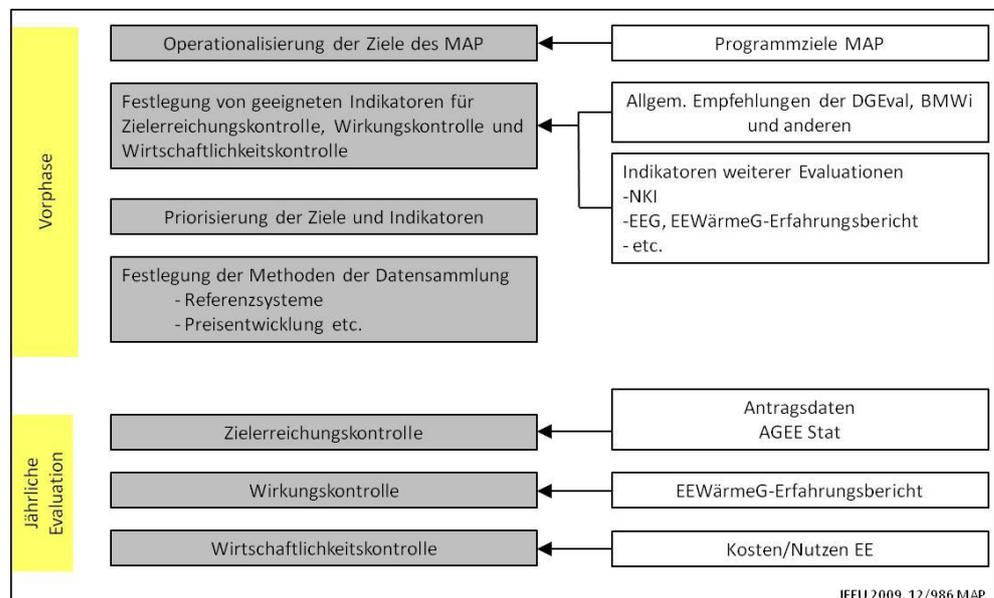


Abbildung 1-3: Schrittweise Vorgehensweise in dieser Studie

Vorphase: Schritte 1 bis 4

Schritt 1: Operationalisierung der Ziele des MAP

Unter die Ziele des MAP fallen sowohl kurzfristige Ergebnisse als auch langfristige Wirkungen des Instruments. Für die Zielerreichungskontrolle wurden die allgemeinen Ziele des MAP und des EEWärmeG in Unterziele aufgeteilt und operationalisiert.

Schritt 2: Festlegung von geeigneten Indikatoren für die Zielerreichungs-, Wirkungs- und Wirtschaftlichkeitskontrolle

Für die Bewertung der Erreichung der oben genannten Ziele und Unterziele werden geeignete, operationalisierbare Indikatoren abgeleitet. Das systematische Prüfsystem sollte eine Anzahl an Hypothesen beinhalten, die anhand von Daten getestet werden und somit als Indikatoren fungieren können.

Zu unterscheiden ist hierbei nach Input-, Output-, Ergebnis- und Wirkungsindikatoren, die verschiedene Stufen der Wirkungskette eines Förderprogramms beschreiben:

„Ziele auf Ebene des Inputs (etwa eine bestimmte Höhe zu vergebender Fördermittel), des Outputs (etwa eine bestimmte zu erreichende Projektanzahl), der Ergebnisse (etwa eine unmittelbar geschaffene Anzahl von Arbeitsplätzen) oder der Wirkungen (etwa in Form eines bestimmten Beitrages zur Entwicklung des BIP einer Region) können ... dargestellt werden.“ (IfS 2009).

Im Rahmen der Diskussion und Festlegung der Indikatoren für die MAP-Evaluierung im Zeitraum 2012 bis 2014 wurden die folgenden Vorarbeiten durchgeführt:

- Prüfung der festgelegten Ziele hinsichtlich ihrer Operationalisierbarkeit
- Auswertung der vorhergehenden Evaluierungen und derer Indikatoren
- Ergänzung fehlender Indikatoren
- Abgleich mit den Empfehlungen der DGEval und von IfS sowie der Arbeitsgruppe „Evaluation“ des BMWi
- Abgleich mit den Indikatoren der Nationalen Klimaschutzinitiative

Es ist zu beachten, dass die Wirkungskontrolle im Sinne der BHO nicht die Wirkungen im Sinne des IfS misst, sondern untersucht, ob der Input des Förderprogramms ursächlich für den Output, die Ergebnisse und letztlich auch die Wirkungen ist. Es besteht durchaus die Möglichkeit, dass zwei Indikatoren sich bezüglich Datengrundlage und Berechnungsverfahren weitgehend gleichen, aber zu unterschiedlichen Kategorien zählen, wie z.B. „Vermiedene CO₂-Emissionen“ (Zielerreichung) und die „CO₂-Fördereffizienz in Tonnen vermiedenem CO₂ pro € Fördermitteleinsatz“ (Wirtschaftlichkeitskontrolle). Die einzelnen Indikatoren werden in den folgenden Kapiteln bei der Diskussion der jeweiligen Ausprägung dargestellt.

Schritt 3: Priorisierung von Zielen und Indikatoren

Im Rahmen der Priorisierung wird die relative Bedeutung der Ziele und Indikatoren für die Einschätzung des MAP festgelegt. Dies ist wichtig, um die Effizienz des Evaluationsvorhabens zu gewährleisten und die ggf. gegenläufigen Resultate zweier unterschiedlicher Indikatoren bewerten zu können. Die Methoden zur Erhebung der notwendigen Daten werden bestimmt. In einer Experten-Diskussionsrunde wurden hierzu zunächst die Aussagekraft und Definition der vorgeschlagenen Ziele und Indikatoren analysiert und die daraus resultierenden Indikatoren mittels eines Paarvergleiches priorisiert.

Schritt 4: Entwicklung der Methoden zur Datensammlung

Existierende Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge können mit entsprechend aufbereiteten Daten aufgezeigt werden. Geeignete Methoden, die zur Generierung der erforderlichen Daten dienen, werden in Schritt 4 entwickelt. Die Effekte anderer Instrumente auf die Entwicklung des Zielmarktes müssen dabei berücksichtigt werden, sowohl begleitend als auch nach der Evaluation. In diesem Zusammenhang sind Abstimmungen bezüglich der Daten und Methoden vorzunehmen. Hierzu zählen

- Antrags- und Zusagedaten;
- Befragungen;
- Zusätzliche Informationen aus weiteren Vorhaben zu volkswirtschaftlichen Effekten, Wechselwirkungen mit anderen energiepolitischen Instrumenten etc.

Hierbei sind die Referenzsysteme der Wirtschaftlichkeits- und CO₂-Berechnungen zu Grunde zu legen (vergl. Abschnitt 1.3).

Eine ausführliche Beschreibung des methodischen Vorgehens findet sich im Bericht „**Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014. Entwicklung eines systematischen Prüfverfahrens**“, der im Rahmen dieses Vorhabens in Bezug auf die Schritte 1 bis 4 im September 2013 vorgelegt wurde.

Hauptphase: Jährliche Evaluation

Schritt 5: Durchführung der Zielerreichungs-, Wirkungs- und Wirtschaftlichkeitskontrolle

Im Rahmen der jährlichen Evaluation für die Jahre 2012, 2013 und 2014 wird die Zielerreichungs-, Wirkungs- und Wirtschaftlichkeitskontrolle mit Hilfe der Indikatoren durchgeführt. Daraus werden Empfehlungen für die weitere Gestaltung des MAP abgeleitet.

Die ausführliche Darstellung der Ergebnisse der Zielerreichungs-, Wirkungs- und Wirtschaftlichkeitskontrolle ist Teil dieses Berichtes.

1.3 Datengrundlage

1.3.1 Förderstatistik des BAFA

Als grundlegende Datenbasis wurden **Förderstatistiken** und Sonderauswertungen verwendet. Sie geben Auskunft über die Anzahl der geförderten als auch der abgelehnten Anträge, die Anzahl der realisierten Maßnahmen, das aufgebrauchte Fördervolumen und die im betrachteten Zeitraum ausgelösten Investitionen auf dem Zielmarkt. Zusätzliche Daten, die Auskunft über das Verhältnis der geförderten Anlagen zur Anlagenentwicklung insgesamt geben sowie die Förderanteile der einzelnen Sparten benennen, werden integriert. Es wird als Gesamtmarktentwicklung die Anzahl der gesamten Heizungsneuinstallationen und Heizungsmodernisierungen im betrachteten Zeitraum als Marktobergrenze herangezogen. Auswirkungen von geänderten Förderbedingungen auf die Marktverbreitung, z.B. Änderungen der Fördersätze, werden ebenfalls betrachtet.

Der Stichtag der Datenerfassung für den Errichtungszeitraum 2013 ist der 14. April 2014.

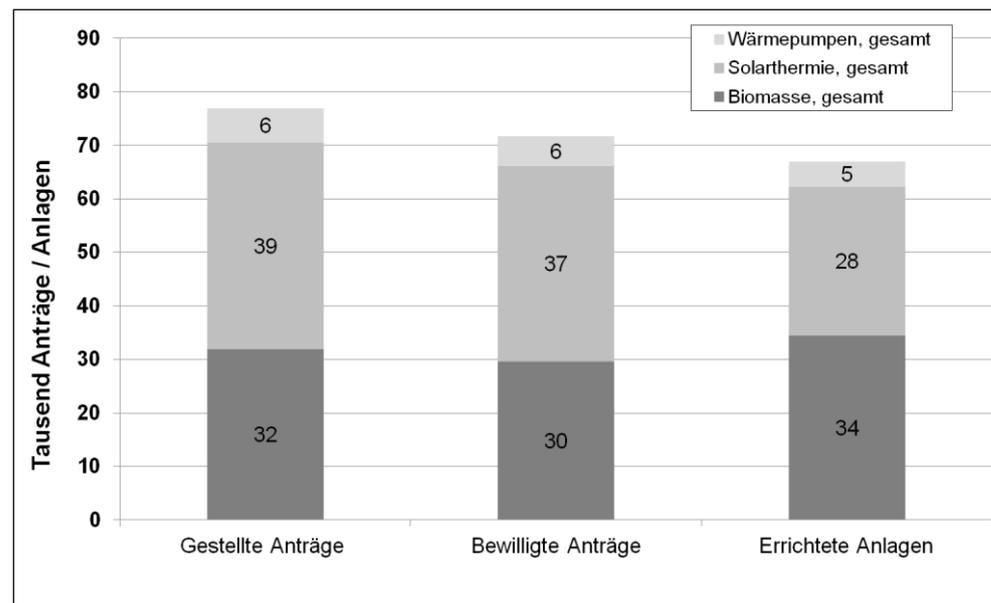


Abbildung 1-4: Im Jahr 2013 gestellte und bewilligte Anträge sowie errichtete Anlagen mit Förderung im BAFA Teil (Stichtag 14.04.2014)

Als zeitlicher Bezug für diese Evaluierung wurde das **Datum der Anlageninbetriebnahme** gewählt. Damit lässt sich die Zielerreichung des MAP-induzierten Zubaus an den Zielen der im Auftrag des BMU erstellten „Leitstudie“ (Nitsch und Wenzel 2012) messen, welche ebenfalls auf eine jahresscharfe Entwicklung des Zubaus aufbaut. Die Förderstatistik des BAFA weist dagegen den Eingang des Antrags, den Bewilligungszeitpunkt und das Datum der Auszahlung der Förderung aus. Da diese Zeitpunkte jedoch je nach Zeitpunkt der Einreichung und Bearbeitungsdauer mehrere Monate nach der eigentlichen Errichtung der Anlage liegen, lässt sich mit diesen Daten

nur unzureichend die zeitliche Entwicklung des Zubaus darstellen. Aus diesem Grund unterscheiden sich die Zahlen dieser Evaluierung maßgeblich von den vom BAFA ausgewiesenen Antragszahlen. Abbildung 1-4 verdeutlicht die Unterschiede in der Zuordnung für das Jahr 2013. Die gegenüber den gestellten Anträgen niedrigere Anzahl tatsächlich errichteter Anlagen hat zweierlei Gründe: Zum einen spiegelt sich hier ein Anstieg gegenüber dem Vorjahr wider, zum anderen waren zum Stichtag noch nicht für sämtliche in 2013 errichtete Anlagen eine Förderung beantragt worden.

Auswertung von Rechnungen

Zur Ermittlung solider Kostendaten wird eine repräsentative Stichprobe aus den beim BAFA eingereichten Rechnungsunterlagen ausgewertet. Dabei werden die verfügbaren Anträge für jede Sparte zunächst nach Bundesländern und dann nach der jeweiligen Technologie (z.B. bei Biomasse nach Pellet-, Hackgut- und Scheitholzkesseln sowie Pelletöfen) geschichtet, um eine in diesen Aspekten repräsentative Stichprobe zu erhalten.

Tabelle 1-1: Anzahl und Art der ausgewerteten Rechnungen 2013 im Vergleich zu den Vorjahren (BAFA-Teil)

Rechnungsauswertung	2011	2012	2013
Biomasse BAFA			
Pelletöfen	25	17	15
Pelletkessel	194	221	223
Scheitholz	119	104	98
Hackgut	13	11	15
Solarthermie BAFA			
Raumheizung			
Flachkollektor	193	103	183
Röhrenkollektor	43	29	56
Luftkollektor	-	-	
Prozesswärme			
Flachkollektor	-	1	0
Röhrenkollektor	-	1	0
Wärmepumpen BAFA			
Sole-Wasser	96	106	91
Luft-Wasser	86	152	136
Wasser-Wasser	33	32	36
Gesamt BAFA	769	777	853

Im nächsten Schritt werden für die Sparten Biomasse, Solarthermie und Wärmepumpen aus der geschichteten Grundgesamtheit für das Jahr 2013 jeweils gut 350 Rechnungen gezogen. Die Zahl der auswertbaren Rechnungen liegt je nach Technologie im Bereich 250-280

Rechnungen. Einen Überblick über die Anzahl der ausgewerteten Rechnungen der jeweiligen Technologie gibt Tabelle 1-1.

1.3.2 Förderstatistik der KfW

Für die von der KfW geförderten Maßnahmen stehen zwei Datenquellen zur Verfügung, die in unterschiedlicher Weise genutzt werden können.

KfW-interne Statistik

Die KfW erfasst in einer internen Datenbank wesentliche Daten der Kreditanträge, wobei der Datenumfang aufgrund der Anforderungen der Evaluierungen der letzten Jahre modifiziert wurde. Die Daten umfassen jedoch nur wenige technische und wirtschaftliche Informationen über die Vorhaben. Die KfW unterscheidet im Wesentlichen Kreditanträge und Darlehenszusagen für förderfähige Maßnahmen. Mit einem Kreditantrag können mehrere Maßnahmen beantragt werden (z.B. Biomasseanlage + Wärmenetz). Jede Maßnahme wird getrennt erfasst und wie ein separater Kredit verwaltet. Bei der Tiefengeothermie existiert die Besonderheit, dass für die vier möglichen Förderbausteine mehrere Darlehen mit Tilgungszuschuss zugesagt werden können, die sich auf nur eine Anlage beziehen. Soweit möglich wurden die Darlehen solcher Anträge bei der Datenauswertung zusammengefasst.

Verwendungsnachweise

Zusätzlich zu der KfW-internen Datenbank stehen für das Jahr 2013 Kopien aller Verwendungsnachweise für Auswertungen zur Verfügung.

Die Anträge auf Tilgungskostenzuschuss weisen insbesondere bei den technischen Parametern und der Gliederung der Gesamtinvestitionen einen deutlich höheren Detaillierungsgrad auf und ermöglichen somit weitergehende Detailaussagen. Aus Datenschutzgründen können diese Angaben nicht mit denen der KfW-Datenbank synchronisiert werden.

Die Anzahl der zur Verfügung gestellten Anträge auf Tilgungszuschuss ist nicht identisch mit der Anzahl erfasster Kredite, für die im jeweiligen Jahr die Wertstellung des Tilgungszuschusses erfolgte. Aus Datenschutzgründen können diese Angaben nicht mit denen der KfW-Datenbank synchronisiert werden, um die Ursache für die Unterschiede zu ermitteln.

Auswertungsmethodik

Die übergeordneten Auswertungen stützen sich, soweit es die in der Datenbank erfassten Daten ermöglichen, auf die KfW-Datenbank. Diese werden durch Angaben aus den Anträgen ergänzt, sofern zu diesen Anlagen keine Angaben in der Datenbank vorliegen. Wo sinnvoll und erforderlich, werden die Daten aus den Verwendungsnachweisen auf die Gesamtheit der in der KfW Datenbank berücksichtigten Anlagenanzahl umgerechnet.

Bei den Verwendungsnachweisen handelt es sich einerseits um Formulare der KfW, die nach Errichtung der Anlage ausgefüllt werden und insofern reale Daten widerspiegeln. Die Kreditnehmer können aber andererseits auch auf ihre Anträge auf Tilgungszuschuss verweisen, die die Plandaten widerspiegeln, da diese Anträge vor Vorhabenbeginn einzureichen sind. Solche Verweise auf Plandaten sind jedoch nur möglich, wenn mit dem Verwendungsnachweis bestätigt wird, dass die Maßnahme wie beantragt durchgeführt wurde. Somit handelt es sich bei den hier ausgewerteten Daten um Ist-Daten.

2. Das MAP 2013 im Überblick

Zur Übersicht werden im Folgenden eine quantitative Auswertung der Anzahl der Förderfälle, der installierten Leistung, der durch das MAP ausgelösten Investitionen, die eingesetzten Fördermittel, die erzeugte Endenergie, die vermiedenen CO₂-Emissionen und die vermiedenen externen Kosten dargestellt.

2.1 Anzahl Förderfälle

Im Jahr 2013 wurden rund 67.000 Anlagen errichtet, die über das BAFA eine Förderung erhalten haben. Zusätzlich wurden 2.679 Darlehen mit Tilgungszuschuss im Rahmen der MAP-Förderung bei der KfW zugesagt. Ein Teil der zugesagten Kredite wurde bereits in den Jahren zuvor beantragt. Von den im Jahr 2013 zugesagten Maßnahmen wurden in 2013 1.544 Anlagen auch in Betrieb genommen. Die übrigen Anlagen werden erst in den Folgejahren in Betrieb gehen. Die Erfahrung zeigt, dass die überwiegende Anzahl der Anlagen im ersten Folgejahr realisiert wird, ca. 20 % wird nach zwei Jahren und ca. 2 % erst im dritten Jahr nach Zusage realisiert. In dieser Evaluation wird eine Grundgesamtheit von fast 70.000 Förderfällen betrachtet. Im Folgenden werden, getrennt nach BAFA und KfW, die Anlagenanzahlen näher erläutert.

2.1.1 BAFA-Teil - Basisförderung

Im Jahr 2013 wurden 66.934 Anlagen errichtet, die im Rahmen des MAP vom BAFA eine Förderung erhalten haben - im Vergleich zu 2012 ist dies ein Zuwachs um 9 % (Tabelle 2-1). Die Anzahl der eingegangenen Anträge ist um 18 % gegenüber dem Vorjahr gestiegen, damit wird wieder etwa das Niveau des Jahres 2011 erreicht. Im Vergleich zu den beiden Boomjahren 2008 und 2009 wurden allerdings nur knapp ein Drittel der Anträge gestellt. Diese Differenz lässt sich dabei nicht ausschließlich aus der Herausnahme der Förderung von Anlagen im Neubau und solarer Trinkwasseranlagen erklären (vergl. Langniß et al. 2011).

Technologiebezogen konnte 2013 die Biomasse erneut einen Zuwachs verzeichnen (+18 %), die Zahlen liegen deutlich über dem Niveau der Jahre 2011 und 2012 (Tabelle 2-1). Innerhalb der Biomasse haben insbesondere die Pelletkessel mit einem Zuwachs von rund 3.700 Anlagen (+21 %) zugelegt, aber auch bei den anderen Biomassefeuerungen gab es Anstiege über 20 %. Vakuumröhrenkollektoren konnten in 2013 ihren Anteil an den errichteten Anlagen um einen Prozentpunkt erhöhen, so dass der Rückgang bei den Flachkollektoren etwa ausgeglichen und vergleichbare Gesamtzahlen wie 2012 erreicht werden.

Vor allem mehr errichtete Luft-Wasser Wärmepumpen, aber auch Zuwächse bei den Wasser-Wasser Wärmepumpen führen 2013 zu einem Anstieg der errichteten Wärmepumpen um rund 5 %.

Tabelle 2-1: Anzahl errichteter Anlagen mit MAP-Förderung über BAFA 2011-2013 nach Technologien

	2011	2012	2013
Biomasse BAFA			
Pelletöfen	1.383	1.520	1.770
Pelletkessel	11.582	18.058	21.782
Scheitholz	7.338	8.565	9.549
Hackgut	836	1.042	1.287
Biomasse, gesamt	21.139	29.185	34.388
Solarthermie BAFA			
Flachkollektor	32.627	21.020	20.410
Röhrenkollektor	9.462	6.768	7.258
Luftkollektor	254	132	193
Speicherkollektor	1	0	0
Hybridkollektor	0	0	2
Solarthermie, gesamt	42.344	27.919	27.863
Wärmepumpen BAFA			
Sole-Wasser	1.908	1.767	1.706
Luft-Wasser	1.861	2.275	2.507
Wasser-Wasser	529	336	394
Sonstige	49	73	76
Wärmepumpen, gesamt	4.347	4.451	4.683
BAFA, gesamt	67.830	61.555	66.934

2.1.2 BAFA-Teil - Bonusförderung

Zusätzlich zur Basisförderung werden auch Boni gewährt, etwa beim Einsatz besonders effizienter Solarkollektorpumpen oder der Kombination von Biomassekessel und Solaranlage. Im Vergleich zum Förderjahr 2012 wurden in 2013 absolut als auch anteilmäßig wieder etwas mehr Boni gewährt. Erhielten im Jahr 2012 neben der Basisförderung 32 % der installierten Anlagen zusätzlich eine oder mehrere Bonusförderung, sind es im Jahr 2013 nunmehr 35 %. Während bei den installierten Wärmepumpen und der Biomasse rund 20 % der Anlagen Boni erhielten, sind es bei der Solarthermie gut 50 %. Der Anteil der Solarthermie liegt schätzungsweise sogar um einige Prozentpunkte höher, da die Kombiförderung vom BAFA zum Teil auch der Biomasse und den Wärmepumpen zugeordnet wurde.

Es kann jedoch nicht festgestellt werden, welche dieser so zugeordneten Fälle nicht schon andere Formen der Bonusförderungen für die Solarthermie erhalten haben.

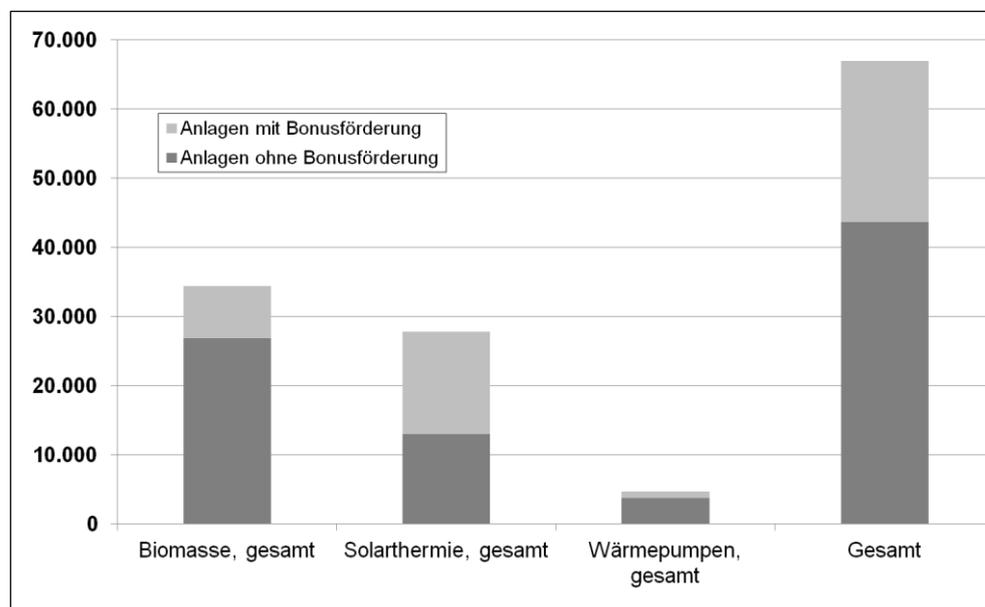


Abbildung 2-1: Anteil von Anlagen mit einer oder mehreren Bonusförderungen an der Gesamtzahl der in 2013 errichteten Anlagen mit MAP Förderung

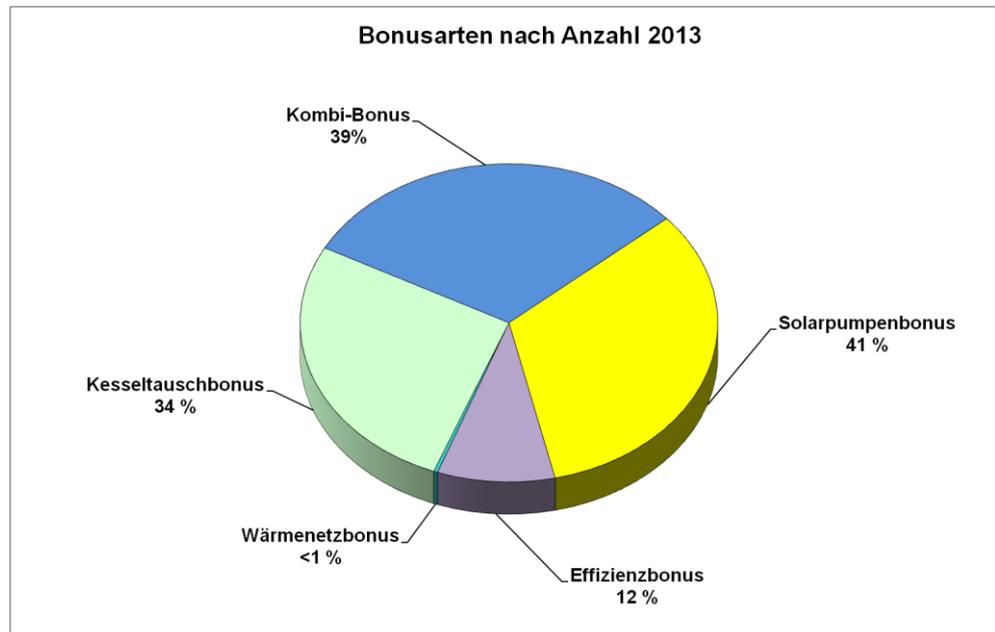
Besonders beliebt ist der sogenannte Solarpumpenbonus, dieser wurde in gut 40 % aller Fälle mit Bonusförderung gewährt, gefolgt vom Kombinationsbonus mit 39 % sowie dem Kesseltauschbonus mit 34 % (Abbildung 2-2). Auch für das Förderjahr 2013 gilt damit, dass mit Hilfe des Kesseltauschbonus gut ein Drittel der Bonusempfänger bei beabsichtigter Heizungsmodernisierung den Heizkessel nicht nur durch einen Niedertemperaturkessel ersetzt. Vielmehr wird durch die Kombination des Kesseltauschbonus mit der Solarbasisförderung der Anreiz gegeben, eine effiziente Kombination mit Solarkollektoranlage und Gas-Brennwertkessel zu wählen. Es ist anzunehmen, dass ohne den Kesseltauschbonus in diesen Fällen die Entscheidung wohl nicht zugunsten der Solaranlage gefallen wäre.

Ein zusätzlicher Kombibonus wird gewährt, wenn neben der Solaranlage auch eine Biomasseanlage oder eine Wärmepumpe errichtet wird. Rund 40 % der Bonusempfänger nutzen demnach mehr als eine Form erneuerbarer Energien und kombinieren diese. Etwa 35 % der in 2013 mit MAP-Förderung errichteten Solaranlagen werden in Kombination mit anderen erneuerbaren Energien betrieben. In über 90 % der Fälle handelt es sich dabei um eine Kombination von Biomasse- mit Solaranlage, in rund 7 % wurde eine Wärmepumpe mit Solarthermie kombiniert.

Im Vergleich zum Vorjahr wurde der Solarpumpenbonus häufiger in Anspruch genommen, der Anteil stieg um gut 8 %. Die Marktentwicklung hin zu besonders effizienten Solarkollektorpumpen wird hier

deutlich, spätestens mit der Vorgabe durch die europäische ErP-Richtlinie wird diese Form der Bonusförderung aber überflüssig.

Der Wärmenetzbonus (bei Anschluss der Solarthermieanlage an ein Wärmenetz) sowie der Effizienzbonus (Errichtung einer Solarthermieanlage in einem besonders gedämmten Gebäude) wurden deutlich seltener nachgefragt.



Anmerkung: Da für einzelne Anlagen auch mehrere Boni in Anspruch genommen werden können, ergibt die Summe der Prozentwerte mehr als 100 %.

Abbildung 2-2: Anteil unterschiedlicher Bonusarten an der Gesamtzahl der Anlagen, die Bonusförderung erhielten

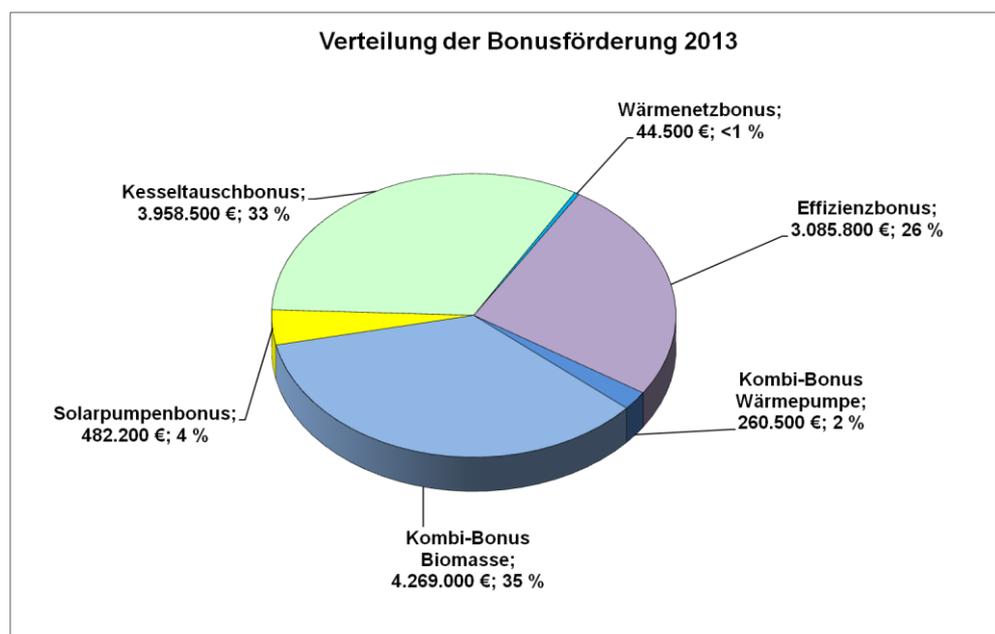


Abbildung 2-3: Aufteilung der als Boni gewährten Förderzahlungen auf die unterschiedlichen Boni-Arten für in 2013 errichtete Anlagen.

Insgesamt wurden für im Jahr 2013 errichtete Anlagen Bonuszahlungen in Höhe von 12,1 Millionen € gewährt, was im Vergleich zum Jahr 2012 einem Anstieg von knapp 20 % entspricht. Der Großteil der Zahlungen entfiel mit 35 % und 33 % auf den Kombi-Bonus Biomasse- bzw. Kesseltauschbonus, gefolgt vom Effizienzbonus mit 26 % (Abbildung 2-3).

2.1.3 KfW

Tabelle 2-2 gibt gegliedert nach den förderungsfähigen Technologien einen Überblick über die KfW-Förderung im Jahr 2013. Beantragt ein Antragsteller verschiedene förderfähige Technologien gleichzeitig mit einem Kreditantrag, werden die zugesagten Darlehen je Technologie getrennt verwaltet.

Tabelle 2-2: Übersicht über die Kerndaten im KfW-Teil, 2013

Fördertatbestände KfW	Anlagen (wertgestellt)		Anlagen Inbetriebnahme		Anlagen Neuanträge	
	Anzahl	Anteil	Inbetrieb- nahme	Anteil	Anträge	Anteil
		[%]		[%]		[%]
Wärmenetz	1.741	64,77	1.028	66,58	1.315	63,19
Biomasse-Anlage zur Wärmeerzeugung	535	19,90	336	21,76	561	26,96
KWK-Biomasse-Anlage	19	0,71	15	0,97	28	1,35
Wärmespeicher	165	6,14	108	6,99	126	6,05
Solarkollektoranlage	70	2,60	31	2,01	38	1,83
Tiefengeothermie	4	0,15	3	0,19	0	0,00
Aufbereitung und Einspeisung von Biogas	9	0,33	5	0,32	0	0,00
Biogasleitung für unaufbereitetes Biogas	143	5,32	18	1,17	7	0,34
Große Wärmepumpe	2	0,07	0	0,00	6	0,29
Summe	2.688	100,00	1.544	100,00	2.081	100,00

Hinsichtlich der Förderfälle wird unterschieden zwischen den im Jahr 2013 wertgestellten Zuschüssen, der Inbetriebnahme einer Anlage im Jahr 2013 und den Neuanträgen im Jahr 2013.

Wertstellung bedeutet, dass der Tilgungszuschuss nach Inbetriebnahme der Anlage ausgezahlt und verbucht ist. Dies kann durchaus deutlich nach der Inbetriebnahme erfolgen, da der Zeitpunkt durch den Antragsteller bestimmt wird und die Wertstellung seitens der KfW zu Stichtagen erfolgt. Diese Informationen liegen für alle Förderjahre der Vergangenheit vor und werden aus diesem Grund auch für einige Vergleiche verwendet.

Die Inbetriebnahme wird seit 2012 erfasst und beschreibt den tatsächlichen technischen Inbetriebnahmezeitpunkt.

Die Angaben zu den aktuell im Jahr 2013 gestellten Neuanträgen geben einen Hinweis auf die aktuellen Entwicklungen, die im entsprechenden Fachappendix im Detail erläutert werden (vgl. Appendix 2).

Die insgesamt 2.688 Darlehen beziehen sich auf 1.534 gestellte Kreditanträge. Der Schwerpunkt der 2.688 wertgestellten Anlagen liegt mit 1.741 (65 %) Anlagen im Bereich der Wärmenetze, wobei 423 Anträge im Zusammenhang mit der Errichtung einer Biomassekesselanlage und gegebenenfalls einer weiteren Technologie gestellt wurden. Der überwiegende Anteil der übrigen Anlagen bezieht sich auf Wärmenetze, die bestehende Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien ergänzen. Im Rahmen der elektronischen KfW-Statistik werden keine Informationen erfasst, welche erneuerbare Wärmeenergie in diese Wärmenetze eingespeist wird. Informationen über die Art der eingespeisten Wärme aus erneuerbaren Energien werden ausschließlich mit dem Antrag auf Tilgungszuschuss erfasst. Eine Detailanalyse erfolgt im Fachappendix auf der Basis der detaillierten Auswertung der Anträge auf Tilgungskostenzuschuss (vgl. Appendix 2).

Der zweite Schwerpunkt der Anträge liegt im Bereich der Biomasseanlagen für die Wärmeerzeugung. Hierbei handelt es sich um 535 Anlagen (20 %). In dieser Zahl sind auch diejenigen Anlagen enthalten, die zudem eine Förderung von Wärmenetzen beantragten. Ohne Wärmenetz wurden 131 Anlagen errichtet, wobei keine Informationen vorliegen, ob diese Anlagen mit oder ohne (ein ggf. bereits bestehendes) Wärmenetz betrieben werden.

Weitere 10,5 % der Anlagen verteilen sich auf die verbleibenden Technologien. In diesem Anteil sind die Wärmespeicher mit 6,2 % am stärksten vertreten. Der Bereich der großen Wärmepumpen hat noch keinen signifikanten Anteil erreicht.

2.2 Installierte Leistung

Über das MAP wurde im Jahr 2013 insgesamt eine Leistung von knapp 1.300 MW gefördert. Davon entfielen auf den BAFA-Teil rund 85 %. Im Folgenden wird für beide Teile getrennt die neuinstallierte Leistung weiter differenziert beschrieben.

2.2.1 BAFA

Im Jahr 2013 wurden im BAFA-Teil MAP Anlagen mit einer Gesamtleistung von gut 1.100 MW gefördert, dies ist ein Zuwachs von über 10 % gegenüber 2012 (Tabelle 2-3). Den größten Anteil an diesem deutlichen Zuwachs hatten Biomasseanlagen mit über 815 MW installierter Leistung, daneben sind leichte Zuwächse bei den Wärmepumpen zu verzeichnen (gesamte installierte Leistung knapp 60 MW, Anteil rund 5 %).

Tabelle 2-3: Installierte Leistung BAFA Teil 2011-2013

Installierte Leistung in kW	2011	2012	2013
Biomasse BAFA			
Pelletöfen	17.817	20.026	23.457
Pelletkessel	239.355	378.630	462.686
Scheitholz	204.990	239.371	269.387
Hackgut	37.998	48.750	60.899
Biomasse gesamt	500.160	686.777	816.429
Solarthermie BAFA ^{1,2}			
Raumheizung	373.626	235.878	228.269
Flachkollektor	294.650	183.454	173.533
Röhrenkollektor	78.071	52.055	54.264
Luftkollektor	896	369	443
Speicherkollektor	10	0	0
Hybridkollektor	0	0	29
Prozesswärme	440	564	0
Flachkollektor	309	338	0
Röhrenkollektor	129	226	0
Luftkollektor	1	0	0
Kälteerzeugung	16	27	0
Flachkollektor	16	20	0
Röhrenkollektor	0	7	0
Flachkollektor, gesamt	294.975	183.812	173.533
Röhrenkollektor, gesamt	78.200	52.288	54.264
Solarthermie gesamt	374.082	236.469	228.269
Wärmepumpen			
Sole-Wasser	26.704	24.036	23.282
Luft-Wasser	22.186	26.232	26.609
Wasser-Wasser	9.214	5.850	7.251
Sonstige	698	1.038	1.020
Wärmepumpen gesamt	58.803	57.156	58.163
BAFA Förderprogramm, gesamt			
Biomasse, gesamt	500.160	686.777	816.429
Solarthermie, gesamt	374.082	236.469	228.269
Wärmepumpen, gesamt	58.803	57.156	58.163
BAFA, gesamt	933.045	980.401	1.102.861

¹ Annahme für Umrechnung aus Kollektorfläche 1 m² = 0,7 kW

² Zahlen für BAFA-Basisförderung

Die installierte Leistung von knapp 250 MW (Basis- und Innovationsförderung) bei den Solarkollektoranlagen ist etwas zurückgegangen. Innerhalb der Biomasse liegt der Schwerpunkt der installierten

Gesamtleistung auf Pelletkesseln. Im Bereich der Solarthermie dominieren Flachkollektoren deutlich (Abbildung 2-4). Während bei den Biomasseanlagen im Vergleich zum Vorjahr 2012 wieder ein starker Zuwachs zu verzeichnen ist, stagnieren die Zahlen bei den Solarthermieanlagen. Die Leistung installierter Flachkollektoren ist weiter zurück gegangen und konnte nur teilweise von Zuwächsen bei der installierten Leistung von Röhrenkollektoren aufgefangen werden. Demgegenüber steht bei der installierten Leistung von Pelletkesseln eine deutliche Zunahme um über 20 % im Vergleich zum Vorjahr.

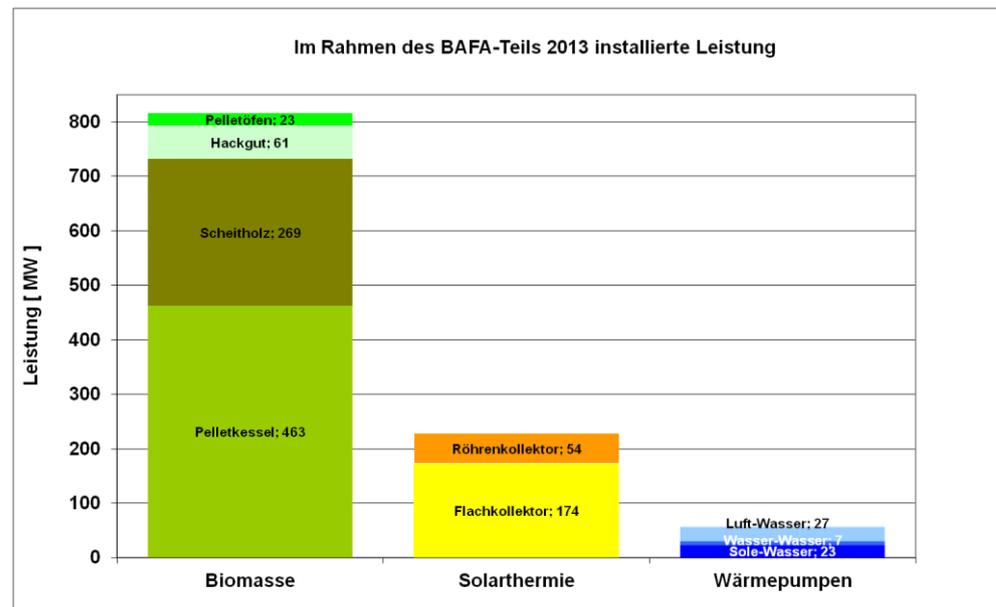


Abbildung 2-4: Aufteilung der im Jahr 2013 installierten Leistung MAP-geförderter Anlagen im BAFA-Teil

2.2.2 KfW

Die im Rahmen des KfW-Programms geförderten Anlagen unterscheiden sich in ihrer Art von den vom BAFA geförderten Anlagen, da sich der Großteil der geförderten Anlagen nicht direkt in installierter Leistung ausdrücken lässt. So wurde 2013 der überwiegende Teil der Darlehen (rund 65 %) für Wärmenetze beantragt. Die Wärmenetze bilden jedoch einen eigenen Fördertatbestand, der durch die Charakteristika Trassenlänge und Wärmemenge beschrieben wird. Tabelle 2-4 gibt einen Überblick über die im Rahmen des KfW-Programms geförderten Technologien, die über installierte (Heiz-) Leistung charakterisiert werden. Im Anschluss werden die einzelnen Technologien im Detail erläutert.

Der Großteil (135 MW, 78 %) der installierten Leistung wird von Biomasseanlagen erbracht, gefolgt von in 2013 neu installierter tiefergeothermischer Kapazität (32,8 MW, 19 %) und mit schon deutlichem Abstand solarthermischen Anlagen (4,2 MW, 2 %). Den geringsten Anteil stellen die großen Wärmepumpen (0,4 MW, 0,2 %, Tabelle 2-4).

Tabelle 2-4: Kapazität der wertgestellten Anlagen im KfW-Teil nach Technologien

Technologien ¹	Anzahl wertgestellte Anlagen 2013	Kapazität in MW
Biomasse KfW		
Hackgut	472	113,3
Pellet	56	18,2
andere Brennstoffe	7	3,4
KWK-Biomasse-Anlagen	19	2,6
Biomasse KfW, gesamt	554	134,8
Solarthermie KfW²		
Raumwärme / Trinkwasser	64	3,2
Flachkollektor	46	2,4
Vakuumröhrenkollektor	18	0,8
Luft- und Speicherkollektor	0	0,0
Prozesswärme	5	0,8
Kälteerzeugung	1	0,2
Solarthermie KfW, gesamt	70	4,2
Große Wärmepumpen KfW		
Große Wärmepumpen KfW gesamt	2	0,4
Tiefengeothermie KfW		
Tiefengeothermie KfW, gesamt	3	32,8
KfW, gesamt		
	628	171,9

¹ rein wärmeerzeugende Technologien

² Umrechnungsfaktor: 0,7 kW/m² Kollektorfläche

2.3 Energiebereitstellung aus geförderten Anlagen

Als Grundlage für die Berechnung weiterer Angaben, wie der substituierten fossilen Energie, der vermiedenen CO₂-Emissionen sowie der damit verbundenen externen Kosten, ist die Abschätzung der von den MAP geförderten Anlagen bereitgestellte Wärme erforderlich. Für die Bestimmung der oben genannten weiteren Angaben wird auf die Berechnungsmethode des UBA zurückgegriffen (UBA 2013). Somit beziehen sich die Angaben der Biomasseanlagen auf die erneuerbare Endenergie, also den gesamten Brennstoffeinsatz, während sich die Angaben zur Solarthermie und zu den Wärmepumpen auf die Nutzenergie beziehen, also die für Energiedienstleistungen zur Verfügung gestellte Wärme (und in vernachlässigbarer Größe auch Kälte).

Tabelle 2-5: Jährliche Energiebereitstellung aus im Jahr 2013 errichteten Anlagen, die durch das MAP gefördert wurden

Erneuerbarer Energiegestehung in GWh/a	Erneuerbare Endenergie	Nutzenergie
Biomasse		
Biomasse BAFA	1.440,2 GWh	1.119,5 GWh
Pelletöfen	12,5 GWh	9,4 GWh
Pelletkessel	830,5 GWh	647,8 GWh
Scheitholz	483,5 GWh	377,1 GWh
Hackgut	113,7 GWh	85,3 GWh
Biomasse KfW	455,9 GWh	343,7 GWh
Hackgut	377,5 GWh	283,1 GWh
Pellet	58,3 GWh	45,5 GWh
andere Brennstoffe	11,3 GWh	8,4 GWh
Biomasse-KWK-Anlagen	8,8 GWh	6,6 GWh
Biomasse, gesamt	1.896,1 GWh	1.463,2 GWh
Solarthermie		
Solarthermie BAFA	86,4 GWh	86,4 GWh
Raumheizung	86,2 GWh	86,2 GWh
Prozesswärme	0,2 GWh	0,2 GWh
Kälteerzeugung	0,0 GWh	0,0 GWh
Solarthermie KfW	2,6 GWh	2,6 GWh
Raumheizung / Warmwasserbereitung	1,9 GWh	1,9 GWh
Prozesswärme	0,6 GWh	0,6 GWh
Kälteerzeugung	0,1 GWh	0,1 GWh
Solarthermie, gesamt	89,0 GWh	89,0 GWh
Wärmepumpen ¹		
Wärmepumpen BAFA	65,2 GWh	98,9 GWh
Sole-Wasser ¹	28,8 GWh	41,3 GWh
Luft-Wasser ¹	27,8 GWh	45,2 GWh
Wasser-Wasser ¹	8,6 GWh	12,3 GWh
Wärmepumpen KfW¹	0,5 GWh	0,7 GWh
Wärmepumpen, gesamt	65,7 GWh	99,6 GWh
Tiefengeothermie ^{1 2 3}	86,1 GWh	74,9 GWh
Wärmenetze Erschließung Biogas BHKWs ^{2 3}	765,0 GWh	665,6 GWh
BAFA, gesamt	1.591,8 GWh	1.304,8 GWh
KfW, gesamt	1.310,1 GWh	1.087,4 GWh
MAP, gesamt	2.901,9 GWh	2.392,2 GWh

¹ Erneuerbare Endenergie entspricht der Erd- bzw. Umweltwärme

² Annahme 13 % Verteilungsverluste bis Verbraucher

³ Nur KfW

Tabelle 2-5 gibt einen Überblick über die ermittelten Energiemengen. Danach wurde durch die Fördermaßnahmen im Jahr 2013 Anlagen mit jährlichen Nutzenergiemengen von 2.392 GWh gefördert. Zu beachten ist, dass in Tabelle 2-5 die Energiebereitstellung durch Wärmenetze enthalten ist, während in Tabelle 2-4 deren Kapazität nicht angegeben werden kann.

2.4 Ausgelöste Investitionen und eingesetzte Fördermittel

Die Fördermittel für die im Jahr 2013 in Betrieb genommenen Anlagen beliefen sich auf 296 Mio. €, wovon 145 Mio. € auf den BAFA-Teil und 151 Mio. € auf den KfW-Teil entfallen. Dies entspricht einer Steigerung um 9 % gegenüber 2012, die in erster Linie auf Zuwächse im BAFA-Teil zurückzuführen sind. (Tabelle 2-6). Die BAFA-Förderung ist in 2013 um ca. 20 % angestiegen, bei den Fördermitteln der KfW wurde mit 0,8 % lediglich ein sehr geringer Anstieg verzeichnet.

Insgesamt wurden durch die Förderung Investitionen von ca. 1.433 Mio. € ausgelöst, was einem Zuwachs von 2 % gegenüber 2012 entspricht. Dies bedeutet, dass die ausgelösten Investitionen nicht in gleichem Maße wie die Förderung gestiegen sind. Die folgende Auswertung bezieht sich auf die im Jahr 2013 errichteten Anlagen (vgl. hierzu auch Kapitel 1.2.1).

Tabelle 2-6: Ausgelöste Investitionen und aufgewendete Fördermittel 2012 und 2013

	Ausgelöste Investitionen in Mio. €			Fördermittel in Mio. €		
	2012	2013	Veränderung 12/13	2012	2013	Veränderung 12/13
KfW	599,1	620,6	4%	150,0	151,1	0,8%
BAFA	800,0	812,5	2%	121,2	145,1	20%
Gesamt	1.399,1	1.433,2	2%	271,1	296,2	9%

Im Folgenden werden der BAFA-Teil und der KfW-Teil gesondert detaillierter analysiert.

2.4.1 Ausgelöste Investitionen und eingesetzte Fördermittel (BAFA)

Die bei der Rechenauswertung erfassten Investitionen umfassen

- die **Anlage**: Biomassekessel, Solarkollektor und Wärmepumpe
- die **Anlagenperipherie**: Pufferspeicher, Regelungstechnik, Wärmemengenzähler, zugehörige Pumpen und Anschlussmaterial, bei Sole/Wasser- bzw. Wasser/Wasser-Wärmepumpen den Erdwärmetauscher bzw. den Brunnen
- die **Montage**

Die angegebenen Nettoinvestitionen (Investitionen ohne Umsatzsteuer) wurden – soweit möglich – auf Basis der angegebenen Nettoinvestitionen als Ergebnisse der Rechnungsauswertung korrigiert und beziehen sich somit nur auf den Anlagenteil, der sich der geförderten erneuerbaren Energie zurechnen lässt.

Tabelle 2-7: Nettoinvestitionen (korrigiert) und Fördermittel BAFA-Teil

in Tsd.	2011		2012		2013	
	Investitionen	Fördermittel	Investitionen	Fördermittel	Investitionen	Fördermittel
Biomasse BAFA						
Pelletöfen	8.142 T€	1.499 T€	7.590 T€	2.052 T€	9.711 T€	2.591 T€
Pelletkessel	181.431 T€	29.400 T€	290.788 T€	50.025 T€	324.343 T€	63.994 T€
Scheitholz	93.270 T€	8.067 T€	106.041 T€	11.373 T€	122.032 T€	13.847 T€
Hackgut	20.291 T€	858 T€	30.566 T€	1.375 T€	32.520 T€	1.822 T€
Biomasse, gesamt	303.135 T€	39.824 T€	434.985 T€	64.826 T€	488.606 T€	82.254 T€
Solarthermie BAFA						
Raumheizung	445.713 T€	74.924 T€	275.606 T€	44.815 T€	227.548 T€	49.292 T€
Flachkollektor	327.376 T€	59.486 T€	202.367 T€	34.358 T€	175.983 T€	36.601 T€
Röhrenkollektor	117.332 T€	15.261 T€	72.889 T€	10.401 T€	51.202 T€	12.621 T€
Luftkollektor	1.002 T€	177 T€	349 T€	56 T€	363 T€	65 T€
Speicherkollektor	4 T€	1 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€
Hybridkollektor	-	-	-	-	39 T€	5 T€
Prozesswärme	530 T€	86 T€	716 T€	106 T€	806 T€	130 T€
Flachkollektor	385 T€	62 T€	430 T€	64 T€	651 T€	102 T€
Röhrenkollektor	145 T€	24 T€	286 T€	42 T€	156 T€	29 T€
Kälteerzeugung	25 T€	3 T€	33 T€	4 T€	0 T€	0 T€
Flachkollektor	25 T€	3 T€	32 T€	4 T€	0 T€	0 T€
Röhrenkollektor	T€	0 T€	1 T€	0 T€	0 T€	0 T€
Flachkollektor, gesamt	327.786 T€	59.551 T€	203.574 T€	34.425 T€	176.465 T€	36.703 T€
Röhrenkollektor, gesamt	117.477 T€	15.285 T€	75.132 T€	10.444 T€	51.307 T€	12.650 T€
Luftkollektor, gesamt	1.002 T€	177 T€	349 T€	56 T€	363 T€	65 T€
Speicherkollektor, gesamt	4 T€	1 T€	0 T€	0 T€	0 T€	0 T€
Solarthermie, gesamt¹	446.268 T€	75.013 T€	279.056 T€	44.925 T€	228.135 T€	49.427 T€
Wärmepumpen						
Sole-Wasser	46.614 T€	5.793 T€	41.302 T€	6.231 T€	42.763 T€	6.705 T€
Luft-Wasser	27.109 T€	1.865 T€	35.972 T€	3.673 T€	42.770 T€	4.770 T€
Wasser-Wasser	10.874 T€	1.722 T€	7.326 T€	1.279 T€	8.954 T€	1.701 T€
Sonstige	977 T€	136 T€	1.329 T€	252 T€	1.316 T€	293 T€
Wärmepumpen, gesamt	85.575 T€	9.516 T€	85.930 T€	11.434 T€	95.803 T€	13.469 T€
BAFA Förderprogramm, gesamt						
Biomasse, gesamt	303.135 T€	39.824 T€	434.985 T€	64.826 T€	488.606 T€	82.254 T€
Solarthermie, gesamt	446.268 T€	75.013 T€	279.056 T€	44.925 T€	228.135 T€	49.427 T€
Wärmepumpen, gesamt	85.575 T€	9.516 T€	85.930 T€	11.434 T€	95.803 T€	13.469 T€
BAFA, gesamt	834.978 T€	124.354 T€	799.971 T€	121.185 T€	812.544 T€	145.150 T€

Werte in *kursiver Schrift* wurden anhand der Rechnungsauswertung korrigiert

¹ Differenzen der Gesamtsumme entstanden durch die Korrektur der Daten anhand der im Rahmen der Rechnungsauswertung ermittelten spezifischen Investitionen.

Bei Rechnungen, bei denen für das Gesamtsystem wichtige Komponenten, wie z.B. Pufferspeicher etc. fehlten, wurde diese Position durch einen entsprechenden Mittelwert ergänzt. Somit wurden die vom BAFA ausgewiesenen Investitionen teilweise auch nach oben korrigiert. Für die Korrektur wurden die ermittelten spezifischen Investitionen auf die Grundgesamtheit der jeweiligen Sparte angewandt. Die ermittelten Nettoinvestitionen sind in Tabelle 2-7 dargestellt. Falls eine Korrektur aufgrund mangelnder oder zu geringer Anzahlen bei der Rechnungsauswertung nicht möglich war, wurden die vom BAFA angegebenen Werte übernommen. Dies war jedoch nur für einen sehr geringen Anteil der gesamten Investitionssumme der Fall.

Die Gesamthöhe der durch die BAFA-Förderung im Jahr 2013 getätigten Nettoinvestitionen belief sich auf knapp 815 Mio. €. Entsprechend der Investitionssummen lässt sich erkennen, dass die größte Einzelposition den Anlagen der Raumheizung mit Biomasse und dort speziell den Pelletkesseln zukommt. Raumheizung mit Biomasse hatte im Jahr 2013 einen Anteil von ca. 60 % der gesamten BAFA-Fördermittel. Es folgen die Nettoinvestitionen für solarthermische Raumheizungen mit einem Fördermittelanteil von knapp 28 % sowie die Wärmepumpen mit etwa 12 %. Insgesamt sind die ausgelösten Investitionen um 1,5 % gegenüber dem Vorjahr gestiegen.

2.4.2 Ausgelöste Investitionen und eingesetzte Fördermittel (KfW)

Tabelle 2-8 stellt die Gesamtinvestitionen den Darlehensvolumina sowie den entsprechenden Tilgungszuschüssen der in 2013 errichteten Anlagen gegenüber.

Tabelle 2-8: Übersicht über Anzahl, Investitionen, Kreditvolumina und Tilgungszuschüsse im KfW-Teil der im Jahr 2013 errichteten Anlagen

	Wertstellung 2013 [-]	Summe Investition [€]	Kredit- volumen [€]	Zuschuss [€]	Zinsvorteil ¹ [€]	Förderung gesamt [€]
Wärmenetz	1.741	394.912.576	281.105.935	94.430.305	18.057.563	112.487.868
Große Biomasse-Anlage	535	59.655.269	46.630.498	4.021.048	2.995.430	7.016.478
Biogasleitung	143	45.009.415	34.969.014	10.967.098	2.246.325	13.213.423
Solkollektoranlage	70	5.750.317	4.890.644	1.648.541	314.163	1.962.704
Wärmespeicher	165	8.961.225	8.145.274	2.042.739	523.233	2.565.972
Tiefengeothermie	4	80.200.000	950.000	6.600.000	61.026	6.661.026
KWK-Biomasse-Anlage	19	7.538.724	6.675.935	211.380	428.846	640.226
Biogasaufbereitung	9	18.134.963	18.617.587	5.285.185	1.195.949	6.481.134
Große Wärmepumpen	2	453.550	452.500	34.080	29.068	63.148
Gesamt	2.688	620.616.039	402.437.387	125.240.376	25.851.601	151.091.977

¹ Die Berechnung des Zinsvorteils basiert auf der Annahme, dass der Zinssatz der KfW-Darlehen ein Prozentpunkt unterhalb des marktüblichen Zinssatzes liegt.

Die Darlehenssumme ist in der Regel geringer als die Gesamtinvestition, da von den Förderempfängern auch ein Eigenkapitalanteil erwartet wird. Mit den Darlehen wurden durchschnittlich 76 % der angegebenen Investitionen finanziert, ein gegenüber dem Vorjahr nahezu unveränderter Wert. Rund 64 % der gesamten Investitionen und 75 % der angegebenen Zuschüsse beziehen sich auf Wärmenetze. Zählt man die großen Biomasseanlagen hinzu, welche in vielen Fällen mit einem Wärmenetz verbunden sind, so ergeben sich 73 % bzw. 79 %.

2.5 Anteil geförderter Anlagen am Anlagenzubau

Die Entwicklung des Anteils geförderter Anlagen am Anlagenzubau kann interessante Hinweise über die Marktentwicklung von EE-Anlagen liefern. Die Betrachtung erfolgt technologiespezifisch, dabei wird der Anteil der Maßnahmen, die vom MAP gefördert wurden, im Verhältnis zu den insgesamt im selben Zeitraum abgesetzten Anlagen dargestellt. Ein geringer oder abnehmender Anteil geförderter Maßnahmen bei gleichzeitig konstanten Absatzzahlen kann ein Hinweis darauf sein, dass sich der Markt auch ohne MAP entwickelt. Dies ist insbesondere bei neuen Fördertatbeständen zu berücksichtigen. Schließlich werden z.T. auch bewusst nur bestimmte Marktsegmente gefördert, um besonders effizienten Systemen zum Marktdurchbruch zu verhelfen.

Der Anteil geförderter Anlagen 2013 am Gesamtvolumen wurde auf der Basis der Erhebungen des Bundesindustrieverbandes Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V. (BDH) abgeschätzt. Im Bereich der Biomasse wird von einer nicht vollständigen Abdeckung der Erhebungen des BDH ausgegangen (Tabelle 2-9). Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass ein Teil des Marktes durch die Nutzungspflicht des EEWärmeG getrieben wird. Auch spiegeln die hier angegebenen Zahlen nicht den Markt für große Anlagen wider.

Tabelle 2-9: Absatzzahlen von Wärmeanlagen mit durchgeführten statistischen Korrekturen

Absatzzahlen Wärmeanlagen	2011	2012	2013
Absatz Heizungen BDH gesamt (in Tsd.)	640	651	687
Absatz Heizungen EE, gesamt	235	281	269
Biomasse (nur Festbrennstoff Kessel)	20	65	61
<i>davon Biomasse nicht MAP förderfähig (Annahme)</i>	15	15	15
Wärmepumpe	66	71	72
Solarthermie	149	145	136

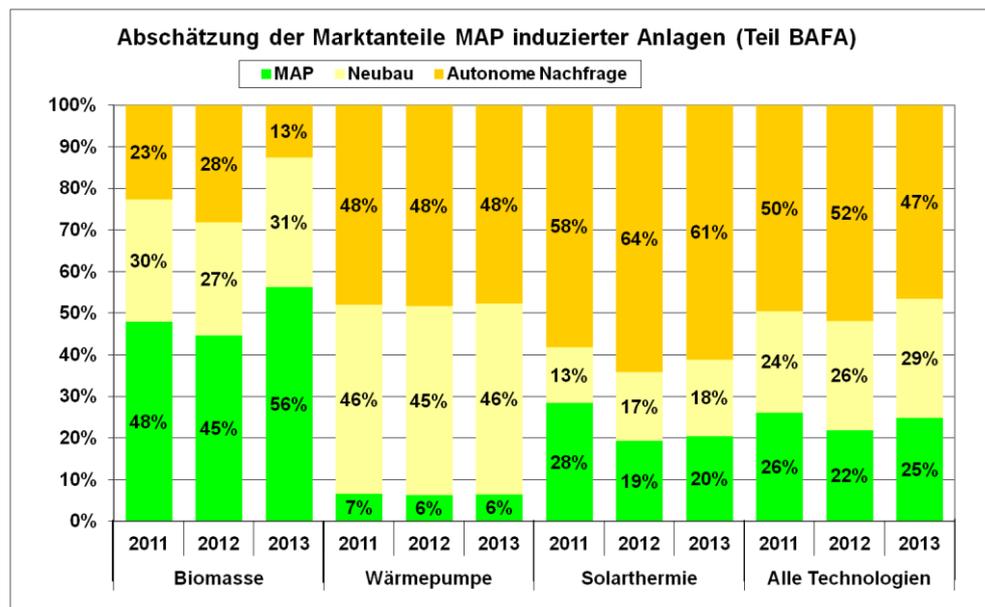


Abbildung 2-5: Anteil der im Rahmen des MAP errichteten Anlagen am Gesamtabsatz

Einige Statistische Kenngrößen lagen zu Redaktionsschluss noch nicht vor (Wohnungsbestand 2013, Art der Beheizung im Neubau 2013), so dass eine Trendfortschreibung der Entwicklung ab 2011 vorgenommen wurde.

Es zeigt sich, dass gemessen an der Anzahl der errichteten Anlagen rund 25 % des Marktes durch das MAP angereizt wird (Abbildung 2-5). Gegenüber 2012 ist der Anteil des MAP damit um 3 % angestiegen. Die vergleichsweise geringe Zahl der über die KfW geförderten Anlagen wurde hierbei nicht berücksichtigt.

Der Anteil der geförderten Anlagen war für alle drei Technologien „Kleine Biomasse“, „Wärmepumpen“ und „Solarthermie“ in den letzten beiden Jahren gesunken. Dieses Jahr ist auffällig, dass der Anteil geförderter Anlagen bei der „Kleinen Biomasse“ auf 56 % deutlich angewachsen ist. Dies liegt an leicht sinkenden Absatzzahlen von Biomasseheizungen am Gesamtmarkt (vgl. Tabelle 2-9) bei einem gleichzeitigen Anstieg der im MAP errichteten Anlagen um rund 15 %.

Geförderte Wärmepumpen haben nach wie vor einen MAP-Marktanteil von 6 %, die Solarthermie ist gegenüber 2012 etwa auf dem gleichen Niveau (20 % MAP-Marktanteil). Die fehlende Förderung im Neubau sowie für solare Trinkwarmwasseranlagen zeigt noch immer einen deutlichen Effekt. Zudem ist über das EEWärmeG ein weiterer Nachfrageimpuls außerhalb des MAP geschaffen worden. Das MAP beschränkt sich weitgehend nur noch auf die Premiumsegmente des Marktes.

2.6 Vermiedene CO₂-Emissionen

Zur Bestimmung der durch die im Rahmen des MAP installierten Anlagen vermiedenen CO₂-Emissionen wurde der Ansatz des Umweltbundesamtes (UBA) gewählt. Mit der „Emissionsbilanz erneuerbarer

Energieträger“ stellt das UBA Schadstoffvermeidungsfaktoren für verschiedene erneuerbare Energiesysteme bereit, welche durch Multiplikation mit der entsprechenden erneuerbaren Energiemenge aus Abschnitt 2.3 eine Abschätzung der vermiedenen Emissionen zulässt (UBA 2013). Die verfügbaren Vermeidungsfaktoren haben ein hohes Aggregationsniveau und bauen auf zahlreichen Annahmen auf. Diese wurden für die vorliegenden Berechnungen angepasst:

- Wärmepumpentypen Sole-Wasser und Luft-Wasser: Die Vermeidungsfaktoren wurden von durchschnittlichen Annahmen des UBA zu den Jahresarbeitszahlen auf spezifische Werte für Sole-Wasser und Luft-Wasser zurückgerechnet und dabei auch die Verteilung Bestand-Neubau berücksichtigt.
- Solarthermische Anlagen: Aufgrund abweichender Annahmen des UBA zur Verteilung zwischen Flach- und Röhrenkollektoren (74 % zu 26 %) und fehlender Angaben zu den spezifischen solaren Wärmeerträgen konnte der angegebene aggregierte Wert nicht auf spezifische Werte für Flach- bzw. Röhrenkollektoren zurückgerechnet werden. Daher wird ein aggregierter Gesamtwert „Solarthermie-Mix“ für vermiedene CO₂-Emissionen angegeben.
- Biogasleitungen und -aufbereitungsanlagen: alternativer Ansatz zur Bestimmung der vermiedenen CO₂-Emissionen (s. Appendix 7, 1.1.2 Annahmen Biogasleitungen und -aufbereitung).
- Wärmenetze: Diese wurden insoweit berücksichtigt, als dass ein Teil der Abwärme aus Biogasanlagen fossile Einzelheizungen ersetzt. Für die entsprechenden CO₂-Emissionsfaktoren wurden ebenfalls die Annahmen des UBA (2013) herangezogen. Für den Teil der Wärmenetze, welche durch Anlagen auf Basis fester Biomasse beheizt werden, wurde – um eine Doppelzählung zu vermeiden – angenommen, dass diese durch die großen KfW-geförderten Biomasseanlagen abgedeckt sind.

Die folgende Tabelle 2-10 und Abbildung 2-6 geben eine Übersicht über die ermittelten jährlich vermiedenen CO₂ - Emissionen. Insgesamt werden von im Jahr 2013 errichtete Anlagen mit MAP-Förderung gut 815 Tsd. Tonnen CO₂ Äquivalente pro Jahr vermieden.

Die Anlagen zur Verfeuerung von fester Biomasse sind für etwa 65 % der gesamten vermiedenen CO₂e-Emissionen verantwortlich. Zuzüglich der Biogasaufbereitungsanlagen sowie der durch Wärmenetze erschlossenen Biogas-BHKW ergibt sich für die Biomasse ein Beitrag von knapp 95 % an der MAP-initiierten CO₂e-Vermeidung. Die solarthermischen Anlagen kommen auf lediglich rund 24 Tausend Tonnen pro Jahr, das sind knapp 3 % der gesamten vermiedenen Emissionen. Unter einem Prozent liegt der Anteil der Wärmepumpen an den vermiedenen CO₂-Emissionen. Dies liegt zum einen am insgesamt niedrigen Beitrag der Wärmepumpen an der erneuerbaren Energiebereitstellung (rund 66 GWh), zum anderen an der für

die Berechnungen verwendeten Datenbasis des UBA zu den Kohlendioxidemissionen der Stromerzeugung (deutscher Strommix).

Tabelle 2-10: Durch im Jahr 2013 im Rahmen des MAP errichtete Heizanlagen vermiedene CO₂-Emissionen

	CO ₂ Äquivalent	CO ₂
Feste Biomasse-Einzelf Feuerungen (HH)	274.272	272.071
Feste Biomasse-Scheitholzkessel (HH)	157.384	153.274
Feste Biomasse-Mix (Industrie)	3.128	3.218
Feste Biomasse-H(K)W	99.066	100.755
Biogasleitungen und -Aufbereitung ¹	77.186	72.136
Wärmenetze Erschließung Biogas BHKWs	155.219	215.042
Tiefe Geothermie H(K)W	22.842	21.697
Sole-Wasser & Wasser-Wasser WP Bestand	2.646	2.511
Luft-Wasser Wärmepumpe Bestand	523	482
Solarthermie-Mix	23.616	22.531
Gesamte Vermiedene Emissionen	815.881	863.717

¹ Ableitung s. Appendix 7, 1.1.2 Annahmen Biogasleitungen und -Aufbereitung

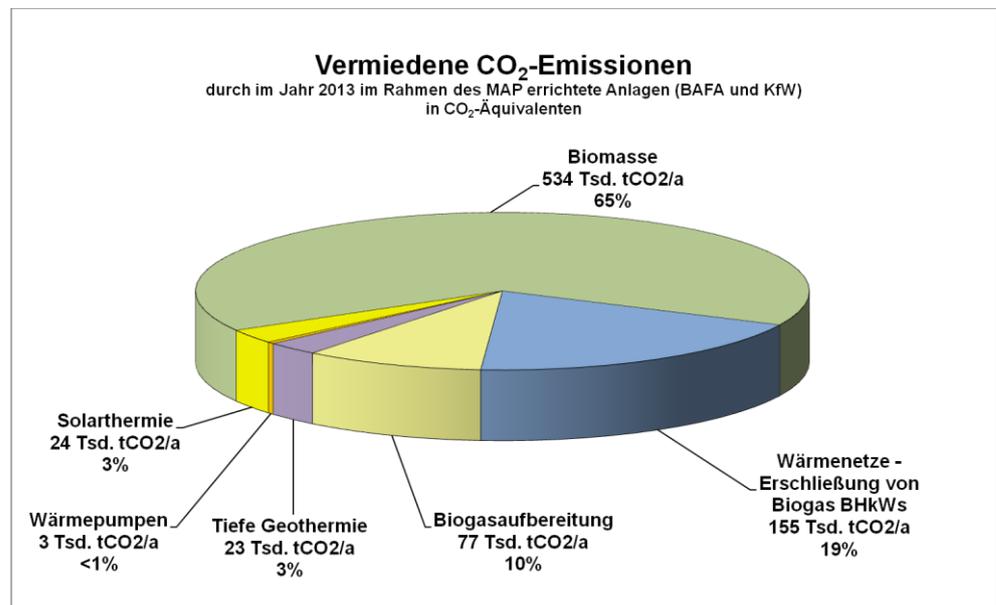


Abbildung 2-6: Vermiedene Emissionen nach Technologiegruppen

2.7 Vermiedene externe Kosten

Für die Abschätzung der vermiedenen externen Kosten stützt sich die Evaluierung aus Gründen der Konsistenz auf die Annahmen des Projektes „Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strom- und Wärmemarkt“ (ISI et al., 2010). Die Annahmen zur Berechnung der Schadenskosten befinden sich im Anhang (vgl. Appendix 7, 1.2 Schadenskosten).

Tabelle 2-11: Durch im Rahmen des MAP 2013 errichtete Anlagen vermiedene externe Kosten

Vermiedene Externe Kosten in Mio. Euro	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂	NO _x	Staub	NMVOC	Gesamt
Feste Biomasse-Einzelfeuerungen (HH)	26,7	0,5	-0,2	0,9	-0,1	-0,5	-0,7	26,5
Feste Biomasse-Scheitholzessel (HH)	15,0	0,6	0,3	0,8	-0,4	-0,1	0,0	16,2
Feste Biomasse-Mix (Industrie)	0,3	0,0	-0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,1
Feste Biomasse-H(K)W	9,9	0,5	-2,0	0,3	-1,9	-0,6	-0,2	6,0
Biogas-Mix (BHKW)	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,1
Wärmenetze Erschließung Biogas BHKWs	21,1	-6,4	-9,2	0,7	-1,0	0,0	0,0	5,2
Tiefe Geothermie H(K)W	2,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0	2,7
Sole-Wasser & Wasser-Wasser WP Bestand	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
Luft-Wasser Wärmepumpe Bestand	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solarthermie-Mix	2,2	0,2	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	2,6
Gesamt	84,6	-4,4	-11,2	3,0	-3,2	-1,3	-0,9	66,6

In Tabelle 2-11 sind die Ergebnisse der Berechnung dargestellt. Gut 70 % der vermiedenen externen Kosten entfallen auf die Biomasse, weitere rund 10 % auf Biogas. Daneben ist festzuhalten, dass aufgrund der schlechteren Emissionswerte bei den Schadstoffgruppen der Stickoxide, Kohlenwasserstoffe und der Staubemissionen die Biomassenanlagen auch negative externe Kosten erzeugen. Diese werden von den vermiedenen externen Kosten abgezogen.

2.8 Arbeitsplätze durch MAP-geförderte Anlagen

Da eine detaillierte Ermittlung der durch das MAP- induzierten Beschäftigungseffekte im Sektor der erneuerbaren Energien im Rahmen dieser Evaluierung nicht darstellbar war, wurde lediglich eine Abschätzung durchgeführt. Hierzu wurden die aktuellen Ergebnisse zur Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2013 herangezogen (O'Sullivan et al. 2014).

Für die Abschätzung der dem MAP zuzuschreibenden Anteile wurden die durch das MAP in Deutschland ausgelösten Investitionen ins Verhältnis zu den in der oben genannten Untersuchung angegebenen gesamten Investitionen gesetzt. Abbildung 2-7 zeigt das Ergebnis der Abschätzung, wobei zu beachten ist, dass sich der gesamte Balken Biomasse sowohl auf den Wärme- als auch auf den Stromsektor bezieht. Der MAP-Anteil ist zum größten Teil nur dem Wärmesektor zuzuschreiben (Ausnahme: KWK-Anlagen).

Insgesamt kommt man mittels dieser Abschätzung auf knapp 12.000 Arbeitsplätze, wovon 58 % auf die Biomasse und 28 % auf die Solaranlagen entfallen. Die Geothermie hat entsprechend einen Anteil an Beschäftigung im EE-Sektor von 14 %.

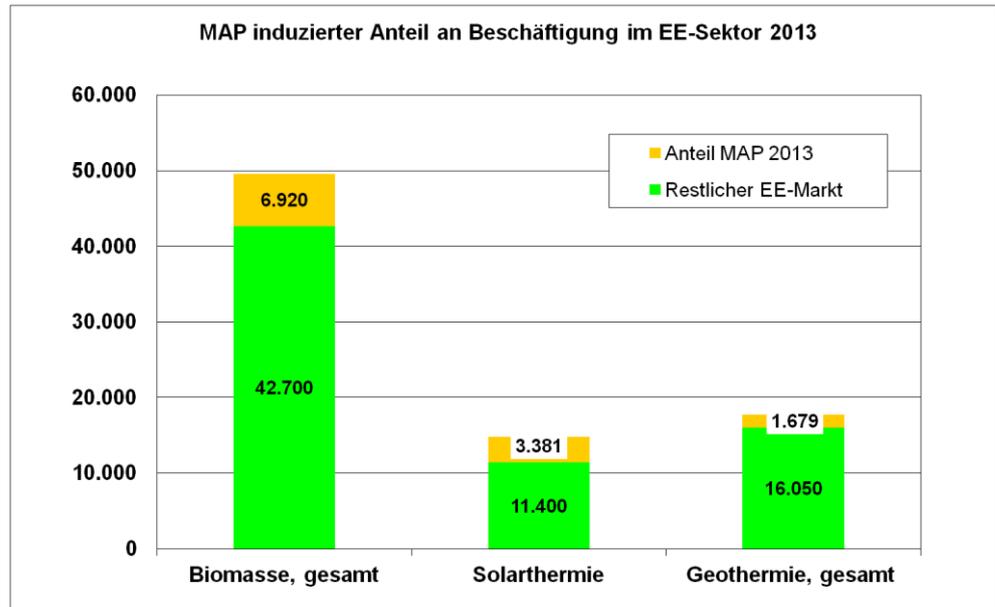


Abbildung 2-7: Abschätzung des MAP induzierten Anteils an der Beschäftigung im EE-Sektor

2.9 Langfristigkeit des Förderprogramms

Eine langfristige, kontinuierliche und gut absehbare Förderung ist eine wichtige Voraussetzung zur Etablierung einer einheimischen Produktion, da nur mit der Erwartung eines mittel- und langfristigen Absatzes auch Investitionen in Produktionskapazitäten erfolgt.

Im Berichtszeitraum 2013 erfolgte keine wesentliche Anpassung der Förderrichtlinie. Lediglich die Förderung von Anlagen zur Aufbereitung von Biogas ist zum 31.12.2012 ausgelaufen, trotzdem kann für 2013 insgesamt von einer hohen Kontinuität der Förderung gesprochen werden.

3. Erfolgskontrolle

Die Erfolgskontrolle gliedert sich in die drei Bereiche Zielerreichungs-, Wirtschaftlichkeits- und Wirkungskontrolle. Die Ergebnisse der Erfolgskontrolle werden im Folgenden detailliert erläutert. Für einzelne Indikatoren wird keine jährliche Aktualisierung durchgeführt und in diesen Fällen auf den Bericht der Evaluierung des Förderjahres 2012 verwiesen.

3.1 Zielerreichungskontrolle

3.1.1 Ausbau der erneuerbaren Wärme- und Kälteversorgung

Einen ersten Anhaltspunkt für die Rolle des MAP beim Ausbau der erneuerbaren Wärme- und Kälteversorgung liefert der Vergleich des jährlichen Zubaus mit den Zielen der Leitstudie des BMU (Nitsch et al. 2012). Aus Abbildung 3-1 wird deutlich, dass das MAP allein für die Erreichung der dort formulierten Ziele für den Wärmemarkt nicht ausreichend ist, aber doch einen ganz wesentlichen Beitrag leistet. Eine Aussage zur Zielerreichung ist mit dieser Einordnung aber nicht möglich.

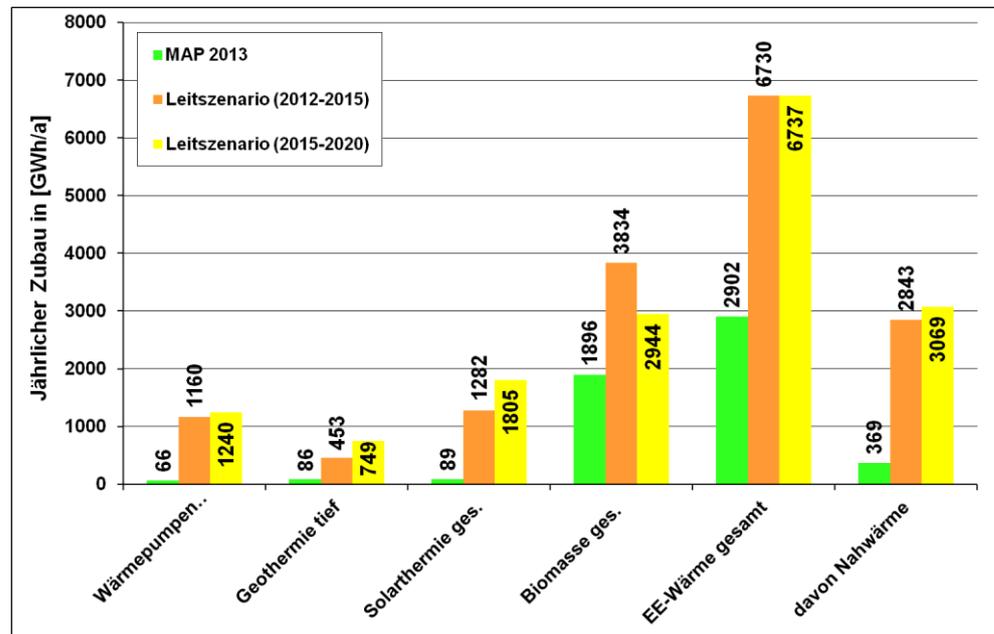


Abbildung 3-1: Vergleich MAP Zubau 2013 mit den Zielen der Leitstudie 2012 (Endenergie)

Angaben in Endenergie, bei Wärmepumpen: Umweltwärme, Biomasse incl. des Anteils Neuerschließung Abwärme bei Biogasmotoren

Die Definition von Zielgrößen für die einzelnen Energieträger-Sparten erfolgt mit Hilfe der Leitstudie sowie aktuellen Zahlen zur Marktentwicklung und Überlegungen zum Beitrag des MAP. Es wurde eine lineare Entwicklung zur Zielerreichung zugrunde gelegt.

Abhängig von Faktoren wie allgemeine Wirtschaftslage, Preisentwicklung fossiler Energieträger etc. schwankt der Anlagenabsatz unabhängig vom MAP und dessen Gestaltung. Daher werden anstatt strikter Sollwerte Bandbreiten in der Größenordnung von +/- 20 % definiert, um extern bedingte Schwankungen bei der Zielgrößendefinition zu berücksichtigen. Fällt der ermittelte Wert in diesen Korridor, gilt das Ziel als erreicht.

Tabelle 3-1: Spartenspezifische Zielwerte für den Zeitraum 2010-2015 im Vergleich zum tatsächlich realisierten Zubau im Jahr 2013

Sparte	Zielwerte		Tatsächlicher Zubau 2013	
	Anzahl	Endenergie (GWh/a)	Anzahl	Endenergie (GWh/a)
Biomasse	Einzelanlagen 10-15 Tsd. Stück/Jahr	450	32.618 Zentralheizungen	1.428
			1.770 Pelletöfen	13
	davon ca. 10 % der Anlagen als Nahwärme & Prozesswärme	740	535 Großanlagen	456
Wärmepumpen	5 Tsd. Stück/Jahr	90	4.683 Wärmepumpen	65
	davon Anteil Großwärmepumpen mittelfristig mind. 5 %		2 Großwärmepumpen	0
Solarthermie	Kollektorfläche: 0,8 - 1,0 Mio. m ² /a	280	27.863 Tsd. Anlagen	86
	Anzahl Anlagen: 80 - 90 Tsd.		326.099 m ² Fläche	
	Anteil von Nahwärme- & Prozesswärmesystemen am Gesamtmarkt Solaranlagen 25 %	290	70 Großanlagen	3
Tiefen geothermie	ca. fünf Anlagen pro Jahr	450	3 Anlagen	86
Nahwärmenetze	1.600 Netze / Jahr	1.600 ¹	1.741 Wärmenetze	1.134 ²
			165 große Wärmespeicher	
Kälte	Beginnend mit 20 Anlagen pro Jahr		0 Solarthermische Anlagen	-
			0 kleine Anlagen	
			0 Großanlage	
Gesamt		2.585		2.902

¹ Im MAP-Gesamtzubau werden nur jene Wärmenetze berücksichtigt, deren Wärmeerzeugung nicht über das MAP gefördert werden rund (285 GWh).

² Von der Wärmebereitstellung über Wärmenetze werden in diesem Summenwert nur die 765 GWh/a Neuerschließung von Abwärme aus Biogasanlagen berücksichtigt. Um Doppelzählungen zu vermeiden, bleiben dagegen jene Wärmenetze, die aus Biomasse gespeist werden oder für die keine Angaben zum Brennstoff vorliegen, unberücksichtigt. Biogasleitungen und -aufbereitungen werden ebenso nicht berücksichtigt.

Nach 1§ des EEWärmeG soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Wärme- und Kälteerzeugung bis zum Jahr 2020 auf einen Anteil von 14 % steigen. Wie dieses Ziel auf die einzelnen Energieträger-Sparten verteilt wird, ist eine Allokationsfrage – bei Übererfüllung einer Sparte ist bis zu einem gewissen Grad auch eine Untererfüllung einer anderen Sparte denkbar. Die Zielwerte sowie der tatsächliche Zubau im Evaluierungsjahr 2013 sind in Tabelle 3-1 zusammengefasst.

Gerade bei der Biomasse scheint der in der Leitstudie ausgewiesene Zielwert von 950 GWh/a, der einem Zubau von rund 18.000 Anlagen pro Jahr entspricht, hinter dem verfügbaren Potential zurückzubleiben (vgl. Nitsch et al., 2012). Geht man von einer hälftigen Abdeckung dieses Zubaus durch das MAP aus, so wären nur etwa 9.000 Anlagen über das MAP zu fördern. Die Evaluatoren gehen dagegen von einem Anteil des MAP am Gesamtzubau von ca. 10-15.000 Anlagen und einem Endenergie-Zielwert von 1.190GWh pro Jahr aus.

Das Programmziel des Ausbaus der erneuerbaren Wärme- und Kälteversorgung von 2.585 GWh erneuerbarer Wärme für 2013 wurde vollständig erreicht (Abbildung 3-2). Ähnlich wie bereits im Vorjahr wurde der Zielwert sogar überschritten.

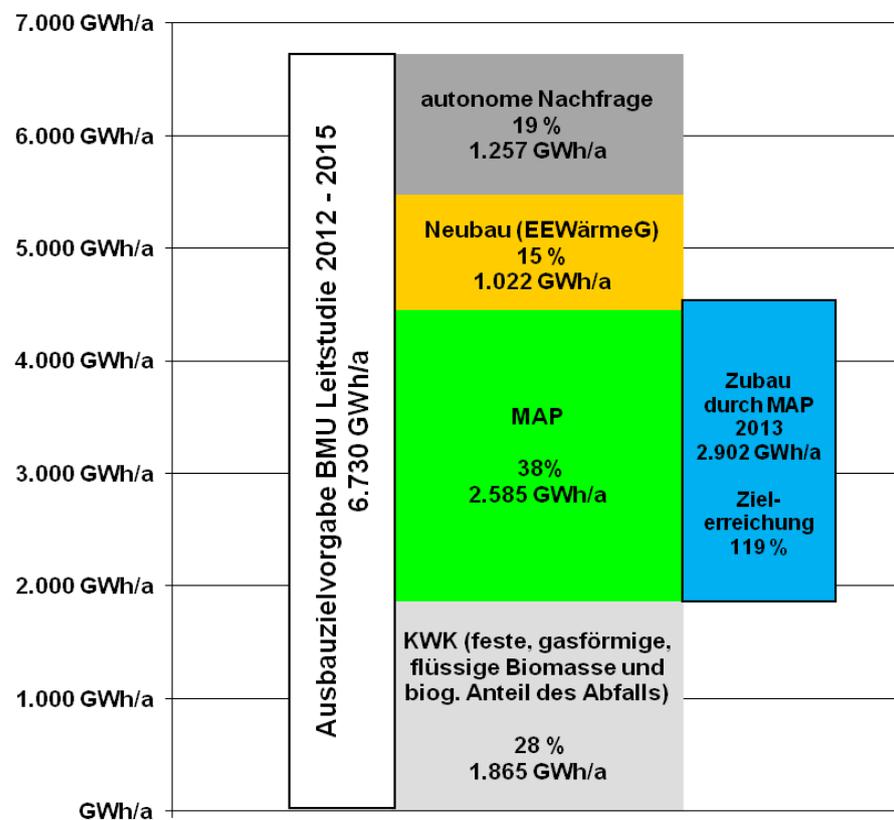


Abbildung 3-2: Erreichung der Ausbauziele

Zur Zielerreichung in den einzelnen Technologiesegmente: Im Bereich der Biomasse ist das Ausbauziel deutlich übererfüllt. Dies ist auf den Zubau kleiner Kessel bis 100 kW zurückzuführen, während die größeren Anlagen hinter den Zielwerten zurückblieben. Insgesamt tragen die Biomasseanlagen zu über 65 % zur Zielerreichung bei. Bei Wärmepumpen wurde mit rund 4.700 Anlagen etwa die angestrebte Anlagenanzahl von 5.000 Stück erreicht. Lediglich der Anteil der Großwärmepumpen wurde deutlich verfehlt und damit auch der anvisierte Zubau an Endenergie. Vor allem aufgrund der nach wie vor hohen autonomen Nachfrage im Neubau ist der Absatz von Wärmepumpen wohl insgesamt im Zielkorridor des Leitszenarios. Bei

kleinen Solarkollektoren wurde nur ein Drittel des angestrebten Zielwertes erreicht. Der Bereich der solaren KfW-Förderung bleibt wie schon im letzten Jahr weit hinter den angestrebten Zielwerten zurück und trägt kaum zur Zielerreichung bei.

Eine deutliche Lücke zwischen Zielwert und tatsächlichem Zubau verzeichnet auch die Tiefengeothermie, lediglich etwa ein Fünftel der angestrebten 450 GWh wurden realisiert. Im Bereich der solarthermischen Kälteerzeugung wurden keine Anlagen in Betrieb genommen. Eine Übererfüllung der Zielwerte für die Anlagenzahlen als auch die erzeugte Endenergie ist dagegen bei den Wärmenetzen zu verzeichnen.

Für Anlagen zur Aufbereitung und Einspeisung von Biogas wurden bisher keine Zielwerte vereinbart. In diesem Segment ist zu berücksichtigen, dass der Ausbau der Biogasnutzung weitestgehend durch das EEG getrieben wird und die MAP-Förderung lediglich ergänzende Impulse setzen kann. Die künftige Entwicklung wird daher auch von den künftigen Rahmenbedingungen im Strombereich abhängen. Nach einer Studie der dena sollen sechs Milliarden Normkubikmetern Biogaseinspeisung im Jahr 2020 erreicht werden (Dena 2009). Hierzu wäre ein Zubau von 100 bis 200 Anlagen jährlich erforderlich. Im Vergleich zu dieser erforderlichen Entwicklung sind die im Jahr 2013 im MAP finanzierten neun Anlagen nur unzureichend. Dabei muss berücksichtigt werden, dass das MAP nur kleine Aufbereitungsanlagen, die wegen geringer Wirtschaftlichkeit eine ergänzende Zuschussförderung benötigen, fördert. Darüber hinaus wurden 143 Biogasleitungen gefördert. Für dieses Segment der Förderung lassen sich daher keine Zielwerte aus der Leitstudie ableiten.

3.1.2 Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit

Die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit wird mit Hilfe der drei Indikatoren „Senkung der spezifischen Wärmegestehungskosten“ (Abschnitt 3.1.2.1), „Marktstruktur“ (Abschnitt 3.1.2.2) und „Marktdynamik“ (3.1.2.3) bestimmt.

3.1.2.1 Senkung der spezifischen Wärmegestehungskosten

Damit sich erneuerbare Energien langfristig und nachhaltig auf dem Wärme – und Kältemarkt etablieren können, müssen sie kostenseitig mit fossilen Energieträgern konkurrieren können. Dabei ist zu beachten, dass erneuerbare Energien konkurrenzfähiger wären, wenn die externen Kosten fossiler Energien internalisiert würden und damit ein fairer Wettbewerb hergestellt wäre. Aber auch unter den derzeitigen Rahmenbedingungen verbessert sich die Wettbewerbssituation der erneuerbaren Energien schon dadurch, dass weiterhin mit einem Anstieg der Preise fossiler Brennstoffe zu rechnen ist. Trotzdem: Aufgrund des Kostenabstands vieler erneuerbarer Technologien zu den fossilen Brennstoffen müssen die spezifischen Investitions- und

in Folge dessen auch die Energiegestehungskosten gesenkt werden, um - bei gleichzeitig geringeren Umweltauswirkungen - wettbewerbsfähig zu werden. Kostensenkungen werden insbesondere durch technischen Fortschritt und durch Skaleneffekte aus wachsenden Märkten erwartet. Steigende Rohstoffpreise, etwa von Kupfer, können einen Teil dieser Kostensenkungen wieder aufzehren. Auch können im Rahmen dieser Evaluation nur Preise und keine Kosten erhoben werden. Eine anziehende Nachfrage bei nur unelastischem Angebot kann aber zu Preissteigerung führen, ohne dass diese durch Kostensteigerungen begründet wären. Zusätzlich können höhere Kosten der durch Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien erzeugten Wärme und Kälte teilweise dadurch gerechtfertigt werden, dass diese Anlagen für den Investor einen gewissen Mehrwert darstellen, wie z.B. eine Erhöhung der Preis- und Versorgungssicherheit, bezogen auf den Brennstoff.

Es werden für die sieben Systeme Pelletkessel, Hackgutkessel (hierbei nur Mehrfamiliengebäude, sinnvoller Einsatz erst ab entsprechend hoher Wärmenachfrage), Scheitholzkessel (nur Einfamiliengebäude, da geringer Automatisierungsgrad und in großen Leistungsklassen nicht verfügbar), Luft-Wasser-Wärmepumpe, Sole-Wasser-Wärmepumpe, Solarflachkollektoren und Solarvakuumröhrenkollektoren (in Kombination mit einem Gas-Brennwertkessel) in den vier Anwendungsfällen saniertes/unsaniertes Ein-/Zweifamilienhaus (Gebäudetypologie E) bzw. Mehrfamilienhaus (ebenfalls Gebäudetypologie E) ermittelt, wie sich die typischen Energiegestehungskosten im Zweijahresmittel im Vergleich zum Zweijahresmittel der Vorperiode entwickelt haben.

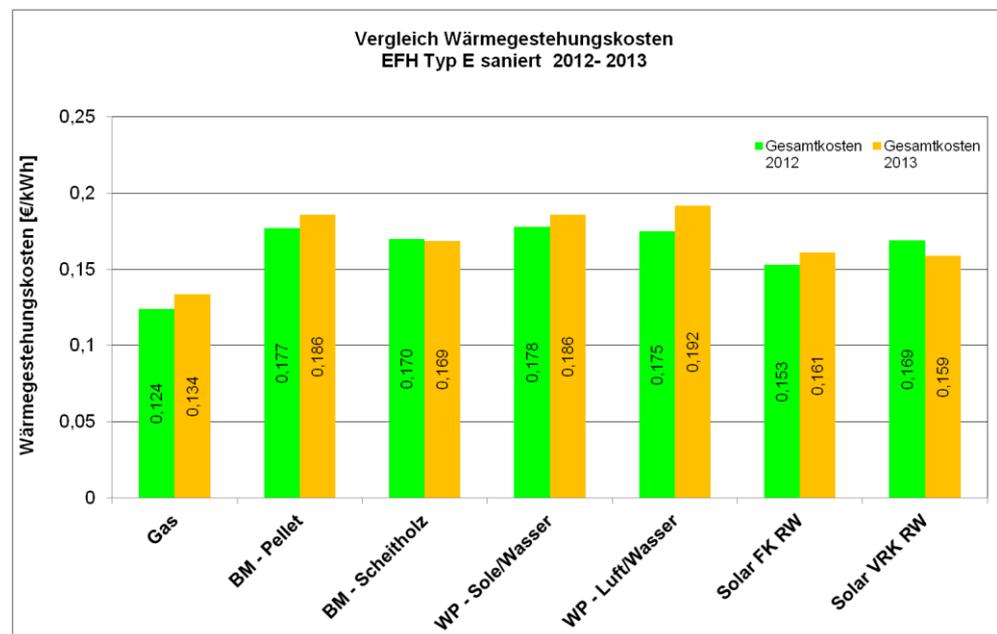


Abbildung 3-3: Vergleich der Wärmegegestehungskosten von erneuerbaren Energien in einem sanierten Einfamilienhaus im Jahr 2012-2013 (ohne Förderung).

Beispielhaft sind die aktuellen Wärmegestehungskosten der oben genannten Anlagentypen für die Anwendung je in einem sanierten Ein- und einem Mehrfamilienhaus dargestellt (Abbildung 3-3 und Abbildung 3-4).

Aufgrund der geringeren Fallzahl, der größeren Heterogenität der geförderten Anlagen und letztlich auch der nicht ausreichend differenziert genug vorliegender Kostendaten realisierter Anlagen, kann eine vergleichbare Rechnung für den KfW-Teil nicht durchgeführt werden.

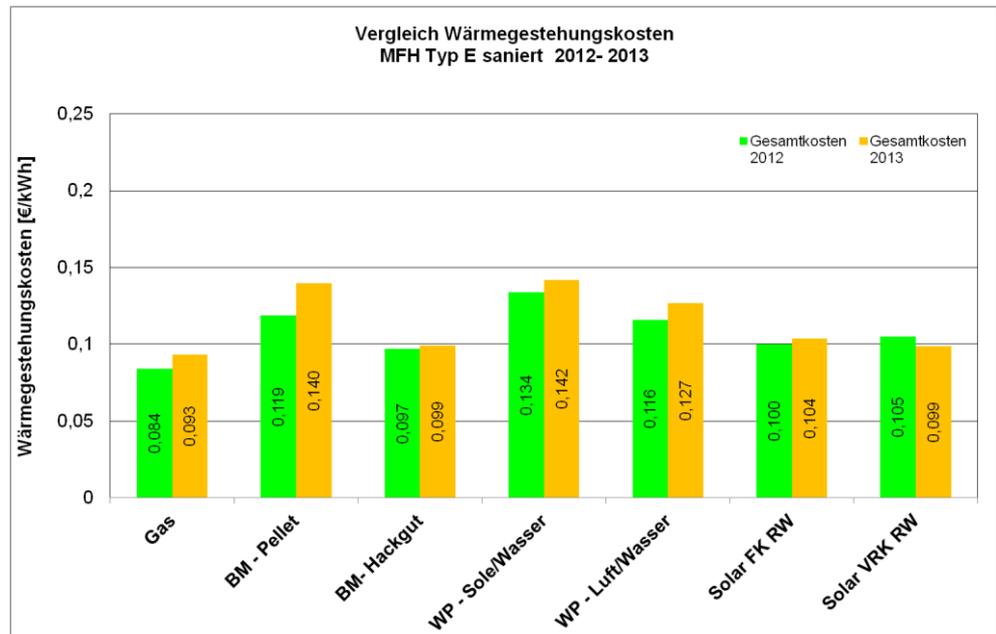


Abbildung 3-4: Vergleich der Wärmegestehungskosten von erneuerbaren Energien in einem sanierten Mehrfamilienhaus im Jahr 2012-2013 (ohne Förderung).

Tabelle 3-2: Jährliche durchschnittliche Änderung der spezifischen Wärmegestehungskosten in der Periode 2012/13 gegenüber 2010/11.

1	EFH Typ E unsaniert	EHF Typ E saniert	MFH Typ E unsaniert	MFH Typ E saniert	Mittelwert
Pelletkessel	0%	-1%	-6%	-2%	-2%
Hackgutkessel			-7%	1%	-3%
Scheitholzessel	-1%	-2%			-2%
Wärmepumpe S/W	-17%	-12%	-12%	-12%	-13%
Wärmepumpe L/W	-4%	-4%	-4%	-3%	-4%
Solar FK	3%	4%	3%	4%	3%
Solar VRK	4%	7%	4%	7%	6%

¹ Positive Werte geben Kostensenkungen, negative Werte Kostensteigerungen an.

Innerhalb einer Technologie wird aus den einzelnen Kostenänderungen über eine ungewichtete Mittelwertbildung die Kostensenkung für die gesamte Technologie ermittelt (Tabelle 3-2). Die zu beobachtenden Veränderungen sind dabei nicht ausschließlich auf Änderungen

der Investitionskosten der Anlagen zurückzuführen. So wurden bei der Berechnung der Wärmegestehungskosten für alle Anlagen die Brennstoffpreise entsprechend angepasst.

Die so ermittelte Kostenentwicklung bei den Wärmegestehungskosten der betrachteten Versorgungsoptionen wird mit den aus der Leitstudie abgeleiteten Kostensenkungszielen verglichen (Tabelle 3-3). Lediglich für die Solarkollektoren ergeben sich Kostensenkungen, insbesondere bei den Vakuumröhrenkollektoren. Dies ist auf geringere Investitionskosten zurückzuführen, so dass trotz gestiegener Energiepreise für das Kombisystem SolarVK/Gas-Brennwertkessel eine deutliche Kostensenkung zu registrieren ist. Bei Biomasse-Versorgungstechnologien werden überwiegend Kostensteigerungen verzeichnet. Dies liegt in erster Linie an höheren Kosten für die Energieträger Holzpellet, Hackgut und Scheitholz, so dass die Wärmegestehungskosten der Periode 2012/13 trotz tendenziell gesunkener Investitionskosten über denen der Periode 2010/11 liegen. Die Wärmepumpen-Systeme weisen wie schon bei der letztjährigen Evaluierung deutlich höhere Kosten auf. Verantwortlich sind höhere Wärmepumpentarife beim Strombezug sowie gestiegene Investitionskosten.

Der Gesamtzielerreichungsgrad bezüglich Kostensenkung ergibt sich aus der nach Fördersumme der jeweiligen Technologie gewichteten Summe der technologiespezifischen Zielerreichungsgrade. Dieser beträgt 34 % und liegt damit deutlich unter dem Wert der letzten Evaluierung (91 %). Dies liegt an den im Vergleich zur Periode 2010/11 gestiegenen Wärmegestehungskosten der kleinen Biomasse, die aufgrund ihres hohen Anteils an der Fördersumme deutlichen Einfluss auf diesen Indikator hat.

Tabelle 3-3: Kostensenkungsziele für einzelne Technologien

Technologie	Kostensenkungsziel [%/a]	Kostensenkung 2012/13 gegenüber 2010/11	Zielerreichungsgrad
kleine Biomasse	0,0%	-2%	0%
kleine Wärmepumpen	1,3%	-9%	0%
kleine Solaranlagen	3,0%	4%	100%
Gesamt			34%

3.1.2.2 Marktstruktur und Wettbewerb

Für diesen Indikator erfolgt eine quantitative Bewertung der Marktstruktur bzw. der Wettbewerbsintensität in den unterschiedlichen Technologiesektoren auf Grundlage des Herfindahl-Hirschmann-Indexes (HHI). Der HHI ist ein allgemein akzeptierter Marktkonzentrationsindex. Er wird durch Summierung der quadrierten Marktanteile von Unternehmen innerhalb eines Marktsegmentes berechnet. Die Bewertung wird ergänzt um eine quantitative Beurteilung der Markt-

dynamik (Zugänge von Anbietern). Mit diesem Indikator kann gemessen werden, ob ein wettbewerbsorientierter und nachhaltiger Markt für Wärme- und Kältetechnologien basierend auf erneuerbaren Energien vorherrscht, bei welchem kein Anbieter eine marktbeherrschende Stellung einnimmt und welcher sich dynamisch entwickelt.

Tabelle 3-4: Herfindahl-Hirschmann-Index für Biomasetechnologien und Wärmepumpen

Technologie	Herfindahl-Hirschmann-Index	
	2012	2013
Biomasse	644	702
Wärmepumpen	653	586

Für die Technologien Wärmepumpen und Biomassekessel bis 100 kW konnte der HHI auf der Basis der nach Herstellern aufgelösten Förderzahlen des BAFA berechnet werden. Dies stellt nur eine Annäherung, wenn auch von hoher Güte, der tatsächlichen Marktstruktur dar. Im Förderjahr 2013 wurden im Rahmen des MAP insgesamt rund 4.650 Wärmepumpen von insgesamt 85 Herstellern errichtet. Die drei größten Anbieter kommen hierbei auf 713, 469 bzw. 372 Anlagen. Der HHI berechnet sich zu 586 Punkten; der Markt für Wärmepumpen ist demnach nicht konzentriert. Dies gilt in gleichem Maße für die Biomassekessel, auch hier ist die Marktkonzentration als niedrig einzustufen (HHI = 702).

Für die anderen Technologien konnte aufgrund fehlender Datenbasis keine vergleichbare Berechnung angestellt werden. Da keine anders lautenden Studien über eine hohe Marktkonzentration für die anderen Technologien vorliegen, kann von einer gesunden Marktstruktur ohne übermäßige Konzentration ausgegangen werden. Auf Grundlage dieser Annahme ist das Ziel eines nachhaltigen Marktes für Wärme- und Kältetechnologien zu 100 % erreicht.

3.1.2.3 Marktdynamik

Die Bewertung der Marktstruktur wird ergänzt um eine quantitative Beurteilung der Marktdynamik (Zugänge von Anbietern). Neben der Marktstruktur sollte ein „gesunder“ Markt auch durch eine gewisse Dynamik geprägt sein, bei dem neue Anbieter in den Markt eintreten können. Nach dem idealtypischen Produktlebenszyklus ist ein freier Marktzugang besonders in der Einführungs- und Wachstumsphase einer Technologie essentiell, denn von neuen Anbietern werden zusätzliche Innovationen erwartet, wie auch ein verstärkter preislicher und technologischer Wettbewerb. In späteren Phasen des Produktlebenszyklus bestehen dagegen für neue Anbieter kaum Anreize, in den Markt einzutreten. Eher sind in der Reife- und Sättigungsphase Unternehmensfusionen und Kooperationen zu beobachten (Pöschek, 2000).

Auf Grundlage dieser Überlegungen sollte für diejenigen Technologien, die sich in der Einführungs- und Wachstumsphase des Produktlebenszyklus befinden, zur Bewertung von Marktstruktur und Wettbewerb ebenfalls die Marktdynamik gemessen werden. Dies erlaubt, Aussagen darüber zu treffen, ob in neuen Technologiesegmenten Markteintrittsbarrieren vorliegen und ob zukünftig ein verstärkter Wettbewerb zu erwarten ist. Als Bewertungskriterium für die Marktdynamik wird das Verhältnis von neuen Marktanbietern zur Gesamtzahl der Anbieter im Marktsegment in einem Jahr erfasst.

$$\text{Marktdynamik [\%]} = \frac{\text{Anzahl neuer Anbieter}}{\text{Anzahl aller Marktteilnehmer}}$$

Eine optimale Marktdynamik als Zielwert lässt sich theoretisch nicht eindeutig ableiten. Aus praktischen Überlegungen heraus scheint es jedoch angemessen, dass im optimalen Fall bei Technologien in der Wachstumsphase des Produktlebenszyklus mindestens 10 % aller Marktteilnehmer neue Anbieter sind. In der Einführungsphase, in der ein hoher Kapitalbedarf besteht und zunächst Markteintrittsbarrieren in Form von Verbrauchergewohnheiten und Konkurrenz zu überwinden sind, reduziert sich die optimale Ausprägung des Marktdynamik-Indikators auf 5 %.

Auf der Basis der Listen durch das BAFA zugelassener Produkte in den Bereichen Biomasse, Solarkollektoren und Wärmepumpen wurde die Anzahl neuer Anbieter ins Verhältnis zur Anzahl aller Anbieter in den jeweiligen Märkten gesetzt (Tabelle 3-5). Für alle drei betrachteten Märkte zeigt sich, dass der Mindestwert von 5 % neue Anbieter erreicht wird und somit der Indikator auch insgesamt zu 100 % erreicht ist.

Tabelle 3-5: Anzahl der neuen Anbieter absolut und relativ zur jeweiligen Gesamtzahl der Anbieter für die Märkte Biomasse, Solarkollektoren und Wärmepumpen

	2012		2013		Ziel- erreichung
	Zugänge	% alle Anbieter	Zugänge	% alle Anbieter ¹	
Biomasse	10	5%	14	6%	100%
Solarkollektoren	59	19%	19	6%	100%
Wärmepumpen	13	11%	14	12%	100%

¹ Aufgrund des kurzen Abstandes zwischen den Berichten für die Evaluierungsperioden 2012 und 2013 erfolgt keine neue Einordnung der Technologien in die Phasen des Produktlebenszyklus.

Zur Messung der Erreichung des Ziels „Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit“ werden die drei Teilindikatoren zusammengefasst, wobei die Gewichtung einerseits die Bedeutung des jeweiligen Teilindikators für die Zielerreichung widerspiegelt, andererseits zusätzlich auch die unterschiedliche wissenschaftliche Güte der Indikatoren berücksichtigt.

Gesamtindikator

$$I_{\text{Wettbewerbsfähigkeit}} = 0,8 * I_{\text{Kosten}} + 0,15 * I_{\text{HHI}} + 0,05 * I_{\text{Dynamik}}$$

Das Ziel der Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt ist damit zu 47 % erreicht worden.

3.1.3 Schaffung einer nachhaltigen Versorgungsstruktur

Mit diesem Indikator wird bewertet, inwiefern mit dem MAP Absatzstrukturen und Versorgungsinfrastrukturen gefördert werden, die auch mittel- und langfristig die Implementierung einer nachhaltigen Energiewirtschaft unterstützen. Insbesondere geht es darum, den Weg für jene Technologien zu bereiten, die zwar heute nur geringe Relevanz für die Erreichung der kurzfristigen Mengenziele haben, mittel- und langfristig aber als wichtig eingeschätzt werden, um höhere Anteile erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung zu erreichen.

Dabei ist zu beachten, dass jene Technologien und Anwendungen, die nicht als besonders zukunftsweisend eingestuft werden, dennoch eine große Bedeutung für den gegenwärtigen und zukünftigen Ausbau erneuerbarer Energien besitzen.

Für den Beobachtungszeitraum 2013 bilden der Nationale Aktionsplan für erneuerbare Energie (NREAP) der Bundesregierung und die BMU- Leitstudie (Nitsch et al. 2012) den angestrebten Idealpfad der Entwicklung des gesamten Energiesektors und damit auch des Wärmemarktes (bis 2020) ab. In der Entwicklung der unterschiedlichen Pfade werden Aspekte wie Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit, Integration und Zielerfüllung berücksichtigt. Somit enthält dieser Pfad alle relevanten Aspekte für eine zukunftsweisende Infrastruktur. Dieses Szenario gibt erste Anhaltspunkte zur Identifizierung von zukunftsweisenden Technologien. Das sind insbesondere jene Technologien, die derzeit selten eingesetzt werden, die aber zur Realisierung des Leitszenarios zukünftig in einem großen Umfang benötigt werden.

Über eine Befragung der Projektpartner im Projektkonsortium wurden die notwendigen Technologien weiter differenziert, um sowohl präziser die notwendigen Technologien, wie auch jährliche Zielwerte festlegen zu können. Zum Zwecke der Bewertung des Indikators wurde wie folgt vorgegangen: Es wurde ein Fragebogen verwendet, welcher für jede der durch das MAP geförderten Technologien eine Liste von Untertechnologien enthält, die durch den jeweiligen Partner ausgefüllt und zusätzlich, entsprechend seinen Vorstellungen, durch weitere Technologien ergänzt werden konnte. Anschließend erfolgte eine Bewertung der erstellten Gesamtliste der Untertechnologien durch die Partner. Dabei wurden diese im Hinblick auf ihre Marktbedeutung (= relativer Marktanteil) zur Erreichung der langfristigen Ziele der Bundesregierung bis 2020 im Vergleich zu heute bewertet. Für die als besonders zukunftsweisend eingestuften Technologien wurde

anschließend eine Quantifizierung dieser Zielwerte mit den jeweiligen Experten durchgeführt. Es wurden relative Marktanteile als Zielwerte festgelegt, die mit absoluten Zielwerten aus der Leitstudie für die einzelnen Jahre kombiniert wurden.

Die Ergebnisse der Befragung und die Zielwerte der als besonders zukunftsweisend eingestuften Technologien sind in den folgenden Abschnitten dargestellt.

Biomasse-Kleinanlagen

Die Brennwertechnik sollte bei kleinen Biomassekesseln in Zukunft eine stärkere Bedeutung haben, damit die Biomasse effizient eingesetzt werden kann. Auch sollten noch umfangreicher als bisher Pufferspeicher eingebaut werden. Aus der Förderstatistik des BAFA lässt sich entnehmen, welchen Anteil die Brennwertechnik an den geförderten kleinen Biomassekesseln besitzt und wird daher hier als Indikator für die Umsetzung besonders zukunftsweisender Technologien im Bereich kleiner Biomasse herangezogen (Tabelle 3-6). Demnach ist, bezogen auf die jährlich bereitgestellte Energie durch besonders zukunftsweisende Technologien, das Ziel der Umsetzung für den Zeitraum 2010 bis 2015 zu 78 % erfüllt.

Tabelle 3-6: Besonders zukunftsweisend eingestufte Technologien im Bereich Biomasse-Kleinanlagen. Vergleich von Ist- und Zielwert.

	Pellet-Brennwerteckel (zentral)	
	Relativ (zu allen Pelletkesseln)	Absolut (GWh/a)
Zielwert im MAP 2010-2015	2%	5,9
Zielwert im MAP 2016-2020	5%	11,0
Ist-Wert 2013 (Anteil an erzeugter Energiemenge, absolute Energiemenge)	0,6%	4,6
Zielerreichung 2013		78% ¹

Solarthermie

Im Bereich der Solarthermie werden als besonders zukunftsweisend eingeschätzt:

- Vakuum-Röhrenkollektoren zur Erlangung höherer solarer Deckungsanteile,
- neue Speichermedien,
- Flachkollektoren in Kombination mit Photovoltaik,

¹ Die Zielerreichung in Bezug auf die produzierte Energiemenge (4,6 von angestrebten 5,9 GWh/a) liegt in diesem Fall deutlich höher als in Bezug auf die relative Menge (0,6 von abgestrebten 2 %). Dies liegt hier an der deutlich über dem Ziel liegenden Gesamtmenge an von Pellet-Kessel produzierter Energie. Solche Effekte zeigen sich auch für die weiteren betrachteten Technologien.

- Prozesswärmeanwendungen,
- Großanlagen, gerade im Zusammenhang mit Nahwärme.

Die Effizienz und der geringere Platzbedarf von Vakuum-Röhrenkollektoren schaffen Möglichkeiten insbesondere im Mehrfamilienhausbereich. Neue Speichermedien mit hoher Speicherdichte verbessern die Chancen der Solarthermie insbesondere in Mehrfamilienhäusern, können aber auch die solaren Deckungsbeiträge in Einfamilienhäusern erhöhen. Aus den vorliegenden Statistiken über die durch das MAP geförderten Anlagen konnten die Kategorien „Vakuum-Röhrenkollektoren“, „Großanlagen / Nahwärme“ und „Prozesswärme“ identifiziert werden (Tabelle 3-7). Bezogen auf die angestrebte, durch besonders zukunftsweisende Technologien bereitstellende jährliche Energie, ist das Ziel im Bereich der Solarthermie nur zu 6 % erreicht worden. Dieser geringe Zielerreichungsgrad ergibt sich insbesondere dadurch, dass die Solarthermie insgesamt, und hier insbesondere die Nahwärmesysteme, weit hinter den Zielen der Leitstudie zurückbleiben.

Tabelle 3-7: Besonders zukunftsweisend eingestufte Technologien im Bereich Solarkollektoren. Vergleich von Ist- und Zielwert

	Röhrenkollektor		Großanlagen Nahwärme		Prozesswärme		Gesamt	
	Relativ	GWh/a	Relativ	GWh/a	Relativ	GWh/a	Relativ	GWh/a
Zielwert 2010-2015	12%	67	51%	290	1%	5	64%	362
Zielwert 2016-2020	13%	107	52%	435	5%	42	70%	584
Ist-Wert 2013 (Anteil an erzeugter Energiemenge, absolute Energiemenge)	22%	19	3%	2,6	1%	0,8	25%	22,4
Zielerreichung 2013		28%		1%		16%		6%

Wärmepumpen

Als besonders zukunftsweisende Technologien im Bereich der Umweltwärmenutzung werden erdgekoppelte Wärmepumpentechnologien wie Wasser-Wasser und Sole-Wasser-Systeme angesehen, die gegenüber Luft-Wasser-Systemen im Allgemeinen eine höhere Effizienz aufweisen. Dies gilt insbesondere für leistungsgeregelte erdgekoppelte Wärmepumpen. Darüber hinaus sollte weiter an der Erhöhung des Wirkungsgrades von Luft-Wasser-Wärmepumpen gearbeitet werden. Die Anteile der erdgekoppelten Wärmepumpen an der Gesamtzahl der geförderten Anlagen konnte aus der BAFA Statistik abgeleitet werden (Tabelle 3-8). Für die leistungsgeregelten erdgekoppelten Wärmepumpen konnte jedoch keine Quantifizierung vorgenommen werden. Gemäß Tabelle 3-8 ist, bezogen auf die jährlich bereitgestellte Energie, das Ziel der Umsetzung besonders zukunftsweisender Technologien zu 63 % erfüllt.

Tabelle 3-8: Besonders zukunftsweisend eingestufte Technologien im Bereich Umweltwärme. Vergleich von Ist- und Zielwert

	Erdgekoppelte WP		Leistungsgeregelte erdgekoppelte WP		Gesamt	
	Relativ zu allen WP	GWh/a	Relativ zu allen erdgekoppelten WP	GWh/a	Relativ zu allen WP	GWh/a
Zielwert 2010-2015	66 %	59	5 %	3	66 %	59
Zielwert 2016-2020	66 %	82	50 %	41	66 %	82
Ist-Wert 2013 (Anteil an erzeugter Energiemenge, absolute Energiemenge)	57 %	37	n.a.	n.a.		37
Zielerreichung 2013		63 %		n.a.		63 %

Tiefengeothermie

Die Nutzung tiefengeothermischer Quellen wird insgesamt als besonders zukunftsweisend eingeschätzt. Zum einen weil die gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung eine klimaverträgliche Energiegewinnung darstellt, zum anderen weil eine bedarfsgerechte und nachfrageorientierte Erzeugung möglich ist. Vergleicht man den allgemeinen Zielwert von 450 GWh/a mit dem tatsächlichen Zubau in Höhe von 86,1 GWh/a, so ist das Ziel zu 19% erreicht.

Nahwärmenetze

Alle beteiligten Experten sind sich einig, dass Nahwärmenetze als eine Schlüsseltechnologie zur Umsetzung hoher Anteile erneuerbarer Energien in Zukunft überproportional an Marktrelevanz gewinnen sollten. Der Anteil von Nahwärmenetzen, gespeist aus BHKW-Anlagen, Biogasanlagen und großen solarthermischen Anlagen, wird dabei besonders positiv eingeschätzt. Außerdem sollten verstärkt Wärmespeicher in Nahwärmenetzen eingebaut werden, um einen noch effizienteren Einsatz zu ermöglichen. Insgesamt werden daher Nahwärmenetze als besonders zukunftsweisend eingeschätzt. Vergleicht man den angestrebten jährlichen Zubau von Nahwärmenetzen in Höhe von 1.600 GWh/a mit dem im Jahr 2013 realisierten Wert von 1.134 GWh/a, so kann konstatiert werden, dass das angestrebte Ziel in diesem Bereich zu 71 % erreicht wurde.

Zusammenfassende Bewertung

Der durchschnittliche Zielerreichungsgrad der als besonders zukunftsweisend eingestuftten Technologien betrug im Jahr 2013 demnach etwa 47 % (Tabelle 3-9).

Die hier verwendete Methodik der Quantifizierung weist einige Begrenzungen auf. So basiert die Beurteilung, welche Technologien und Anwendungen als besonders zukunftssträftig eingeschätzt werden, bisher nur auf der Einschätzung weniger Experten. Die Liste besonders zukunftsfähiger Technologien ist damit zwangsläufig nicht

abschließend und vollständig. Auch die Zielwerte wurden von wenigen Experten festgelegt. Weiterhin liegt nur für den Bereich der Kleinanlagen unter 100 kW ausreichend differenziertes Datenmaterial vor, um die Anteile der besonders zukunftsweisenden Technologien ausweisen zu können. Trotzdem wurden größere Anlagen bei der Bewertung berücksichtigt, indem die beiden Technologien „Tiefengeothermie“ und „Nahwärmenetze“ insgesamt als besonders zukunftsweisend bewertet werden, was eine Vereinfachung darstellt.

Tabelle 3-9: Zielerreichungsgrad bezüglich des Anteils besonders zukunftsweisend eingestufte Technologien

Technologie	Grad der Zielerreichung
Biomasse-Kleinanlagen	78%
Solarthermie	6%
Wärmepumpen	63%
Tiefengeothermie	19%
Nahwärmenetze	71%
Durchschnitt	47 %

Es scheint daher angemessen, die quantitative Bewertung mit einer qualitativen Bewertung zu ergänzen. Die MAP-Förderung berücksichtigt sehr unterschiedliche Bereiche der Wärmeherzeugung aus erneuerbaren Energien. Damit ist gewährleistet, dass die ganze Bandbreite möglicher Anwendungen und Technologien eine Förderung erhalten. Darüber hinaus werden erhöhte Zuschüsse für innovative Technologien vergeben, sodass zusätzliche Anreize für besonders zukunftsweisende Technologien gegeben sind. Auf der anderen Seite ist es bisher über das MAP kaum gelungen, den sehr wichtigen Bereich der Mehrfamilienhäuser wie auch den der Prozesswärmebereitstellung ausreichend stark zu entwickeln. Qualitativ gesehen scheint es daher angemessen, das Ziel zukunftsweisender Technologien als zu 50 % erreicht anzusehen.

Kombiniert man dieses qualitative Urteil mit den weiter oben gemachten quantitativen Bewertung, so kommt man bei einer Gewichtung von 20/80 zu einem Zielerreichungsgrad von 49 %.

3.1.4 Technologischer Standard und Innovation

Ein implizites Ziel des Marktanreizprogramms ist es seit Programmstart, die Qualität und Leistungsfähigkeit der Anlagen zu steigern. Deshalb wurden beispielsweise Vorgaben für den spezifischen Ertrag von solarthermischen Anlagen oder maximale Emissionen von Holzkesseln vorgegeben. Auch wurde teilweise eine Zertifizierung gefordert. Diese Anforderungen sind wichtig, um die gute öffentliche Akzeptanz der erneuerbaren Energien auch bei einer verstärkten Umsetzung dieser Technologien zu erhalten. Weiterhin ist sicherzustellen, dass nur qualitativ hochwertige Produkte gefördert werden.

Im Rahmen der Untersuchung wurde für den Indikator „Technologischer Standard und Innovation“ eine Befragung der im Projektkonsortium mitarbeitenden Partner durchgeführt, um die wichtigsten aktuellen Innovationen zu identifizieren. Die Befragung wird alle zwei Jahre wiederholt. In dieser Evaluierungsperiode wird auf die Ergebnisse aus der letztjährigen Befragung zurückgegriffen.

Insgesamt hat das MAP zu einer Vielzahl von Innovationen mit mittlerer bis hoher Relevanz bezüglich der Ziele des MAP geführt. Das Ziel wird als zu zwei Drittel (66 %) erreicht angesetzt. Eine detaillierte Beschreibung ist dem letzten Bericht zu entnehmen (vgl. Langniß et al. 2014).

3.2 Wirkungskontrolle

Die Wirkungskontrolle ermittelt, ob das MAP für die Zielerreichung geeignet und ursächlich war. Hierbei sind alle beabsichtigten und unbeabsichtigten Auswirkungen des MAP zu ermitteln. Zum einen geht es um die Wirksamkeit des MAP (Abschnitt 3.2.1), zum anderen um Faktoren, die zum Erfolg des MAP beitragen (Abschnitt 3.2.2).

3.2.1 Indikatoren für die Wirksamkeit des Programms

Prinzipiell stellt sich das Problem, wie die Wirksamkeit einer Fördermaßnahme nachgewiesen werden kann. Eine letztendliche Sicherheit, ob die Förderung wirklich ursächlich für die Umsetzung der Maßnahme war, lässt sich alleine schon deshalb nicht erreichen, weil im konkreten Förderfall immer mit einem hypothetischen Fall ohne Förderung („Was hätten Sie gemacht, hätten Sie keine Förderung erhalten?“) verglichen werden muss. Ein objektiver Vergleich setzt voraus, dass sich Befragte objektiv zum hypothetischen Fall äußern können.

Randomisierte Feldexperimente, wie sie vom Wissenschaftlichen Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2013) vorgeschlagen werden, sind für das MAP nicht geeignet, da zur Schaffung der in dieser Methode notwendigen Vergleichsgruppe willkürlich Personen von der Förderung ausgeschlossen werden, die eigentlich Förderung erhalten könnten. Abgesehen von der Willkür steht einem solchem Ansatz auch entgegen, dass es dem eigentlichen Ziel des Ausbaus erneuerbarer Energien entgegenläuft.

Die Aussagefähigkeit der Evaluation zur Wirksamkeit des MAP ist daher methodisch bedingt nur beschränkt. Die Wirksamkeit des MAP wird mit Hilfe der Indikatoren „Förderanteil“ (Abschnitt 3.2.1.1) und „Reaktion des Marktes auf Änderung der Förderung“ (Abschnitt 3.2.1.2) bewertet. Auf eine empirische Bewertung etwa im Rahmen einer Befragung wird für das Jahr 2013 verzichtet. Für die Evaluation des Förderjahres 2014 ist zur Ergänzung des Indikatorenansatzes die Methode der Durchführung von Fokusgruppen vorgesehen (vgl. Abschnitt 3.2.3).

3.2.1.1 Förderanteil

Der Indikator Förderanteil untersucht den spartenspezifischen Förderanteil im Verhältnis zu den Mehrkosten der Wärmegestehung im Vergleich zu einem Gas-Brennwertkessel. Prinzipiell kann davon ausgegangen werden, dass die Anreizwirkung des MAP auf den Empfänger mit steigendem Förderanteil zunimmt. Umso höher allerdings der Förderanteil wird, umso schlechter wird das Kosten-Nutzen-Verhältnis. Es ist also zu vermuten, dass ein angemessener Fördersatz existiert, der die Balance zwischen Anreizwirkung und Fördereffizienz hält. Die Evaluatoren gehen von einem Förderanteil zwischen 10 und 20 % als angemessen für eine wirkungsvolle Förderung aus (vergl. dazu Langniß et al. 2013). Dieser Förderanteil sollte für alle Technologien gelten, die bereits eine gewisse Marktreife erreicht haben. Ausnahmen sollten jedoch für Innovationsförderungen gelten (beispielsweise für große solarthermische Anlagen über die KfW-Förderung oder Prozesswärme im BAFA-Teil): Da hier erst der Fördertatbestand eine Investition anreizt oder gar eine Technologie bekannt macht, sind für innovative Fördertatbestände auch höhere Förderanteile zwischen 20 und 30 %, in Ausnahmefällen bis zu 50 % zu rechtfertigen.

Für den Vergleich wurde das sanierte Einfamilienhaus Typ E mit einem jährlichen Wärmebedarf von 24.000 kWh als typischer Anwendungsfall ausgewählt, da sich die meisten MAP-geförderten Anlagen in Einfamilienhäusern befinden. Für die Wärmegestehungskosten wird dabei ein komplettes Heizsystem zugrundegelegt, d.h. im Falle der solaren Raumwärme werden auch eine Zusatzheizung, der notwendige Brennstoff zur Zusatzheizung und der Strom zum Betrieb der Solarpumpe berücksichtigt.

Es zeigt sich, dass alle Heizungen auf der Basis von erneuerbaren Energien für den Versorgungsfall Einfamilienhaus EFH Typ E höhere Wärmegestehungskosten aufweisen als ein Gas-Brennwertkessel, die Systeme Pelletkessel und Sole/Wasser Wärmepumpe um knapp 39 % (ohne Berücksichtigung der MAP-Förderung, Abbildung 3-5). Dieses grundsätzliche Ergebnis ändert sich auch nicht unter Berücksichtigung der MAP-Förderung. Die Förderanteile sind vergleichsweise gering und bewegen sich zwischen 2,0 % und 6,4 % der Gesamtwärmegestehungskosten. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass bei einer Investitionsentscheidung in einem Einfamilienhaus nicht die absoluten Wärmegestehungskosten als Entscheidungskriterium zugrunde gelegt werden, sondern die Investitionsmehrkosten im Vergleich zum Einbau eines Gas-Brennwertkessels, die derzeit günstigste Heiztechnologie. In Abhängigkeit von der Entwicklung des Gaspreises im Vergleich zu beispielsweise Pellets- und Strompreisen können diese Mehrkosten aber weiter sinken.

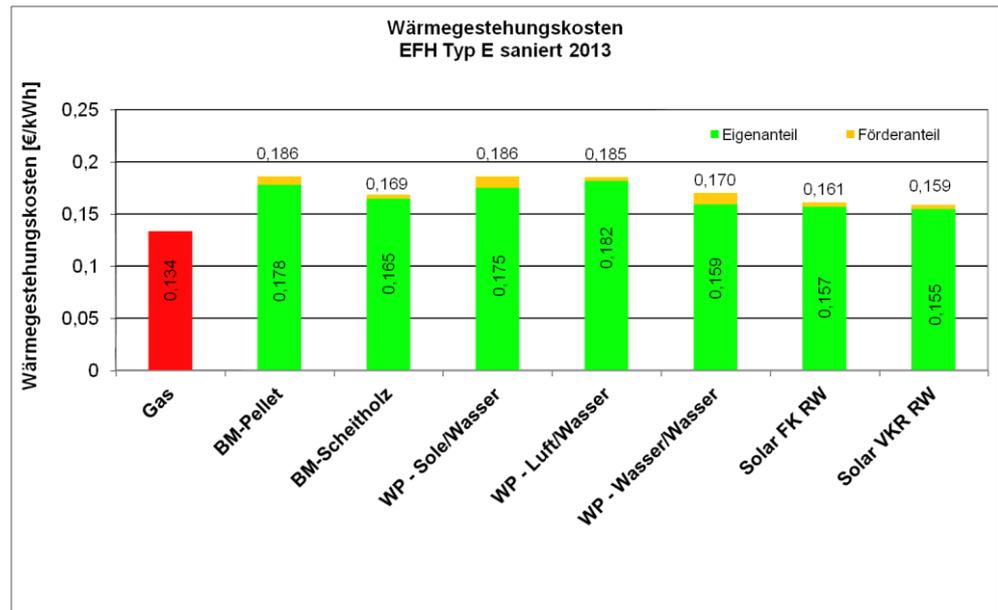


Abbildung 3-5: Spartenspezifische Wärmegestehungskosten und deren Förderanteil für ein saniertes Einfamilienhaus Typ E

Abbildung 3-6 zeigt den Förderanteil an den Mehrkosten der Wärmegestehung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zum Gas-Brennwertkessel. Vier der untersuchten sieben Systeme liegen in dem von den Evaluatoren definierten wirkungsvollen Bereich von 10 % bis 20 % Prozent Förderanteil, eine weitere Technologie nur knapp darüber. Der höchste Förderanteil ergibt sich mit 29,7 % für die Wärmepumpe Wasser/Wasser.

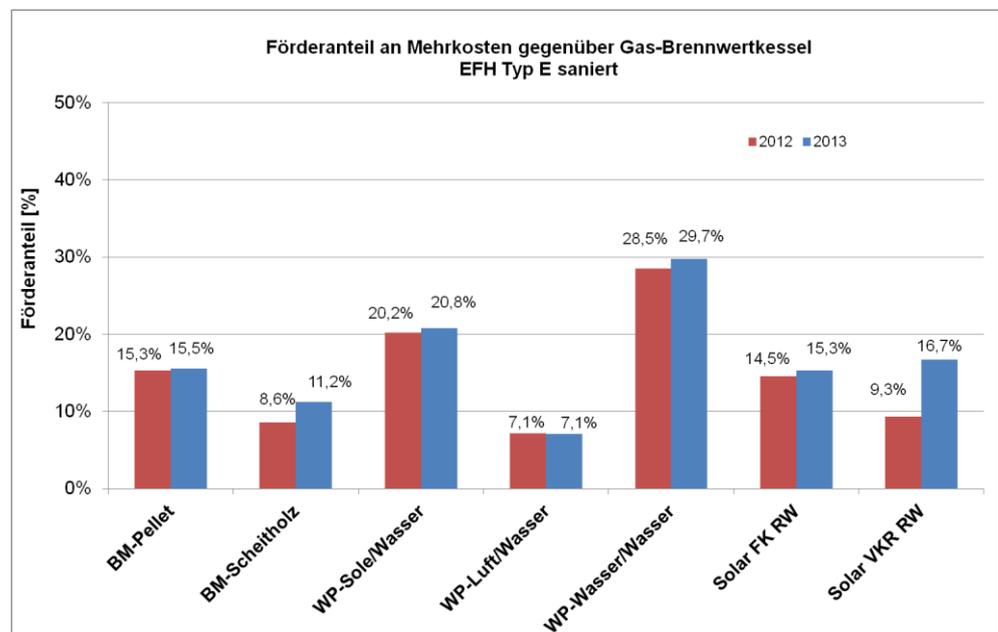


Abbildung 3-6: Förderanteil an den Mehrkosten gegenüber eines Gas-Brennwertkessels (EFH Typ E)

Dies liegt zum einen an der hohen MAP-Förderung dieser Anlagen (3.880 € pro Anlage), zum anderen an den vergleichsweise niedrigen Wärmegestehungskosten und daraus resultierenden geringen

Mehrkosten (siehe Abbildung 3-5). Der Förderanteil bei der Wärmepumpe Sole/Wasser ist trotz gleicher Förderung wegen der höheren Gestehungskosten deutlich geringer (20,8 %). Obwohl der Pelletkessel etwa die gleichen Wärmegestehungskosten wie die Wärmepumpe Sole/Wasser aufweist, ist der Förderanteil geringer, weil die Förderung geringer ausfällt (2.900 € pro Anlage). Die restlichen Anlagen sind im Förderbetrag ähnlich (1.300 bis 1.500 € pro Anlage), zeigen jedoch aufgrund der unterschiedlichen Mehrkosten deutliche Unterschiede im Förderanteil.

Im Vergleich zur letztjährigen Evaluierung fällt auf, dass der Förderanteil an den Mehrkosten gegenüber eines Gas-Brennwertkessels beim Scheitholzessel, vor allem aber bei den Vakuumröhrenkollektoren deutlich gestiegen ist. Dies muss nicht zwangsweise an gestiegenen Fördersätzen liegen, sondern kann auch auf gesunkene Wärmegestehungskosten beider Technologien bei gleichzeitig gestiegenen Wärmegestehungskosten für den Gas-Brennwertkessel zurückzuführen sein. So sind die Mehrkosten gesunken und damit der Förderanteil gestiegen.

3.2.1.2 Reaktion des Marktes auf Änderung der Förderung

Wenn der Markt signifikant auf eine Änderung der Förderquote oder die Einführung neuer Fördertatbestände reagiert, kann dies ein Hinweis darauf sein, dass das Marktanzreizprogramm tatsächlich eine Wirkung entfaltet. Typischerweise würde man beispielsweise von einer Erhöhung eines Fördersatzes eine Steigerung des Absatzes der besser geförderten Technologie erwarten. In der Praxis überlagert sich dieser Effekt aber mit anderen Einflussfaktoren wie etwa die Entwicklung der Preise fossiler Energieträger, sodass eine eindeutige Zuordnung der Wirkung auf diese Weise nicht möglich ist (vergl. dazu auch Nast et al 2009).

Da im Förderjahr 2013 keine wesentlichen Änderungen der Förderrichtlinien vorgenommen wurden (lediglich die Förderung von Anlagen zur Aufbereitung von Biogas ist zum 31.12.2012 ausgelaufen), entfällt diese Wirkungskontrolle.

3.2.2 Erfolgsfaktor Bekanntheit des Programms

Für den Erfolg des MAP ist die Bekanntheit des Programmes von zentraler Bedeutung, denn nur wer das Programm bzw. die Fördermöglichkeiten kennt, wird es auch in Anspruch nehmen können. Insofern gilt: Je höher der Grad der Bekanntheit, desto breiter kann die Wirkung sein. Das Programm wird im Internet auf den Seiten des BMWi (BMUB bis März 2014), des BAFA und der KfW präsentiert und zudem immer wieder durch Mitteilungen in der Presse erwähnt.

Seit der letzten Evaluierung konnten keine zusätzlichen Erkenntnisse zur Bekanntheit des Programms gewonnen werden. Daher werden an dieser Stelle lediglich die zentralen Ergebnisse der letztjährigen

Erhebung genannt. Für die Evaluierung 2015 wird ein neuer Vorschlag erarbeitet.

Der Bekanntheitsgrad bei Handwerkern, Architekten und Energieberatern wurde aus der Umfrage 2009 als hoch eingeschätzt und wirkt insbesondere bei Einfamilien- und Doppelhäusern als Informationsquelle. Bekannte und Kollegen sind ebenfalls sehr wichtige Multiplikatoren. Auf Grundlage der Aufrufe der Internetseiten von BAFA und KfW lässt sich ableiten, dass die Programme nach wie vor auf reges Interesse stoßen. Den letztendlich ausgeführten MAP-geförderten Maßnahmen stehen etwa 50 mal so viele Kontakte bei BAFA und 25 mal so viele Kontakte mit der KfW gegenüber.

3.2.3 Fokusgruppen als Methode der Wirkungskontrolle

Bei der Eignungsprüfung unterschiedlicher Ansätze, wie beispielsweise randomisierter Feldexperimente und quasi-experimenteller Methoden des wissenschaftlichen Beirates des BMWi, hat sich die Durchführung von Fokusgruppen als vielversprechender Ansatz herauskristallisiert. Eine Fokusgruppe ist ein moderiertes Diskursverfahren, bei dem eine Kleingruppe von 6-8 Teilnehmern durch einen Informationsinput zur Diskussion über ein bestimmtes Thema angeregt wird. Der thematische Aufhänger wird mithilfe eines Stimulus (wie z.B. einem Informationstext der BAFA, Informationen zu einem anderen, z.B. kommunalen Förderprogramm, oder Informationen über die Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt) gesetzt. Strukturiert wird der Diskussionsprozess anhand eines Leitfadens, der ähnlich wie bei qualitativen Einzelinterviews als Orientierungshilfe für den Moderator fungiert und sicherstellt, dass alle relevanten Aspekte während einer Fokusgruppe angesprochen werden. Zudem erhöht er die Vergleichbarkeit der Ergebnisse.

Die Fokusgruppe kombiniert damit zwei sozialwissenschaftliche Instrumente: das fokussierte Interview und die Gruppendiskussion. Der Austausch in der Gruppe hat den Vorteil, dass neue und innovative Ideen stimuliert werden, die bei Einzelgesprächen verborgen bzw. unerkannt bleiben. Deshalb sind Fokusgruppen in der Regel leistungsfähiger als Gespräche mit Einzelpersonen.

Üblicherweise werden bei einer bestimmten Fragestellung mehrere Fokusgruppen durchgeführt, im Rahmen der Wirkungsanalyse des MAP bieten sich mehrere Fokusgruppen mit gleichem Inhalt und unterschiedlichen Teilnehmergruppen an:

- Fördernehmer im MAP
- Kontrollgruppen

„Gruppe mit Eigenheimbesitzern, die ihre Heizungsanlage erneuert haben ohne Nutzung von erneuerbaren Energien (z.B. mit Gas-Brennwertkessel)“

„Gruppe mit Eigenheimbesitzern, die ihr Haus saniert haben und erneuerbarer Energien verwendet haben, jedoch dafür entweder gar keine Förderung oder eine andere Förderung als die des Marktanreizprogrammes genutzt haben.“

„Gruppe mit Eigenheimbesitzern, die aktuell über eine Investition zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt nachdenkt, aber noch keine abschließenden Schritte unternommen haben“

- unabhängige Expertengruppe (z.B. Schornsteinfeger und unabhängige Energieberater)

Als Ergebnis werden neue Erkenntnisse darüber erwartet, inwieweit das MAP eine Sanierungsentscheidung grundsätzlich oder auch in Bezug auf die Nutzung bestimmter Technologien beeinflusst. Dies mit besonderem Fokus auf die Region Stuttgart, die Übertragbarkeit auf vergleichbare Regionen und Kontexte wird geprüft.

3.3 Wirtschaftlichkeitskontrolle

Mit der Überprüfung der Wirtschaftlichkeit wird der Aufwand, d.h. der Einsatz von Fördermitteln, dem Ergebnis der Förderung gegenübergestellt. Auch §7 der Bundeshaushaltsordnung (BHO) hält bei der Aufstellung und Ausführung des Haushaltsplans, und darunter fällt auch die Förderung im Rahmen des MAP, zur Beachtung der Grundsätze der Wirtschaftlichkeit und Sparsamkeit an. Dementsprechend soll die Ausrichtung jeglichen Verwaltungshandelns nach dem Grundsatz der Wirtschaftlichkeit die bestmögliche Nutzung von Ressourcen bewirken. Mit der Wirtschaftlichkeitskontrolle soll gemäß BHO untersucht werden, ob der Vollzug der Maßnahme im Hinblick auf den Ressourcenverbrauch wirtschaftlich war. Dazu berechnen wir, in welchem Verhältnis die ausgelösten Investitionen zu den eingesetzten Fördermitteln stehen (Abschnitt 3.3.1). Weiterhin wird mit Elementen einer Kosten-Nutzen Analyse auch die Wirtschaftlichkeit bezüglich übergeordneter Zielsetzungen bewertet (Abschnitt 3.3.2).

3.3.1 Wirtschaftlichkeit der Fördermaßnahmen

Das Verhältnis zwischen dem ausgelösten Nettoinvestitionsvolumen (d. h. o. MWSt.) und den eingesetzten Fördermitteln, also der Hebeleffekt der Förderung, ist ein guter Indikator für die Bewertung des effizienten Einsatzes von Fördermitteln. Der Hebeleffekt ist der Kehrwert des Förderanteils, ein besonders hoher Hebeleffekt ist daher mit einem sehr geringen Förderanteil verbunden, der je nach Förderfall und Bedingungen wiederum auf Mitnahmeeffekte geprüft werden muss (vgl. hierzu auch Abschnitt 3.2.1.2).

Abbildung 3-7 stellt die Hebeleffekte der einzelnen Technologien und Sparten des BAFA-Teils gegenüber. Im BAFA-Durchschnitt wurde ein Hebeleffekt von $5,6 \text{ €}_{\text{Invest}}/\text{€}_{\text{Förderung}}$ erreicht.

Alle BAFA-geförderten Technologien zeigen im Durchschnitt zwischen 4 € und 9 € pro eingesetzten Euro Förderung, außer Hackgutanlagen, die mit 17,9 €_{Invest}/€_{Förderung} einen weitaus besseren Hebeleffekt haben. Der gute Hebeleffekt bei Hackgutanlagen ergibt sich durch die pauschale Förderung im Zusammenspiel mit im Vergleich zu anderen Biomasseanlagen großen Anlagen.

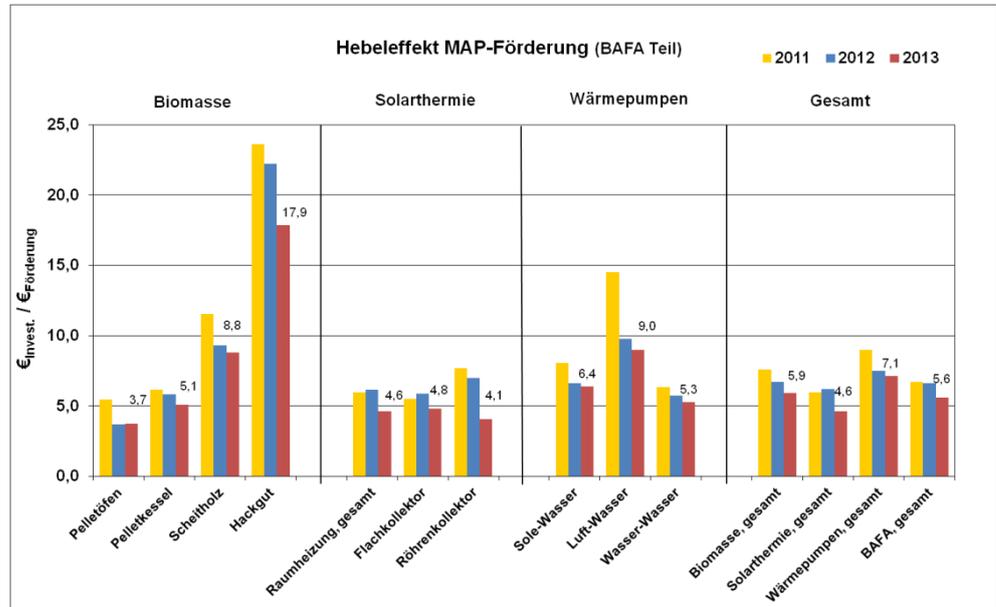


Abbildung 3-7: Ausgelöste Investitionen je Euro Förderung BAFA-Teil 2011 - 2013

Im KfW-Teil ist der Hebeleffekt aufgrund der Anlagengröße und größeren Investitionssummen tendenziell etwas niedriger als im BAFA-Teil. Abbildung 3-8 zeigt die Hebeleffekte für verschiedene Technologien, die überwiegend im Bereich von 3,5 bis 4,4 Euro Investition je Euro Förderung liegen.

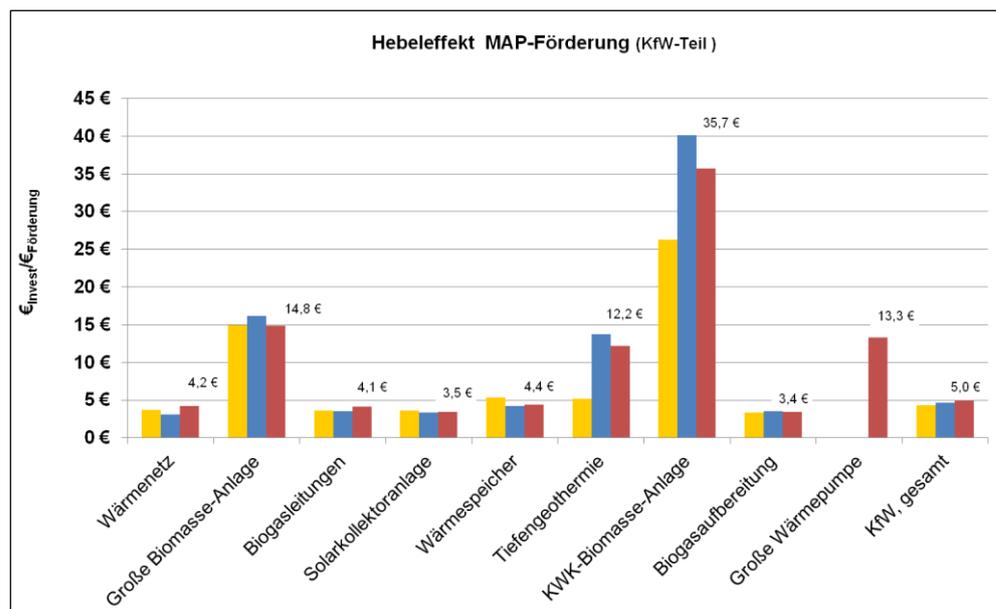


Abbildung 3-8: Hebeleffekt KfW-Teil 2013

Lediglich die Tiefengeothermie und große Biomasseanlagen sowie vor allem KWK-Anlagen weisen wie im Vorjahr deutlich höhere Hebel bis 35,7 Euro Investition je Euro Förderung auf. Dies lässt sich mit dem geringen Fördersatz und der Überschneidung der Förderung mit dem EEG erklären.

Die Evaluierung ergibt durchschnittliche Hebeleffekte von 5,6 (BAFA-Teil) bzw. 5,0 Euro Investition je Euro Förderung im KfW-Teil. Diese bewegen sich in der üblichen Größenordnung öffentlicher Förderprogramme. Bei Hackgutanlagen, großen Biomasseanlagen und KWK-Biomasse-Anlagen wurden besonders hohe Hebel festgestellt, da der Anteil der Förderung gering ist. Dies ist aufgrund der nahen Konkurrenzfähigkeit mit fossilen Alternativen angemessen.

3.3.2 Kosten-Nutzen-Verhältnis der Fördermaßnahmen

Die Bewertungsgrößen „CO₂-Fördereffizienz“ (Abschnitt 3.3.2.1) sowie „Fördereffizienz der vermiedenen externen Kosten“ (Abschnitt 3.3.2.2), sind geeignet, den Nutzen des MAP direkt abzubilden. Die Ergebnisse der Berechnungen werden in den folgenden Abschnitten vorgestellt.

3.3.2.1 CO₂- Fördereffizienz

Der Indikator gibt die durch die Fördermaßnahmen vermiedenen Emissionen an CO₂- Äquivalenten in Relation zu den eingesetzten Fördermitteln an. Die Ergebnisse können zum Vergleich verschiedener Maßnahmen zur Förderung eines nachhaltigen und umweltfreundlichen Strukturumbaus eingesetzt werden.

Zur Ermittlung des Indikators wurden die in Abschnitt 2.6 ermittelten vermiedenen CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente) über die Lebensdauer der Anlagen bilanziert und ins Verhältnis zu den eingesetzten Fördermitteln gesetzt. Dabei ergeben sich die in Tabelle 3-10 dargestellten Indikatoren der CO₂-Fördereffizienz:

- Vermiedene CO₂-Emissionen pro Fördermittel (Vermeidungseffizienz) und
- CO₂-Minderungskosten (Kosteneffizienz),

wobei die beiden Indikatoren jeweils der Kehrwert des anderen sind.

Im Durchschnitt ergeben sich für das MAP CO₂-Minderungskosten von 11,4 €/tCO₂. In 2012 waren es noch 8,7 €/tCO₂, d.h. die Fördereffizienz ist im Vergleich zum Vorjahr etwas gesunken. Trotzdem können die Minderungskosten im Vergleich zu denen anderer Förderprogramme durchaus als effizient betrachtet werden. Für verschiedene andere Maßnahmen im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative werden Kosten von 20 bis 100 €/tCO₂ genannt (Ziesing et al., 2012).

Weiterhin ist eine sehr hohe Vermeidungseffizienz für Biomasse- und Biogasfördermaßnahmen erkennbar, während Wärmepumpen und Solarthermie die schlechteste Vermeidungseffizienz aufweisen.

Tabelle 3-10: Vermiedene CO₂-Emissionen pro Fördermittel und Minderungskosten

	Vermeidungseffizienz Vermiedene Emissionen tCO _{2e} / T€	Kosteneffizienz Minderungskosten ¹ € / tCO _{2e}
Feste Biomasse-Einzelfeuerungen (HH)	155,5	6,4
Feste Biomasse-Scheitholzessel (HH)	351,2	2,8
Feste Biomasse-Mix (Industrie)	413,9	2,4
Feste Biomasse-H(K)W	583,3	1,7
Biogasaufbereitung	175,3	5,7
Wärmenetz an Biogas-BHKW	95,9	10,4
Tiefe Geothermie	81,9	12,2
Sole-Wasser & Wasser-Wasser WP Bestand	6,2	160,6
Luft-Wasser Wärmepumpe Bestand	5,0	198,1
Solarthermie	5,5	180,8
Gesamt	87,8	11,4

Mit 11,4 €/tCO₂ an durchschnittlichen Minderungskosten kann das MAP als kostengünstiges und effizientes Instrument betrachtet werden, auch wenn die Minderungskosten gegenüber 2012 leicht gestiegen sind (2012: 8,70 €)

Speziell Wärmepumpen und Solarthermieanlagen sind deutlich weniger CO₂-effizient als die anderen EE-Technologien.

3.3.2.2 Fördereffizienz der vermiedenen externen Kosten

Der Indikator gibt die durch die Fördermaßnahmen vermiedenen, indirekten und monetarisierten Schäden durch Schadstoffe an und kann zum Vergleich mit anderen Maßnahmen zur Förderung eines nachhaltigen und umweltfreundlichen Strukturumbaus eingesetzt werden.

Zur Ermittlung der Indikatoren wurden die in Abschnitt 2.7 ermittelten vermiedenen externen Kosten über die Lebensdauer der Anlage bilanziert und ins Verhältnis zu den eingesetzten Fördermitteln gesetzt. Ist der Indikator größer als 1, so bedeutet dies, dass die Förderung in diesen Bereichen mehr Nutzen hat als für die Förderung aufgewendet wurde. Je größer der Indikator umso besser die Fördereffizienz.

2013 wurden durch das MAP durchschnittlich rund 5,3 € an externen Kosten je € Fördermitteleinsatz vermieden (Tabelle 3-11). Damit ist dieser Wert wieder etwas abgesunken, 2012 lag er bei 9,5 €. Biomasse und Biogas zeigen dabei eine hohe bis sehr hohe Fördereffizienz, die Tiefengeothermie liegt ebenfalls in einem guten Bereich.

Dagegen ist die Förderung von Wärmepumpen und solarthermischen Anlagen vor dem Hintergrund der Vermeidung externer Kosten als unwirtschaftlich zu bezeichnen.

Tabelle 3-11: Vermiedene Externe Kosten pro Fördermittel

	Fördereffizienz externe Kosten / Fördermittel [€]
Feste Biomasse-Einzelfeuerungen (HH)	7,0
Feste Biomasse-Scheitholzkessel (HH)	21,1
Feste Biomasse-Mix (Industrie)	252,0
Feste Biomasse-H(K)W	30,5
Biogas-Mix (BHKW)	8,7
Wärmenetze Erschließung Biogas BHKWs	1,6
Tiefe Geothermie H(K)W	8,1
Sole-Wasser & Wasser-Wasser WP Bestand	0,5
Luft-Wasser Wärmepumpe Bestand	0,2
Solarthermie, gesamt	0,9
Gesamt	5,3

3.4 Zusammenfassung der Erfolgskontrolle

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Zielerreichungs-, Wirkungs- und Wirtschaftlichkeitskontrolle, wie sie sich aus den Analysen und Berechnungen der Einzelindikatoren ergeben, zusammengefasst. Die Zielerreichung wird abschließend quantitativ bewertet und aggregiert.

3.4.1 Zielerreichung

Als wesentlicher Teil der Erfolgskontrolle wurde die Erreichung folgender vier Hauptziele mit Hilfe von Indikatoren gemessen:

1. Ausbau der erneuerbaren Wärme- und Kälteversorgung
2. Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit
3. Schaffung einer nachhaltigen Versorgungsstruktur
4. Technologischer Standard und Innovation

Im Folgenden werden die in diesem Kapitel untersuchten Indikatoren in eine quantitative Bewertung der Zielerreichung überführt. Hierzu wird die im Rahmen der Methodik entwickelte Priorisierung der Ziele und ihrer Indikatoren herangezogen.

Die Ziele und Indikatoren sind in ihrer Bedeutung gewichtet, um sie schließlich zu einem aggregierten Gesamtwert zusammenzuführen. Die Gewichtung der Ziele erfolgte durch einen paarweisen Vergleich, eine systematische Vorgehensweise, welche der strategischen

Projektbewertung entspringt. Hierbei wurden zunächst alle Ziele paarweise miteinander im Bezug auf ihre relative Bedeutung verglichen. Das Ziel, das in diesem paarweisen Vergleich am häufigsten als wichtiger eingestuft wurde, erhält die höchste Priorität. Entsprechend wurden die weiteren Zielkriterien in eine Rangfolge gebracht. Der Paarvergleich wurde dabei von den MAP-Evaluatoren unabhängig durchgeführt und die Ergebnisse anschließend zusammengeführt und normiert.

3.4.1.1 Ausbau der erneuerbaren Wärme- und Kälteversorgung

Das Programmziel des **Ausbaus** der erneuerbaren Wärme- und Kälteversorgung von 2.585 GWh/a erneuerbarer Wärme wurde mit 2.902 GWh/a übererfüllt. Bei den kleinen Biomasseanlagen wurde der angestrebte Zubau deutlich übertroffen (18 %). Dieser kompensiert quantitativ zum Großteil den nur verhaltenen Zubau im Bereich Wärmepumpen, Solar- und Geothermie. Außerdem lag im Bereich Wärmenetze die Zahl der Netze mit Biogasanlage als Wärmequelle (welche bei der EE-Wärmebereitstellung mitgerechnet werden) deutlich höher als erwartet. Das Ziel gilt als zu 100 % erreicht.

3.4.1.2 Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit

Die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit wird mit Hilfe der drei Indikatoren „Senkung der spezifischen Wärmegestehungskosten, „Marktstruktur“ und „Marktdynamik“ bestimmt. Die Teilindikatoren werden unterschiedlich gewichtet zu einem Gesamtindikator zusammengefasst, wobei die Gewichtung einerseits die Bedeutung des jeweiligen Teilindikators für die Zielerreichung widerspiegelt, andererseits zusätzlich auch die unterschiedliche wissenschaftliche Güte der Indikatoren berücksichtigt. Das Ziel der Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt ist zu 47 % erreicht worden.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Teilindikatoren kurz erläutert.

Senkung der Energiegestehungskosten

Untersucht wurde die Kostenentwicklung für Biomassekessel bis 100 kW Leistung, Solarkollektoren und Wärmepumpen. Im Bereich der Biomasse sind die Gestehungskosten im Vergleich zum Vorjahr aufgrund gestiegener Energieträgerpreise überwiegend leicht angestiegen. Aufgrund der großen Bedeutung des Biomassesektors wirkt sich dies entsprechend negativ auf den Gesamtindikator aus. Bei Solarkollektoren fällt die Bilanz deutlich positiv aus. Hier wirken sich insbesondere die gesunkenen Investitionskosten von Röhrenkollektoren aus. Wärmepumpen haben dagegen auch in diesem Jahr erhebliche Kostensteigerungen zu verzeichnen, nicht zuletzt bedingt durch die gestiegenen Strombezugs- und Investitionskosten. Der Gesamtzielerreichungsgrad bezüglich Kostensenkung ergibt sich

dann aus der nach Fördersumme der jeweiligen Technologie gewichteten Summe der technologiespezifischen Zielerreichungsgrade. Dieser beträgt 34 %.

Marktstruktur und Wettbewerb

Berechnet wurde der Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI) für die Märkte Biomassekessel und Wärmepumpen. Der HHI für Wärmepumpen berechnet sich zu 586 Punkten. Für Biomassekessel ergibt sich der HHI mit 702. In beiden Fällen ist der Markt nicht konzentriert, da der HHI unterhalb von 750 liegt. Für die anderen Technologien konnte keine vergleichbare Berechnung angestellt werden. Allerdings liegen auch keine Berichte über Marktmacht einzelner Anbieter für die anderen Technologien vor, sodass die Evaluatoren auch für die anderen Märkte von einer gesunden Marktstruktur ohne übermäßige Konzentration ausgehen. Das Ziel ist zu 100 % erreicht.

Marktdynamik

Auf Basis der Listen der durch das BAFA zugelassener Produkte in den Bereichen Biomasse, Solarkollektoren und Wärmepumpen, wurde die Anzahl neuer Anbieter ins Verhältnis zur Anzahl aller Anbieter in den jeweiligen Märkten gesetzt. Für alle drei betrachteten Märkte zeigt sich, dass der Mindestwert von 5 % neue Anbieter erreicht wird und somit der Indikator auch insgesamt zu 100 % erreicht ist.

3.4.1.3 Schaffung einer nachhaltigen Versorgungsstruktur

Der durchschnittliche Zielerreichungsgrad bezüglich des Anteils der als besonders zukunftsweisend eingestuften Technologien betrug im Jahr 2013 etwa 47 %. Kombiniert man dieses quantitative Urteil mit der qualitativen Bewertung, so wird bei einer Gewichtung von 20/80 ein Zielerreichungsgrad von 49 % erreicht.

3.4.1.4 Technologischer Standard und Innovation

Aufgrund der geringen Zeitspanne zwischen der Evaluierung der Förderjahre 2012 und 2013 wurden bezüglich Technologischer Standard und Innovationen keine neuen Untersuchungen angestellt. Es werden daher die Ergebnisse der Evaluierung des Förderjahres 2012 auch für diese Evaluierung herangezogen.

In allen Technologiebereichen konnten in den vergangenen Jahren mehrere Innovationen beobachtet werden, dessen Marktpotenzial als mittel bis hoch eingeschätzt wird. In der überwiegenden Zahl der Fälle helfen diese

Innovationen, die allgemeinen Ziele des MAP zu erreichen. Allerdings wird der direkte Einfluss, den das MAP bei der Genese dieser Innovationen hatte, im Allgemeinen als eher gering eingestuft. Möglicherweise können durch ambitioniertere Vorgaben stärkere Impulse geschaffen werden. Eine qualitative Abwägung ergibt, dass das Ziel zu 66 % erreicht ist.

3.4.1.5 Zusammenfassung der Zielerreichung 2012

Die Zusammenfassung der Ergebnisse der in den vorangegangenen Abschnitten erläuterten Berechnungen ist in Tabelle 3-12 dargestellt. Das MAP hat demnach insgesamt seine Ziele zu 69 % erreicht. Das Förderprogramm hat zu dem gewünschten Wachstum geführt und die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien im Wärme- markt gestärkt. Im Kapitel 4 werden aus dieser Bewertung Empfehlungen abgeleitet.

Tabelle 3-12: Zusammenfassende Bewertung der Zielerreichungskontrolle

Ziel	Priorität Ziele	Normierung	Indikator	Normierung	Zielerreichung in % MAP	Grad der Zielerreichung
Ausbau der erneuerbaren Wärme- und Kälteversorgung	1	35 %	Erreichung quantitativer Ziele		100 %	100 %
Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit	3	20 %	Senkung der Energiegestehungskosten	80 %	34 %	47 %
			Marktstruktur und Wettbewerb	15 %	100 %	
			Marktdynamik	5 %	100 %	
Schaffung einer nachhaltigen Versorgungsstruktur	2	30 %	Förderung zukunftsweisender Infrastrukturen		49 %	49 %
Erhöhung des technologischen Standards und der Innovation	4	15 %	Technologischer Standard und Innovation		66 %	66 %
						69 %

3.4.2 Wirkungskontrolle

Das Ziel der Wirkungskontrolle ist es zu ermitteln, ob das MAP für die Zielerreichung geeignet und ursächlich war. Hierbei sind beabsichtigte und unbeabsichtigte Auswirkungen der durchgeführten Maßnahme zu ermitteln.

Förderanteil

Die Förderanteile an den Wärmegestehungskosten der unterschiedlichen EE-Technologien bewegen sich zwischen 2,0 % und 6,4 %. Betrachtet man die Förderanteile bezogen auf die Mehrkosten gegenüber einem fossil gefeuerten Referenzsystem, so ergeben sich

Werte zwischen 7,1 % und 29,7 %. Die Anreizwirkung der im Durchschnitt gewährten Förderanteile wird als gut bewertet.

Reaktion des Marktes auf Änderung der Förderung

Aufgrund fehlender Änderungen der Förderung entfällt diese Wirkungskontrolle wurden (lediglich die Förderung von Anlagen zur Aufbereitung von Biogas ist zum 31.12.2012 ausgelaufen).

3.4.3 Wirtschaftlichkeitskontrolle

Mit der Überprüfung der Wirtschaftlichkeit wird der Aufwand, d.h. der Einsatz von Fördermitteln, dem Ergebnis der Förderung gegenübergestellt. Auch §7 der Bundeshaushaltsordnung (BHO) hält bei der Aufstellung und Ausführung des Haushaltsplans - und darunter fällt auch die Förderung im Rahmen des MAP - zur Beachtung der Grundsätze der Wirtschaftlichkeit und Sparsamkeit an. Dementsprechend soll die Ausrichtung jeglichen Verwaltungshandelns nach dem Grundsatz der Wirtschaftlichkeit die bestmögliche Nutzung von Ressourcen bewirken. Mit der Wirtschaftlichkeitskontrolle soll gemäß BHO untersucht werden, ob der Vollzug der Maßnahme im Hinblick auf den Ressourcenverbrauch wirtschaftlich war und ob die Maßnahme im Hinblick auf übergeordnete Zielsetzungen insgesamt wirtschaftlich war.

Verhältnis ausgelöstes Investitionsvolumen zu Fördervolumen

Die Evaluierung ergibt durchschnittliche Hebeleffekte von $5,6 \text{ €}_{\text{Invest}}/\text{€}_{\text{Förderung}}$ im BAFA-Teil und $5,0 \text{ €}_{\text{Invest}}/\text{€}_{\text{Förderung}}$ im KfW-Teil. Diese bewegen sich in der üblichen Größenordnung öffentlicher Förderprogramme. Bei Hackgutanlagen, großen Biomasseanlagen und KWK-Biomasse-Anlagen wurden besonders hohe Hebel festgestellt, welche der Angemessenheit der Fördersätze aufgrund der nahen Konkurrenzfähigkeit mit fossilen Alternativen entsprechen.

CO₂- Fördereffizienz

Insgesamt kann das MAP mit durchschnittlichen Minderungskosten von $11,4 \text{ €}/\text{t}_{\text{CO}_2}$ als kostengünstiges und effizientes Instrument betrachtet werden. Auch wenn einige Fördertatbestände wie Wärmepumpen und Solarthermie mit $160 \text{ €}/\text{t}_{\text{CO}_2}$ und mehr weit über der Wirtschaftlichkeit liegen, so können diese unter den Gesichtspunkten einer Diversifizierung doch als berechtigt gelten. Nicht zuletzt ist die Einsparung von CO₂ ein Unterziel des Förderprogramms.

Fördereffizienz der vermiedenen externen Kosten

Im Durchschnitt werden von den betrachteten Fördertatbeständen im MAP $5,3 \text{ €}$ externe Kosten pro € Fördermitteleinsatz vermieden. Als deutlich unwirtschaftlich hinsichtlich der Fördereffizienz konnten die Luft-Wasser-Wärmepumpen im Bestand identifiziert werden, welche mit $0,2 \text{ €}$ vermiedenen Kosten pro € eingesetzten Fördermitteln das Schlusslicht bilden.

4. Empfehlungen

4.1 Kleine Biomasse

Aus den vorgestellten Berechnungen zu Appendix 1 (und unter Einbeziehung einer noch stattfindenden technologischen Entwicklung) werden die folgenden Empfehlungen abgeleitet:

a) Aufstockung der bisherigen Förderung für Pellet- und Hackgutkessel (ab 2015) bzw. für Scheitholzkessel (ab 2017). Vorschlag zur Förderung: Erhöhung des Sockelbetrags um ca. 1100 € für Pelletkessel (von derzeit 2400 € auf 3500 €) bzw. um ca. 2100 € für Hackgutkessel (von derzeit 1400 € auf ebenfalls 3500 €), vorausgesetzt, dass keine Förderung nach Buchstabe c) in Anspruch genommen wird. Der spezifische Förderbetrag in €/kW müsste bei Pelletkesseln entsprechend um ca. 44 €/kW erhöht werden (von derzeit 36 auf 80 €/kW). Eine evtl. erforderliche Aufstockung für Scheitholzkessel sollte sich an den bis 2017 gemachten Erfahrungen mit automatisch beschickten Anlagen orientieren.

b) Einführung einer speziellen Förderklasse für "Ultra-niedrige" Staubemissionen bei hand- und automatisch beschickten Biomassefeuerungen. Voraussetzung: Unterschreiten einer Staubkonzentration (Mittelwert) von ca. 3 mg/Nm³ im Rahmen der Typenprüfung sowie von 4 mg/Nm³ in allen 6 aufeinanderfolgenden Staubmessungen einer Typenprüfung gemäß DIN EN 303-5, jeweils in Volllast und Teillast. **Vorschlag zur Förderung: 75 €/kW, mindestens jedoch 2000 € je Anlage bei Pellets-/Scheitholzkesseln und 3000 € bei Hackgutfeuerungen,** vorausgesetzt, dass keine Förderung nach Buchstabe a) oder Buchstabe c) in Anspruch genommen wird. Diese Förderung sollte auch für Anlagen in Neubauten gelten und als langfristig verfügbar angelegt sein, da in den ersten Jahren der Förderung hierzu vermutlich noch keine förderfähigen Anlagen verfügbar sein werden.

c) Einführung einer Förderung für nachgerüstete oder integrierte sekundäre Staubabscheider an neu errichteten Zentralheizungskesseln. Vorschlag zur Förderung: 75 €/kW Nennwärmeleistung, mindestens jedoch 3500 € bei Hackgutkesseln und 2000 € bei Pelletkesseln. Die Fördervoraussetzungen sollten sich an Vorgaben für das Prüfergebnis gemäß VDI-Richtlinie 33999 orientieren (die Erarbeitung dieser VDI-Richtlinie soll in 2014 fertiggestellt werden). Eine Förderung für Abscheider an Scheitholzkesseln sollte sich an den bis 2017 gemachten Erfahrungen mit automatisch beschickten Anlagen orientieren.

Die Vorschläge zu a) und c) basieren auf der Annahme, dass für Biomassekessel keine wirkungsvollen Maßnahmen zur Abmilderung der Konsequenzen durch die Stufe 2 der 1.BImSchV (ab 2015) getroffen werden. Solche Maßnahmen könnten beispielsweise spezielle Übergangsregelungen oder die Einführung einer höheren

Messtoleranz in der VDI-Richtlinie 4207 Teil 2 (derzeit 40 % des Messwertes zzgl. Rundungsspielraum) sein. Auch die Einführung eines Brennstoffunsicherheitsfaktors, durch den vorübergehend höhere Messwerte zulässig sein würden, wird derzeit diskutiert. Somit besteht weiterhin große Unsicherheit über die tatsächliche Notwendigkeit der Aufstockung bzw. Einführung.

Während die Vorschläge zu b) und c) erst mit erheblicher Verzögerung (für die Entwicklung und Prüfung der neuen Anlagen) im Förderbudget eingeplant werden müssten, wären die Vorschläge zu a) sofort im MAP kostenwirksam. Eine gleichbleibende Anzahl Förderfälle vorausgesetzt, müsste das jährliche Budget für Pelletkessel um etwa 28,3 Mio. € (d.h. +44%) aufgestockt werden, auf insgesamt 92,3 Mio. € (hierbei wurde vereinfachend ohne Pufferspeicher gerechnet, aber mit Berücksichtigung der Mehrkosten für Förderfälle mit kW-bezogener Bemessung wofür ein Korrekturwert von +18,3 % auf Basis von 2014er Zahlen errechnet wurde). Bei den relativ wenigen geförderten Hackgutkesseln ergäbe sich ein zusätzlicher Mittelbedarf von 2,7 Mio. € (+148%), d.h. das Budget müsste hierfür auf insgesamt 4,5 Mio. € aufgestockt werden. Ginge man allerdings von einem 30 %-igen Einbruch der geförderten Stückzahlen aus, so ergäbe das für Pelletkessel nur noch einen Gesamtbudgetbedarf von 63,1 Mio. €, was gegenüber 2013 keine Veränderung bedeuten würde. Bei den Hackgutkesseln ergäbe sich nach einem solchen 30 %-igen Einbruch nur noch ein Gesamtbudgetbedarf von 3,2 Mio. €, was aber gegenüber 2013 immer noch eine Zunahme von 73 % bedeuten würde.

4.2 Große Biomasse

Die Entwicklung bei den in Betrieb genommenen Anlagen zeigt, dass sich dieser Bereich kontinuierlich ausweitet. Der Anstieg betrug im Jahr 2013 ca. 20% gegenüber dem Vorjahr auf der Basis der wertgestellten Kredite. Aus derzeitiger Sicht ist bei konstant hohen Anlagenzahlen noch keine Sättigung abzusehen. **Es wird empfohlen, die Förderbedingungen im Bereich großer Biomasseanlagen weiterhin unverändert beizubehalten.**

Es bleibt abzuwarten, welche Auswirkungen die neuen Grenzwerte der 1.BImSchV, die ab dem 1.1.2015 gelten, auf die Antragszahlen in den Jahren 2014 und 2015 haben werden. Hier wird erwartet, dass die Inanspruchnahme des Innovationsbonus für niedrige Emissionen deutlich ansteigen wird. Dies wird auch davon abhängen, wie sich die Anforderungen der 1. BImSchV auf die Investitionen auswirken.

Derzeit wird für ca. 25 % der Anlagen der Bonus für niedrige Emissionen beantragt, so dass bereits Anlagen auf dem Markt sind. Auf der Basis der vorliegenden Informationen ist keine Aussage zu den tatsächlich auftretenden Mehrkosten möglich, da die Bandbreite der spezifischen Kosten zu groß ist. Generell wird erwartet, dass

die verstärkte Nachfrage nach Einrichtungen zur Entstaubung die Mehrkosten insgesamt verringert.

Auch wenn die Anforderungen für den Innovationsbonus mit 15 mg/m³ sehr nahe an den Anforderungen der 1. BImSchV (20 mg/m³) liegen, sollte während einer Übergangszeit von wenigen Jahren, in denen die Antragszahlen und die Investitionskosten beobachtet werden, beibehalten werden.

Gegebenenfalls kann auch in einem Übergangszeitraum der Innovationsbonus abgeschmolzen werden.

Der Innovationsbonus für Pufferspeicher sollte beibehalten werden, da diese eine bessere Anlagenauslastung ermöglichen und auch den Bau von Anlagenkombinationen mit fossilen Brennstoffen vermeiden hilft.

4.3 Wärmenetze

Grundsätzlich wird empfohlen, die derzeitige Förderung beizubehalten. Die Förderung wird sehr gut angenommen, es konnten 1.741 Netze im Jahr 2013 gefördert werden.

Die geförderten Wärmenetze weisen in der Mehrzahl weniger als zehn Wärmeabnehmer auf. Hier besteht ein Potenzial, verstärkt größere Netze zu fördern. Insbesondere ist in diesem Zusammenhang zu prüfen, in wieweit die MAP-Förderung für Stadtwerken noch attraktiver gestaltet werden kann. Dies würde dort die Möglichkeiten eröffnen, den Wärmemarkt stärker zu berücksichtigen. Auch sind Versorgungsunternehmen eher geeignet, den langfristigen Betrieb zu gewährleisten und verfügen auch über Erfahrungen im Bereich leitungsgebundener Energieversorgung.

Die Angaben der Antragsteller zu den erwarteten Netzverlusten sind weiterhin in vielen Fällen ca. 50-70% zu niedrig und nicht plausibel. Hier bleibt abzuwarten, ob die erst in 2013 eingeführte Checkliste, mit der die Antragsteller auf wesentliche technische Aspekte der Planung und Durchführung von derartigen Projekten hingewiesen werden, ihre Wirkung entfaltet. Da insbesondere bei den Wärmenetzen die Projekte eine längere Vorlaufzeit haben, werden sich Auswirkungen aus der Einführung dieser Checkliste erst in den nächsten Jahren nachweisen lassen.

Den Netzverlusten kommt aufgrund der Auswirkungen auf die Gesamteffizienz des Systems und der damit verbundenen Nachhaltigkeit der Energieversorgung eine hohe Bedeutung zu. Dies gilt insbesondere für Netze, die aus Biomassekesseln gespeist werden, die ohne zusätzliche Effizienzgewinne, z. B. aus der Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden.

Die Netzverluste steigen insbesondere bei kleinen Netzen mit wenigen Abnehmern stark an, die sich hinsichtlich der Betriebscharakteristik nur wenig von dem Betrieb von Einzelanlagen unterscheiden. Je kleiner die Netze sind, umso größer ist die Gefahr, dass

die Energieeffizienz des Systems kleiner ist als die Gesamteffizienz von mehreren dezentralen Anlagen. Dies würde dazu führen, dass die Ressourceneffizienz bei diesen Netzen schlechter ist wie bei einer Einzelversorgung.

Aus diesem Grund wird empfohlen, im Rahmen einer Untersuchung zu klären, wie hoch die Energieeffizienz kleiner Wärmenetze im Vergleich zur dezentralen Erzeugung ist und wie die Planung und Umsetzung verbessert werden kann.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt ist der langfristige sichere und nachhaltige Betrieb der Netze und die Versorgungssicherheit für die Abnehmer. Die Auswertung der Informationen über die Rechtsform der Antragsteller für den Bereich Wärmenetze zeigt, dass 42% der Antragsteller private Haushalte sind und weitere 14% als Gesellschaft bürgerlichen Rechts auftreten. Hier stellt sich die Frage, wie diese Organisationsformen den längerfristigen Versorgungsverpflichtungen nachkommen können. Langfristig kontraproduktiv wäre es, wenn sich herausstellt, dass ein signifikanter Anteil der Betriebe ihren Aufgaben langfristig nicht nachkommen kann, entweder aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit oder insbesondere bei Privatpersonen aufgrund fehlender Nachfolger.

Auch in diesem Bereich wird eine weitergehende Untersuchung empfohlen, um eine langfristige Versorgungssicherheit für die Abnehmer sicher zu stellen.

Zusammen mit der Detailanalyse zur Energieeffizienz von Wärmenetzen können die Ergebnisse wesentlich dazu beitragen, die MAP-Förderung in diesem Bereich effektiver zu gestalten. Insbesondere bei privat geförderten Projekten gehen die Investoren beim Betrieb von Wärmenetzen gegebenenfalls erhebliche Risiken auch im Hinblick auf ihr Privatvermögen ein.

4.4 Wärmespeicher

Die Entwicklung der Anlagenzahlen zeigt, dass dieser Bereich an Bedeutung zunimmt.

Vor diesem Hintergrund wird es zunehmend wichtiger, die Rolle und Bedeutung von Energiespeichern in Bezug auf die Energieeffizienz eines Gesamtsystems genauer zu untersuchen. Für die zielgerichtete Förderung in diesem Bereich sind weitere Detailkenntnisse notwendig, die z. B. in einem getrennten Forschungsvorhaben erarbeitet werden könnten.

Aus derzeitiger Sicht wird für diesen Bereich empfohlen, die Förderung wie bisher aufrechtzuerhalten.

4.5 Solarthermie

Der Markt solarthermischer Anlagen hat sich bis 2008 positiv entwickelt, ist 2009 deutlich zurückgegangen und stagniert seitdem, auch

bedingt durch die intensive Förderung der Photovoltaik. Bei linearer Fortschreibung des Zubauniveaus der Jahre 2010 bis 2013 wird das in der Leitstudie des BMU (Nitsch et al. 2012) definierte Ausbauziel bei weitem nicht erreicht. Daher müssen Attraktivität und Vertrauen in die Technologie Solarthermie gestärkt werden.

Das MAP sollte auch weiterhin finanziell so ausgestattet werden, dass eine ganzjährige Programmkontinuität zumindest auf gegenwärtigem Niveau gewährleistet werden kann. Für eine nachhaltige Marktentwicklung ist es erforderlich, dass eine Förderung langfristig und planbar gewährt wird.

Aus Sicht der Evaluatoren ergeben sich folgende kurzfristig umsetzbare Empfehlungen zur Weiterentwicklung des MAP im Segment solarthermischer Anlagen:

Wiederaufnahme der Förderung für solare Trinkwasseranlagen

Aktuell sind solare Trinkwasseranlagen im MAP nur im Rahmen der Innovationsförderung (Versorgung von mind. drei Wohneinheiten oder eines Nichtwohngebäudes mit mind. 500 m² Nutzfläche) förderfähig. Es wird eine baldige Wiedereinführung der MAP-Förderung solarer Trinkwasseranlagen im Gebäudebestand empfohlen:

- Rund 80 % des Endenergiebedarfs zur Bereitstellung von Warmwasser wird in Haushalten umgesetzt. Dieses Marktsegment ist relativ nah an der Wirtschaftlichkeit und deshalb mit bereits geringerer finanzieller Unterstützung vergleichsweise leicht und rasch zu erschließen.
- Solare Trinkwasseranlagen sind deutlich kostengünstiger als Kombianlagen, entsprechend ist die Investitionshürde geringer. Weiterhin sind Trinkwasseranlagen im Vergleich zu Kombianlagen technisch einfacher umzusetzen und besitzen höhere spezifische Solarerträge.
- Die Bundesregierung könnte die Wiederaufnahme der Förderung als positives politisches Signal zur Erhöhung der Dynamik der Energiewende im Wärmemarkt nutzen.
- Obwohl in gewissem Umfang Kannibalisierungseffekte (kleinere TWW- statt größerer Kombianlage) zu befürchten sind, ist zu erwarten, dass der Gesamteffekt deutlich positiv sein und zu einer gewünschten deutlichen Marktbelebung beitragen wird.

In Relation zum derzeitigen Mindestförderbetrag von 1.500 € für Kombianlagen wird für Trinkwasseranlagen ein pauschaler Mindestförderbetrag von z.B. 500 € empfohlen. Die Wiederaufnahme der Förderung sollte in ein Warmwasseroptimierungspaket (vgl. 1. Zwischenbericht des vom BMWI geförderten Projektes „Perspektivische Weiterentwicklung des MAP“) eingebunden werden. Neben der Förderung solarer Trinkwasseranlagen könnten auch eine Energieberatung im Vorfeld sowie Optimierungsmaßnahmen (z.B. Rohrleitungsdämmung, Austausch von Zirkulationspumpen oder ggf. auch Abwasserwärmerückgewinnung) gefördert werden. All dies könnte die Hebung von relativ leicht erschließbaren Einsparpotenzialen ermöglichen und beschleunigen.

Förderung solarthermischer Anlagen im Gebäudeneubau

Mit dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) steht erstmals ein ordnungsrechtliches Instrument in Form einer Nutzungspflicht für erneuerbare Energien im Gebäudeneubau zur Verfügung. Aufgrund der rechtlichen Rahmenbedingungen können Maßnahmen zur Erfüllung dieser Nutzungspflicht i.d.R. nicht gefördert werden. Im Neubausektor sind daher Standardsolaranlagen nicht förderfähig, sofern diese zur Erfüllung der Nutzungspflicht dienen. Zur Erfüllung der Nutzungspflicht regenerativer Energien können aber auch Ersatzmaßnahmen, wie Maßnahmen zur Einsparung von Energie, umgesetzt werden. Leider bestehen bisher keinerlei Anreize, die gesetzlichen Vorgaben über zu erfüllen.

Werden solarthermische Anlagen bei schon erfüllter Nutzungspflicht errichtet, so wäre die Situation vergleichbar mit Bestandsbauten. Eine Förderung dieser Anlagen wäre im Rahmen des EEWärmeG möglich und es gäbe einen zusätzlichen Anreiz, regenerative Energien über das gesetzliche Mindestmaß hinaus einzusetzen.

Es wird somit eine Förderung von solaren Trinkwasser- sowie Kombianlagen im Gebäudeneubau analog zum Bestandsbau empfohlen, sofern auch ohne Berücksichtigung dieser Anlagen bereits alle Anforderungen nach dem EEWärmeG sowie der Energieeinsparverordnung (EnEV) erfüllt sind. Ein entsprechender Nachweis wäre den BAFA-Antragsunterlagen beizufügen.

Öffnung der Förderung regenerativ versorgter Wärmenetze auch für Neubaugebiete

Für die Förderung von Wärmenetzen stehen zwei bundesweite Förderprogramme zur Verfügung. Durch das BAFA wird der Neu- und Ausbau von Wärmenetzen gefördert, welche überwiegend aus KWK-Anlagen gespeist werden (nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)). Die KfW fördert innerhalb des MAP den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen, welche überwiegend aus erneuerbaren Energien gespeist werden. Wärmenetze zur Versorgung von Neubaugebieten sind zurzeit allerdings explizit von der KfW-Förderung ausgeschlossen – nicht jedoch von einer KWKG-Förderung in gleicher Höhe. Hieraus resultiert eine entscheidende und durchweg unplausible Benachteiligung von Anlagen zur erneuerbaren Energiebereitstellung im Vergleich zu KWK versorgten Anlagen.

Insbesondere in Neubaugebieten können Niedertemperatur-Wärmenetze eingesetzt werden, welche den breiten Einsatz erneuerbarer Energien (solar, Wärmepumpen) unter ökonomischen sowie ökologischen Gesichtspunkten oft überhaupt erst ermöglichen. Und genau hier wird nach der derzeitigen Regelung nur der Einsatz von KWK gefördert und somit die regenerativen Energien verdrängt. Es wird daher dringend die Streichung des Förderverbots von überwiegend regenerativ versorgten Wärmenetzen zur Versorgung von Neubaugebieten empfohlen.

Streichung des Solarpumpenbonus

Innerhalb der europäischen ErP-Richtlinie werden in der Verordnung (EG) Nr. 641/2009 Ökodesign-Anforderungen an externe sowie in Produkte integrierte Nassläufer-Umwälzpumpen festgelegt. Seit dem 1. Januar 2013 gilt die ErP-Richtlinie für externe Umwälzpumpen, wonach in Heizungskreisläufen die Verwendung von Hocheffizienzpumpen vorgeschrieben ist. Ausgenommen waren bisher Umwälzpumpen in den Primärkreisläufen von solarthermischen Anlagen und Wärmepumpen. Ab August 2015 wird die Nutzungspflicht von Hocheffizienzpumpen auf in Produkte integrierte Nassläufer-Umwälzpumpen erweitert. Weiterhin entfällt die Ausnahmeregelung für Pumpen für solarthermischen Anlagen und Wärmepumpen. Demnach müssen ab August 2015 sowohl Stand-alone-Pumpen solarthermischer Anlagen als auch Pumpen in Solarstationen als Hocheffizienzpumpen ausgeführt sein.

Nicht zuletzt durch die Bonusförderung des MAP werden schon heute eine große Zahl von Solarthermieanlagen mit Hocheffizienzpumpen ausgerüstet - im Jahr 2013 jede dritte durch das MAP geförderte Anlage. Die Bonusförderung von Hocheffizienzpumpen sollte spätestens ab August 2015 entfallen.

Mittelfristig sollte der Fördermechanismus für solarthermische Anlagen innerhalb des MAP grundsätzlich neu überdacht und Elemente zur Qualitätssicherung und zur Stimulation von Preissenkungen integriert werden. Hierbei wäre eine ertragsabhängige Förderung, basierend auf realen Systemerträgen, zumindest für große Anlagen intensiv zu prüfen. Eine ertragsorientierte Förderung würde einen Qualitäts- und Kostenwettbewerb anstoßen und so Impulse für einen verstärkten Ausbau der Solarthermie geben.

Weiterhin wäre auch die Festlegung eines Ausbaukorridors für solarthermische Anlagen zu prüfen. Ähnlich wie bei der Förderung von Photovoltaik-Anlagen über das EEG, könnte bei einer Überschreitung der definierten Zubauleistungen die Förderung solarthermischer Anlagen reduziert werden. Entsprechend würden die Fördersätze bei einer Unterschreitung des Ausbaukorridors erhöht. Zur Festlegung eines langfristig sinnvollen Ausbaukorridors für Deutschland wäre die Erstellung einer entsprechenden wissenschaftlichen Studie sinnvoll.

4.6 Wärmepumpen

Der Anteil der Luft/Wasser-Wärmepumpen an allen geförderten Wärmepumpen nimmt stetig zu. Um dieser – aus Klimaschutzperspektive ungünstigen – Entwicklung entgegenzusteuern, wird eine **Erhöhung der Fördersätze für die effizienteren geothermischen Wärmepumpen** empfohlen. Damit soll insbesondere von den kostenintensiven Aufwendungen, die im Zusammenhang mit den notwendigen Bohrungen für die Nutzung von oberflächennaher Geothermie stehen, entlastet werden.

Durch die erhöhten Fördersätze könnte ein wichtiger Impuls zur verstärkten Nutzung von effizienten geothermischen Wärmepumpen erreicht werden.

Das MAP hat eine wichtige Lenkungsfunktion in Bezug auf die Qualität von erneuerbaren Wärmetechnologien. Daher sollte das MAP auch im Bereich der boomenden Luft/Wasser-Wärmepumpen Impulse setzen. Empfohlen wird, die Förderung von **Luft/Wasser-Wärmepumpen an verpflichtende Drehzahlregelungen** (für Kompressor und Ventilator) zu knüpfen². Drehzahlregelungen passen die aktuelle Wärmeproduktion an den jeweiligen Heizwärmebedarf an und bewirken somit Effizienzsteigerungen im Teillastbereich. Dies ist von besonderer Bedeutung für Luft/Wasser-Wärmepumpen, bei denen die Divergenz zwischen Heizleistung der Wärmepumpe und dem Heizwärmebedarf des Gebäudes mit zunehmender Außenlufttemperatur deutlich ansteigt.

Wärmepumpen erfordern bei Planung und Installation ein besonderes heizungstechnisches und ggf. auch geologisches Knowhow, um einen effizienten Betrieb zu gewährleisten. Die in Feldtests ermittelten, vergleichsweise geringen Jahresarbeitszahlen lassen auch darauf zurückschließen, dass bei Planung und Installation größere Sorgfalt geboten sein sollte. Daher wird empfohlen, künftig nur noch von Wärmepumpen als förderwürdig anzuerkennen, die von (beispielsweise EUCERT-) **zertifizierten Fachbetrieben** installiert werden.

Qualitätssicherung und -optimierung sollte ein wesentliches Anliegen des MAP insbesondere im Fördersegment Wärmepumpen sein. Aufschluss darüber, welche Maßnahmen zur Verbesserung der Effizienz von Wärmepumpen bei Installation und Betrieb am besten geeignet sind, kann das angekündigte Monitoringprogramm für Wärmepumpen bieten. Generell wird es für sinnvoll erachtet, nachträgliche Qualitätschecks an bereits installierten Wärmepumpen durchzuführen. Beispielgebend kann in diesem Zusammenhang das Zertifikat zur Qualitätssicherung im Rahmen des „Wärmepumpen-System-Moduls“ der Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz (FWS) sein, welches u.a. eine normierte Nachkontrolle nach der Installation sowie spätere Stichprobenkontrollen durch den Wärmepumpenverband umfasst [FWS, 2014].

4.7 Tiefengeothermie

Geothermische Kraft-, Heiz- und Heizkraftwerke können in Deutschland klimaverträglich Strom und Wärme nachfrageorientiert erzeugen. Es ist davon auszugehen, dass sich der Trend der vergangenen

² Drehzahlregelungen sind erst dann nützlich, sofern der Kompressor ein effizientes Teillastverhalten aufweist (siehe u.a. [Zogg, 2014]). Daher sollten nur Wärmepumpen mit Kompressoren, bei denen ein hoher Wirkungsgrad in Teillast nachgewiesen werden kann, als pflichterfüllend anerkannt werden.

Jahre fortsetzt, die tiefe Geothermie in Deutschland für eine Wärme- oder Strom- bzw. gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung stärker zu nutzen und weiter auszubauen. Allerdings ist eine Strom- und Wärmebereitstellung aus tiefer Geothermie in der Regel aufgrund der geologischen Gegebenheiten in Deutschland noch immer technisch sehr anspruchsvoll und mit z. T. erheblichen geologischen, technischen, ökonomischen, sozialen und ökologischen Herausforderungen verbunden (Kapitel 4). Dementsprechend sind die beobachteten Projektentwicklungsaktivitäten für geothermische Heiz- und Heizkraftwerke in den vergangenen Jahren überschaubar.

Um eine weitere Marktentwicklung der geothermischen Energieerzeugung in Deutschland zu ermöglichen und damit die Voraussetzungen für eine vermehrte Nutzung des tiefen Untergrundes zu schaffen, werden folgende Handlungsempfehlungen für das Marktanreizprogramm vorgeschlagen.

Im Rahmen der Richtlinienänderung des Marktanreizprogrammes vom Juli 2012 im Förderbereich Tiefengeothermie erfolgte eine Erweiterung der Förderung auf kombinierte Wärme- und Stromprojekte, die im Durchschnitt ein Strom-Wärme-Verhältnis von max. $0,15 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{kW}_{\text{th}}$ aufweisen dürfen. Ziel dieses Grenzwertes ist es, eine robuste und nachvollziehbare technische Größe zu definieren, welche die Stromerzeugung bei Wärmeprojekten auf einen geringen Umfang einschränkt.

Allerdings kann die Richtlinie in der jetzigen Form nicht eindeutig interpretiert werden. So fehlen detaillierte Bezeichnungen der Größen Strom und Wärme. Die elektrische Leistung kann dabei als Brutto- oder Nettoleistung angegeben werden. Die thermische Leistung kann beispielsweise auf die Angebotsseite (d. h. auf das geothermische Reservoir) oder auf die Bedarfsseite (d. h. die nachgefragte Wärme der Versorgungsaufgabe) bezogen werden. Weiterhin sind aus technischer Sicht durchschnittliche Leistungen nicht eindeutig anzugeben.

Zusätzlich dazu ist zu beobachten, dass in den vergangenen Jahren kein Heizkraftwerk mit einem im Durchschnitt vorhandenen Strom-Wärme-Verhältnis von max. $0,15 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{kW}_{\text{th}}$ gefördert bzw. für derartige Anlagen kein Förderantrag bei der KfW eingereicht wurde. Auch in Zukunft wird erwartet, dass kein Heizkraftwerk mit einem derartigen Strom-Wärme-Verhältnis in Betrieb geht; die entsprechenden Mehraufwendungen für ein zusätzliches Kraftwerk sind oft zu hoch und der Ertrag zu gering.

Es ist aber energiewirtschaftlich vorteilhaft und aus Umweltsicht wünschenswert, kombiniert Strom und Wärme aus tiefer Geothermie bereitzustellen; dies spiegelt sich auch in der bisherigen Marktentwicklung wider (Tabelle 4-1).

Daher wird empfohlen, die Förderung geothermischer Heizkraftwerke auszuweiten und das bisher geltende Strom-Wärme-Verhältnis von 0,15 kW_{el}/kW_{th} zu streichen. Als Förderkriterium sollte ersatzweise eine minimale realisierte geothermische Anschlussleistung (d. h. installierte thermische Leistung) von 5 MW_{th} eingeführt werden. Für Anlagen mit mehr als 5 MW_{th} Anschlussleistung sollten alle Förderbausteine, welche bisher nur für Heizwerke gelten (d. h. „Anlagenförderung“, „Bohrkostenförderung“, „Mehraufwendungen“) gültig sein.

Die bisherigen Projektentwicklungsaktivitäten zeigen, dass geothermische Anlagen vermehrt in Ballungsgebieten errichtet werden sollen. Hier sind große Wärmesenken verfügbar, allerdings ist die Anzahl der geeigneten Bohrlokationen sehr begrenzt. Aus diesem Grund und mit der Erwartung in Zukunft zunehmende Kostenreduktionspotentiale zu erschließen, werden zur Verfügbarmachung des tiefen Untergrundes für neu initiierte Geothermieprojekte oft Mehrfachdubletten angedacht (Appendix 5). Die Einzelbohrungen einer Mehrfachdublette weisen dabei aber im Vergleich zu einer konventionellen Dublette eine höhere Ablenkung auf. Die Bohrlänge und die technischen Risiken steigen mit zunehmender Ablenkung. Dies resultiert in deutlich höheren Bohrkosten; die prozentuale finanzielle Förderung für Mehrfachdubletten ist damit unter den derzeit gültigen Förderbedingungen deutlich geringer als bei einer klassischen Dublette.

Aus diesem Grund wird zusätzlich eine Ausweitung des Förderbausteins „Bohrkostenförderung“ von einer Einfachdublette (d.h. eine Förder- und eine Injektionsbohrung) auf Mehrfachdubletten (d. h. Doppel- bzw. Dreifachdubletten mit mehreren Förder- und Injektionsbohrungen) vorgeschlagen.

Würden alle anderen Förderbausteine unverändert beibehalten werden, so müsste zusätzlich die maximal mögliche Darlehenssumme auf mindestens 17,5 Mio. € angepasst werden; Tilgungszuschuss für 2 weitere Bohrungen von jeweils max. 2,5 Mio. € und Tilgungszuschuss für Mehraufwendungen von jeweils max. 1,25 Mio. € pro weitere Bohrung.

Wird den oben beschriebenen Handlungsempfehlungen nachgekommen und die Förderung für geothermische Heizkraftwerke weiter ausgebaut, so könnte erwogen werden, **wegen der dann insgesamt besseren Förderung für die Tiefbohrungen (und der damit zusammenhängenden Reduzierung der Risiken bei der Bohrungsabteufung) den Förderbaustein „Mehraufwendungen“ zu streichen.**

Soll das bisher gültige Strom-Wärme-Verhältnis entgegen der oben beschriebenen Handlungsempfehlung beibehalten werden, wird vorgeschlagen, dieses Verhältnis hinsichtlich der technischen Größen weiter zu konkretisieren. Dabei erscheinen die beiden nachfolgend beschriebenen Optionen besonders vielversprechend:

- Vorschlag A. Verhältnis aus installierter elektrischer Bruttoleistung in kW_{el} und abnahmeseitiger Wärmeanschlussleistung in kW_{th} (Wärmesenke). Als elektrische Leistung (P_{el} in kW_{el}) wird die installierte elektrische Bruttoleistung definiert. Entsprechende Eigenverbrauchsaggregate werden dabei nicht berücksichtigt. Als thermische Leistung (Q_{th} in kW_{th}) wird die geothermische Anschlussleistung im Heizwerk (d. h. die geothermische Leistung der realisierten Wärmebereitstellung) definiert. Es werden demnach ausschließlich die Anschlussleistungen für eine Strom- und Wärmebereitstellung berücksichtigt. Soll die realisierte gekoppelte Strombereitstellung auf einen geringen Umfang begrenzt werden, wird die Beibehaltung des Verhältnisses von $0,15 kW_{el}/kW_{th}$ vorgeschlagen.
- Vorschlag B. Verhältnis aus installierter elektrischer Bruttoleistung in kW_{el} und geothermisch erschließbarer Wärmeanschlussleistung in kW_{th} (Angebot). Als elektrische Leistung (P_{el} in kW_{el}) wird auch hier die installierte elektrische Bruttoleistung definiert. Entsprechende Eigenverbrauchsaggregate werden dabei nicht berücksichtigt. Als thermische Leistung (Q_{th} in kW_{th}) wird die theoretische Anschlussleistung im Heizwerk (d. h. die gesamte geothermische Leistung welche für eine Wärmebereitstellung genutzt werden kann, Gleichung 1) definiert. Wird das Verhältnis von $0,15 kW_{el}/kW_{th}$ beibehalten, so würde aber die gekoppelte Strombereitstellung nicht auf einen geringen Umfang begrenzt werden. Aus diesem Grund wird eine Reduzierung des Verhältnisses auf $0,1 kW_{el}/kW_{th}$ vorgeschlagen.

$$\dot{Q}_{GW} = \dot{m}_{TW} \cdot c_{p,TW} \cdot (\vartheta_{TW} - \vartheta_{WN,Rücklauf} + \Delta T_{WÜ}) \quad (\text{Gleichung 1})$$

\dot{Q}_{GW}	nutzbare Wärmeanschlussleistung in MW
\dot{m}_{TW}	Thermalwassermassenstrom in kg/s
$c_{p,TW}$	spezifische Wärmekapazität des Thermalwassers in kJ/kgK
ϑ_{TW}	Thermalwassertemperatur am Bohrlochkopf in °C
$\vartheta_{WN,Rücklauf}$	Rücklauftemperatur des Wärmenetzes in °C
$\Delta T_{WÜ}$	minimale Temperaturdifferenz im Wärmeüberträger des Wärmenetzes in °C

Tabelle 4-1 zeigt Beispiele für verschiedene Strom – Wärme – Verhältnisse nach Vorschlag A und Vorschlag B.

Tabelle 4-1: Beispiele für verschiedene Strom – Wärme – Verhältnisse nach Vorschlag A und Vorschlag B

Heizkraftwerk	Inst. el. Leistung	Wärmeanschlussleistung (Wärmesenke)	Theoretische Wärmeanchlussleistung ¹	Strom – Wärme - Verhältnis	
				in MW _{el}	in MW _{th}
Landau	3,8	5,0	31,0	0,76	0,12
Insheim	5,0	10,0	35,3	0,50	0,14
Unterhaching	3,4	38,0	41,0	0,09	0,08
Sauerlach	5,0	4,0	39,3	1,25	0,13
Altheim (Österreich)	1,0	12,0	22,7	0,08	0,04

¹ Rücklauftemperatur Wärmenetz 50 °C, minimale Temperaturdifferenz im Wärmeüberträger des Wärmenetzes 5 °C; Thermalwassertemperatur am Bohrlochkopf entsprechend Appendix 5, Tabelle 3-2

Mit einem verstärkten Bau und Betrieb geothermischer Kraftwerke ist ein zusätzlicher Erfahrungsgewinn und damit ein schnelleres Durchlaufen der Lernkurve bzw. erfolgreiches Erschließen der noch gegebenen Kostenreduktionspotenziale für die geothermische Energiebereitstellung zu erwarten; die eingesetzten Technologien zum Bau und Betrieb von geothermischen Kraft-, Heiz- und Heizkraftwerken unterscheiden sich zum Teil nicht. **Daher wird vorgeschlagen, geothermische Kraftwerke weiterhin mit dem Förderbausteinen „Bohrkostenförderung“ und „Mehraufwendungen“ zu fördern.**

Werden diese Maßnahmen umgesetzt, ist aus derzeitiger Sicht zu erwarten, dass die Energiebereitstellung aus tiefer Geothermie weitergehend im Energiesystem genutzt wird und dadurch die eher verhaltene Entwicklung der vergangenen Jahre zunehmend an Fahrt gewinnt.

4.8 Biogasaufbereitungsanlagen

Die aktuelle politische Diskussion und Entwicklung führen zum Marktstillstand der Biogasaufbereitungsbranche in Deutschland. Dabei wurde dieser Technologie noch vor einigen Jahren eine Schlüsselposition in der Energiewende zugesprochen. Hintergrund hierfür ist einerseits die Tatsache, dass Biogas tages- und jahreszeitenunabhängig erzeugt werden kann. Andererseits ist es vor Ort oder im Erdgasnetz kurz- (Stunden) und langfristig (Wochen, Monate) zu relativ geringen Kosten speicherbar. Des Weiteren stehen für Biometan im Vergleich zu Strom aus Photovoltaik oder Wind deutlich vielseitigere Nutzungsmöglichkeiten zur Verfügung:

- Erzeugung von elektrischem Strom und Wärme
- Kraftstoff
- stoffliche Nutzung (z.B. in der chemischen Industrie)

Darüber hinaus kann Biogas bedarfsgerecht Regelenergie bereitstellen.

Sowohl das MAP (2013) als auch das EEG (August 2014) haben die Förderung der Biogasaufbereitung eingestellt. Eine Technologie, welche aufgrund der genannten Eigenschaften wesentlich zur Entlastung des deutschen Stromnetzes beiträgt, wird hierdurch verdrängt.

Vor dem Hintergrund der Vorzüge der Biomethannutzung – insbesondere im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energien – **sollte eine MAP-Förderung wieder angestrebt werden.**

Zur Vermeidung von gesellschaftlichen Konflikten (Tank-oder-Teller-Diskussion) sowie zur Akzeptanzerhöhung, sollte dabei der Schwerpunkt auf Biogasanlagen gesetzt werden, welche vorrangig industrielle, gewerbliche und kommunale Reststoffe nutzen. Hierdurch könnten einerseits eine gesamte Branche, welche bislang vorrangig auf landwirtschaftlichen Einsatzstoffen (NaWaRo) basierte, neue Impulse bekommen. Andererseits kann der Negativtrend im Anlagenneubau abgeschwächt werden. Das MAP könnte somit maßgeblich zur (teilweisen) Zielerreichung der GasNZV beitragen.

Es bleibt abzuwarten, in welche Richtung sich diese leistungsfähige Technologie sowohl in Deutschland als auch weltweit entwickeln wird. Allerdings sind die aktuellen Aussichten in Deutschland laut Branchenmeinung sehr pessimistisch (FvB 2014), weshalb es wünschenswert wäre, wenn das MAP hier neue Impulse setzt.

4.9 Biogasleitungen

Die Förderunterbrechung im MAP für Biogasleitungen im Zeitraum 2011/12 führte zu verhaltenen Antragszahlen nach Wiedereinführung. Die Auswirkungen sind im Evaluierungsjahr 2013 in Form von stark rückläufigen Antragseingängen und weniger Wertstellungen erstmals negativ spürbar.

Da Biogasleitungen in Hinblick auf hohe Gesamtnutzungsgrade und eine verbesserte Wärmenutzung insbesondere in ländlichen Gebieten von großer Bedeutung sind, ist ihre Errichtung weiter im Rahmen des MAP zu fördern. Die Begrenzung auf Leitungen, welche Rohbiogas nur zu einem BHKW transportieren, sollte in Hinblick auf die ausgelaufene Förderung von Biogasaufbereitungsanlagen und die Novellierung des EEG auf Leitungen ausgeweitet werden, die Rohbiogas zu Aufbereitungsanlagen transportieren.

Die über Jahre gewachsene Struktur der Biogasanlagen in Deutschland ist vor allem durch zahlreiche kleine Anlagen gekennzeichnet, deren Wirtschaftlichkeit auf den früheren Vergütungssätzen des EEG

beruht. Die bei der Vor-Ort-Verstromung erzeugte Wärme kann dabei meist nur zum Teil sinnvoll genutzt werden, da geeignete Wärmeabnehmer in der (unmittelbaren) Umgebung fehlen. Biogasleitungen können hierbei ein wichtiges Element für alternative Nutzungspfade darstellen. Biogasleitungen transportieren das Biogas nahezu verlustfrei an den Ort des Verbrauchs. Zusätzlich kann der Zusammenschluss mehrerer kleiner Biogasanlagen Energiemengen bündeln und so spezifische Kosten senken sowie aufgrund der Diversifikation die Versorgungssicherheit erhöhen.

Die Errichtung von Biogasnetzen ermöglicht weitere Vorteile sowohl für Anlagenbetreiber als auch für Wärmekunden. Hierzu zählen stabile Preise aufgrund der Unabhängigkeit vom Weltmarkt und eine höhere regionale Wertschöpfung. Insbesondere der für Biogasanlagen typische ländliche Raum kann so eine ökologisch-strukturelle Stärkung erfahren. Die Möglichkeiten der Errichtung eines Biogasnetzes als Verbund mehrerer Biogasanlagen sind im Rahmen des MAP zu thematisieren und ggf. gesondert zu fördern. Hierbei ist der Zusammenschluss kleiner Biogaserzeugungsanlagen sowohl für die Wärmeversorgung, aber auch für die Versorgung einer Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlage sinnvoll.

Die technische Umsetzung der Errichtung von Biogasleitungen wird durch das DVGW-Regelwerk vorgegeben. Sinnvoll ist es dabei, in den Förderrichtlinien dynamische Verweise zu verwenden (kein Festschreiben eines bestimmten Standes zu einem bestimmten Zeitpunkt), um aktuelle Erkenntnisse berücksichtigen zu können. Gefahren wie Brand, Explosion, Erstickung und Vergiftung infolge eines Gasaustritts können hierdurch deutlich gesenkt und die Planungssicherheit erhöht werden.

5. Literatur- und Quellenverzeichnis

- BDH 2013: Marktentwicklung Wärmeerzeuger 2012. Bundesindustrieverband Deutschland, Köln, 2014. www.bdh-koeln.de
- BMWi 2012: Energiedaten Tabellen 3, 22, 25. Abruf Juni 2013. Bundesministerium für Wirtschaft und Innovation
- BSW (2014): Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie). Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), 2013. <http://www.solarwirtschaft.de>
- Destatis (2014): Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte (Erzeugerpreise), Juni 2014. Statistisches Bundesamt Deutschland, Wiesbaden. <http://www.destatis.de>
- Erneuerbare Energien in Zahlen 2013; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin, Februar 2014
- FvB Fachverband Biogas e.V. (2014): Bewertung der Beschlussfassung zum EEG 2014 der Bundesregierung. Hg. v. Fachverband Biogas e.V.
- FWS (2014): Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz. Das Wärmepumpen System-Modul. Abgerufen am 30. Juni 2014 von <http://www.fws.ch/waermepumpen-system-modul.html>.
- IWU (2003): Deutsche Gebäudetypologie – Systematik und Datensätze. Institut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt 2003
- IFS (2009): Entwicklung von Performanzindikatoren als Grundlage für die Evaluierung von Förderprogrammen in den finanzpolitisch relevanten Politikfeldern. Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums der Finanzen, Berlin 2009
- Langniß, O.; M. Pehnt, M. Schüller (2010a) Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Entwicklung eines systematischen Prüfverfahrens. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart. April 2010.
- Langniß, O.; M. Pehnt, M. Schüller et al (2010b) Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Evaluierung des Förderjahres 2009. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart. Dezember 2010
- Langniß, O.; H. Drück; S. Frick; H. Hartmann; T. Kohberg; M. Pehnt, K. Reisinger; E. Streicher, H.F. Wülbeck (2011) Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Evaluierung des Förderjahres 2009. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart. Oktober 2011
- Langniß, Ole; Tjark Kohberg; Evelyn Sperber; Michael Nast; Andreas Hermelink (2013): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014. Weiterentwicklung des systematischen Prüfverfahrens. Stuttgart November 2013.

Nitsch, Joachim. et al (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. BMU - FKZ 03MAP146. Stuttgart März 2012.

O'Sullivan, M., Edler, D., Bickel, P., Lehr, U., Peter, F. & Sakowski, F. (2014): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2013 - eine erste Abschätzung. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Pehnt, Martin et al.: 100 % Wärme aus erneuerbaren Energien? Auf dem Weg zum Niedrigstenergiehaus im Gebäudebestand. I. Zwischenbericht. Heidelberg 2012.

TFZ 2013: Ergebnisse der halbjährlichen Erhebung der Energiepreise. Stand Oktober 2013. Technologie- und Förderzentrum Straubing.

Tzscheuschler et al. (2009): Energieverbrauch in Deutschland - Stand 2007: Daten, Fakten, Kommentare. BWK Magazin Bd. 61 (2009) Nr. 6

UBA 2013: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger, Aktualisierter Anhang 4 der Veröffentlichung „Climate Change 12/2009“, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, Februar 2013

Viessmann (2011): Preisliste 2012

Viessmann (2012): Preisliste 2013

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2013): Evaluierung wirtschaftspolitischer Fördermaßnahmen als Element einer evidenzbasierten Wirtschaftspolitik. Herausgeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

6. Appendices

Appendix 1: Biomasse

Appendix 2: Große Biomasseanlagen, Wärmenetze und -speicher

Appendix 3: Solarthermie

Appendix 4: Wärmepumpe

Appendix 5: Tiefengeothermie

Appendix 6: Biogasleitungen und -aufbereitungsanlagen

Appendix 7: Datenbasis und Berechnungen

Appendix 8: Energieeffizienz in Gebäuden

Appendix 1: Fachgutachten zum Fördersegment kleine Biomasseanlagen

Autoren

Hans Hartmann, Klaus Reisinger, Kathrin Bruhn

Technologie- und Förderzentrum (TFZ) im Kompetenzzentrum für
Nachwachsende Rohstoffe, Straubing, www.tfz.bayern.de

1. Einführung

Bei der Förderung der energetischen Nutzung der Biomasse unterscheidet das Marktanzreizprogramm (MAP) im Wesentlichen zwischen Anlagen unter und über 100 kW Nennwärmeleistung. Während kleine Anlagen über Investitionskostenzuschüsse gefördert werden, werden für größere Anlagen vergünstigte Darlehen gewährt. Entsprechend werden diese beiden Bereiche getrennt evaluiert. Im Folgenden wird ausschließlich auf die Förderung von Anlagen mit weniger als 100 kW Nennwärmeleistung eingegangen.

2. Förderstatistik

Die Anzahl der in den Jahren 2010 bis 2013 mit MAP-Förderung errichteten Anlagen zeigt Tabelle 2-1. Eine besonders deutliche Steigerung ergibt sich für die Pelletkessel, deren jährliche Zahl von ca. 7.000 kontinuierlich auf ca. 22.000 Stück, d.h. um mehr als 200 % auf nunmehr den dreifachen Wert gestiegen ist. Ein ähnlich hoher relativer Zuwachs zeigt sich auch für die Hackschnitzelfeuerungen (ca. 140 % Anstieg), allerdings bei geringer Gesamtstückzahl, da diese Kessel nur ca. 4 % Anteil der geförderten Anlagen ausmachen. Bei den Scheitholz-Zentralheizungen ist der Anstieg dagegen seit 2011 relativ moderat. Ein Vergleich mit 2010 ist wegen der über die Monate 07/2010 bis 03/2011 vorübergehend ausgesetzten Förderung nicht zulässig.

Der Anteil der Hackschnitzelkessel blieb über den Betrachtungszeitraum fast unverändert. Wegen des deutlich stärkeren Zuwachses bei den Pelletkesseln auf inzwischen über 63 % sinkt der Anteil der Scheitholz-Kessel in den zurückliegenden 3 Berichtsjahren kontinuierlich. In ähnlicher Weise ist auch der Anteil der Pelletöfen mit Wassertasche trotz zahlenmäßigem Anstieg zuletzt durch einen leicht rückläufigen Anteil gekennzeichnet. Noch in 2011 war dieser Abfall überraschend stark gewesen, hier hatte sich offenbar der Wegfall der Förderung in Neubauten ausgewirkt.

Tabelle 2-1: Anzahl der in 2010 bis 2013 mit MAP-Förderung errichteten Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen

Verteilung der Anlagenarten								
	2010		2011		2012		2013	
	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ
Pelletofen, Luft	610	–	–	–	–	–	–	–
Pelletofen, Wasser	2.161	22,8%	1.383	6,5%	1.520	5,2%	1.770	5,1%
Scheitholzessel	1.667	13,7%	7.338	34,7%	8.565	29,3%	9.549	27,8%
Hackschnitzelkessel	535	4,4%	836	4,0%	1.042	3,6%	1.287	3,7%
Pelletkessel	7.156	59,0%	11.582	54,8%	18.058	61,9%	21.782	63,3%
Gesamt	12.129	100%	21.139	100%	29.185	100%	34.388	100%

Tabelle 2-2: Installierte Gesamtleistung der in den Jahren 2010 bis 2013 mit MAP-Förderung errichteten Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen

Installierte Leistung [kW]								
	2010		2011		2012		2013	
	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ
Pelletofen, Luft	5.341	2,2%	–	–	–	–	–	–
Pelletofen, Wasser	22.254	9,1%	17.817	3,6%	20.026	2,9%	23.457	2,9%
Scheitholzessel	46.884	19,3%	204.990	41,0%	239.371	34,9%	269.387	33,0%
Hackschnitzelkessel	24.422	10,0%	37.998	7,6%	48.750	7,1%	60.899	7,5%
Pelletkessel	144.415	59,4%	239.355	47,9%	378.630	55,1%	462.686	56,7%
Gesamt	243.316	100%	500.160	100%	686.777	100%	816.429	100%

Die Veränderungen bei den Anlagenzahlen gelten proportional auch für die installierte Gesamtleistung aller MAP-geförderten Biomasse-Kleinfeuerungen (Tabelle 2-2). Hier wirkt sich aus, dass sich die durchschnittliche Anlagenleistung über die vergangenen Jahre kaum verändert hat (vgl. hierzu Abbildung 4-1).

Die hohen Investitionen und Fördervolumina in 2010 (vgl. Tabelle 2-3 und Tabelle 2-4) bei gleichzeitig geringer Anlagenzahl resultieren aus dem Überhang an unbearbeiteten Altanträgen aus 2009. Bei der Auswertung der Anlagenzahlen wurden aber lediglich die in 2010 errichteten Anlagen (ca. 12.000) berücksichtigt. Investition und Fördervolumen beziehen sich jedoch auf die im Jahr 2010 bewilligten Anträge (ca. 32.000).

Tabelle 2-3: Nettoinvestitionen der in den Jahren 2010 bis 2013 mit MAP-Förderung errichteten Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen

Nettoinvestitionen [€]								
	2010		2011		2012		2013	
	absolut	rel.	absolut	rel.	absolut	rel.	absolut	rel.
Pelletofen (Wasser)	31.392.328	7,1%	7.905.314	2,5%	8.358.772	2,0%	10.239.140	2,1%
Scheitholzkessel	123.049.288	27,9%	93.669.803	29,8%	104.884.408	25,1%	116.299.264	24,0%
Hackschnitzelkessel	31.189.753	7,1%	19.577.990	6,2%	23.356.976	5,6%	29.277.816	6,0%
Pelletkessel	254.914.958	57,9%	193.129.918	61,5%	281.579.527	67,3%	329.615.744	67,9%
Gesamt	440.546.327	100%	314.283.025	100%	418.179.683	100%	485.431.964	100%

Tabelle 2-4: Fördervolumen für die in den Jahren 2010 bis 2013 mit MAP-Förderung errichteten Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen

Fördervolumen (inkl. Boni) [€]								
	2010		2011		2012		2013	
	absolut	rel.	absolut	rel.	absolut	rel.	absolut	rel.
Pelletofen (Wasser)	5.307.547	9,3%	1.498.680	3,8%	2.052.415	3,2%	2.591.207	3,2%
Scheitholzkessel	11.167.988	19,6%	8.067.225	20,3%	11.373.318	17,5%	13.847.451	16,8%
Hackschnitzelkessel	1.445.150	2,5%	858.400	2,2%	1.374.500	2,1%	1.821.600	2,2%
Pelletkessel	39.098.957	68,6%	29.399.996	73,8%	50.025.467	77,2%	63.993.738	77,8%
Gesamt	57.019.642	100,0%	39.824.301	100,0%	64.825.700	100,0%	82.253.996	100,0%

Bonusförderung

Neben der Basisförderung erhielten etwa ein Viertel (27,5 %) der in 2013 errichteten kleinen Biomasseanlagen eine oder mehrere Bonusförderungen. Seit 2012 unverändert ist auch der Anteil von 90 %, den allein der Kombinationsbonus hieran ausmacht. Dieser Bonus wird dann gewährt, wenn neben der Biomassefeuerung auch eine thermische Solaranlage zum Einsatz kommt. Der Effizienzbonus, bei dem der zulässige Transmissionswärmeverlust des Wohngebäudes nach Energieeinsparverordnung (EnEV) 2009 um mindestens 30 % unterschritten werden muss, kommt mit einem Anteil von etwa 10 % dagegen weniger häufig zum Einsatz.

Regionale Verteilung

Die Anteile der Bundesländer an den von 2010 bis 2013 mit MAP-Förderung errichteten Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen sind in Tabelle 2-5 ausgewiesen. Demnach ist der Anteil der beiden süddeutschen Bundesländer von 56,4 % in 2010 auf weniger als 50 % in 2013 abgesunken (49,1 %). Die ungleiche Verteilung der regionalen Fördermittel nimmt demnach stetig ab.

Tabelle 2-5: Regionale Verteilung von 2010 bis 2013 mit MAP-Förderung errichteten Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen in Deutschland

Regionale Verteilung der Anlagen								
	2010		2011		2012		2013	
	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ
Bayern	4.324	35,7%	6.778	34,6%	9.094	31,0%	10.424	30,1%
Baden-Württemberg	2.516	20,7%	4.195	21,4%	5.849	19,9%	6.597	19,0%
Nordrhein Westfalen	1.320	10,9%	1.699	8,7%	2.668	9,1%	3.264	9,4%
Hessen	1.026	8,5%	1.525	7,8%	2.582	8,8%	2.929	8,5%
Rheinland Pfalz	891	7,3%	1.372	7,0%	2.421	8,2%	2.712	7,8%
Niedersachsen	736	6,1%	1.131	5,8%	1.650	5,6%	1.862	5,4%
Sachsen	338	2,8%	639	3,3%	1.588	5,4%	2.435	7,0%
Thüringen	239	2,0%	673	3,4%	1.016	3,5%	1.358	3,9%
Sachsen Anhalt	215	1,8%	371	1,9%	589	2,0%	733	2,1%
Schleswig-Holstein	192	1,6%	346	1,8%	555	1,9%	653	1,9%
Brandenburg	111	0,9%	306	1,6%	512	1,7%	660	1,9%
Saarland	110	0,9%	328	1,7%	493	1,7%	593	1,7%
Mecklenburg-Vorpommern	55	0,5%	156	0,8%	236	0,8%	333	1,0%
Berlin	25	0,2%	26	0,1%	50	0,2%	42	0,1%
Hamburg	20	0,2%	35	0,2%	28	0,1%	21	0,1%
Bremen	11	0,1%	17	0,1%	18	0,1%	21	0,1%
Gesamt	12.129	100%	19.597	100%	29.353	100%	34.643	100%

3. Marktentwicklung

3.1 Wachstum der Märkte

Die schon für 2012 beobachtete Zunahme der Fördertatbestände hat sich bei den kleinen Biomassefeuerungen auch in 2013 auf breiter Front über alle Feuerungssysteme (Pelletöfen, Pelletkessel, Scheitholz-kessel und Hackschnitzelkessel) fortgesetzt. Als Ursache hierfür ist nicht mehr nur die Anhebung der Fördersätze zum Juli 2012 anzusehen. Vielmehr ist davon auszugehen, dass die erwarteten strengeren Emissionsanforderungen ab 2015 hierbei eine Rolle gespielt haben (d.h. Vorzieheffekte). Es kann außerdem vermutet werden, dass der anhaltend hohe Preis für Heizöl (vgl. hierzu auch Abbildung 5-4) und der Preisanstieg für elektrischen Strom bei den Entscheidungen für ein biomassebasiertes Heizsystem eine zunehmende Rolle spielen.

Von Wechselwirkungen mit anderen Förderinstrumenten ist im Bereich der kleinen Biomassefeuerungen nicht auszugehen. Auch die im EEWärmeG verankerte Verpflichtung zur Nutzung regenerativer Energien ist für das MAP nicht relevant, da im MAP mit Ausnahme des Innovationsbonus für Brennwertfeuerungen keine Förderung im Neubau erfolgt.

3.2 Marktstruktur

Die nachfolgenden Auswertungen basieren im Wesentlichen auf einer geschichteten Stichprobe von Förderfällen aus dem Jahr 2013 (353 Fälle). Sie wurde zufällig aus den vier geförderten Anlagengruppen "Scheitholzessel", "Hackschnitzelkessel", "Pelletkessel" und "Pelletofen mit Wassertasche" gezogen. Die vier Bauartengruppen sind in der Stichprobe gemäß ihrem Anteil an der Gesamtheit der Förderfälle gewichtet. Auch die Gewichtung nach Bundesländern in der Stichprobe entspricht der Gesamtheit aller Förderfälle in 2013.

Verteilung nach Herkunftsländern

Die Verteilung der Feuerungsanlagen nach Herkunftsländern zeigt Abbildung 3-1. Demnach stammt nach wie vor die Mehrzahl aller geförderten Anlagen von österreichischen Herstellern, die aber von 2012 bis 2013 insgesamt nicht weiter zulegten, sondern nun sogar leicht abnahmen (von 64 auf 60 %). Der inländische Marktanteil hat sich dagegen etwas erholt, er liegt nunmehr bei 25 % (vorher 21 %). In 2011 hatte er allerdings noch bei 30 % gelegen (Abbildung 3-2).

Allerdings ist hierbei weiterhin zu beachten, dass die deutsche Zulieferindustrie wiederum bei den in Österreich hergestellten Kesseln mit hohen Marktanteilen vertreten ist, denn insbesondere bei Ventilatoren, Elektromotoren und Sensoren werden bevorzugt deutsche Produkte eingesetzt. Außerdem schlägt der eigentliche Kesselkauf nur mit etwas weniger als der Hälfte der gesamten Investitionen zu Buche (vgl. Abbildung 5-3). Neben Österreich erreichen lediglich die Tschechische Republik mit 8 % (+2 Prozentpunkte) und Italien mit 5 % (unverändert) bezogen auf alle geförderten Anlagen noch nennenswerte Marktanteile. Diese Anteile resultieren im Falle Tschechiens aus den Verkaufszahlen bei Scheitholzesseln, während der Anteil Italiens auf den höheren Marktanteilen bei den Pelletöfen beruht.

Die Marktanteile der inländischen Hackgutkesselproduktion werden hier wegen des geringen Stichprobenumfangs (n=15) nicht weiter dargestellt. In den Jahren 2011 bis 2013 war innerhalb einer beobachteten Bandbreite von 13 bis 18 % ohnehin kein klarer Trend erkennbar. Das gilt auch für die Pelletöfen (mit Wassertasche), bei denen der inländische Marktanteil mit ca. 36 % in der Stichprobe noch am größten ist (n=14).

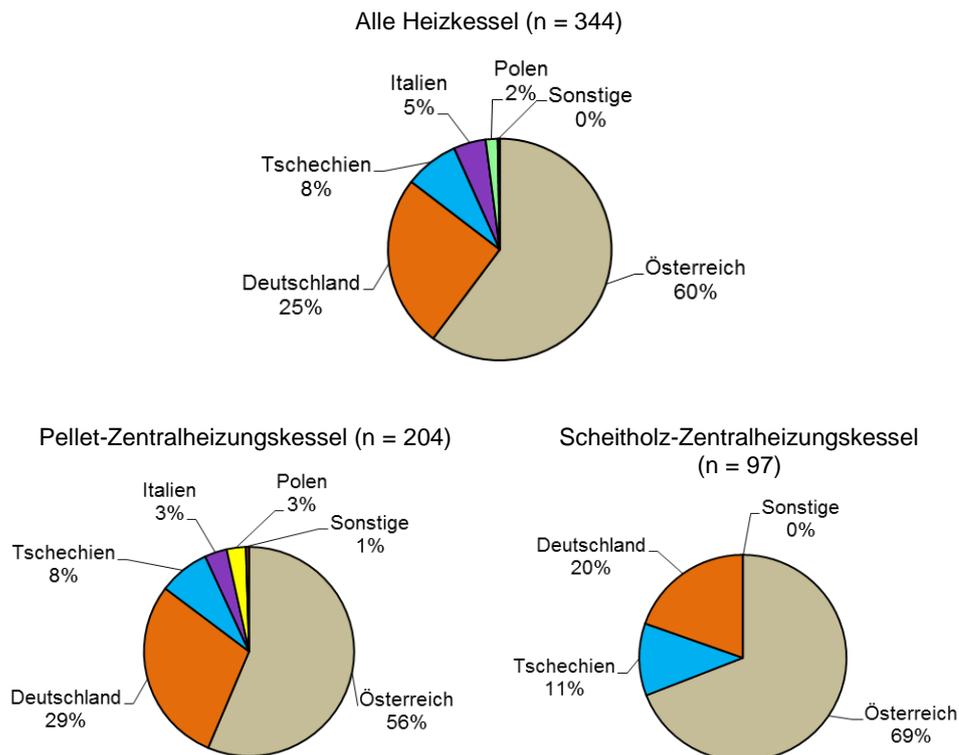


Abbildung 3-1: Marktanteile nach Herkunftsländern in 2013 (Hackgutkessel und Pelletöfen mit Wassertasche wegen geringem Stichprobenumfang nicht dargestellt). n = Größe der auswertbaren Stichprobe

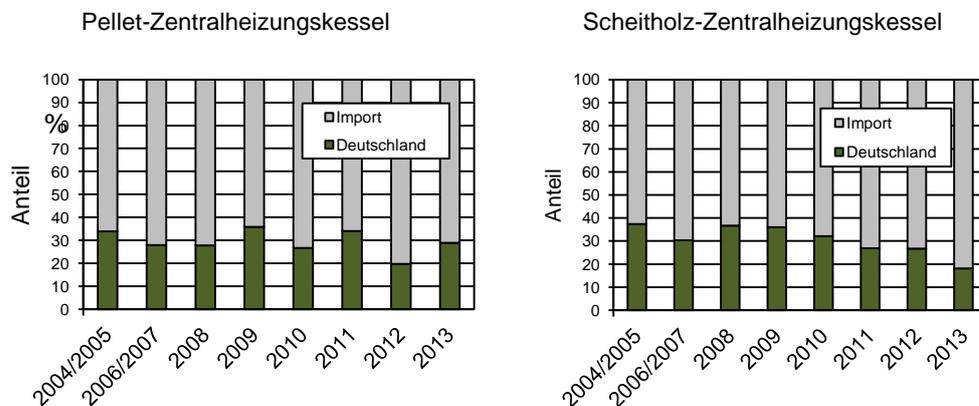


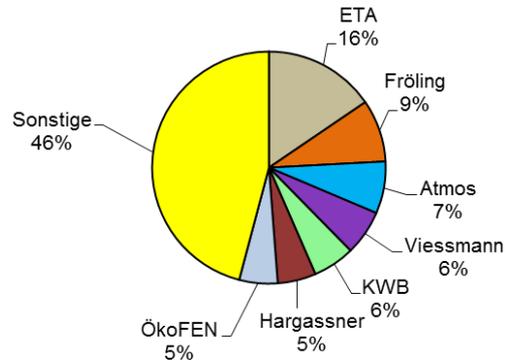
Abbildung 3-2: Verlauf der Importanteile der geförderten Anlagen von 2004 bis 2013 (Hackgutkessel und Pelletöfen mit Wassertasche wegen geringem Stichprobenumfang nicht dargestellt)

Verteilung nach Herstellermarktanteilen

Die Marktanteile bei den wichtigsten geförderten Anlagenarten zeigt Abbildung 3-3. Hier ergaben sich geringere Änderungen gegenüber 2012. Bei den Pelletkesseln ist die Spitzenposition auf die Fa. ETA übergegangen, während bei den Scheitholzkesseleln die Rangfolge der ersten vier Hersteller gegenüber 2012 unverändert geblieben ist (Marktführer Fa. Fröling). Bei den Pelletkesseln ist aber eine eindeutige Marktdominanz nicht erkennbar, denn gleich sieben

Hersteller teilen sich die vorderen Ränge mit 5 bis 16 % Marktanteil. Auch in 2011 waren es in etwa die gleichen Hersteller, jedoch mit noch enger beieinanderliegenden Verkaufszahlen. Selbst bei Betrachtung längerer Zeiträume (z. B. gegenüber 2006) kam es nicht zu sehr deutlichen Verschiebungen der Marktanteile der führenden Hersteller.

Pellet-Zentralheizungskessel (n = 207)



Scheitholz-Zentralheizungskessel (n = 98)

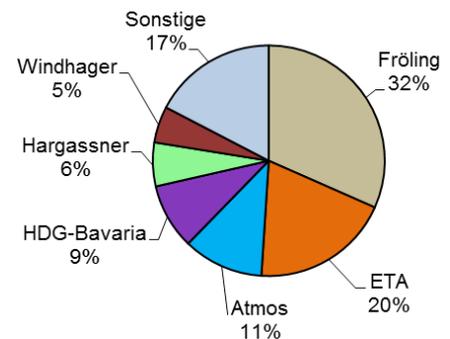


Abbildung 3-3: Marktanteile nach Herstellern in 2013 (Hackgutkessel und Pelletöfen mit Wassertasche wegen geringem Stichprobenumfang nicht dargestellt). n = Größe der auswertbaren Stichprobe

Erkenntnisse über Kapazitätsauslastung bei der Fertigung sind nicht verfügbar. Die Tatsache, dass in letzten Jahren neue und erweiterte Fertigungseinheiten in Betrieb genommen wurden (z. B. Windhager, Hargassner) lässt aber vermuten, dass noch beträchtliche Kapazitätsreserven vorliegen. Das wird auch durch Aussagen einzelner Hersteller bestätigt. Vollständig neue Anbieter sind nicht bekannt geworden. Stattdessen ist davon auszugehen, dass die Anzahl der originären Hersteller tendenziell eher abnimmt durch Kooperationen oder OEM Herstellung (d. h. Herstellung von Geräten für die Vermarktung durch andere Hersteller). Dieser Trend konnte in 2012 durch die Anzahl der in der Stichprobe vertretenen Hersteller bestätigt werden, sie nahm von 2011 auf 2012 von 61 auf 54 ab, war danach aber unverändert.

Eine Zunahme ist in den letzten Jahren lediglich bei der Anzahl von Herstellern oder Konzeptentwicklern für Staubabscheider oder Katalysatoren für den kleinen Leistungsbereich festzustellen. Es ist allerdings davon auszugehen, dass hieran die näher rückende Stufe 2 der 1. BImSchV einen wesentlich größeren Anteil hat, als die erst 2012 eingetretene Erhöhung der Innovationsförderung für derartige Nachrüstbauteile im MAP.

Vertriebswege und Absatzschwerpunkte

Hinsichtlich der Vertriebswege ist ebenfalls keine Änderung erkennbar. Es handelt sich hierbei vorwiegend um den Absatzpfad Hersteller-Großhandel-Heizungsbauer oder den verkürzten Absatzpfad vom Hersteller direkt an den Heizungsbauer. Bei den Absatzschwerpunkten ist ein klares Übergewicht der Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg erkennbar.

4. Technologischer Standard und Innovation

Stand der technischen Entwicklung

Gemessen an den bisherigen Standards und den Anforderungen des MAP haben die angebotenen Kleinfeuerungen eine hohe technologische Reife und eine zuverlässige Betriebsweise erreicht. Das zeigt sich unter anderem daran, dass bei den förderfähigen Feuerungsanlagen die Verwendung von abgasgeführten Verbrennungsluftregelungen inzwischen weitgehend üblich geworden ist. Außerdem liegen die im Labor gemessenen Wirkungsgrade inzwischen durchweg über 90 %. Ein Beitrag zu dieser Entwicklung wurde auch durch das MAP über die in verschiedenen Abständen angepassten Anforderungen geleistet. Beim Niveau des Schadstoffausstoßes wurden ebenfalls positive langjährige Trends vermeldet, zumindest lässt sich das an den Ergebnissen der Typenprüfungen für Staub- und Kohlenmonoxidemissionen ablesen. Aussagen, inwieweit sich diese im Labor beobachteten Trends auch auf die Praxis übertragen lassen, sind jedoch derzeit nicht möglich, denn aussagefähigere Prüfmethode für die Bewertung der Alltagstauglichkeit von Biomasse-Zentralheizungsanlagen fehlen leider weiterhin – obgleich Ansätze hierzu bereits bestehen.

Der in den vergangenen Jahren oft vermeldete Trend zu geringerer Anlagenleistung infolge verbesserter Dämmstandards der Gebäude ist bei den MAP-geförderten Biomasseanlagen nicht erkennbar (Abbildung 4-1). Hier sinkt lediglich die mittlere Leistung der Hackschnitzelkessel, allerdings sind diese Zahlen wegen des geringen Stichprobenumfangs nicht sehr belastbar. Die mittlere Anlagenleistung der geförderten Anlagen beträgt derzeit für Scheitholzessel 29 kW, für Hackschnitzelkessel 44 kW und für Pelletkessel 21 kW.

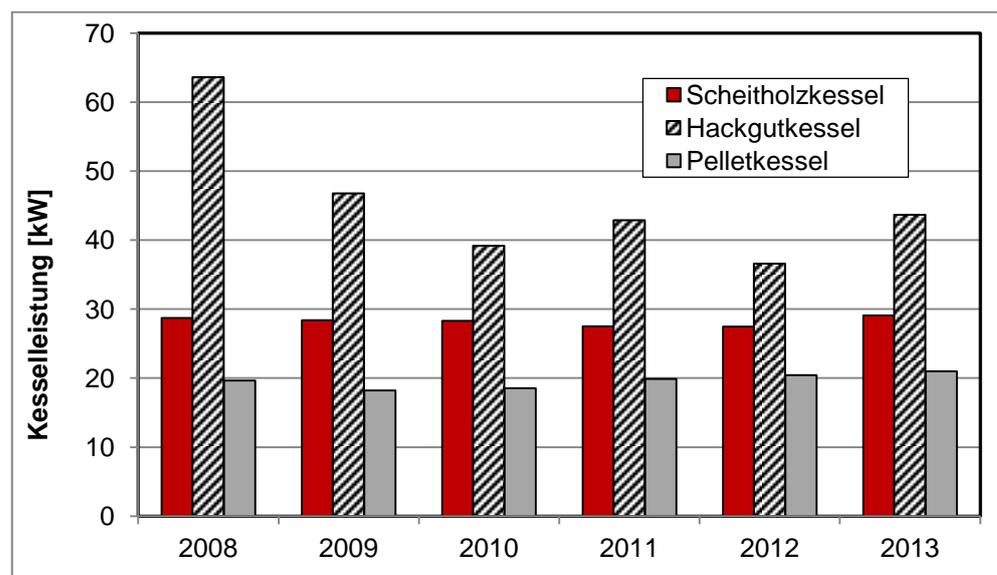


Abbildung 4-1: Entwicklung der durchschnittlichen Anlagenleistung der MAP-geförderten kleinen Biomasseheizungen von 2008 bis 2013

Verfügbare technische Neuerungen wie der integrierte oder nachgerüstete Abgaskondensationsbetrieb (d.h. Brennwerttechnik) oder die Anwendung von sekundären Staubabscheidetechniken oder Katalysatoren zur Minderung der organischen Kohlenwasserstoffemissionen konnten sich für Holzbrennstoffe noch nicht in größerem Umfang durchsetzen. Im MAP werden derartige Techniken speziell über den Innovationsbonus gefördert.

Im Rahmen der Evaluierung wurden vom TFZ sämtliche dieser Förderfälle des Jahres 2013 ausgewertet (insgesamt 78 Anlagen). Dabei handelte es sich nur in drei Fällen um reine Staubabscheider (elektrostatische Abscheider), während in allen übrigen Fällen eine Abgaskondensation realisiert wurde. Das erfolgte zumeist durch Wahl einer Anlage mit direkter Integration der Brennwertfunktion im Kessel; nur in 3 Fällen wurde ein sekundäres Kondensationsbauteil verwendet (Abbildung 4-2). Die Brennwertfunktion wurde fast ausschließlich an Pelletkesseln realisiert, nur in 2 von 75 Fällen kam sie bei Hackschnitzelfeuerungen zum Einsatz. Das liegt daran, dass hierfür derzeit nur die universell einsetzbaren Wärmetauscher verwendet werden können (d.h. integrierte Systeme werden nicht angeboten).

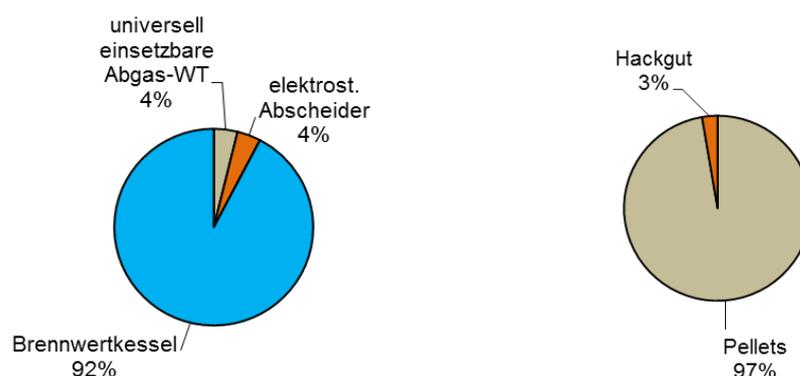


Abbildung 4-2: Verteilung der Innovationsförderung für kleine Biomasseanlagen in 2013. Alle 78 geförderten Anlagen wurden ausgewertet (WT: Wassertauscher). Links: geförderte Innovationen, rechts: Anwendungsbereiche der Brennwertfunktion

Die geringe MAP-bedingte Nachfragestimulierung bei den Staubabscheidern ist erklärbar durch die nicht gegebene Wirtschaftlichkeit bzw. den fehlenden Zwang zur Nachrüstung bestehender Anlagen. Bei den Brennwertfeuerungen lässt sich hingegen oftmals eine Amortisation durch den eingesparten Brennstoff darstellen. Das erklärt auch die Dominanz dieser Förderfälle bei der Innovationsförderung. Die Wirksamkeit der Brennwerttechnik, die vor allem eine weitere Steigerung des Kesselwirkungsgrads bewirkt, ist aber an das Vorhandensein von Fußboden- oder Wandflächenheizungen gekoppelt. Solche Voraussetzungen sind jedoch im Altgebäudebestand selten gegeben, und in Neubauten werden die Biomasseheizungen über das MAP nicht gefördert. Hier bleibt nur die relativ geringe Förderung für die eigentliche Brennwertfunktion.

Ein weiteres Hemmnis für die Brennwerttechnik in bestehenden Gebäuden stellt die vorhandene Schornsteinanlage dar. Sie muss feuchteunempfindlich ausgeführt sein. In Altgebäuden lässt sich das nachträglich meist nur durch aufwändige Kaminsanierungsmaßnahmen realisieren. In Neugebäuden sind die Mehrkosten für eine feuchteunempfindliche Schornsteinanlage dagegen relativ gering.

In der Auswertung der 78 Innovations-Förderfälle zeigte sich eine ähnliche Verteilung nach Bundesländern, wie bei den kleinen Biomassefeuerungen selbst (vgl. dazu Tabelle 2-5). Bei den drei Staubabscheidern handelte es sich in allen Fällen um Anlagen der Fa. Kutzner+Weber. Bei der Brennwerttechnik wurden Anlagen von insgesamt 3 Herstellern gefördert, Fa. Fröling und Fa. Ökofen für die kesselintegrierte Bauvariante, sowie Fa. Rennergy bei den universellen sekundären Wärmetauscherbauteilen. In den meisten Fällen wurden die Brennwertanlagen in den vorhandenen Gebäudebestand eingebaut (81 %). Nur 19 % der über den Innovationsbonus geförderten Anlagen wurden in Neugebäuden errichtet.

Generell ist festzustellen, dass die Dynamik der technologischen Entwicklung bei den kleinen Biomassefeuerungen insgesamt etwas abflacht. Das ist vor allem darauf zurückzuführen, dass vor der Einführung der verschärften Emissionsanforderungen in der 2. Stufe der 1. BImSchV (ab 1. Jan 2015) ein Nachfrageschub für die bestehenden Technologien erwartet wird. Dieser Nachfrageschub lässt sich zum Teil bereits an der Anzahl der Förderfälle ablesen. Der Heizkesselvertrieb wirbt derzeit aktiv damit, einen Kesselkauf oder -tausch vorzuziehen, um dem Risiko von Beanstandungen bei den Überprüfungsmaßnahmen vorzubeugen. In einem derartigen Marktszenario sind technische Innovationen kaum wettbewerbswirksam, stattdessen richten sich Kaufentscheidungen vorrangig nach dem Preis aus.

Technische Neuerungen

In der jüngsten Vergangenheit sind aber dennoch auch technische Neuerungen eingeführt worden. Sie zielen zum Beispiel auf eine effizientere Entaschung und auf die Vermeidung von Schlackeanhaftungen (d. h. höhere Betriebssicherheit) oder auf die Erhöhung des Betriebskomforts ab (z. B. größere Bedienungsfreundlichkeit von Regelungen, automatische Zündung bei Scheitholzkesseln, Fernüberwachung und -steuerung von Heizkesseln, etc.). Weitere Vereinfachungen durch werksseitig vollständige Kesselintegration mit kompakter Vorverrohrung aller benötigten Systemkomponenten ("Heizzentrale") zielten darauf ab, den Aufwand für den Heizungsbauer zu vermindern und Einbaufehler zu verhindern. Im Bereich der Holzpelletkessel ist außerdem zu beobachten, dass immer mehr Wandgeräte ab ca. 6 kW angeboten werden. Diese Anlagen werden vorrangig in Gebäuden mit sehr gutem Dämmstandard eingesetzt, weswegen sie im MAP-geförderten Altgebäudebestand eher selten anzutreffen sind.

Neuerungen, die ausdrücklich der MAP-Förderung zuschreiben lassen, sind jedoch nicht erkennbar. Allerdings wird beim Vertrieb von innovativen Geräten mit Abgaskondensation zumeist auf die hierfür bestehende Innovationsförderung über das MAP hingewiesen.

Generell kann festgehalten werden, dass das MAP kurzfristig nur geringe Innovationen auslöst, indem neue Anforderungen definiert werden (z. B. neue Emissionsanforderungen für automatisch beschickte Kessel ab 2014: CO von 250 auf 200 mg/Nm³, Staub von 50 auf 20 mg/Nm³). Das liegt daran, dass sich diese noch moderat veränderten Anforderungswerte meist durch nochmalige Messaufträge bei den Prüfinstituten einhalten lassen. Allerdings kann dieses Vorgehen, d.h. das stufenweise Verschärfen der Emissionsanforderungen, indirekt die Akzeptanz von Holzfeuerungen und damit auch die Betreiber-Zufriedenheit verbessern.

5. Anlagenwirtschaftlichkeit

5.1 Investitionskostenentwicklung

Bei den gesamten Anschaffungskosten für die jeweilige Heizungsanlage zeigt sich mit zunehmender Anlagenleistung der erwartete Trend zu sinkenden spezifischen Anschaffungskosten (Abbildung 5-1), bezogen auf das Kilowatt Nennwärmeleistung (NWL). Wegen der großen Preisunterschiede ist allerdings das Bestimmtheitsmaß für die Regressionsfunktion meist sehr niedrig. Die ermittelten Investitionskosten werden für die Berechnung der Wärmegestehungskosten in Kapitel 5.2 verwendet.

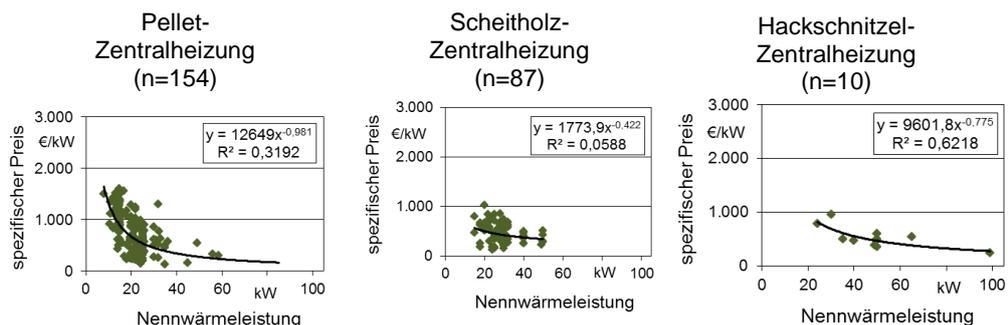


Abbildung 5-1: Spezifische Gesamtkosten für die Heizungsanlage (einschl. Peripherie, Montage, ggf. Raumastrag und ggf. Pufferspeicher). n = Größe der auswertbaren Stichprobe

Die Entwicklung der Investitionskosten über den Zeitraum von 2004 bis 2013 zeigt Abbildung 5-2. Seit 2009 ist hier bei den Pelletkesseln ein klarer Trend zu sinkenden spezifischen Preisen erkennbar. Das gilt sowohl für die reinen Kesselpreise (Bild links) als auch für die Gesamtanlage (Bild rechts). Bei den übrigen Heizkesselgattungen (Scheitholz, Holzhackgut und Pelletöfen) kann ein solcher Trend für

die letzten 4 Jahre jedoch nicht festgestellt werden. Hier ist allerdings auch die Anlagenstichprobe teilweise deutlich geringer, so dass Zufallseffekte eintreten können. Diese Preissenkungen bei den Pelletkesseln können auf ausgeweitete Fertigungskapazitäten und auf zunehmenden Preisdruck durch ausländische Hersteller zurückgeführt werden. Eine direkte Wirkung des MAP ist dagegen kaum zu vermuten. Die seit 2004 beobachteten Preissteigerungen bei Hackgutfeuerungen (insbesondere bei der Gesamtanlage) sind vermutlich auf zunehmende Ansprüche an die Betriebssicherheit solcher als alleinige Heizung eingesetzten Systeme zurückzuführen. Außerdem schlagen hier vermutlich die gestiegenen Kosten für die Errichtung und Montage der immer komplexer werdenden Anlagen zu Buche. Jährliche Preisänderungen bei den Hackschnitzelfeuerungen sollten aber nicht überbewertet werden, da hier die statistische Unschärfe wegen des geringen Stichprobenumfangs besonders hoch ist.

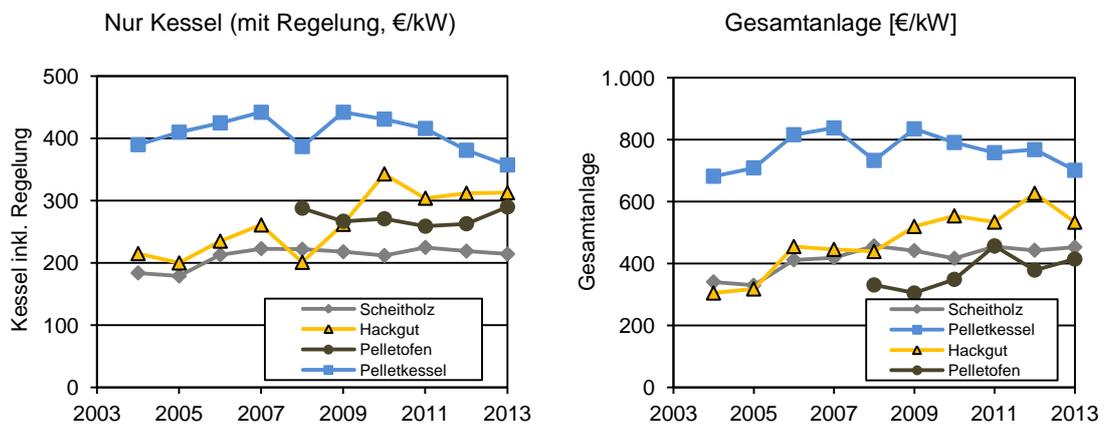


Abbildung 5-2: Entwicklung der spezifischen Gesamtkosten von Biomasse-Kleinanlagen 2004 bis 2013

Generell gilt, dass bei Biomassefeuerungen (zumindest mittelfristig) weniger mit Kostensenkungen durch Massenfertigung zu rechnen ist, da es sich hierbei um bereits jahrzehntelang etablierte Produkte mit gleichbleibend hohem Materialaufwand handelt (ähnlich wie bei Öl- und Gaskesseln). Außerdem werden Produktivitätsfortschritte in der Produktion durch steigende Anforderungen (z.B. Emissionsbegrenzungen) aufgezehrt.

Bei Betrachtung der einzelnen Kostenanteile an der Gesamtinvestition zeigt sich, dass der eigentliche Kesselkauf nur mit etwa der Hälfte der gesamten Investitionen zu Buche schlägt (vgl. Abbildung 5-3). Bei der Montage ist mit durchschnittlich 9 bis 18 % der Gesamtkosten zu rechnen. Dieser Anteil ist zuletzt erkennbar gestiegen, was auf den derzeit hohen Auslastungsgrad der Heizungsbauer hindeutet. Der Pufferspeicher bei Scheitholzkesseln macht wegen der größeren Volumina mit durchschnittlich 13 % deutlich mehr aus, als bei automatisch beschickten Feuerungen (7 %).

Pellet-Zentralheizungskessel (n = 41)

Scheitholz-Zentral-
heizungskessel (n = 43)

Hackgutkessel (n = 4)

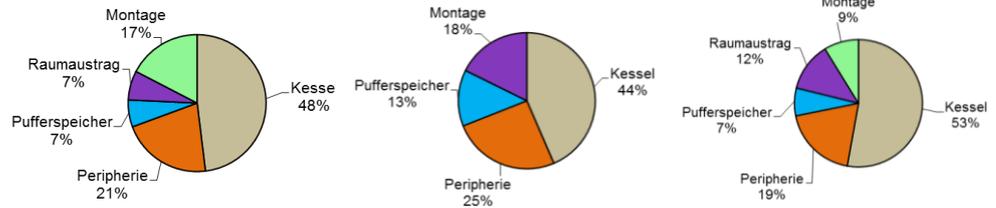


Abbildung 5-3: Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten. n = Größe der auswertbaren Stichprobe

Mehrinvestition für Innovationsfälle

Für die im MAP geförderten Innovationen sind Mehrinvestitionen der Betreiber erforderlich. Von den 78 Innovations-Förderfällen des Jahres 2013 wurden hier die für Brennwertanlagen anfallenden Mehrkosten ermittelt, wobei insgesamt nur etwa die Hälfte aller 41 Datensätze auswertbar war. Es wurden zunächst die spezifischen Kosten der Leistungssteigerung errechnet, die bei Kessel-integrierten Brennwertsystemen entstehen, wobei von einem 12 %-igen Wärmeleistungszuwachs ausgegangen wurde. Über die durchschnittliche Kesselleistung (19 kW) und die festgestellte mittlere Mehrinvestition (1725 €) ergeben sich bei durchschnittlich 2,3 kW Leistungszuwachs im Mittel spezifische Mehrinvestitionen in Höhe von 756 €/kW. Bei einem MAP-Fördersatz von 750 € je Anlage (Altbau) beträgt der spezifische Fördersatz 329 €/kW, das sind im Mittel 43 % der Mehrinvestition. Die oben genannte Mehrinvestition von 756 €/kW entspricht mehr als dem doppelten Betrag der spezifischen Investition für den dazugehörigen 19-kW-Pelletkessel (ca. 340 €/kW ohne Brennwertfunktion). Dadurch erscheint die relativ hohe Förderquote hier gerechtfertigt.

Bei den universell einsetzbaren Wärmetauschern (nur drei Förderfälle) waren die zugehörigen Kesselleistungen deutlich größer (47 kW), daher errechnet sich hier eine leistungsbezogene Mehrinvestition von nur 416 €/kW, wodurch die Förderquote nur bei 32 % liegt. Für die Staubabscheider wurden wegen der geringen Anzahl Fälle keine Berechnungen angestellt.

Brennstoffpreise

Im Vergleich zu Heizöl (extra leicht, HEL) liegen die Preise für alle biogenen Festbrennstoffe nach wie vor zum Teil deutlich niedriger, d. h. ihr Niveau entspricht zwischen einem Drittel (Hackgut) bis drei Viertel (Pellets) des Heizölpreises (Januar 2014). Allerdings ist auch das gesamte Preisniveau über alle Brennstoffe in den letzten Jahren z. T. deutlich angestiegen. Noch Anfang 2004 hatten die Äquivalentpreise für Heizöl und Festbrennstoffe (Ausnahme Hackschnitzel) nahezu gleichauf gelegen, danach setzte die in Abbildung 5-4 dargestellte gegenläufige Preisentwicklung ein, durch die auch eine Diskussion um den Einsatz kostengünstiger alternativer nicht-holzartiger Brennstoffe auch in Kleinfeuerungen angeheizt wurde.

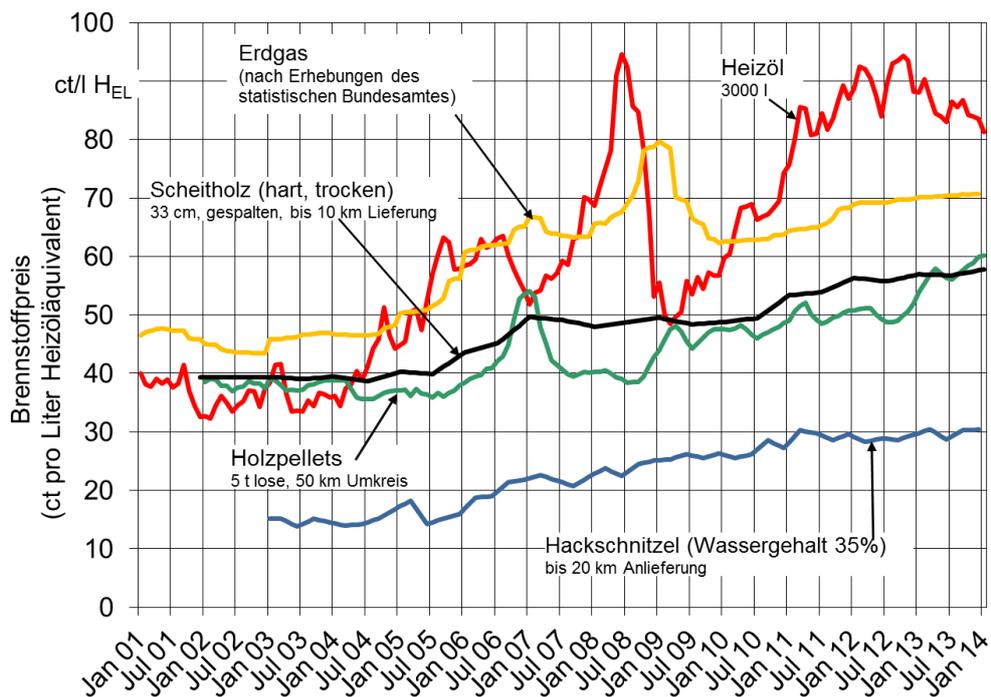


Abbildung 5-4: Entwicklung der Brennstoffpreise (inkl. Anlieferung und MwSt.) (Quellen: C.A.R.M.E.N. e.V. (Hackschnitzel und Pellets), TECSON-Digital (Heizöl), Bayerischer Bauernverband (Getreide), Statistisches Bundesamt (Erdgas) sowie eigene Erhebungen am TFZ (für Scheitholz)

5.2 Energiegestehungskosten

Zum Vergleich der Holzcentralheizungsanlagen mit einem fossilen Referenzsystem (hier: Erdgaskessel) eignen sich die spezifischen Wärmegestehungskosten. Sie geben die Kosten für die Bereitstellung einer Kilowattstunde Wärme an. Abbildung 5-5 zeigt, dass diese Wärmegestehungskosten je nach Heizungssystem variieren, sie liegen zwischen 16,9 ct/kWh beim Biomasse-Scheitholzkessel als günstigste geförderte Heizung und 18,6 ct/kWh beim Biomasse-Pelletkessel (Die Hackschnitzelkessel wurden wegen der geringen Datenbasis hier nicht ausgewertet). Damit beträgt der Kostenabstand zum Erdgaskessel im günstigsten Fall 3,5 ct/kWh (Scheitholzkessel) und steigt für Pelletkessel auf 5,2 ct/kWh. Die MAP-Förderung kompensiert hiervon nur etwa 0,8 ct/kWh (bei Pellets) bzw. 0,4 ct/kWh (bei Scheitholzkesseln).

Ein Vergleich mit den für 2012 berechneten Wärmegestehungskosten zeigt, dass nur beim Pelletkessel erkennbare Kostensteigerungen (+0,9 ct/kWh) eingetreten sind, während die Veränderung bei den Scheitholzanlagen (-0,1 ct/kWh) nicht signifikant ist. Zu den Hackgutkesseln kann wegen der geringen Anlagenzahl keine gesicherte Aussage gemacht werden. Diese Veränderungen lassen sich auch durch den Verlauf der Brennstoffpreise erklären. Hier hatte es bei Pellets gegenüber 2012 einen Anstieg um ca. 0,8 ct/kWh gegeben, während dieser beim Scheitholz nur minimal war (vgl. hierzu Abbildung 5-4).

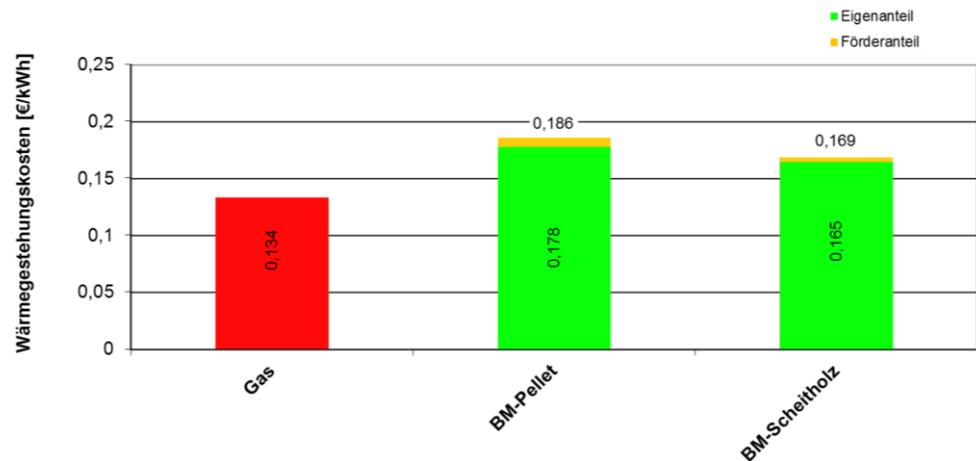


Abbildung 5-5: Wärmegestehungskosten mit kleinen Biomasse-Zentralheizungen im Vergleich zu Erdgaskesseln in einem sanierten Einfamilienhaus (Typ E)

5.3 Erwartete Mehrkosten für kleine Biomassefeuerungen durch die Stufe 2 der 1.BImSchV

5.3.1 Vorbemerkung

Mit dem Inkrafttreten der Stufe 2 der 1.BImSchV werden die Emissionsanforderungen für kleine Biomassefeuerungen (Zentralheizungsanlagen) drastisch verschärft und ihre Einhaltung wird in der Praxis durch alle 2 Jahre stattfindende wiederkehrende Messungen des Schornsteinfegers überwacht. Es ist davon auszugehen, dass insbesondere der zukünftige Staubgrenzwert ($0,02 \text{ g/Nm}^3$ bei $13 \% \text{ O}_2$) mit Anlagen nach dem derzeitigen Stand der Technik nicht problemlos eingehalten werden kann. Dabei sind vor allem solche Anlagen betroffen, die mit stärker schwankenden oder auch weniger hochwertigen Brennstoffeigenschaften zurecht- kommen müssen (vor allem Hackschnitzelkessel). Aber auch bei Pelletkesseln besteht erhebliche Unsicherheit über die zukünftige Einhaltung der Grenzwerte.

Derzeit kann noch nicht abgeschätzt werden, durch welche technologischen oder betrieblichen Maßnahmen die Hersteller bzw. Betreiber der ab 2015 in Betrieb genommenen Anlagen diese Anforderungen einhalten können. Denkbare Lösungsansätze sind:

a) Herstellerseitige Maßnahmen

- primärseitig weiterentwickelte Feuerungsanlagen (neuartige bzw. optimierte Verbrennungsprinzipien))
- Sekundärmaßnahmen (d.h. integrierte oder nachrüstbare Staubabscheider)
- sonstige Verbesserungen (z.B. Feuerungsregelung)

b) Betreiberseitige Maßnahmen

- Brennstoffauswahl und Qualitätsmanagement
- erhöhte Wartungsanstrengungen (evtl. Wartungsvertrag)
- häufigere Nachmessungen bei der Überwachungsmessung

In jedem Fall sind diese Lösungsansätze mit Kostenerhöhungen verbunden. Im Fall der herstellerseitigen Maßnahmen führen sie zu höheren Investitionen sowie zu den darauf basierenden höheren Instandhaltungskosten (Reparaturen) in den Folgejahren. Hinzu kommen die erhöhten Betriebskosten, die sich beispielsweise durch den erhöhten Stromverbrauch oder den Einsatz von Spülwasser im Fall eines Elektroabscheiders ergeben. Dagegen verteuern die betreiberseitigen Maßnahmen den Betrieb direkt, indem beispielsweise besonders hochwertige Brennstoffe eingesetzt werden (selbst wenn dies evtl. nur während der Überprüfungs-messung stattfindet).

Die Strategie der anbietenden Kesselhersteller ist uneinheitlich. Bei Pelletkesseln kann angenommen werden, dass vielfach versucht wird, ohne einen Abscheider auszukommen. Dagegen erscheint dies bei Holzhackschnitzelkesseln nicht möglich; sie werden vermutlich eine sekundäre Staubminderungseinrichtung benötigen. Einige Kesselhersteller arbeiten daher bereits an der Integration von Abscheidern oder an der Erprobung von Kombinationslösungen mit nachgeschalteten Abscheiderbauteilen. Allerdings befinden sich diese funktionalen Bauteile entweder noch in der Prototypphase oder sie werden derzeit noch in zu geringer Stückzahl angeboten, so dass echte Kostendaten und Erfahrungswerte nicht vorliegen. Die nachfolgenden Überlegungen und vorgestellten Berechnungen beruhen daher in hohem Maß auf unsicheren Annahmen und einer geringen Datenbasis. Entsprechend vorsichtig müssen daher auch die Schlussfolgerungen für den zukünftigen Förderbedarf abgeleitet werden.

5.3.2 Verfügbarkeit von sekundären Staubabscheidern

Nur wenige Abscheidertypen kommen derzeit für den Einsatz an kleinen Biomassekesseln bis 100 kW in Frage (Tabelle 5-1). Abscheider, die auf der Schornsteinmündung aufgebaut werden (Oekotube/Future Refine), scheiden hierfür aus, da die Überprüfungs-messung nach dem Abscheider erfolgen müsste, was aber wegen der fehlenden Messverfahren und des hohen Messaufwandes derzeit unmöglich ist. Sollte sich aber eine Regelung finden lassen, nach der die Einhaltung der Emissionsanforderungen auch durch Messung vor dem Abscheider (d. h. im Heizungskeller) unter Einberechnung des bei der Typenprüfung für den Abscheider ermittelten Abscheidegrades festgestellt werden kann, wäre eine Anwendung prinzipiell möglich. Hierfür ist allerdings ein niedriger Kessel-Leistungsbereich bis maximal 25 kW anzusetzen. Über die langfristige Verfügbarkeit solcher Geräte ist jedoch – wie auch bei den übrigen Abscheidertypen – wenig bekannt.

Für Abscheider, die am Kessel angebaut werden, ist derzeit mit Investitionskosten ab 10.000 € (inkl. MwSt.) auszugehen. Sie verwenden durchweg eine automatische Abreinigung mit Spülwasser (Tabelle 5-1). Kostensenkungen durch vereinfachte Bauart oder größere Stückzahlen könnten diesen Wert senken. Nach Einschätzung des TFZ sollten langfristig auch Einstiegspreise in einer Größenordnung von 4.000 bis 6.000 € möglich sein (für die Leistungsklasse bis 50 kW). Das belegen die Kostenangaben für den Ökorona-Abscheider in Tabelle 5-1 (derzeit noch nicht in Deutschland verfügbar).

Tabelle 5-1: Abscheider für Zentralheizungskessel, Preise und Merkmale (Auskunft Fa. Okosolve/ Fa. Schröder v. 1.4.2014)

	Feuerungsleistung	Wasserverbrauch	Druckverlust	Listenpreis ohne MwSt. (ohne Montage)	Listenpreis inkl. MwSt. (ohne Montage)	Bemerkung
	kW	l/h	Pa	€	€	
Ökotube/Future Refine	25	0	5	1.590	1.892	
U-Filter 200 mm	30 bis 100	10 bis 20	10	7.800	9.282	
U-Filter 250 mm	50 bis 150	10 bis 20	10	9.000	10.710	
AL-Top	100	10 bis 20	10	10.850	12.912	
AL-Top	150	10 bis 25	10	13.310	15.839	
AL-Top	200	10 bis 25	10	16.100	19.159	
AL-Top	250	15 bis 30	10	18.700	22.253	
AL-Top	300	15 bis 30	10	21.450	25.526	
Filterbox	200	15 bis 30	20	17.100	20.349	
Filterbox	300	15 bis 30	20	21.000	24.990	
Filterbox	400	20 bis 40	20	24.000	28.560	
Filterbox	600	25 bis 50	20	32.000	38.080	
Ökorona 50	50	0	k.A.	3.800	4.522	in DE nicht verfügbar
Ökorona 70	70	0	k.A.	7.300	8.687	in DE nicht verfügbar
Ökorona 110	110	0	k.A.	10.400	12.376	in DE nicht verfügbar
Ökorona 150	150	0	k.A.	13.900	16.541	in DE nicht verfügbar
Ökorona 200	200	0	k.A.	16.300	19.397	in DE nicht verfügbar
Ökorona 250	250	0	k.A.	20.200	24.038	in DE nicht verfügbar
Ökorona 300	300	0	k.A.	22.400	26.656	in DE nicht verfügbar
Weitere Kostendaten						
Zubehör Ökorona:						
Aschecontainer 70 l				580	690	
Lieferung Ökorona				200	238	
Inbetriebnahme&Unterweisung (Ökorona)				450	536	

5.3.3 Modellberechnung zu den Mehrkosten: Drei Ansätze

Bei der Abschätzung der Mehrkosten, die durch die Stufe 2 der 1.BlmSchV verursacht werden, sind nachfolgend drei verschiedene Ansätze zu betrachten. In Ansatz 1 wird davon ausgegangen, dass eine Ausstattung des Kessels mit einem Abscheider erfolgen muss,

wobei hierfür ein derzeit marktverfügbares nachrüstbares Gerät angenommen wird. Im Ansatz 2 wird dagegen unabhängig vom technologischen Lösungsansatz eine pauschale relative Kostensteigerung – basierend auf den Anschaffungspreisen derzeitiger förderfähiger Anlagen – angenommen, welche z.B. auch auf primärseitige Optimierungen der Feuerungsanlagen zurückgeführt werden könnten. In Ansatz 3 wird schließlich der Förderbedarf für eine "ultra-niedrige Staubemissionsklasse" mit nur noch ca. 2 bis 4 mg Staubkonzentration pro Normkubikmeter (gemäß Typenprüfung) abgeschätzt. In allen Modellfällen wird von einer Biomasse-Zentralheizung mit einheitlicher typischer Leistung ausgegangen, d. h. 30 kW Scheitholzessel, 15 kW Pelletkessel und 50 kW Hackschnitzelkessel.

Modellrechnung 1: Mehrkostenabschätzung für nachrüstbare Staubabscheider

Die Berechnungsgrundlagen und Ergebnisse der Modellrechnung 1 zeigt Tabelle 5-2. Es wurden die aktuellen Preisangaben für die ausgewählten Abscheidertypen zugrunde gelegt. Da für Pelletkessel in der Leistungsklasse bis 15 kW derzeit kein Abscheider angeboten wird, wurde diese Variante vorerst nicht berechnet. Es wäre jedoch denkbar, dass hierfür eine kostengünstige Abscheidervariante für den Schornsteinaufbau (mit und ohne automatische Abreinigung) eingesetzt werden könnte (z. B. Ökotube-Abscheider), allerdings kann dieser derzeit wegen der nicht möglichen Messung der Partikelemission im Reingas nicht ohne weiteres verwendet werden.

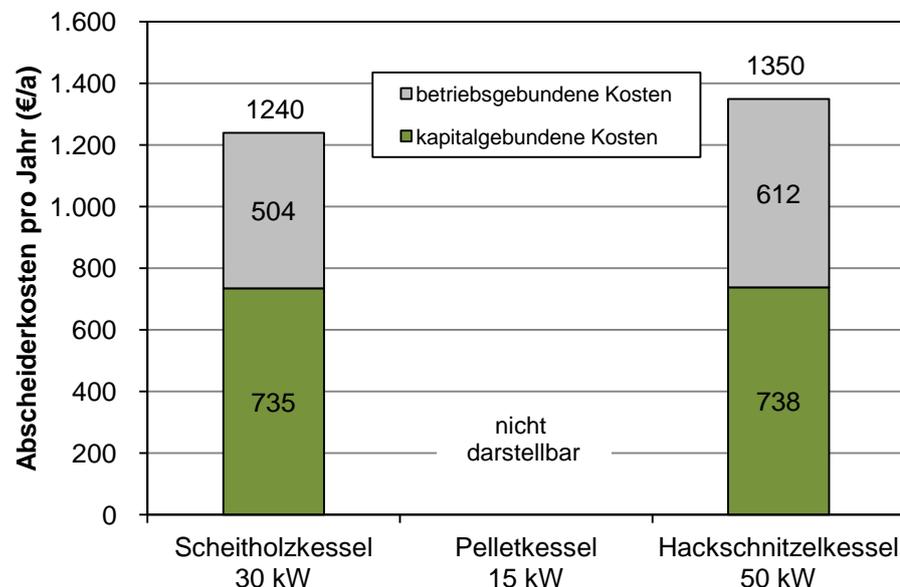


Abbildung 5-6: Aufteilung der Betriebs- und kapitalgebundenen Kosten in Modellrechnung 1

Die dargestellten jährlichen Mehrkosten liegen für die Modellfälle (mit unterschiedlicher Kesselleistung) zwischen ca. 1240 und 1350 €/a, während bezogen auf die bereitgestellte Wärme Mehrkosten von 2,4 ct/kWh (Scheitholz) und 3,5 ct/kWh (Hackschnitzel) entstehen.

eine Verteuerung des Brennstoffs angenommen wurde, da vereinfachend davon ausgegangen wird, dass eine solche "Optimierung" lediglich im Vorfeld der Überprüfungsmessung erforderlich ist. Dafür wird es aber notwendig, dass der Betreiber einen Wartungsvertrag mit dem Herstellerkundendienst abschließt. Die Berechnungen zeigt Tabelle 5-3, wobei nicht dargestellte Berechnungsannahmen denen in Modellrechnung 1 (Tabelle 5-2) entsprechen.

Tabelle 5-3: Allgemeine Mehrkostenberechnung für BImSchV-Stufe 2 (Modellrechnung 2: technologieunabhängige Abschätzung)

	Einheit	Scheitholzkessel	Pelletkessel	Hackschnitzelkessel	Bemerkung/Annahme
		30	15	50	
Kesselschaffungspreis	€	7.396	8.197	13.683	Kostenfunktion aus MAP Evaluierung (Jahr: 2012)
Erläuterung zum Kesselpreis		nur Kessel inkl. Regelung	inkl. Regelung, ohne Raumaustrag	inkl. Regelung, ohne Raumaustrag	
Preissteigerung durch BImSchV-Stufe2 - relativ	%	15%	15%	20%	konservative Schätzung, für aufwändigere Kesseltechnik bzw. häufigere Garantieleistungen
- absolut	€	1.109,45	1.229,56	2.736,55	
Berechnung der jährlichen Mehrkosten					
Annuität der Mehrinvestition (siehe oben)	€/a	85,29	94,52	210,38	Zinsfuß und Abschreibung wie Modellrechnung 1
Mehrkosten der Instandhaltung	€/a	22,19	24,59	54,73	bezogen auf Aufschlag, wie Modellrechnung 1
Mehrkosten für höherwertige Brennstoffe	€/a	0,00	0,00	0,00	ggf. nur erforderlich für Messdurchführung
ggf. erforderlicher Wartungsvertrag	€/a	200,00	230,00	290,00	Werkskundendienst, jährlich, inkl. Messung
Mehrkosten Beanstandungsmessungen	€/a	5,00	5,00	5,00	33 % Beanstandung, sofortige Nachmessung, 30 € pro Beanstandungsfall alle 2 Jahr
Summe jährliche Mehrkosten	€/a	312,48	354,12	560,11	
Mehrkosten der Nettowärmeerzeugung	€/kWh	0,009	0,020	0,010	Wärmemenge wie in Modellrechnung 1
Kosten der Wärmeerzeugung ohne Abscheider	€/kWh	0,123	0,165	0,100	Quelle: Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen 2013
Erhöhung der Wärmegestehungskosten	%	7%	12%	10%	

Die für den Modellfall 2 dargestellten jährlichen Mehrkosten liegen zwischen ca. 312 und 560 €/a, während sich die Wärmegestehungskosten um 0,9 ct/kWh (Scheitholz) bzw. 2,0 und 1,0 ct/kWh (Pellets bzw. Hackschnitzel) erhöhen. Wollte man den im Modellfall 2 festgestellten Wettbewerbsnachteil über eine MAP-Förderung vollständig ausgleichen, müsste der Zuschuss über die Nutzungsdauer der Anlage im mittleren 4-stelligen Bereich liegen (z.B. 15 Jahre * 350 €/a = 5259 €). Eine Orientierung an den einmaligen Investitionsmehrkosten würde dagegen eine Anhebung der Förderbeträge um ca. 1200 € (Pellets- und Scheitholzkessel) bzw. 2700 € (Hackschnitzelkessel) erforderlich machen.

Die Berechnungen zeigen auch, dass im Modellfall 2 der größte Teil der Mehrkosten (d.h. 62 bis 73 %) erst im jährlichen Betrieb entsteht (d.h. für Wartungsvertrag, zusätzliche Instandhaltungskosten, zusätzliche Beanstandungsmessungen und ggf. sogar Brennstoffmehrkosten). Dieses Verhältnis zeigt Abbildung 5-7.

Zur Vollständigkeit ist hier darauf hinzuweisen, dass mit der Stufe 2 der 1.BImSchV auch strengere Anforderungen für den Kohlenmonoxidausstoß gelten werden. Maßnahmen zur Staubemissionsminderung leisten aber nicht auch automatisch Abhilfe bei CO-Grenzwertüberschreitungen. Folglich sind somit weitere Wettbewerbsnachteile gegenüber anderen Heizungssystemen zu berücksichtigen. Die hier berechneten Mehrkosten könnten bei Berücksichtigung weiterer Emissionsminderungsmaßnahmen somit zukünftig noch höher ausfallen.

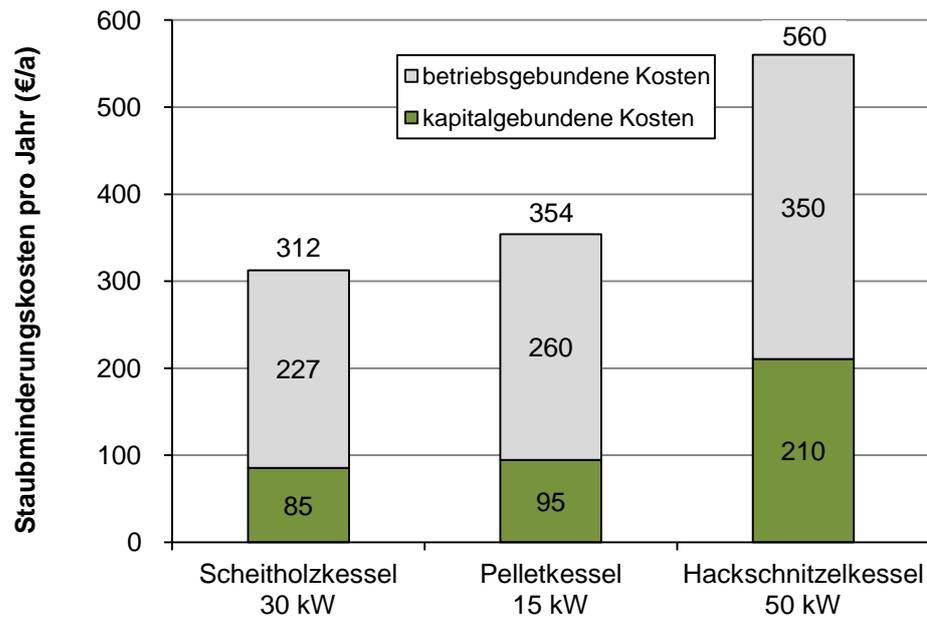


Abbildung 5-7: Aufteilung der betriebs- und kapitalgebundenen Kosten in Modellrechnung 2 (technologieunabhängige Abschätzung)

Modellrechnung 3: "Ultra-niedrige Emissionsklasse" (neuer Förderfall)

Während der Modellansatz 2 davon ausgeht, dass die Staubemissionsvorgabe von 20 mg/Nm^3 (zzgl. Messtoleranz von 40 % des Messwertes gemäß VDI 4207-2 und ggf. Rundungsspielraum) in der Praxis mit geringem Aufwand, kostengünstig und daher nach Möglichkeit mit nur wenigen Änderungen an der bestehenden Technologie eingehalten werden kann, wird im Modellansatz 3 unterstellt, dass mittelfristig auch deutlich schärfere Staubemissionsanforderungen von beispielsweise 2 bis 4 mg/Nm^3 eingehalten werden könnten, sofern es hierfür einen wirtschaftlichen Anreiz gäbe. Ein solches Emissionsziel ließe sich z.B. durch vollständige serienmäßige Integration wirkungsvoller Staubabscheider oder aber auch durch konsequente Entwicklung völlig neuartiger Verbrennungsprinzipien (z.B. zweistufiges System mit ausgeprägter abgetrennter Vorvergasung des Brennstoffs) erreichen. Es hätte obendrein den Vorteil, dass auch im Betriebsalltag des Biomassekessels, d.h. zwischen den wiederkehrenden Überprüfungsterminen, sehr niedrige Staubemissionen aufträten.

In Modellrechnung 3 (siehe Tabelle 5-4) werden diese Mehrkosten unter Berücksichtigung grober Annahmen vorgestellt. Vereinfachend wird hierbei unterstellt, dass ein zukünftig in Deutschland verfügbarer Abscheider (heutiger Preis ca. 4500 €, vgl. "Ökorona-Abscheider in Tabelle 5-1") bei großer Stückzahl mit einem Abschlag von ca. 30 % in den Kessel (bis 50 kW) integriert werden könnte. Alternative Maßnahmen (z.B. Primärmaßnahmen am Pelletkessel und ggf. auch am Hackschnitzelkessel) würden bei dieser Modellannahme zu vergleichbaren Mehrkosten führen.

Tabelle 5-4: Ableitung des Förderbedarfs für "ultra-niedrige Staubemissionsklasse" (ca. 2 bis 4 mg/Nm³ in Typenprüfungen) (Modellrechnung 3)

	Einheit	Scheitholz- kessel	Pelletkessel	Hackschnitzel- kessel	Bemerkung/Annahme
Kesselleistung	kW	30	15	50	
Abscheider, serienmäßig im Kessel integriert	€	4.500	*	4.500	z.B. "Ökorona" Abscheider, in großer Stückzahl
Zusatzkosten für Inbetriebnahme, Lieferung	€	0	*	0	optimistische Annahme
evtl. möglicher Rabatt auf Listenpreis	%	30%	*	30%	Schätzung, große Stückzahl angenommen
Mehrkosten Minderungsmaßnahme effektiv	€	3.150	3.150	3.150	
Daraus errechnete Mehrkosten	%	43%	38%	23%	bez. auf Kessel, nur Anschaffungskosten
Annuität der Mehrkosten	€/a	242	242	242	Annahmen wie Modellrechnung 1 (Nachrüstung)
Betriebsgebundene Kosten:					
Mehrkosten für Wartung, Instandhaltung	€/a	142	142	142	Annahmen wie Modellrechnung 1 (Nachrüstung)
zusätzliche Stromkosten	€/a	14	14	29	Annahmen wie Modellrechnung 1 (Nachrüstung)
Summe jährliche Mehrkosten:	€/a	398	398	413	
spezifischer Förderbedarf:					
Förderanteil (bez. auf Mehrinvestition)	%	100%	100%	100%	Annahme: nur zusätzl. Investitionen förderbar
spezifischer Förderbedarf	€/kW	105	210	63	ohne betriebsgebundene Kosten

* Annahme: die ultra-niedrigen Staubemissionen können durch Weiterentwicklung der Primärverbrennungstechnik zu ähnlichen Mehrkosten erreicht werden.

Die dargestellten jährlichen Mehrkosten liegen wegen der weitgehend gleichbleibenden Annahmen für die drei Modellfälle (mit unterschiedlicher Kesselleistung) bei einheitlich ca. 400 €/a. Wollte man den damit verbundenen Wettbewerbsnachteil über eine MAP-Förderung vollständig ausgleichen, müsste der Zuschuss über die Nutzungsdauer der Anlage bei ca. 6000 € liegen (z.B. 15 Jahre * 400 €/a = 6000 €). Eine Orientierung an den einmaligen Investitionsmehrkosten käme auf einen geschätzten Förderbedarf von ca. 3000 €. Abbildung 5-8 zeigt, dass sich die Kapital- und betriebsgebundenen Kosten zueinander im Verhältnis von etwa 60 zu 40 aufteilen.

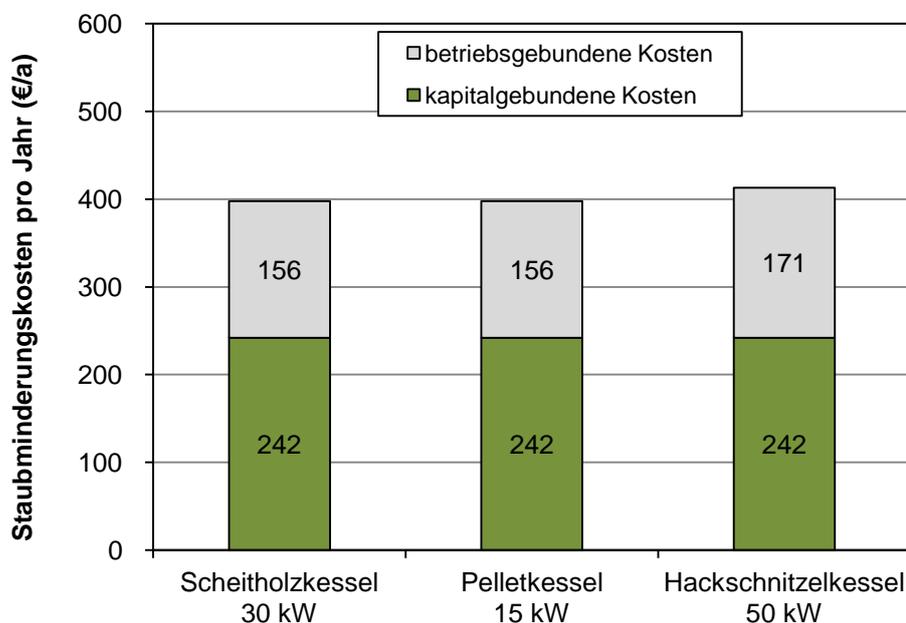


Abbildung 5-8: Aufteilung der Betriebs- und kapitalgebundenen Kosten in Modellrechnung 3 für eine "ultra-niedrige Staubemissionsklasse"

Appendix 2: Fachgutachten zu den Fördersegmenten: Große Biomasseanlagen, Wärmenetze und Wärmespeicher

Autor

Hans-Friedrich Wülbeck

Fichtner GmbH & Co. KG

1. Einführung

Bei der Förderung der energetischen Nutzung der Biomasse unterscheidet das Marktanreizprogramm (MAP) im Wesentlichen zwischen Anlagen unter und über 100 kW Nennwärmeleistung. Während kleine Anlagen über Investitionskostenzuschüsse gefördert werden, werden für größere Anlagen vergünstigte Darlehen gewährt. Entsprechend werden diese beiden Bereiche getrennt evaluiert. Im Folgenden wird ausschließlich auf die Förderung von Anlagen mit mehr als 100 kW Nennwärmeleistung eingegangen.

2. Förderstatistik

Die Auswertungen basieren auf den folgenden Basisdaten:

- Statistik der KfW zu Förderanträgen, Antragszusagen, Wertstellung des Tilgungszuschusses, Inbetriebnahmezeitpunkt sowie weiteren bei der KfW erfassten Projektdaten.
- Auswertung der Anträge auf Tilgungszuschuss, in denen weitere detaillierte technische Angaben abgefragt werden. Die KfW hat Fichtner hierzu Kopien der Anträge derjenigen Anlagen, deren Tilgungszuschuss in 2013 wertgestellt wurde, zur Verfügung gestellt.

Auf die Unterschiede der beiden Datenbestände und die sich daraus ergebende Methodik für die Auswertung wurde in Kapitel 1.3.2 des Hauptberichtes hingewiesen.

In Abbildung 2-1 ist die Entwicklung der Inbetriebnahmen für die unterschiedlichen Anlagentypen (Wärmeerzeugung, KWK-Anlagen und Wärmespeicher) wiedergegeben. Im Jahr 2013 hat es hier noch einmal einen deutlichen Zuwachs um ca. 22 % gegeben. Eine offensichtliche Ursache gibt es hierfür nicht. Insgesamt folgt hieraus, dass hier weiterhin ein konstant hohes Interesse an dieser Technologie besteht und auch eine konsolidierte Nachfrage besteht. Die Wärmespeicher weisen ein nahezu konstant hohes Niveau auf.

Die Speicher werden im Zusammenhang mit Biomasseanlagen, mit Biogas-BHKW-Anlagen und Wärmenetzen eingesetzt.

Aufgrund einer Änderung im Fördertatbestand im Jahr 2011 wird zwischen EE-Wärmespeichern (ab2011) und Große Wärmespeicher (2008-2010) unterschieden. Es ist zu erwarten, dass in den nächsten Jahren nur noch EE-Wärmespeicher in Betrieb genommen werden.

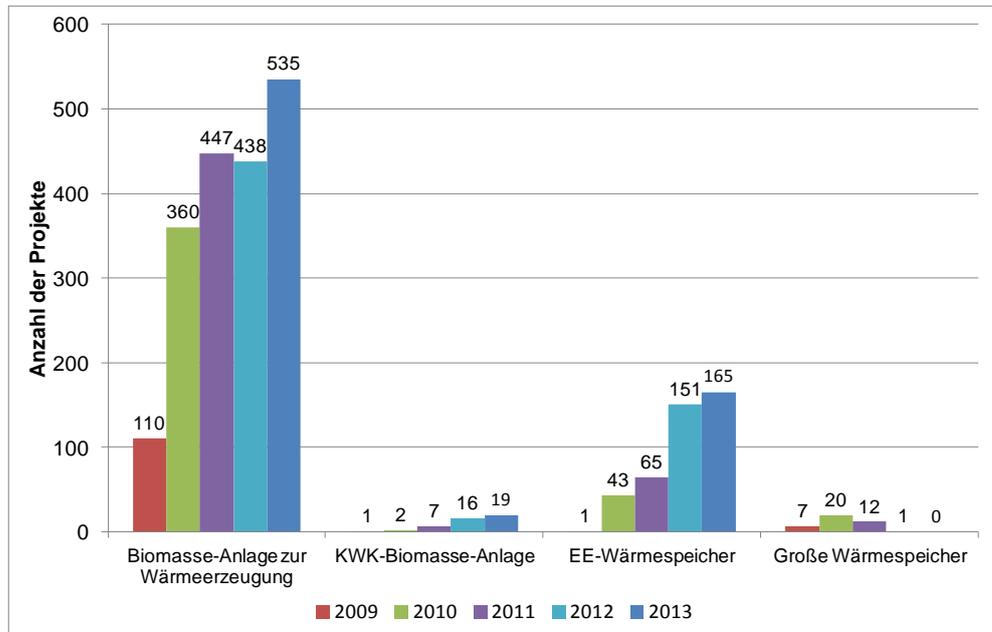


Abbildung 2-1: Entwicklung der Inbetriebnahmen von Anlagen seit 2009 (Basis: Wertstellung des Tilgungszuschusses)

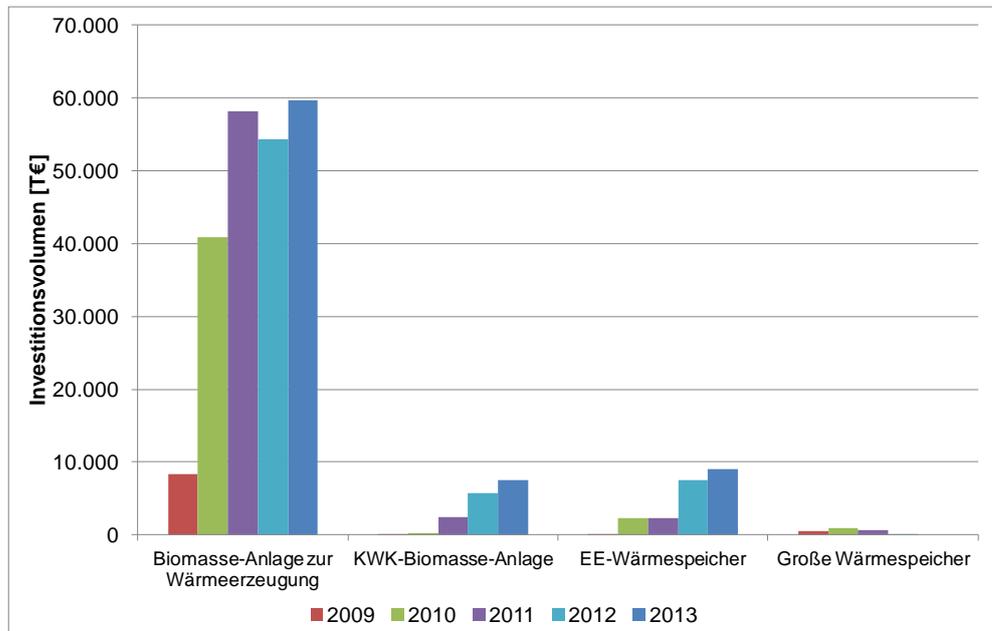


Abbildung 2-2: Entwicklung des Investitionsvolumens von in Betrieb genommenen Wärmenetzen seit 2009 (Basis: Wertstellung des Tilgungszuschusses)

Die in Abbildung 2-2 wiedergegebene Entwicklung der Investitionsvolumina verläuft erwartungsgemäß analog zur Entwicklung der Gesamtzahl der errichteten Anlagen. Der im Vergleich zu den Anlagenzahlen geringere Anstieg deutet auf eine stärkere Zunahme bei den kleineren Anlage bzw. eine Abnahme bei den Investitionskosten hin.

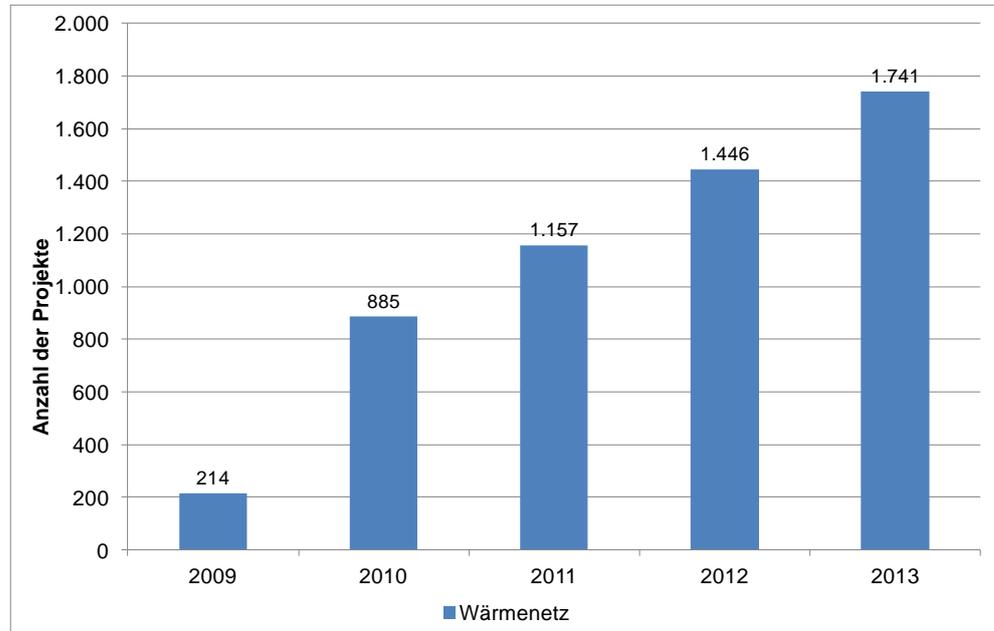


Abbildung 2-3: Entwicklung der Inbetriebnahmen von Wärmenetzen seit 2009 (Basis: Wertstellung des Tilgungszuschusses)

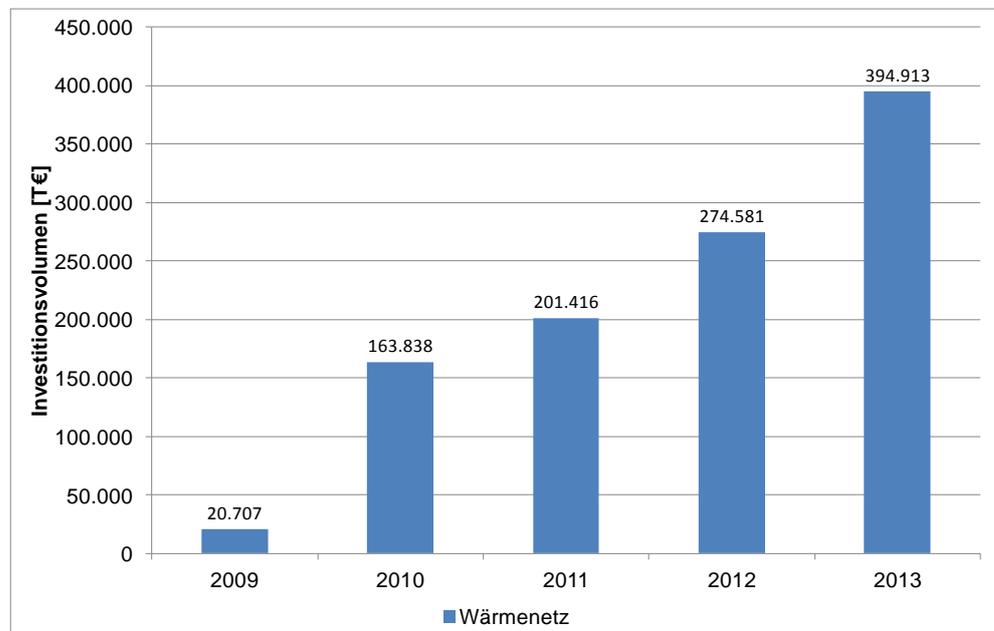


Abbildung 2-4: Entwicklung des Investitionsvolumens von in Betrieb genommenen Wärmenetzen seit 2009 (Basis: Wertstellung des Tilgungszuschusses)

Im Vergleich zu einer stagnierenden Entwicklung der Antragszahlen und der Investitionsvolumina für die Erzeugungsanlagen zeigt die Entwicklung der Projekte für die Wärmenetze weiterhin eine deutliche Zunahme der Projekte. Die Zuwachsrate in den letzten Jahren betrug zwischen 2010 und 2012 jeweils ca. 30 %. Im hier betrachteten Jahr 2013 stieg die Anzahl der Wärmenetze noch einmal um 20 % (vgl. Abbildung 2-3).

Wie zu erwarten, verläuft die Entwicklung des Investitionsvolumens (Abbildung 2-4) nahezu parallel zur Anzahl, wobei das Investitionsvolumen im letzten Betrachtungsjahr stärker ansteigt als die Anzahl der Anlagen. Auf die möglichen Ursachen wird in den nächsten Kapiteln im Rahmen der Detailauswertungen eingegangen.

2.1 Große Biomasseanlagen

Bei der regionalen Verteilung der Anlagen zeigt sich, dass der Schwerpunkt der Investitionstätigkeit bei großen Biomasseanlagen zur Wärmeerzeugung weiterhin in Bayern liegt, wobei der Abstand zu den nachfolgenden Bundesländern sehr hoch ist. In Bayern wurden mehr als die Hälfte aller Anlagen (52 %) in Betrieb genommen, während in den danach platzierten Ländern Baden-Württemberg (9 %), Niedersachsen (10 %) und Nordrhein-Westfalen (14 %) der Anlagen in Betrieb genommen wurden. Zusammen wurden in diesen Bundesländern 85 % aller Anlagen installiert (vgl. Abbildung 2-5).

Die Verteilung der Anlagen auf die Leistungsklassen zeigt weiterhin einen deutlichen Schwerpunkt im Bereich der Anlagen zwischen 100 und 200 kW. In diesen Bereich gehören ca. 70 % aller Anlagen, während die Anlagen größer als 1000 kW einen Anteil von unter 2 % repräsentieren (vgl. Abbildung 2-6).

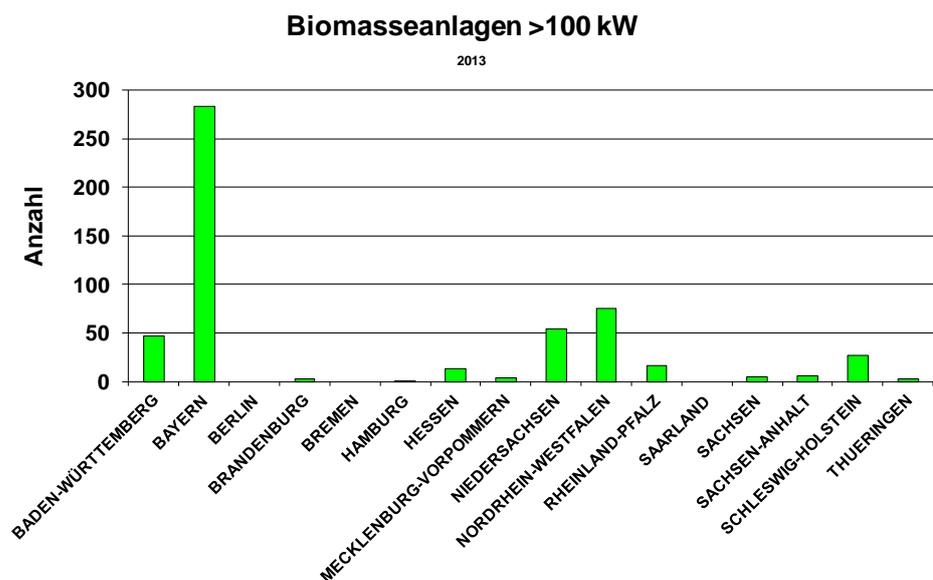


Abbildung 2-5: Verteilung der in Betrieb genommenen Anlagen nach Bundesländern (Basis: Wertstellung des Tilgungszuschusses)

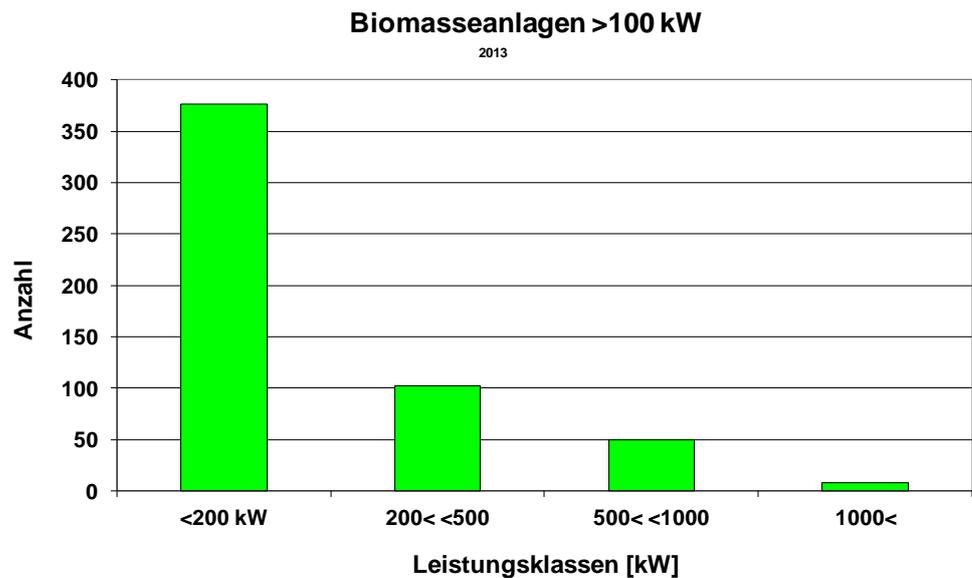


Abbildung 2-6: Verteilung der in Betrieb genommenen Anlagen nach Leistungsklassen (Basis: Wertstellung des Tilgungszuschusses)

Die insgesamt installierte Leistung wie auch das Investitionsvolumen sind dagegen relativ gleichmäßig auf die unterschiedlichen Leistungsklassen verteilt (Abbildung 2-7, Abbildung 2-8). In den oberen drei Leistungsklassen wird bei einer kleineren Anzahl von Anlagen eine deutlich höhere Leistung bereitgestellt. Dies gilt in vergleichbarer Weise auch für die hierdurch ausgelösten Investitionsvolumina.

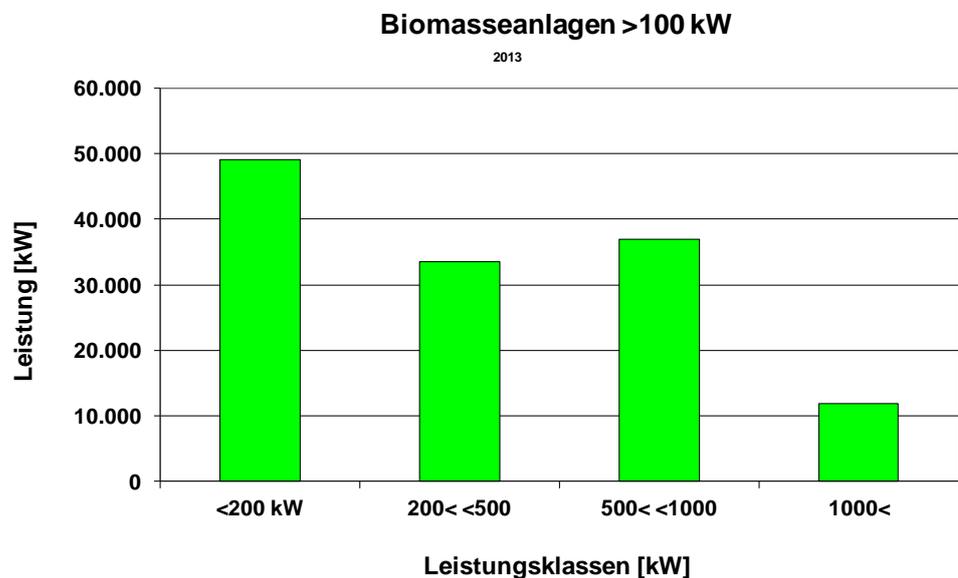


Abbildung 2-7: Verteilung der installierten Leistung nach Leistungsklassen (Basis: Wertstellung des Tilgungszuschusses)

Im Leistungsbereich der großen Biomasseanlagen mit mehr als 100 kW dominieren eindeutig die Holzhackschnitzel als Brennstoff. Holzhackschnitzel sind zu niedrigeren Preisen verfügbar, haben allerdings einen deutlich höheren Logistikaufwand, sodass

der Preisvorteil erst bei größeren Anlagen zum Tragen kommt. Hinzu kommt, dass Anlagen in dieser Größenordnung eher in Liegenschaften und Gebäuden eingesetzt werden, wo eine regelmäßige Anlagenbeobachtung durch vorhandenes Personal möglich ist.

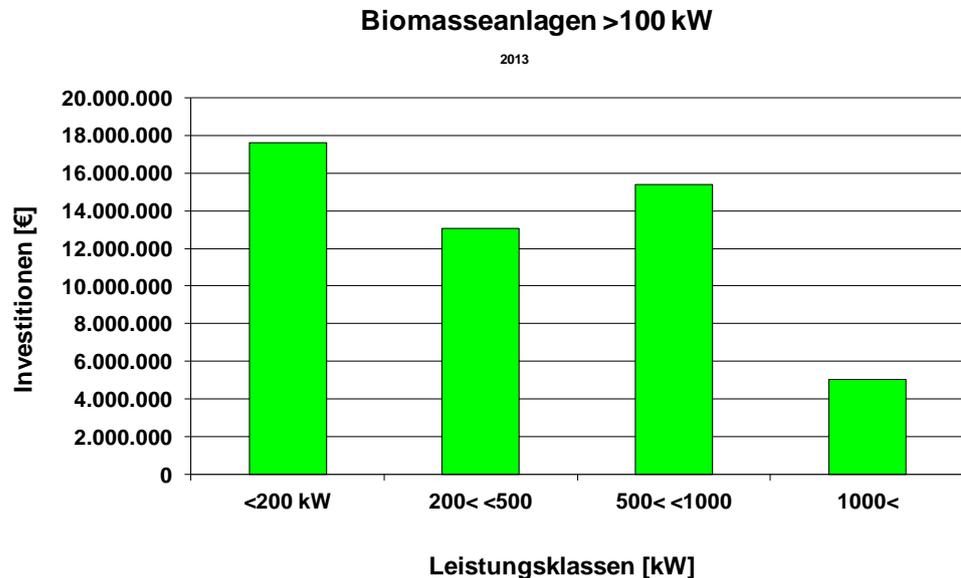


Abbildung 2-8: Verteilung des Investitionsvolumens nach Leistungsklassen (Basis: Wertstellung des Tilgungszuschusses)

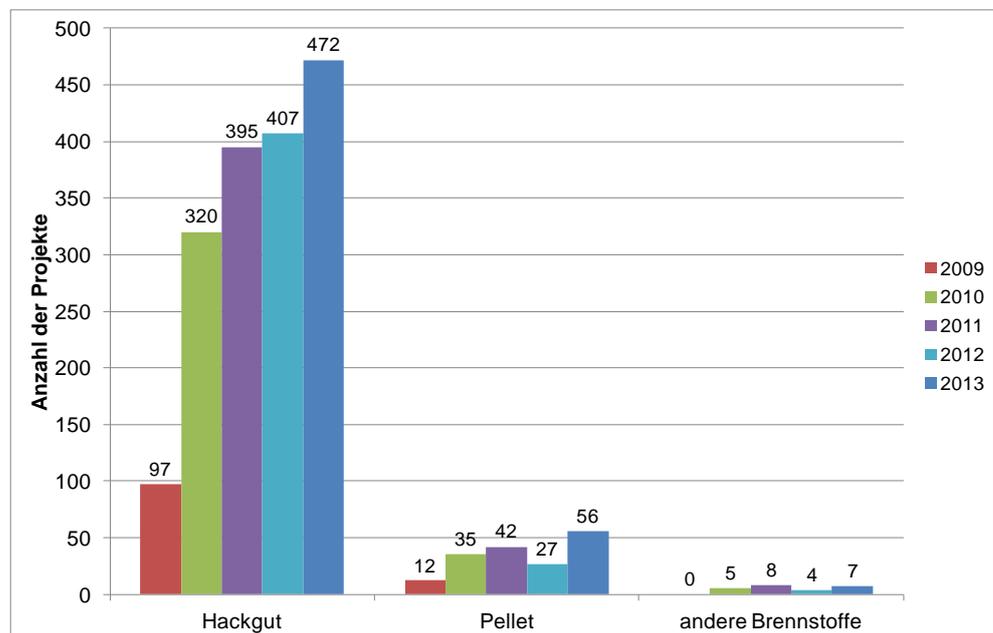


Abbildung 2-9: Verteilung der Anlagen nach eingesetzten Brennstoffen (Basis: Wertstellung des Tilgungszuschusses)

2.1.1 Innovationsboni

Gemäß MAP-Richtlinie können für große Biomasseanlagen die folgenden Innovationsboni beantragt werden:

- Installation eines Pufferspeichers mit mind. 30 l/kW
- Reduktion der Staubemissionen auf 15 mg/m³

Diese beiden Boni werden derzeit sehr unterschiedlich in Anspruch genommen.

Große Biomasseanlagen mit Pufferspeicher

Der überwiegende Anteil (60 %) der Anlagen wird in Verbindung mit einem Pufferspeicher gebaut. Weitere 10 % der Anlagen werden in Verbindung mit einem großen Wärmespeichern errichtet, häufig auch in Kombination mit einem Wärmenetz. Da aus den Antragsunterlagen nicht hervorgeht, in welches Anlagensystem sie integriert werden, kann aus dem Fehlen des Pufferspeichers nicht grundsätzlich auf einen unwirtschaftlicheren Betrieb geschlossen werden.

Große Biomasseanlagen mit Staubminderungsmaßnahmen

Es wird derzeit erst ein kleiner Anteil der Anlagen mit zusätzlichen Staubminderungsmaßnahmen ausgestattet, um die Staubemissionen auf 15 mg/m³ zu begrenzen. Im Jahr 2013 waren 22 % der Anlagen mit zusätzlichen Maßnahmen ausgerüstet. Eine Ursache für den geringen Anteil dürfte auch in der geringen Angebotspalette für derartige Anlagen begründet sein. Es wird erwartet, dass sich die Situation mit den aktuellen Anforderungen des 1. BImSchV, die ab dem 1. 1. 2015 für alle hier relevanten Anlagen einen Staubemissionsgrenzwert von 20 mg/m³ vorschreibt, ändern wird.

2.1.2 Errichtung im Zusammenhang mit anderen Anlagen

Große Biomasseanlagen werden überwiegend, d.h. zu ca. 70 % im Zusammenhang mit der Errichtung eines Wärmenetzes beantragt und gebaut. Dieser Anteil ist wie auch schon in den vergangenen Jahren überraschend hoch. Dies gilt insbesondere, wenn man die Verteilung der Anlagenzahlen nach Leistungsklassen, vgl. Abbildung 2-6, berücksichtigt, wonach der überwiegende Teil der Anlagen eine Leistung von weniger als 200 kW aufweist. Es handelt sich somit um eher kleine Netze.

2.2 Wärmenetze

Die folgende Auswertung basiert ausschließlich auf Daten, die sich aus den Anträgen auf Tilgungszuschuss ergeben. Es erfolgt keine Hochrechnung auf die Gesamtheit aller Netze, um die Aussagekraft nicht zu verzerren.

Die in der folgenden Tabelle 2-1 wiedergegebenen Daten zeigen sehr deutlich die heterogene Struktur der geförderten Wärmenetze. Der eindeutige Schwerpunkt liegt, wie auch schon in den vergangenen Jahren, bei kleinen bis sehr kleinen Netzen. Über die Hälfte der Netze haben weniger als fünf Abnehmer und versorgen somit nur das unmittelbare Umfeld des Anlagenstandortes. Hierbei ist auch zu

berücksichtigen, dass sich die Anzahl der Abnehmer auf die Anzahl der installierten Hausübergabestationen bezieht, die angeschlossen sind. Hier kann es sich somit auch um die Versorgung von mehreren Gebäuden des gleichen Eigentümers bzw. auf einem einheitlichen Betriebsgelände handeln.

Tabelle 2-1: Strukturdaten der Wärmenetze insgesamt

		Abnehmergruppen					Summe
		x < 5	5 <= x <10	10 <= x <20	20 <= x <50	x > 50	
Anzahl	[]	852	322	173	100	45	1492
Netzlänge	[m]	204.884	219.953	222.819	211.875	272.107	1.131.637
Hausanschlüsse	[]	1.944	2.059	2.367	2.906	4.355	13.631
Investition Netze	[€]	28.601.178	30.984.585	37.986.479	48.279.243	65.175.904	211.027.388
Investition Trasse	[€]	12.842.006	14.127.190	25.793.669	33.688.870	45.816.351	132.268.086
Hausanschlüsse	[]	7.153.362	8.649.489	8.121.469	9.459.503	12.282.087	45.665.909
mittlere Anz HA	[HA]	2	6	14	29	97	9
mittlere Länge	[m/HA]	240,47	683,08	1.287,97	2.118,75	6.046,82	758,47
spez. Inv. Netz	[€/m]	105,39	106,83	94,14	72,91	62,48	83,02
spez. Inv. Trasse	[€/m]	140	141	170	228	240	186

Der Anteil der Wärmenetze auf der Basis Biogas stagniert im Jahr 2013. Der Anteil beträgt derzeit 49 % (Tabelle 2-2). Unter Berücksichtigung des theoretischen Potenzials aller Biogasanlagen in der Bundesrepublik (ca. 8.000) beträgt der Anteil der Anlagen mit einer Ankopplung an ein Wärmenetz derzeit ca. 30 %. Hier besteht also noch ein theoretisches Potenzial für weitere Ankopplungen an Wärmenetze, auch wenn eine größere Anzahl der Anlagen bereits als KWK-Anlage ohne Wärmenetz arbeitet. Eine Abschätzung, wie hoch der Anteil der Biogasanlagen ist, die für eine Ankopplung an ein Wärmenetz noch infrage kommen, ist aufgrund der fehlenden detaillierten Standortinformationen nicht möglich. Viele Biogasanlagen befinden sich eher im Außenbereich der Orte, sodass hier auch wieder eher kleinräumige Nutzungsmöglichkeiten im Vordergrund stehen. Aufgrund der stagnierenden Anzahl der Inbetriebnahmen ist zu erwarten, dass in den nächsten Jahren eher mit einer Abnahme zu rechnen ist.

Tabelle 2-2: Brennstoffbasis bei der Versorgung der Wärmenetze 2009 - 2013

Wärmenetz (Brennstoff)					
Jahr	Gesamt	Holz	Biogas	Keine Angabe	Sonstige
2013	1.508	698	738	68	4
2012	1.271	500	744	14	13
2011	981	448	428	28	77
2010	836	488	278	21	49
2009	1.058	201	273	0	584

Wie auch in den vergangenen Jahren zeigt sich, dass die Antragsteller in vielen Fällen inkonsistente Angaben machen. Dies trifft insbesondere für die Angaben zu den Netzverlusten zu. Bei ca. 50 % der Wärmenetze wird ein Netzverlust von weniger als 10 % angegeben, der insbesondere in kleinen Netzen mit wenigen Abnehmern unrealistisch erscheint. Hier bleibt abzuwarten, ob die eingeführte Checkliste, über die die Antragsteller auf wesentliche Aspekte hingewiesen werden, ihre Wirkung entfaltet. Da insbesondere bei den Netzen die Projekte eine längere Vorlaufzeit haben, werden sich positive Auswirkungen erst in den nächsten Jahren nachweisen lassen.

Die Netzverluste haben in den unterschiedlichen Anlagenkonstellationen eine unterschiedliche Qualität. Bei einer Nachrüstung von bestehenden Biogas-BHKW-Anlagen mit einem Wärmenetz wird in jedem Fall ein höherer Energienutzungsgrad erreicht. Bei neuen Biogas-BHKW-Anlagen, die im Rahmen des EEG als KWK-Anlagen betrieben werden, ist der Nachweis der hohen Effizienz bis zum Einspeisepunkt gewährleistet. Die Netzverluste wirken sich aber in jedem Fall auf den Energienutzungsgrad des Gesamtsystems aus.

Eine Konkurrenzsituation zur Förderung von Wärmenetzen im KWKG ist nicht zuletzt auch aufgrund der Anforderungen des KWKG nur in Ausnahmefällen gegeben. Im KWKG ist der spezifische Förderbetrag mit 100 €/m höher, gleichzeitig jedoch auf maximal 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten begrenzt. Hieraus ergibt sich nur bei hohen spezifischen Investitionen ein Förderbetrag oberhalb der Fördersätze im MAP. Das KWKG unterscheidet auch nicht zwischen der Versorgung von Neubauten und Bestandsgebäuden. In jedem Fall wird jedoch gefordert, dass mindestens eine Abnahmestelle nicht im Eigentum des Netzbetreibers steht.

In Tabelle 2-3 wird speziell die Struktur der Wärmenetze mit Biogasanlagen im Hinblick auf die Anzahl der Hausübergabestationen dargestellt. Es gibt keine signifikanten strukturellen Unterschiede zwischen den mit Biogas versorgten Netzen und der Gesamtheit aller Netze. Der Anteil der sehr kleinen Netze ist etwas geringer als bei der Gesamtheit aller Wärmenetze.

Tabelle 2-3: Strukturdaten der Wärmenetze, die auf der Basis Biogas versorgt werden, (2013)

Struktur [Abnehmer]	Anzahl der Wärmenetze	Anteile [%]
alle Netze	738	48,9
$x < 5$	272	18,0
$5 \leq x < 10$	219	14,5
$10 \leq x < 20$	144	9,5
$20 \leq x < 50$	71	4,7
$x > 50$	28	1,9

Die Auswertung der Angaben zu den Netzverlusten (Tabelle 2-4) zeigt, dass hier immer noch sehr niedrige Angaben gemacht werden, die aus Sicht der Gutachter nicht plausibel sind. Dies gilt insbesondere, da es sich um kleine Netze handelt, bei denen der Gleichzeitigkeitsfaktor eher hoch ist. Fünfzig Prozent der Antragsteller geben an, dass die Netzverluste unter zehn Prozent liegen. Wie bereits in den vergangenen Jahren aufgezeigt, ist hier von deutlich höheren Verlusten zu ausgehen.

Tabelle 2-4: Angaben zu den Netzverlusten durch die Antragsteller (2013)

ohne Hochrechnung		Netzverluste [%]				
		x < 5	5 <= x <10	10 <= x <=15	x > 15	Summe
Wärmenetze						
Anzahl	[]	418	380	309	391	1498

Ein weiterer Aspekt im Hinblick insbesondere auf den langfristigen Betrieb der Wärmenetze und der sicheren Versorgung der Abnehmer ist die derzeitige Unternehmensstruktur bei den Wärmenetzbetreibern.

Die Tabelle 2-5 gibt einen Überblick über die Rechtsform der Wärmenetzbetreiber, deren Netze in 2012 in Betrieb gegangen sind. Zweiundachtzig Prozent der Netze konzentrieren sich auf die folgenden Rechtsformen:

- Private Haushalte
- GmbH & Co. KG
- GbR

Auffällig ist die hohe Zahl der privaten Haushalte, die als Antragsteller für die Errichtung von Wärmenetzen auftreten (43 %). Es besteht gegebenenfalls ein erhebliches Risiko zum Einen für den Betreiber, da er mit seinem Privatvermögen haftet und zum Anderen für den langfristigen, nachhaltigen Betrieb der Netze und die Versorgung der Abnehmer.

In diesem Zusammenhang wäre es von Interesse zu erfahren, wie sich die Abnehmerstruktur im Detail darstellt. Es ist sicherlich ein Unterschied, ob über das Wärmenetz auf dem Gelände einer Hofstatt mehrere Gebäude versorgt werden oder ob es sich um die Versorgung mehrerer Abnehmer handelt, die ausschließlich in einem Lieferanten - Abnehmer Verhältnis stehen. Aus Sicht der Evaluatoren besteht gerade bei kleinen Netzen, die durch private Initiative errichtet wurden, ein erhöhtes Risiko, dass sie nicht über die gesamte technische Lebensdauer durch den ursprünglichen Investor betrieben werden. Kleine Netze mit bis zu zehn Abnehmern, sind auch erheblich höheren Risiken im Fall von Reparaturen ausgesetzt, da hohe Reparaturkosten schnell die Wirtschaftlichkeit der Anlage gefährden können. Vergleichbare Beispiele sind derzeit insbesondere aus dem Bereich kleiner Biomasseheizkraftwerke bekannt, bei denen mehrere

Reparaturen aufgrund fehlender Kapitalausstattung der Unternehmen zu Insolvenzen geführt haben.

Tabelle 2-5: Rechtsform der Betreiber der 2013 in Betrieb gegangenen Netze

Rechtsform	Anzahl	Anteil
	□	[%]
Gesellschaft m. beschränkter Haftung (GmbH)	146	9,5
GmbH und Co. KG	334	21,7
GmbH und Co. OHG	1	0,1
Private Haushalte Inland	661	42,9
Eingetragene Genossenschaft (eG)	30	1,9
Gesellschaft bürgerlichen Rechts	219	14,2
Kommanditgesellschaft (KG)	14	0,9
Verwalt.-Einheit auf Kreis-u. Gemeindeebene	26	1,7
Aktiengesellschaft (AG)	3	0,2
eingetragener Kaufmann (e.K.)	3	0,2
Eingetragener Verein	1	0,1
Einzelfirma Inland	49	3,2
Jurist. Person des öffentl. Rechts	2	0,1
Kommunaler Zweckverband	2	0,1
Offene Handelsgesellschaft (OHG)	6	0,4
Rechtl.selbst. Eigen-u.Regiebetrieb	2	0,1
Stiftung	2	0,1
UG & Co. KG	12	0,8
Verwalt.-Einheit auf Kreis-u. Gemeindeebene	26	1,7
Summe	1539	100

2.3 Wärmespeicher

In 2013 wurden nach einer Übergangsphase, aufgrund der Änderung des Fördertatbestandes zu den Wärmespeichern, ausschließlich EE-Wärmespeicher in Betrieb genommen bzw. wertgestellt. Im Jahr 2013 waren dies 161 Wärmespeicher mit einem durchschnittlichen Speichervolumen von 92 m³ und einer mittleren Investition in Höhe von 570 €/m³. Dieser Wert ist auch auf einige Werte sehr großer Wärmespeicher beeinflusst. Die Detailtabelle gibt daher ein realistischeres Bild wieder. Im Vergleich zum Vorjahr hat das mittlere Speichervolumen deutlich zugenommen und die mittleren spezifischen Investitionen haben abgenommen. Die Speichervolumina liegen im Bereich von 20 - 1500 m³. Die folgende Tabelle 2-6 gibt einen Überblick über die Anzahl der Speicher, die mittleren Volumina und die

mittleren Investitionen in Abhängigkeit von den Größenklassen wieder. Die Verteilung der Speicher ist vergleichbar der Verteilung der Wärmenetze nach Abnehmerzahlen, sodass angenommen werden kann, dass große Speicher in allen Netzgrößen eingesetzt werden.

Tabelle 2-6: Strukturdaten der Wärmespeicher

Anzahl	Speichervolumen	Investitionen	Speichervolumen	mittl. Speichervolumen	spez. Inv.	Anteil
[]	[m³]	[€]	[m³]	[m³]	[€/m³]	[%]
161	alle	8.454.316	14.823	92	570,3	
4	x < 20	21.421	59	15	361,2	2,5
93	20 ≤ x < 50	3.221.216	2.593	28	1242,2	57,8
37	50 ≤ x < 100	2.003.637	2.356	64	850,4	23,0
24	x > 100	3.120.705	9.815	409	318,0	14,9

Die in Tabelle 2-7 wiedergegebene Entwicklung der Anzahl von großen Speichern zeigt einen Anstieg in diesem Bereich. Die Verteilung auf die unterschiedlichen Anlagenkombinationen zeigt keine eindeutigen Tendenzen in Bezug auf präferierte Kombinationen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass aus den Antragskonstellationen nur begrenzt auf die tatsächliche Anlagenstruktur geschlossen werden kann. Aus den vorliegenden Unterlagen zum Antrag auf Tilgungszuschuss geht nicht hervor, wo die 26 Speicher installiert wurden, für die ein separater Antrag auf Tilgungszuschuss gestellt wurde. Dies kann sowohl in Zusammenhang mit einem Biogas BHKW wie auch in Zusammenhang mit einer Anlage zu Verfeuerung fester Biomasse erfolgt sein. Auffällig ist die große Anzahl von Speichern in Kombination mit einer Biogasleitung für unaufbereitetes Biogas. Hier sind die unterschiedlichsten Kombinationen möglich.

Tabelle 2-7: Entwicklung der in Betrieb genommenen Speicher nach Anlagenkombination

Große Wärmespeicher	2010	2011	2012	2013
- nur mit Wärmenetze	14	19	45	68
- Biomasse-Anlage zur Wärmeerzeugung	22	29	38	38
- Solaranlage	3	4	3	6
- Biomasse-KWK	0	0	4	1
-solo	11	18	26	36
- Biogasleitung (unaufbereitetes Biogas)	7	0	20	10
Summe	57	70	136	159

2.4 KWK-Anlagen

Im Jahr 2013 wurden insgesamt siebzehn Biomasse-KWK Anlagen in Betrieb genommen, die im Leistungsbereich von 1 - 225 kW elektrisch lagen. Die mittlere Leistung der Anlagen beträgt 91 kW elektrisch. Hierbei handelt es sich fast ausschließlich um Holzvergaseranlagen. Fünf Anlagen wurden in Zusammenhang mit einem Wärmenetz errichtet, davon wiederum eine Anlage mit einem „Großen Wärmespeicher“. Für die übrigen Anlagen liegen keine Informationen vor, ob sie in ein bestehendes Wärmenetz integriert wurden oder ob sie als Einzelanlage betrieben werden.

Der elektrische Anlagenwirkungsgrad der Anlagen, es handelt sich in der Regel um Gasmotoren, die mit dem Gas aus dem Holzvergaser betrieben werden, liegt zwischen 23 % und 30 %. Zusammen mit der Wärmenutzung werden Energienutzungsgrade von 73 bis 86 % angegeben, wobei es sich um Auslegungsdaten handelt. Aus diesen Auslegungsdaten lässt sich auf eine installierte Wärmeleistung der Anlagen von ca. 2967 kW schließen.

3. Marktentwicklung

3.1 Wachstum der Märkte

3.1.1 Große Biomasseanlagen

Die Zahl der in den vergangenen Jahren in Betrieb gegangenen Anlagen steigt kontinuierlich weiter an. Dies zeigt deutlich, dass sich hier ein eigenständiger Markt etabliert hat, der eine gewisse Konstanz hat. Die Förderung hat somit eine nachhaltige Entwicklung angestoßen. Da es sich bei den hier betrachteten Anlagen, insbesondere bei den größeren Anlagen um signifikante Investitionen handelt, bei denen auch die Wirtschaftlichkeit eine wesentliche Rolle spielt, ist diese Entwicklung besonders positiv zu bewerten. Die weiterhin hohen Zahlen zeigen auch, wie wichtig konstante Förderrahmenbedingungen sind.

70 % der Biomasseanlagen wurden in Verbindung mit einem Wärmenetz errichtet. Wie die Auswertung der Netzgrößen gezeigt hat, handelt es sich überwiegend um kleine und sehr kleine Netze. 90 % der Netze weisen weniger als zehn Hausanschlüsse auf.

Über die aktuell wie auch über die in der Vergangenheit geförderten Biomasseanlagen, die in Kombination mit einem Wärmenetz errichtet bzw. betrieben werden, liegen keine Informationen über die Nachhaltigkeit und die Wirtschaftlichkeit des Betriebes vor. An dieser Stelle wäre es mittelfristig wünschenswert, Informationen über den längerfristigen Betrieb und dessen Nachhaltigkeit zu sammeln. Dies gilt insbesondere auch unter Berücksichtigung anderer Anforderungen;

z. B. des EEWärmeG und des EWärmeG in Baden-Württemberg; mit ihren Anreizwirkungen. Hier ist abzuwägen, ob diese Anforderungen in vergleichbarem Ausmaß, wie das MAP den Ausbau fördern.

In den nächsten Jahren werden sich die Anforderungen der 1. BlmschV im Hinblick auf die zulässigen Emissionen an Staub auf den Markt der großen Biomasseanlagen auswirken. Derzeit werden ca. ein Viertel der Anlagen mit Entstaubungseinrichtungen auf der Basis des Innovationsbonus gefördert. Die zukünftigen Anforderungen der 1. BlmschV liegen mit 20 mg/m^3 sehr nahe an den Anforderungen für den Innovationsbonus 15 mg/m^3 . Es ist hier zu erwarten, dass der Innovationsbonus verstärkt in Anspruch genommen wird, um die Mehrkosten für die Entstaubungseinrichtungen zu kompensieren. Es stellt sich aber mittelfristig die Frage, ob die im Vergleich zur Vergangenheit deutlich geringere Verbesserung bei den Emissionswerten den Innovationsbonus in gleicher Höhe rechtfertigt.

Derzeit ist auch nicht absehbar, ob die erhöhten Anforderungen an die Staubemissionen, aufgrund der benötigten Entstaubungseinrichtungen, zu kurzfristigen Lieferengpässen führen können.

3.1.2 Wärmenetze

Die Anzahl der realisierten Netze ist auch im Jahr 2013 im Vergleich zu den Vorjahren signifikant gestiegen. Ein wesentlicher Anteil dieser Netze (ca. 60 %) wurde in Verbindung mit BHKWs und Einsatz von Biogas realisiert. Auch für diese Netze liegen keine Informationen über die Effizienz im Betrieb vor. Es muss hier unterschieden werden, zwischen den mit einer Wärmenutzung und einem Wärmenetz nachgerüsteten Biogas BHKWs und den in Kombination mit einer Biomasse zur Wärmeerzeugung errichteten Wärmenetzen.

Bei den nachgerüsteten Biogas BHKW-Anlagen findet, auch bei ungünstig ausgelegten und eventuell mit hohen Verlusten betriebenen Wärmenetzen, eine Verbesserung des Energienutzungsgrades statt, da die Anlagen die Wärme in der Vergangenheit direkt an die Umgebung abgegeben haben. Bei neu gebauten und mit einer Wärmenutzung ausgestatteten Biogasanlagen ist die Effizienz der Gesamtanlage auf der Basis der Anforderungen des EEG und der erforderliche Nachweis im Grundsatz gegeben.

Für die Biomasseanlagen zur Wärmeerzeugung in Kombination mit Wärmenetzen ist die Situation komplexer. Hier steht die Gesamteffizienz des Systems einschließlich der Netzverluste in Konkurrenz zu Einzelanlagen, gegebenenfalls auch auf der Basis von Biomasse. Hier wäre es wünschenswert zu prüfen, ob die begrenzte Ressource Holz hier im Wärmemarkt mit der größtmöglichen Effizienz zum Einsatz kommt.

3.1.3 Wärmespeicher

Bei den großen Wärmespeichern ist die Anzahl der Installationen nahezu konstant geblieben (165 zu 151 realisierte Anlagen). Die konstante Entwicklung bei den Wärmenetzen auf hohem Niveau und die stark steigenden Zahlen bei den Wärmespeichern zeigen, dass in diesen Bereichen ein deutliches Interesse besteht und der Fördermechanismus weiterhin seine Wirkung entfalten kann.

3.2 Marktstruktur

3.2.1 Große Biomasseanlagen

Die Marktstruktur hat sich in den vergangenen Jahren nicht wesentlich verändert. Die überwiegende Anzahl der geförderten Anlagen wird von auf diesen Markt spezialisierten Unternehmen geliefert. Nur zu einem geringeren Anteil handelt es sich um etablierte Unternehmen aus dem Bereich der konventionellen Heizkessel. Signifikant bleibt weiterhin die starke Präsenz von Unternehmen aus Österreich, die aus einem starken heimischen Markt kommen. Die aktuellen Zahlen zeigen, dass sich der Markt stabilisiert hat, wobei dies sicherlich auch auf die konstanten Förderbedingungen zurückzuführen ist.

Der Markt dürfte auch weiterhin stark von der Förderung abhängig sein. Wesentlich für die weitere Marktausbildung wird daher auch in den nächsten Jahren die Konstanz der Förderung wie auch der Einfluss des EEWärmeG sein. Hier ergeben sich Chancen auch im Aufbau von Nahwärmenetzen, insbesondere in Neubaugebieten. Entscheidend wird jedoch sein, wie konkurrenzfähig diese Lösungen im Vergleich zu den Alternativen des EEWärmeG sein werden. Als direkte Konkurrenz sind die Wärmepumpe, die Nutzung der Solarthermie und der verstärkte Wärmeschutz anzusehen.

Es bleibt jedoch auch festzuhalten, dass die Bereitschaft in entsprechende Anlagen zu investieren, weiterhin lokale Schwerpunkte aufweist, obwohl auch in anderen Bundesländern gute Voraussetzungen bestehen. Eine mögliche Ursache mag in der auch räumlichen Affinität der Lieferanten zu den potenziellen Kunden liegen. Aus Sicht der Evaluationen sollten aber auch in den anderen Bundesländern noch signifikante Potenziale erschließbar sein.

3.2.2 Wärmenetze

Bei den Lieferanten für Rohrleitungen handelt es sich um einige überwiegend überregional agierende Unternehmen, die nicht speziell auf den Markt der Erneuerbaren Energien ausgerichtet sind, sondern in allen Bereichen der Nahwärmeversorgung tätig sind. Hier liegt auch keine Dominanz von Unternehmen aus anderen Ländern vor. Es bleibt festzuhalten, dass diese Unternehmen zumindest im europäischen Raum international tätig sind. Über die Bedeutung des

Marktes, der das MAP betrifft, liegen für die einzelnen Unternehmen keine Informationen vor.

3.2.3 Wärmespeicher

Auf der Basis der in den Unterlagen verfügbaren Daten sind keine Aussagen im Hinblick auf diesen Markt möglich. Aufgrund der Anzahl der Anlagen und der Tatsache, dass es sich üblicherweise um Stahlbehälter handelt, die als Speicher eingesetzt werden, ist davon auszugehen, dass sich hier kein spezieller auf die Anforderungen des MAP hin orientierter Markt entwickelt hat oder entwickeln wird. Hieraus ergibt sich insgesamt, dass es sich bei der MAP-Förderung, wie auch bei der Förderung im KWK um die Reduktion der Investitionskosten geht. Es ist hier nicht zu erwarten, dass das MAP spezielle Anreize bei der Entwicklung von Wärmespeichersystemen entfaltet.

4. Technologischer Standard und Innovation

Im Bereich **großer Biomasseanlagen** haben sich im Jahr 2013 keine signifikanten Veränderungen ergeben. Im Bereich der Anlagen oberhalb von 100 kW konzentrieren sich die weiteren Entwicklungen weiterhin auf die Einhaltung der neuen Anforderungen der 1. BImSchV, wobei den Staubemissionen hier die größte Bedeutung zukommt. Dies gilt in gleicher Weise auch für die Möglichkeiten zur Nachrüstung bestehender Anlagen. Es wird ein Übergang zu einer stärker automatisierten Fertigung mit einhergehenden Kostensenkungen erwartet. Diese Effekte ergeben sich auch aus der Marktkonsolidierung unter den Herstellern, da bisher selbst Lieferanten mit großem Marktanteil nur eine vergleichsweise geringe Anzahl von Anlagen fertigen.

Im Bereich der **Wärmenetze** handelt es sich um standardisierte Produkte hinsichtlich der verwendeten Komponenten. Diese finden sich auch in anderen Bereichen der Wärmeverteilung unabhängig von der Nutzung Erneuerbarer Energien. Entwicklungen in diesen Bereichen z. B. verbesserte Verbindungstechnologien und einfachere Handhabung der Materialien lassen sich nicht auf Einflüsse des MAP zurückführen.

Im Bereich der behälterbasierten **Wärmespeicher** handelt es sich um standardisierte Produkte hinsichtlich der verwendeten Komponenten. Hier liegen keine Entwicklungen vor, die auf das MAP zurückzuführen sind.

5. Anlagenwirtschaftlichkeit

5.1 Investitionskostenentwicklung

5.1.1 Große Biomasseanlagen

Ausdrückliches Ziel des MAP ist die Senkung der Investitionskosten durch Förderung und Stabilisierung der Absatzzahlen. Für die Ermittlung der spezifischen Investitionskosten wurden die detaillierten Angaben der Verwendungsnachweise für ausgewertet. In Tabelle 5-1 sind die Kosten für die Kesselanlage im Vergleich der Jahre 2012 und 2013 wiedergegeben. In Tabelle 5-2 sind für das Jahr 2013 zusätzlich zu den Kosten für die Kesselanlage auch die Gesamtkosten einschließlich der Baukosten wiedergegeben.

Es zeigt sich keine eindeutige Tendenz. In zwei Leistungskategorien sind die spezifischen Kosten etwas gesunken, in den beiden anderen deutlich gestiegen, wobei hier eine eindeutige Rückführung auf einzelne Ursachen nicht möglich ist. Bei den sehr großen Anlagen können die Unterschiede aufgrund der geringen Anlagenanzahl sehr stark variieren. Insgesamt sind hier allgemeine Kostensteigerungen zu berücksichtigen darüber hinaus kann die hohe Nachfrage ebenfalls einen Einfluss auf die Preisentwicklung gehabt haben.

Tabelle 5-1: Spezifische Investitionen für Kesselanlagen auf der Basis der ausgewerteten KfW-Verwendungsnachweise

spez. Inv. Kessel	2012	2013	Veränderung
	[€/kW]	[€/kW]	[%]
<200 kW	374	371	-0,76
200< <500	440	400	-9,04
500< <1000	321	426	32,71

Tabelle 5-2: Spezifische Investitionen für Biomasseanlagen einschl. Baukosten auf der Basis der ausgewerteten KfW-Verwendungsnachweise

spez. Inv. Kessel + Bau	2012	2013	Veränderung
	[€/kW]	[€/kW]	[%]
<200 kW	459	448	-2,55
200< <500	637	578	-9,26
500< <1000	461	624	35,32
1000<	532	567	6,61

Biomasseanlagen zur Wärmeerzeugung (mit Wärmenetz)

Entsprechend der bereits oben genannten Kriterien und Annahmen ergibt sich die Verteilung der spezifischen Investitionskosten wie in Tabelle 5-3 zusammengefasst. Auffällig sind die hohen spezifischen

Investitionen im Bereich des Leistungsbereiches von 500 kW-1000 kW und darüber. Eine Detailauswertung zeigt, dass im Bereich zwischen 500 kW und 1000 kW 20 % der Anlagen mit deutlich über 2200 €/kW weit über dem Durchschnitt liegen und das Ergebnis signifikant beeinflussen. Die Anlagen oberhalb von 1000 kW weisen ebenfalls eine große Bandbreite auf, die jedoch stark durch lokale Gegebenheiten beeinflusst werden kann, die sich nicht unmittelbar aus den vorliegenden Unterlagen erschließen.

Tabelle 5-3: Spezifische Investitionen für die Gesamtanlage einschl. Wärmenetz

spez. Inv. Netz inkl. HA. [Euro/kW]	2012	2013	Veränderung
	[€/kW]	[€/kW]	[%]
<200 kW	777	736	-5,33
200 kW < <500 kW	1558	1235	-20,72
500 kW < <1000 kW	1377	1578	14,58
1000 kW <	1268	2221	75,13

5.1.2 Wärmenetze

Die Vorgehensweise für die Ermittlung der spezifischen Investitionen für den Bereich der Wärmenetze ist mit der beschriebenen Vorgehensweise für die Biomasseanlagen identisch. In Tabelle 5-4 sind die spezifischen Investitionen im Bereich der Wärmenetze zusammengefasst. Die Auswertung erfolgte getrennt für unterschiedliche Gesamtleistungen, für die das Netz ausgelegt wurde.

Tabelle 5-4: Spezifische Investitionen für Wärmenetze incl. Hausanschlüsse 2012/2013

spez. Inv. Netz inkl. HA. [Euro/kW]	2012	2013	Veränderung
	[€/kW]	[€/kW]	[%]
<200 kW	300	272	-9,41
200 kW < <500 kW	817	555	-32,13
500 kW < <1000 kW	736	780	5,98
1000 kW <	726	1401	93,05

Auch hier fallen zwei Veränderungen deutlich auf, sowohl im Leistungsbereich 200-500 kW wie auch im Leistungsbereich größer 1000 kW handelt es sich um extreme Veränderungen. Im Bereich der Anlagen zwischen 200 und 500 kW zeigt sich, dass hier die Bandbreite bei den Investitionen sehr groß ist, sodass auch einzelne Anlagen ein größeres Gewicht erhalten. Im Bereich größer 1000 kW kann sich auch die geringe Fallzahl auswirken. Die Kostenveränderungen in den übrigen Bereichen liegen in einer zu erwartenden Bandbreite.

5.1.3 Wärmespeicher

Die Kostenauswertung für die Wärmespeicher erfolgte analog zu der oben beschriebenen Methodik. Auf dieser Basis ergeben sich mittlere spezifische Investitionskosten von 570 - 1242 €/m³, in Abhängigkeit vom Speichervolumen. Die Details sind in der nachfolgende Tabelle 5-5 zusammengefasst. Eine Detailanalyse zeigt, dass insbesondere im Bereich zwischen 20 und 50 m³ die Bandbreite bei den Investitionen sehr hoch ist. Einzelne Speicher weisen spez. Investitionskosten von über 3000 €/m³ auf. Auf der Basis der vorliegenden Unterlagen lässt sich keine Ursache hierfür ableiten. Denkbar sind hier extrem ungünstige örtliche Verhältnisse, eine unsaubere Trennung der Investitionskosten auf die einzelnen Kostenpositionen oder zu hohe Marktpreise.

Tabelle 5-5: Spezifische Investitionen der Wärmespeicher

Wärmespeicher						
Anzahl	Größe	Investitionen	Speichervolumen	mittl. Speichervolumen	spez. Inv	Anteil
[]	[m ³]	[€]	[m ³]	[m ³]	[€/m ³]	[%]
161	alle	8.454.316	14.823	92	570,3	
4	x < 20	21.421	59	15	361,2	2,5
93	20 ≤ x < 50	3.221.216	2.593	28	1242,2	57,8
37	50 ≤ x < 100	2.003.637	2.356	64	850,4	23,0
24	x > 100	3.120.705	9.815	409	318,0	14,9

Appendix 3: Fachgutachten zum Fördersegment Solarthermie

Autoren

Christian Budig, Janybek Orozaliev, Felix Pag, Klaus Vajen
IdE Institut dezentrale Energietechnologien gGmbH

1. Einführung

Solarthermische Anlagen zur Erwärmung des Trinkwassers sowie Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung und Raumheizungsunterstützung sind eine ausgereifte Technik und seit vielen Jahren am Markt verfügbar. Im Marktanreizprogramm (MAP) können solarthermische Anlagen entweder über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) oder über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) gefördert werden. Während das BAFA ausschließlich Investitionszuschüsse vergibt, gewährt die KfW zinsgünstige Darlehen mit Tilgungszuschüssen.

2. Förderstatistik

2.1 BAFA-Teil

2.1.1 Basisförderung

Im Jahr 2013 wurden 27.863 solarthermische Anlagen errichtet, welche im Rahmen des MAP vom BAFA eine Basisförderung erhalten haben – annähernd so viele wie im Vorjahr (Tabelle 2-1). Wie in den letzten Jahren sind Anlagen mit Flachkollektoren dominierend, wobei sich der Anteil von Anlagen mit Vakuumröhrenkollektoren seit 2008 (13 %) verdoppelt hat. Anlagen mit Luftkollektoren wurden 2013 innerhalb der BAFA-Basisförderung auf gleichbleibend niedrigem Niveau errichtet, solche mit Speicherkollektoren kamen nicht zum Einsatz.

Knapp zwei Drittel der innerhalb der BAFA-Basisförderung errichteten Anlagen erhielten in 2013 zusätzlich eine oder mehrere Bonusförderungen – im Jahr 2012 waren es gut die Hälfte der Anlagen. Besonders beliebt ist der Kesselaustauschbonus, dieser wurde in 54 % aller Fälle mit Bonusförderung gewährt, gefolgt von dem Solarpumpenbonus mit 44 % (Abbildung 2-1).

Durch den Kesselaustauschbonus wird der Anreiz gegeben, dass bei einer beabsichtigten Heizungsmodernisierung nicht nur der Heizkessel durch einen Niedertemperaturkessel ersetzt wird, sondern eine effiziente Kombinationslösung mit einer solarthermischen Anlage umgesetzt wird. Ohne den Kesselaustauschbonus wäre die Entscheidung wohl oftmals nicht zugunsten einer solarthermischen Anlage getroffen worden. Rund ein Viertel aller Anlagen mit Bonusförderung erhielten in 2013 den Kombibonus, welcher gewährt wird, falls neben der solarthermischen Anlage eine Biomassenanlage oder eine Wärmepumpe zum Einsatz kommt.

Tabelle 2-1: Anzahl errichteter Anlagen mit BAFA-Basisförderung 2011-2013 (Grundgesamtheit¹, n=27.863; Stichtag 14.04. 2014)

	2011		2012		2013	
	Anzahl	Anteil	Anzahl	Anteil	Anzahl	Anteil
Flachkollektor	32.627	77 %	21.020	75 %	20.410	73 %
Röhrenkollektor	9.462	22 %	6.768	25 %	7.258	26 %
Luftkollektor	254	1 %	132	0 %	193	1 %
Speicherkollektor	1	0 %	0	0 %	0	0 %
Hybridkollektor	0	0 %	0	0 %	2	0 %
Solarthermie, gesamt	42.344	100 %	27.920	100 %	27.863	100 %

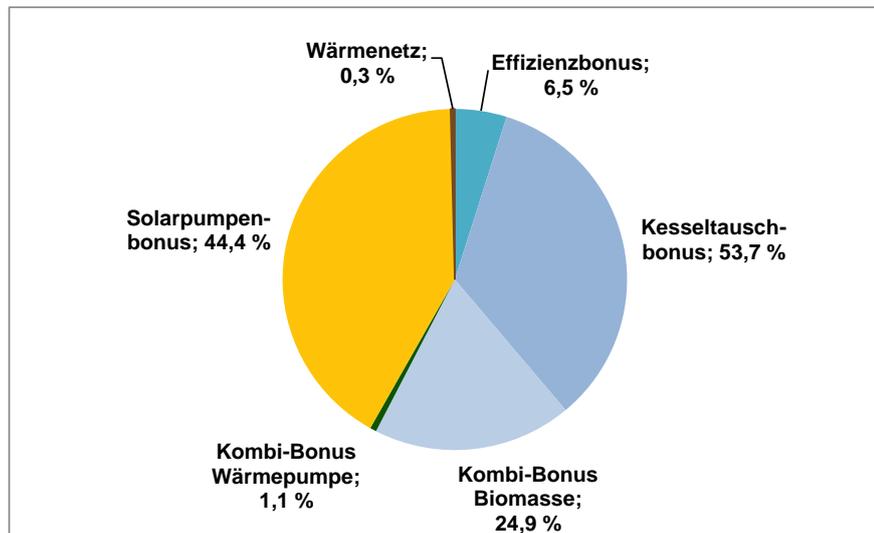


Abbildung 2-1: Anteil unterschiedlicher Bonusarten an der Gesamtzahl der Anlagen, welche 2013 eine BAFA-Bonusförderung erhielten (Grundgesamtheit, n=27.863; Stichtag 14.04.2014)

Anmerkung: Da für einzelne Anlagen mehrere Boni in Anspruch genommen werden können, ergibt die Summe der Prozentwerte mehr als 100 %.

Die durchschnittliche Fläche aller mit BAFA-Basisförderung in 2013 errichteten solarthermischen Anlagen liegt bei 11,7 m² – im Vergleich

¹ als zeitlicher Bezug ist das Datum der Anlageninbetriebnahme gewählt

zu 2012 eine Reduzierung von 0,4 m². Anlagen mit Flachkollektoren haben eine durchschnittliche Größe von 12,2 m² und solche mit Vakuumröhrenkollektoren von 10,7 m². Abbildung 2-2 veranschaulicht die Verteilung der in 2013 innerhalb der BAFA-Basisförderung errichteten solarthermischen Anlagen über die Anlagengröße.

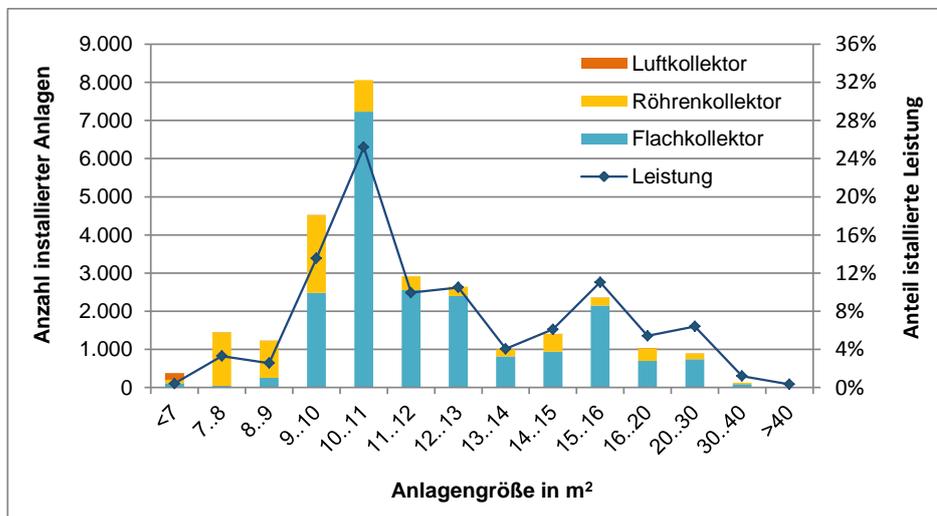


Abbildung 2-2: Verteilung der in 2013 errichteten solarthermischen Anlagen mit BAFA-Basisförderung nach Anlagengröße (Grundgesamtheit, n=27.863; Stichtag 14.04.2014)

In Abbildung 2-3 sind die Größenverteilungen für die in 2011 bis 2013 innerhalb der BAFA-Basisförderung errichteten solarthermischen Flachkollektor-Anlagen aufgetragen. Anlagen unter 9 m² sind Erweiterungen bereits bestehender Anlagen, Neuanlagen sind erst ab einer Größe von 9 m² förderberechtigt.

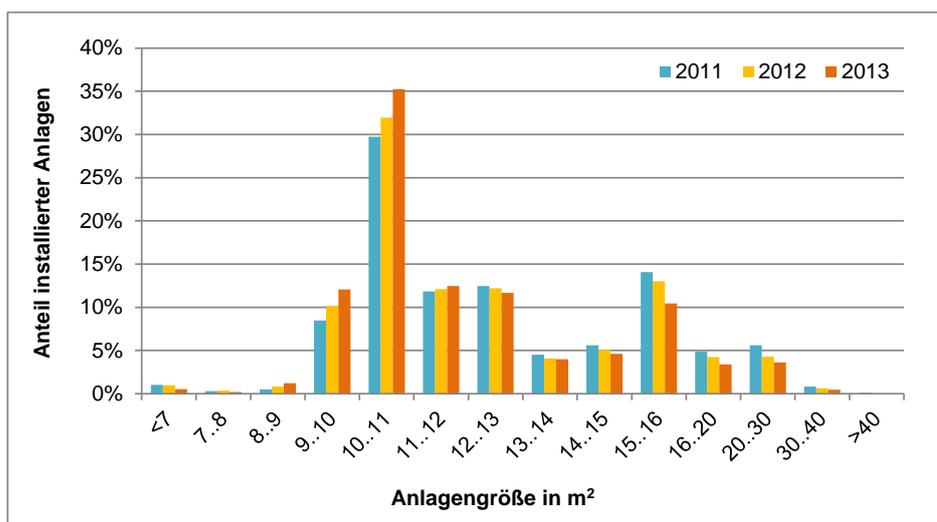


Abbildung 2-3: Verteilung der in 2011, 2012 und 2013 innerhalb der BAFA-Basisförderung errichteten solarthermischen Anlagen mit Flachkollektoren nach Anlagengröße (Grundgesamtheit, n=27.863; Stichtag 14.04.2014)

Im betrachteten Zeitraum stieg der Anteil errichteter Flachkollektor-Anlagen in den Größenklassen zwischen 9 und 11 m² an, ist für die

Größenklassen zwischen 11 und 15 m² nahezu konstant und reduziert sich für die Größenklassen ab 15 m². In Abbildung 2-4 sind die Größenverteilungen für die in 2011 bis 2013 innerhalb der BAFA-Basisförderung errichteten solarthermischen Vakuumröhrenkollektor-Anlagen aufgetragen. Im betrachteten Zeitraum zeigt sich für Größenklassen kleiner 11 m² keine einheitliche zeitliche Entwicklung, für Größenklassen größer 11 m² sinkt der Anteil errichteter Vakuumröhrenkollektor-Anlagen.

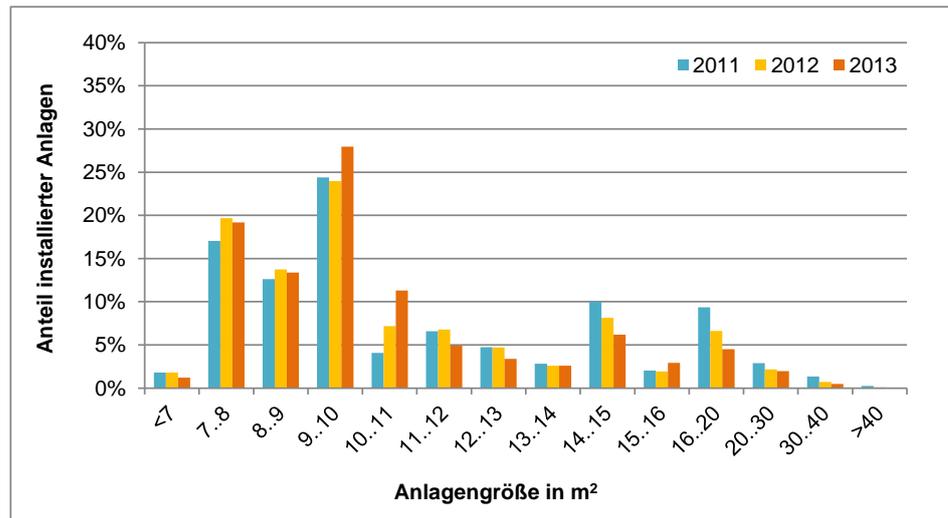


Abbildung 2-4: Verteilung der in 2011, 2012 und 2013 innerhalb der BAFA-Basisförderung errichteten solarthermischen Anlagen mit Vakuumröhrenkollektoren nach Anlagengröße (Grundgesamtheit, n=27.863; Stichtag 14.04.2014)

Im August 2012 wurde für die kombinierte Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung im Rahmen der BAFA-Basisförderung eine Mindestförderung von 1.500 € eingeführt. 90 % der in 2013 errichteten Anlagen mit BAFA-Basisförderung weisen Anlagengrößen im Bereich der Mindestförderung auf (Flachkollektor 9..16 m² und Vakuumröhrenkollektor 7..16 m²).

Es stellt sich die Frage, ob die eingeführte Mindestförderung zu durchschnittlich kleineren Kollektorflächen führte. Aus Abbildung 2-3 und Abbildung 2-4 ist ersichtlich, dass seit 2011 (also schon vor der Einführung der Mindestförderung) ein Trend zu kleineren Kollektorflächen existiert. Dieser Trend ist auch in Abbildung 2-5 deutlich zu erkennen, in welcher die monatlichen Durchschnittskollektorgrößen der innerhalb der BAFA-Basisförderung errichteten Anlagen aufgetragen sind. Insbesondere ist bei Flachkollektor-Anlagen ein klar abnehmender Trend erkennbar, innerhalb von drei Jahren hat sich die durchschnittlich installierte Kollektorfläche um 0,8 m² reduziert. Es sei angemerkt, dass der Anstieg der durchschnittlich installierten Kollektorfläche im Dezember 2011 nicht durch wenige große Einzelanlagen verursacht wurde. Vielmehr wurden viele kleinere Anlagen mit Kollektorflächen leicht über dem Durchschnitt errichtet.

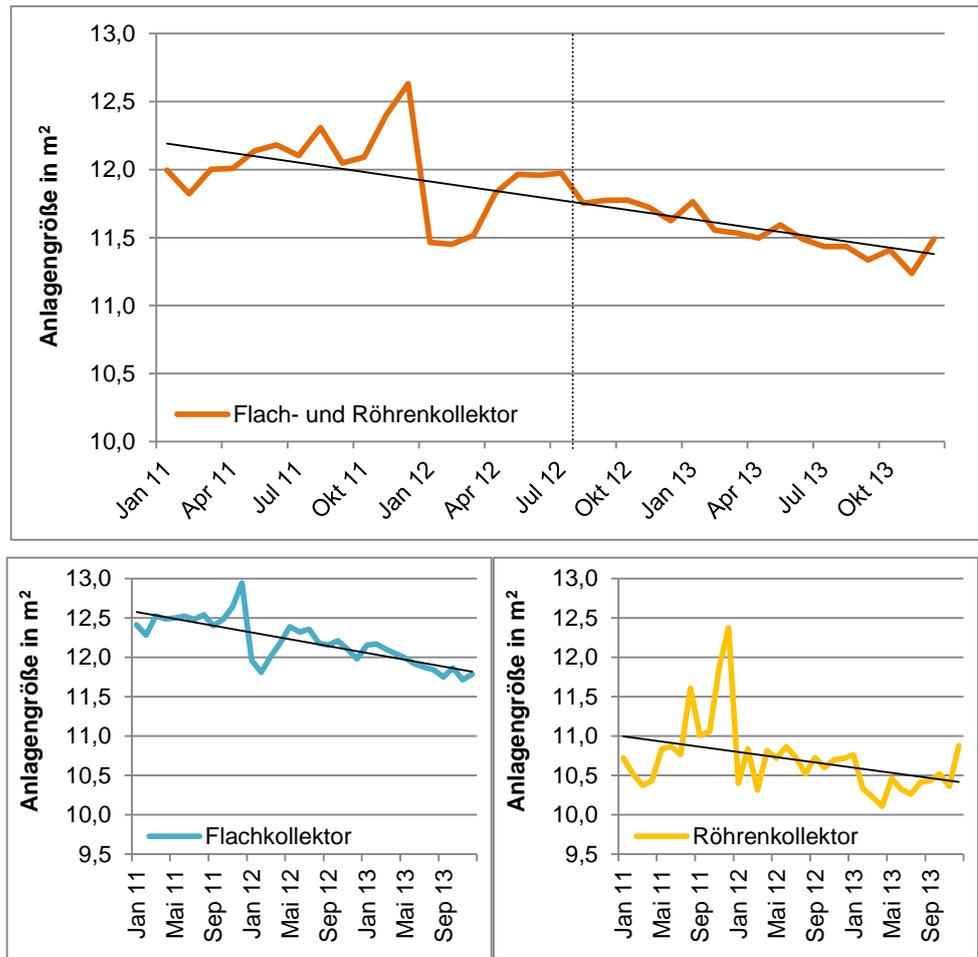


Abbildung 2-5: Entwicklung der mittleren Kollektorfläche innerhalb der BAFA-Basisförderung errichteten solarthermischen Anlagen von Januar 2011 bis Dezember 2013 (Grundgesamtheit; Stichtag 14.04.2014)

Über die BAFA-Basisförderung wurden 2013 solarthermische Anlagen mit einer Gesamtleistung von 228 MW_{th} errichtet – im Vergleich zu 2012 ist dies ein leichter Rückgang der Leistung um 3,4 % (Tabelle 2-2). Es findet ausschließlich eine kombinierte Trinkwarmwasserbereitung und Heizungsunterstützung in Einfamilienhäusern (91 %), Zweifamilienhäusern (3 %), Mehrfamilienhäusern (5 %) sowie sonstigen Gebäudetypen (1 %) statt. Anlagen zur solaren Prozesswärmebereitstellung werden seit August 2012 nicht mehr über die BAFA-Basisförderung, sondern über die BAFA-Innovationsförderung gefördert (siehe Kap 2.1.2).

Tabelle 2-2: Installierte thermische Leistung innerhalb der BAFA-Basisförderung (Grundgesamtheit, n=27.863; Stichtag 14.04.2014)

Installierte Leistung [kW _{th}]			
	2011	2012	2013
Raumheizung	373.626	235.878	228.269
Flachkollektor	294.650	183.454	173.533
Röhrenkollektor	78.071	52.055	54.264
Luftkollektor	896	369	443
Speicherkollektor	10	0	0
Hybridkollektor	0	0	29
Prozesswärme	440	564	siehe
Flachkollektor	309	338	Innovations-
Röhrenkollektor	129	226	förderung
Luftkollektor	1	0	
Kälteerzeugung	16	27	0
Flachkollektor	16	20	0
Röhrenkollektor	0	7	0
Flachkollektor, gesamt	294.975	183.818	173.533
Röhrenkollektor, gesamt	78.200	52.288	54.264
Luftkollektor, gesamt	897	369	443
Speicherkollektor, gesamt	10	0	0
Hybridkollektor, gesamt	10	0	29
Solarthermie, gesamt	374.082	236.347	228.269

In Abbildung 2-6 ist die regionale Verteilung der in 2013 mittels BAFA-Basisförderung installierten thermischen Leistung auf die einzelnen Bundesländer dargestellt. Knapp die Hälfte der geförderten installierten Leistung wurde in Bayern (28 %) und Baden-Württemberg (21 %) errichtet. Gefolgt von Nordrhein-Westfalen (13 %), Niedersachsen (8 %) und Hessen (7 %). In den restlichen Bundesländern sind jeweils weniger als 5 % der geförderten thermischen Leistung installiert. Betrachtet man die installierte Leistung pro 1.000 Einwohner ergibt sich ein homogeneres Bild, wobei auch hier die Stadtstaaten deutlich unterrepräsentiert sind.

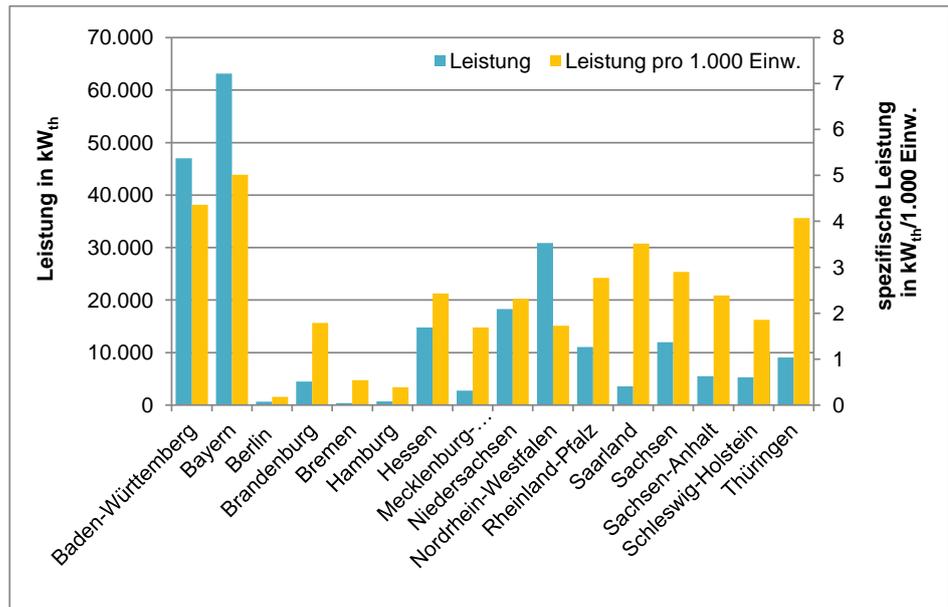


Abbildung 2-6: Verteilung der in 2013 innerhalb der BAFA-Basisförderung errichteten solarthermischen Anlagen nach Bundesländern (Grundgesamtheit, n=27.863; Stichtag 14.04.2014)

Zur Untersuchung der zeitlichen Entwicklung der regionalen Verteilung wurde in Abbildung 2-7 die prozentuale installierte Leistung (bezogen auf die jeweilige jährlich installierte Leistung) nach den einzelnen Bundesländern aufgetragen. Innerhalb der letzten drei Jahre fanden keine nennenswerten regionalen Verschiebungen statt.

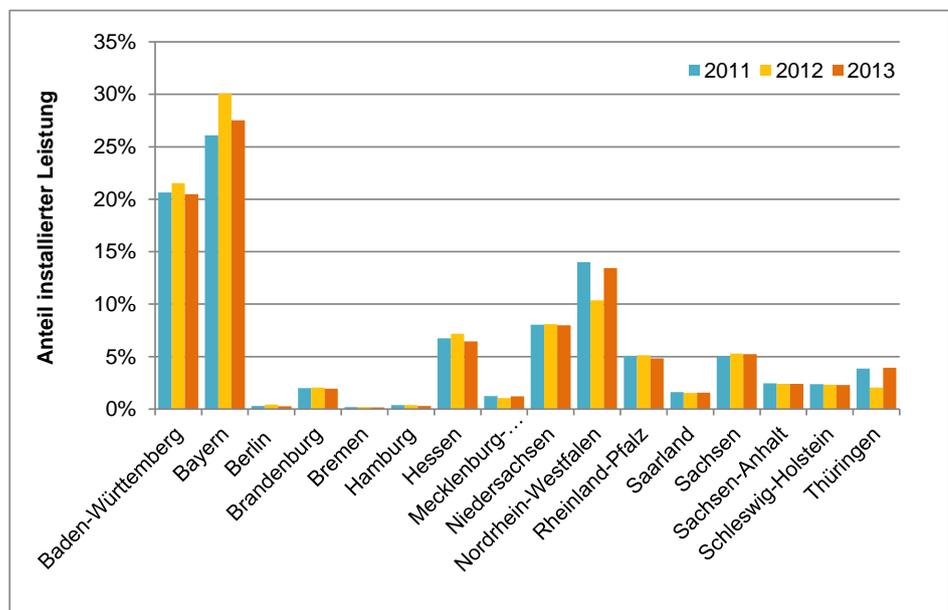


Abbildung 2-7: Verteilung der in 2011, 2012 und 2013 installierten Leistung nach Bundesländern von innerhalb der BAFA-Basisförderung errichteten solarthermischen Anlagen (Grundgesamtheit; Stichtag 14.04.2014)

Für solarthermische Anlagen betrug die Höhe der durch BAFA-Basisförderung im Jahr 2013 getätigten Nettoinvestitionen 263 Mio. €, im Vergleich zum Vorjahr ein leichter Rückgang um 4 %.

Mit einem Förderbetrag von 49 Mio. € im Jahr 2013 ist der Förderanteil (inkl. der Bonusförderung) an den solaren Nettoinvestitionen mit 18,8 % gegenüber dem Vorjahr (16,4 %) leicht gestiegen (Tabelle 2-3).

Tabelle 2-3: Solare Nettoinvestitionen (korrigiert um Kosten für Heizkessel etc.) und Fördermittel inkl. der Bonusförderung (BAFA-Basisförderung; Grundgesamtheit, n=27.863; Stichtag 14.04.2014)

in Tsd. €	2011		2012		2013	
	Investitionen	Fördermittel	Investitionen	Fördermittel	Investitionen	Fördermittel
Raumheizung	445.713	74.924	273.896	44.815	262.469	49.422
Flachkollektor	327.376	59.486	208.701	34.358	196.136	36.703
Röhrenkollektor	117.332	15.261	64.846	10.401	65.930	12.650
Luftkollektor	1.002	177	349	56	363	65
Speicherkollektor	4	1	0	0	0	0
Hybridkollektor	0	0	0	0	39	5
Prozesswärme	530	86	634	106	Siehe	
Flachkollektor	385	62	374	64	Innovations-	
Röhrenkollektor	145	24	260	42	Förderung	
Luftkollektor						
Kälteerzeugung	25	3	29	4	0	0
Flachkollektor	25	3	28	3,6	0	0
Röhrenkollektor			1	0,4	0	0
Flachkollektor	327.786	59.551	209.102	34.426	196.136	36.703
Röhrenkollektor	117.477	15.285	65.107	10.444	65.930	12.650
Luftkollektor	1.002	1.002	349	56	363	65
Speicherkollektor	4	1				
Hybridkollektor					39	5
Solarthermie, gesamt	446.268	75.013	274.559	44.925	262.469	49.422

Anmerkung: Die angegebenen Nettoinvestitionen (Investitionen ohne Mehrwertsteuer) wurden auf Basis der angegebenen Nettoinvestitionen und dem Ergebnis der Rechnungsauswertung korrigiert und beziehen sich somit nur auf den solarthermischen Anlagenteil².

2.1.2 Innovationsförderung

Im Jahr 2013 wurden innerhalb der BAFA-Innovationsförderung 862 Anlagen mit einer Leistung von 20,7 MW_{th} errichtet. Im Vergleich zum Vorjahr (18,9 MW_{th}) ist dies ein Zuwachs von rund 10 %. Tabelle 2-4 und Tabelle 2-5 geben aufgeschlüsselt nach dem Verwendungszweck einen Überblick über die Anzahl der mittels BAFA-

² Alle Komponenten, welche man ohne solarthermische Anlage nicht gebraucht oder installiert hätte, werden dem solarthermischen Anlagenteil zugeordnet.

Innovationsförderung errichteten Anlagen sowie deren thermische Leistung. 94 % der geförderten installierten Leistung wurden in Anlagen zur kombinierten Trinkwarmwasserbereitung und Heizungsunterstützung umgesetzt, 4 % in Anlagen zur Prozesswärmebereitstellung und 2 % in Anlagen zur Trinkwarmwasserbereitung. Die geförderte installierte Leistung von Kombianlagen ist im Vergleich zum Vorjahr um 10 % gestiegen und erreicht 2013 nahezu den Wert von 2011. Für Anlagen zur Prozesswärmebereitstellung verdoppelte sich die geförderte installierte Leistung im Vergleich zum Vorjahr. Seit 2011 sinkt die geförderte installierte Leistung von Anlagen zur Warmwasserbereitstellung stetig, im Jahr 2013 hat sie sich gegenüber 2012 nahezu halbiert.

Tabelle 2-4: Anzahl errichteter Anlagen mit BAFA-Innovationsförderung 2011-2013 (Grundgesamtheit, n=862; Stichtag 14.04. 2014)

Anzahl			
	2011	2012	2013
Raumheizung	935	848	814
Flachkollektor	585	535	549
Röhrenkollektor	350	311	262
Luftkollektor	0	2	3
Warmwasserbereitung	69	43	15
Flachkollektor	62	42	12
Röhrenkollektor	7	1	3
Prozesswärme	19	18	32
Flachkollektor	15	16	27
Röhrenkollektor	4	1	4
Luftkollektor	0	1	1
Kälteerzeugung	0	0	1
Flachkollektor	0	0	1
Flachkollektor, gesamt	662	593	589
Röhrenkollektor, gesamt	361	313	269
Luftkollektor, gesamt	0	3	4
Solarthermie, gesamt	1.023	909	862

Tabelle 2-5: Installierte thermische Leistung innerhalb der BAFA-Innovationsförderung (Grundgesamtheit, n=862; Stichtag 14.04.2014)

Installierte Leistung [kW _{th}]			
	2011	2012	2013
Raumheizung	19.643	17.756	19.520
Flachkollektor	10.820	9.760	11.230
Röhrenkollektor	8.823	7.954	8.220
Luftkollektor		42	70
Warmwasserbereitung	1.337	787	382
Flachkollektor	1.166	771	259
Röhrenkollektor	171	16	122
Prozesswärme	442	390	765
Flachkollektor	357	345	628
Röhrenkollektor	85	28	124
Luftkollektor		17	14
Kälteerzeugung			65
Flachkollektor			65
Flachkollektor, gesamt	12.343	10.876	12.182
Röhrenkollektor, gesamt	9.080	7.998	8.466
Luftkollektor, gesamt		59	84
Solarthermie, gesamt	21.422	18.933	20.732

Abbildung 2-8 veranschaulicht die Verteilung der in 2013 errichteten solarthermischen Anlagen mit BAFA-Innovationsförderung über die Anlagengröße. Knapp zwei Drittel der installierten Leistung wurden in Anlagen mit Kollektorfeldgrößen zwischen 20 und 40 m² umgesetzt, 15 % in Anlagen mit Kollektorfeldgrößen zwischen 90 und 100 m². Während Flachkollektoren Anlagen mit Kollektorfeldgrößen zwischen 20 und 30 m² sowie zwischen 40 und 90 m² dominieren, kommen für Anlagen zwischen 90 und 100 m² überwiegend Vakuumröhrenkollektoren zum Einsatz.

Innerhalb der BAFA-Innovationsförderung sind Trinkwarmwasseranlagen, Kombianlagen sowie Anlagen zur solaren Kälteerzeugung mit Bruttokollektorflächen zwischen 20 und 100 m² förderberechtigt. 2013 wurden 52 solarthermische Anlagen mit Kollektorflächen zwischen 90 und 100 m² errichtet, fast doppelt so viele wie zwischen 60 und 90 m² (Abbildung 2-8). Dies deutet darauf hin, dass die Obergrenze von 100 m² den Bau größerer Anlagen verhindern könnte, obwohl diese womöglich technisch sinnvoll wären. Eine Anhebung der Größenbeschränkung für diesen Fördertatbestand auf 150 m² oder 200 m² erscheint daher sinnvoll.

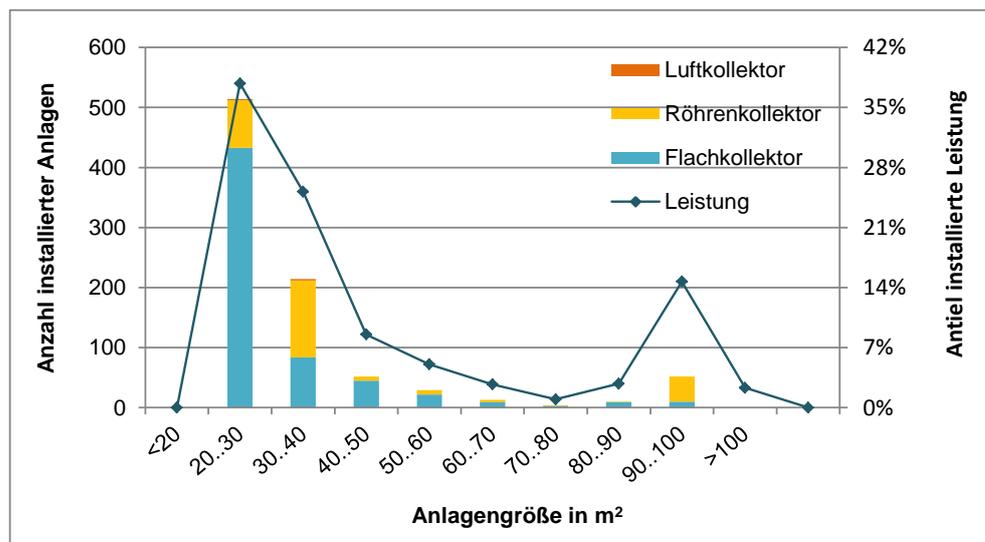


Abbildung 2-8: Verteilung der in 2013 errichteten solarthermischen Anlagen mit BAFA-Innovationsförderung nach Anlagengröße (Grundgesamtheit, n=862; Stichtag 14.04.2014)

In Abbildung 2-9 sind die Größenverteilungen für die in 2011 bis 2013 innerhalb der BAFA-Innovationsförderung errichteten solarthermischen Anlagen aufgetragen. Während sich der Anteil der errichteten Anlagen mit Kollektorfeldgrößen zwischen 30 und 40 m² nahezu halbiert hat, konnten Anlagen mit Kollektorfeldgrößen größer 40 m² im betrachteten Zeitraum erstmals mit einem nennenswerten Anteil umgesetzt werden.

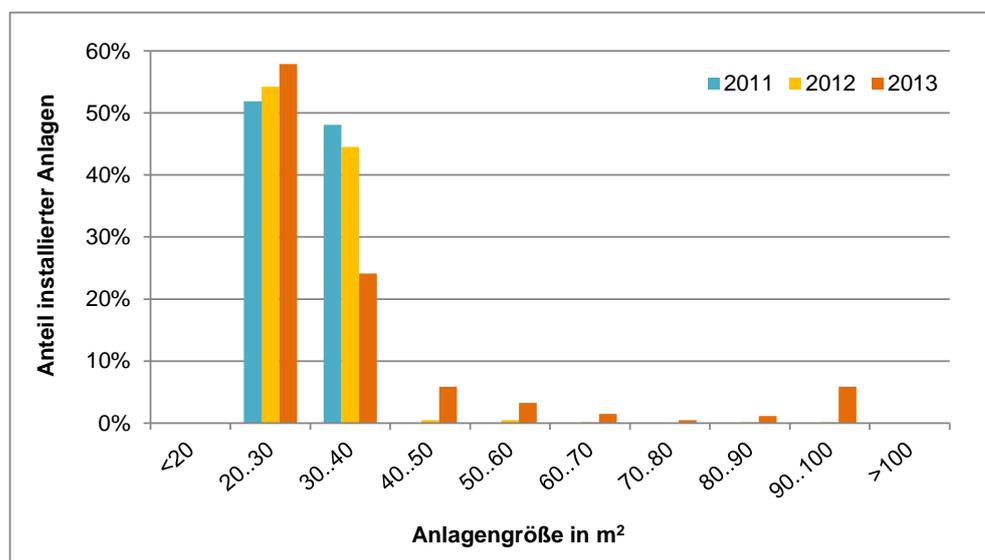


Abbildung 2-9: Verteilung der in 2011, 2012 und 2013 innerhalb der BAFA-Innovationsförderung errichteten solarthermischen Anlagen nach Anlagengröße (Grundgesamtheit, n=862; Stichtag 14.04.2014)

Während innerhalb der BAFA-Basisförderung die errichteten Kollektorfeldgrößen abnehmen, ist 2013 innerhalb der BAFA-Innovationsförderung ein Zuwachs der Kollektorfeldgrößen zu erkennen (Abbildung 2-10). Die durchschnittliche Fläche aller mit BAFA-

Innovationsförderung 2013 errichteten solarthermischen Anlagen liegt bei 34,3 m² – im Vergleich zu 2012 ein Zuwachs von 15 %. Anlagen mit Flachkollektoren haben eine durchschnittliche Größe von 30,0 m² (Vorjahr: 26,3 m²) und solche mit Vakuumröhrenkollektoren von 44,6 m² (Vorjahr: 36,4 m²).

Für solarthermische Anlagen betrug die Höhe der durch BAFA-Innovationsförderung im Jahr 2013 getätigten Nettoinvestitionen 21 Mio. €, im Vergleich zum Vorjahr ein Zuwachs um 7 %. Mit einem Förderbetrag von 5,6 Mio. € im Jahr 2013 ist der Förderanteil an den Investitionen mit 26,8 % gegenüber dem Vorjahr (24,6 %) leicht gestiegen (Tabelle 2-6). Insbesondere ist durch die Förderrichtlinienänderung vom August 2012 der Förderanteil bei Anlagen zur Prozesswärmebereitstellung von 30 % im Jahr 2011 auf 48 % im Jahr 2013 angestiegen. Es sei angemerkt, dass der Anstieg der durchschnittlich installierten Kollektorfläche im Juni und Juli 2013 durch wenige Einzelanlagen mit Kollektorflächen von rund 100 m² verursacht wurden.

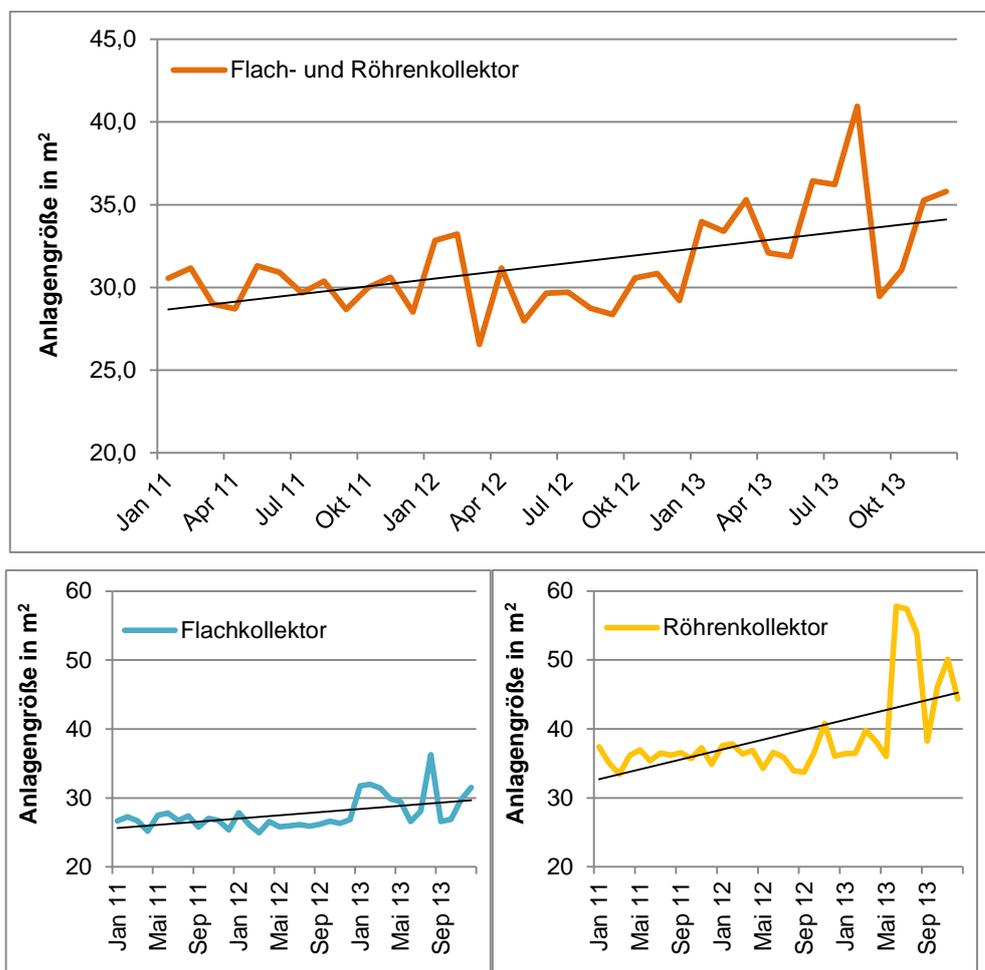


Abbildung 2-10: Entwicklung der mittleren Kollektorfläche innerhalb der BAFA-Innovationsförderung errichteten solarthermischen Anlagen von Januar 2011 bis Dezember 2013 (Grundgesamtheit; Stichtag 14.04.2014)

Tabelle 2-6: Nettoinvestitionen und Fördermittel (BAFA-Innovationsförderung; Grundgesamtheit, n=862; Stichtag 14.04.2014)

in Tsd. €	2011		2012		2013	
	Investitionen	Fördermittel	Investitionen	Fördermittel	Investitionen	Fördermittel
Raumheizung	19.953	5.051	17.882	4.521	19.296	5.070
Flachkollektor	13.402	2.858	12.291	2.545	13.882	2.931
Röhrenkollektor	6.551	2.193	5.557	1.965	5.381	2.121
Luftkollektor	0	0	33	11	32	18
Warmwasserbereitung	1.585	316	1.181	128	497	50
Flachkollektor	1.410	273	1.156	126	306	34
Röhrenkollektor	175	43	24	2	191	16
Prozesswärme	381	114	353	119	903	435
Flachkollektor	318	92	336	107	647	324
Röhrenkollektor	63	22	8	7	217	105
Luftkollektor	0	0	9	5	12	6
Kälteerzeugung	0	0	0	0	61	17
Flachkollektor	0	0	0	0	61	17
Flachkollektor	15.131	3.224	13.784	2.779	14.924	3.306
Röhrenkollektor	6.789	2.258	5.589	1.975	5.789	2.242
Luftkollektor	0	0	42	15	45	24
Solarthermie, gesamt	21.920	5.482	19.415	4.769	20.757	5.572

Anmerkung: Da keine Stichprobe aus der Grundgesamtheit der BAFA-Innovationsförderung ausgewertet wurde, konnten keine solaren Nettoinvestitionskosten ermittelt werden.

2.2 KfW-Teil

Im Jahr 2013 wurden mit Hilfe der KfW-Förderung 70 Anlagen mit einer Leistung von 4.247 kW_{th} errichtet. Gegenüber dem Vorjahr (3.768 kW_{th}) ist dies ein Zuwachs von rund 13 %. Tabelle 2-7 und Tabelle 2-8 geben aufgeschlüsselt nach dem Verwendungszweck einen Überblick über die Anzahl der mittels KfW-Förderung errichteten Anlagen sowie deren installierte thermische Leistung. Drei Viertel der geförderten installierten Leistung wurden in Anlagen zur Raumheizunterstützung, bzw. Trinkwarmwasserbereitung umgesetzt, ein Fünftel in Anlagen zur Prozesswärmebereitstellung und 4 % in Anlagen zur Kälteerzeugung. Während die geförderte installierte Leistung zur Raumheizunterstützung bzw. Trinkwarmwasserbereitung im Vergleich zum Vorjahr nur leicht gestiegen ist (6 %), konnte sie zur Prozesswärmebereitstellung (40 %) und Kälteerzeugung (55 %) deutlich gesteigert werden, allerdings auf deutlich niedrigerem Niveau.

Für Anlagen zur Raumheizunterstützung bzw. Trinkwarmwasserbereitung beträgt die durchschnittliche installierte Leistung 51 kW_{th}. Zur Prozesswärmebereitstellung wurden fünf Anlagen mit durchschnittlich 166 kW_{th} installiert. Zur Kälteerzeugung wurde eine Anlage mit 175 kW_{th} errichtet.

Zwei Drittel der geförderten installierten Leistung wurden in Bayern (28 %), Baden-Württemberg (19 %), Nordrhein-Westfalen (12 %) und Niedersachsen (8 %) errichtet. In den restlichen Bundesländern sind jeweils weniger als 7 % der geförderten thermischen Leistung installiert.

Tabelle 2-7: Anzahl errichteter Anlagen mit MAP-Förderung über KfW 2011-2013 (KfW-interne Statistik)

Anzahl errichtete Anlagen			
	2011	2012	2013
Raumheizung / Trinkwasser	80	64	64
Flachkollektor	69	49	46
Röhrenkollektor	11	13	18
Luft- oder Speicherkollektor	0	2	0
Prozesswärme	2	4	5
Kälteerzeugung	1	1	1
Solarthermie, gesamt	83	69	70

Tabelle 2-8: Installierte thermische Leistung MAP-geförderter Anlagen im KfW-Teil (KfW-interne Statistik)

Installierte Leistung [kW _{th}]			
	2011	2012	2013
Raumheizung / Trinkwasser	5.222	3.062	3.241
Flachkollektor	4.541	2.176	2.404
Röhrenkollektor	681	788	837
Luft- oder Speicherkollektor	0	98	0
Prozesswärme	187	592	830
Kälteerzeugung	40	113	175
Solarthermie, gesamt	5.449	3.768	4.247

Tabelle 2-9 stellt die Investitionssummen, Kreditvolumina und KfW-Förderbeträge (Tilgungszuschüsse und Zinsvorteile) der 2013 mittels KfW-Förderung geförderten solarthermischen Anlagen dar. Bei Nettoinvestitionen von 5,8 Mio. € betrug die Kreditsumme 4,9 Mio. €. Mit einem Förderbetrag (inkl. Zinsvorteil) von 2 Mio. € ist der Förderanteil an den Investitionen mit 34 % gegenüber dem Vorjahr (35 %) leicht gesunken.

Tabelle 2-9: Übersicht über Investitionen, Kreditvolumina und Förderung im KfW Teil der im Jahr 2013 gefördert errichteten Anlagen (KfW-interne Statistik)

in Tsd. €	Summe Investition	Kreditvolumen	Zuschuss	Zinsvorteil	Förderung gesamt
Raumheizung / WW	4.433	3.732	1.282	239	1.521
Prozesswärme	751	593	197	38	235
Kälteerzeugung	566	566	170	36	206
Summe	5.750	4.891	1.649	313	1.962

3. Marktentwicklung

3.1 Entwicklung der Märkte

In Deutschland wurden Ende 2013 nach Angaben des BSW³ rund 1,9 Mio. solarthermische Anlagen betrieben, womit sich der Bestand innerhalb von sieben Jahren verdoppelt hat (2006: 0,94 Mio.). Für das Jahr 2013 weist der Solarthermiemarkt einen Rückgang um ca. 11 % (neu installierte Leistung: 735 MW_{th}) im Vergleich zu 2012 (805 MW_{th}) auf und liegt deutlich unterhalb des Rekordwertes von 2008 (1.470 MW_{th}) (Abbildung 3-1). Die Solarthermie konnte in 2013 von dem leicht wachsenden Heizungsmarkt nicht profitieren: Mit 686.500 neu installierten Heizungsanlagen in 2013 ist der Absatz gegenüber dem Vorjahr (650.500) um knapp 6 % gestiegen (Quelle: BDH⁴). Mit 136.000 neu errichteter solarthermischer Anlagen in 2013 (Vorjahr 145.000) (Quelle: BSW) ist der Anteil der Solarthermie an den insgesamt neu installierten Heizungsanlagen leicht von 22,3 % in 2012 auf 19,8 % in 2013 gesunken.

Der Markt solarthermischer Anlagen hat sich bis 2008 positiv entwickelt, stagniert allerdings seit 2009, auch bedingt durch die intensive Förderung der Photovoltaik. Weitere Gründe sind u.a. zu geringe Kostensenkungen, hohe Handwerker-Margen und anderweitige Auslastung der Installateure. Neue Marktsegmente wie Mehrfamilienhäuser und solare Prozesswärme werden nur langsam erschlossen. Für ein nachhaltiges Wachstum in allen Marktsegmenten fehlt es offenbar an ausreichend attraktiven Anreizen für Investoren sowohl von der Hersteller-, Vertriebs-, wie auch Förderseite. Innerhalb Europas ist der deutsche Solarthermiemarkt mit einem Anteil von rund 40 % der Ende 2013 kumuliert installierten Leistung (30,2 GW_{th}) dominierend. Für das Jahr 2013 weist der europäische Solarthermiemarkt einen Rückgang um ca. 12 % (neu installierte Leistung: 2,1 GW_{th}) im Vergleich zu 2012 (2,4 GW_{th}) auf und ist damit

³ Bundesverband Solarwirtschaft e.V.

⁴ Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V.

das fünfte Mal in Folge rückläufig. Nur vier europäische Länder⁵ konnten ein Marktwachstum verzeichnen. Der Anteil Deutschlands an der in 2013 neu installierten europäischen Leistung liegt bei 33 % (Quelle: ESTIF⁶).

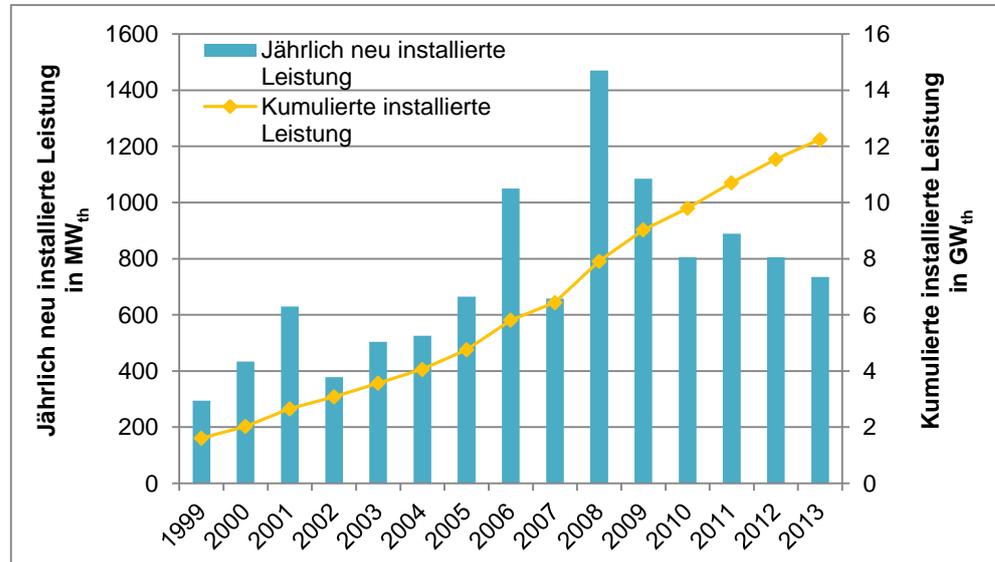


Abbildung 3-1: Deutsche Marktentwicklung im Bereich Solarthermie 1999-2013 (basierend auf Daten des BSW, Stand März 2014)

Von der 2013 deutschlandweit neu installierten Leistung (735 MW_{th}) wurden vom BAFA 249 MW_{th} und von der KfW 4 MW_{th} im Rahmen des MAP gefördert. Eine Kombination von MAP-Förderung durch das BAFA mit einer KfW-Förderung für dieselbe Maßnahme ist möglich, sofern eine umfassende Sanierung zum KfW-Effizienzhaus geplant ist. Neben diesen bundesweiten Fördermöglichkeiten existieren weitere regionale Förderprogramme. So fördern alle Bundesländer die energetische Gebäudesanierung mit eigenen Programmen, wobei die Förderung hauptsächlich durch die Investitionsbanken der Länder ausgereicht wird. Weiterhin wird die energetische Gebäudesanierung in vielen Kommunen zusätzlich unterstützt. Die Fördermöglichkeiten der Länder und Kommunen sind oftmals auf bestimmte Anwendungen und Förderberechtigte beschränkt oder müssen zusammen mit weiteren Modernisierungsmaßnahmen umgesetzt werden. Die Kumulierbarkeit der Förderprogramme wird in den Länder- und Kommunalprogrammen unterschiedlich gehandhabt.

⁵ Kroatien (+ 13,1 %), Irland (+ 2,3 %), Niederlande (+ 13 %) und Spanien (+ 1,3 %)

⁶ European Solar Thermal Industry Federation

3.2 Marktstruktur

Der BSW hat den solarthermischen Zubau im Jahr 2013 analysiert, wobei die marktdominierenden Anwendungsarten (Raumheizung / Trinkwarmwasser) sowie der Gebäudetyp (Neubau / Bestand) berücksichtigt wurden (Abbildung 3-2). Demnach wurde die in 2013 neu installierte Leistung zu rund 39 % in Neubauten und zu rund 61 % im Gebäudebestand umgesetzt. Im Neubausektor wurden 32 % der neu installierten Leistung in Kombianlagen sowie 68 % in Anlagen zur Trinkwarmwasserbereitung umgesetzt. Im Gebäudebestand liegt der Anteil der Kombianlagen bei 55 % und der von Trinkwarmwassersystemen bei 45 %.

Hinsichtlich der eingesetzten Kollektortechnik dominiert der Flachkollektor den deutschen Markt. Sein Anteil an der neu installierten Leistung betrug in den letzten Jahren rund 90 %, derjenige von Vakuumröhrenkollektoren rund 10 %. Luft- und Speicherkollektoren sind mit unter 1 % weiterhin ein Nischenprodukt. Zum Vergleich: im MAP ist der Anteil von Vakuumröhrenkollektoren in den letzten Jahren stetig gewachsen, in 2013 lag dieser bei rund einem Viertel der neu installierten Leistung. Grund für den größeren Anteil von Vakuumröhrenkollektoren innerhalb der MAP-geförderten Anlagen ist wohl, dass kleine, im MAP nicht förderfähige Trinkwarmwasseranlagen eher mit Flachkollektoren umgesetzt werden. Großanlagen werden oftmals mit Vakuumröhren umgesetzt, so betrug ihr Anteil innerhalb der BAFA-Innovations- sowie der KfW-Förderung 41 % der installierten Leistung.

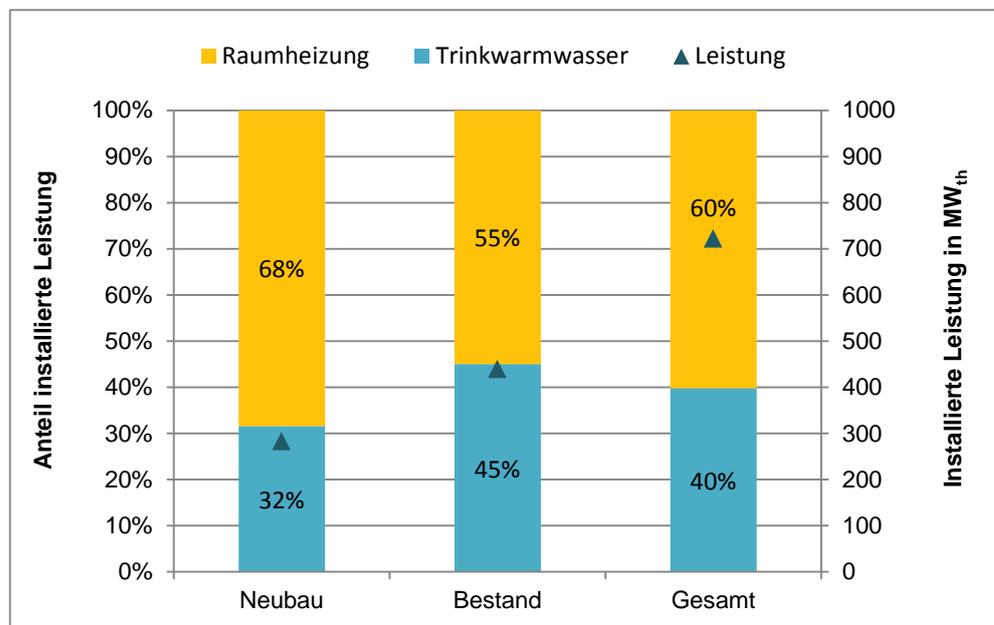


Abbildung 3-2: Verteilung der in 2013 neu installierten solarthermischen Leistung in Deutschland (basierend auf einer Analyse des BSW)

In den letzten Jahren konnten sich bei der produzierten Flachkollektorfläche insbesondere Heizungsfirmen mit überdurchschnittlichen Wachstumsraten am Markt behaupten. In Folge der Absatzkrise der

Solarthermiebranche haben einige Firmen, insbesondere Solarspezialisten, ihre Kollektorfertigung eingestellt, neue Fertigungslinien sind die Ausnahme. Für die Beurteilung der in- und ausländischen Wertschöpfung wurde die repräsentative Stichprobe der BAFA-Rechnungen (Basisförderung) herangezogen. Knapp 90 % und damit der weit überwiegende Anteil des solaren Nettoinvestitionsvolumens stammte 2013 von deutschen Herstellern, bzw. Anbietern (Tabelle 3-1).

Tabelle 3-1: Aufteilung des geförderten solaren Nettoinvestitionsvolumens nach Hersteller- bzw. Anbieterländern der solarthermischen Produkte (repräsentative Stichprobe aus der BAFA-Basisförderung 2013, n=279)

Hersteller- / Anbieterland	Anzahl Hersteller / Anbieter	Nettoinvestitionsvolumen in Tsd. €	Anteil in %
Deutschland	64	2.291	89,5
Österreich	8	158	6,2
China	8	80	3,1
Polen	2	16	0,6
Australien	1	16	0,6
Italien	1	5	0,2
Zypern	1	3	0,1
Summe	85	2.561	100

Solarthermische Anlagen werden in Deutschland wie alle anderen Heizungstechnologien i.d.R. über einen zwei- oder dreistufigen Vertrieb vertrieben. Obwohl durch einen Direktvertrieb prinzipiell Endkundenpreise gesenkt werden könnten, so erscheint ein Direktvertrieb nicht zuletzt aufgrund der engen Bindung zwischen lokalem Handwerk und Kunden auch in Zukunft für die großen Massenhersteller eher unrealistisch. Neue Marktakteure wählen hingegen meist den Direktvertrieb.

4. Technologischer Standard und Innovation

Solarthermische Standard-Anlagen zur Erwärmung des Trinkwassers sowie Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung und Raumheizungsunterstützung sind eine ausgereifte Technik und seit vielen Jahren am Markt verfügbar. Aufgrund des hohen technischen Stands konzentrieren sich technologische Entwicklungen zurzeit meist auf Detailspekte. Im Vordergrund stehen dabei Kostenreduzierung und Effizienzsteigerung sowohl auf Komponenten- als auch auf systemtechnischer Ebene. Für spezifische Anwendungsbereiche werden Komponenten (weiter-)entwickelt, beispielweise Mittel- und Hochtemperaturkollektoren für die solare Prozesswärme oder drucklose Speicher für den Einsatz in Drainback-Systemen. Für detaillierte Informationen zu den technologischen Trends und Innovationen sei auf den letzten Evaluierungsbericht (Stand Februar 2014) verwiesen.

5. Anlagenwirtschaftlichkeit

5.1 Investitionskostenentwicklung

Zur Ermittlung solider Kostendaten wurde eine repräsentative Stichprobe (n=353) aus den beim BAFA eingereichten Rechnungsunterlagen der Basisförderung ausgewertet. Da 93 % der innerhalb der BAFA-Basisförderung errichteten Anlagen Kollektorflächen kleiner als 16 m² aufweisen, wurde diese repräsentative Stichprobe um 166 Rechnungen⁷ größerer Anlagen erweitert. Mittels der erweiterten Stichprobe kann insbesondere der Einfluss der Anlagengröße (Bruttokollektorfläche) auf die spezifischen System-Nettoinvestitionskosten angegeben werden.

Die spezifischen System-Nettoinvestitionskosten beinhalten sowohl die Komponenten- als auch die Montagekosten (jeweils ohne Umsatzsteuer). Zur Ermittlung der spezifischen System-Nettoinvestitionskosten wurden nur Rechnungen von „vollwertigen Anlagen“ berücksichtigt: Anlagenerweiterungen, Anlagen mit Selbstmontage und Anlagen ohne erforderliche Speicherinstallation wurden nicht berücksichtigt. Die im Folgenden angegebenen Werte der spezifischen System-Nettoinvestitionskosten sind daher nicht mit Werten aus früheren Evaluationsberichten vergleichbar, denen inhomogene Datensätze zugrunde lagen.

In Abbildung 5-1 sind die spezifischen System-Nettoinvestitionskosten von Flach- und Vakuumröhrenkollektoren in Abhängigkeit der Kollektorfläche aufgetragen. Bei beiden Kollektortypen ist ein deutlicher Trend abnehmender Kosten mit steigender Kollektorfläche zu erkennen. Weiterhin ist eine große Bandbreite der spezifischen System-Nettoinvestitionskosten zu beobachten. Ein Grund hierfür ist sicherlich die Verwendung verschiedener Komponenten (beispielsweise Kollektoren mit und ohne kostenintensive Antireflexionsbeschichtung), unterschiedlicher Anlagenhydrauliken, etc.. Allerdings ergibt sich teilweise auch bei identischen Solarpaketen großer Heizungsfirmen eine erhebliche Streuung: So variieren beispielsweise die spezifischen System-Nettoinvestitionskosten für 16 identische solarthermische Anlagen einer großen Heizungsfirma zwischen 470 und 1340 €/m². Für die betrachtete Anlagenkonfiguration ergeben sich durchschnittliche Kosten von 857 €/m², wobei die Standardabweichung bei 201 €/m² liegt. Neben den unterschiedlichen Einbausituationen der einzelnen Anlagen variieren wohl auch die Margen der Installateure.

Tabelle 5-1 und Tabelle 5-2 geben die spezifischen System-Nettoinvestitionskosten von Flach- und Vakuumröhrenkollektoren jeweils für Anlagengrößen kleiner sowie größer 20 m² an. Für Anlagen größer

⁷ Jeweils 70 Anlagen zwischen 20 und 30 m², bzw. 30 und 40 m² sowie 26 Anlagen größer 40 m².

20 m² ergeben sich bei Flachkollektoren 20 % und bei Vakuumröhrenkollektoren 34 % geringere Kosten im Vergleich zu Anlagen kleiner 20 m². Als Maßzahl für die Streuung der Kosten um den Mittelwert ist zudem die Standardabweichung in den Tabellen angegeben.

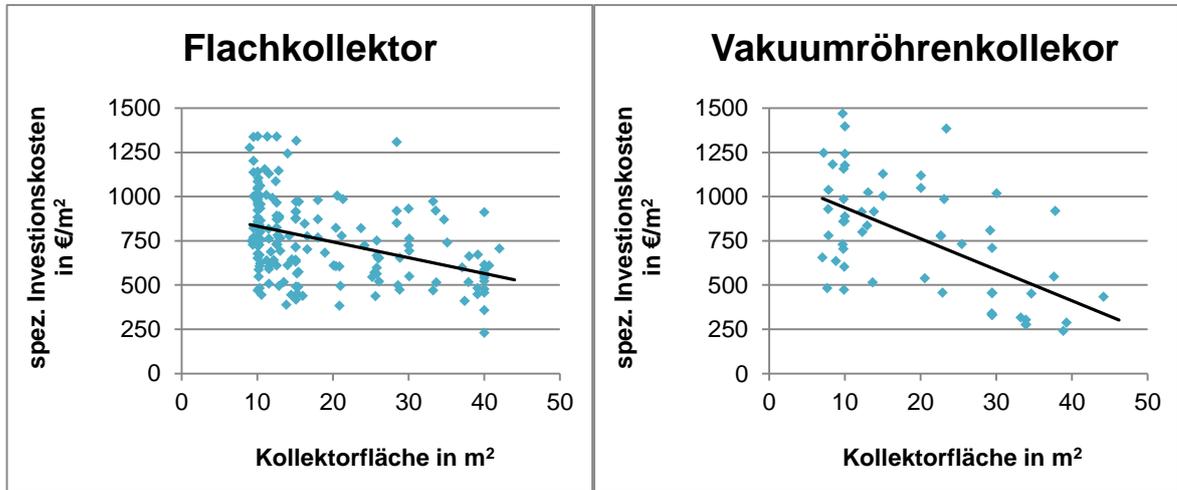


Abbildung 5-1: Spezifische System-Nettoinvestitionskosten von Flach- (links), bzw. Vakuumröhrenkollektoren (rechts) in Abhängigkeit von der Kollektorfläche (erweiterte Stichprobe aus der BAFA-Basisförderung 2013, n=239)

Tabelle 5-1: Spezifische System-Nettoinvestitionskosten von Flachkollektoren (inkl. Montage und exkl. USt.) (erweiterte Stichprobe aus der BAFA-Basisförderung 2013, n=183)

Spezifische Nettoinvestitionskosten [€/m ²]		
	Anlagen < 20 m ²	Anlagen > 20 m ²
Mittelwert	813	647
Standardabweichung	217	192
Median	777	608

Tabelle 5-2: Spezifische System-Nettoinvestitionskosten von Vakuumröhrenkollektoren (inkl. Montage und exkl. USt.) (erweiterte Stichprobe aus der BAFA-Basisförderung 2013, n=56)

Spezifische Nettoinvestitionskosten [€/m ²]		
	Anlagen < 20 m ²	Anlagen > 20 m ²
Mittelwert	917	604
Standardabweichung	251	315
Median	916	456

In Abbildung 5-2 sind die spezifischen System-Nettoinvestitionskosten solarthermischer Anlagen aufgeteilt nach Eigen- und Fördermittelanteil (inkl. Bonusförderung) für Anlagengrößen kleiner 20 m² sowie größer 20 m² dargestellt. Der Förderanteil von Großanlagen (17 %) ist um 2,6 Prozentpunkte geringer als bei den kleineren Anlagen (19 %).

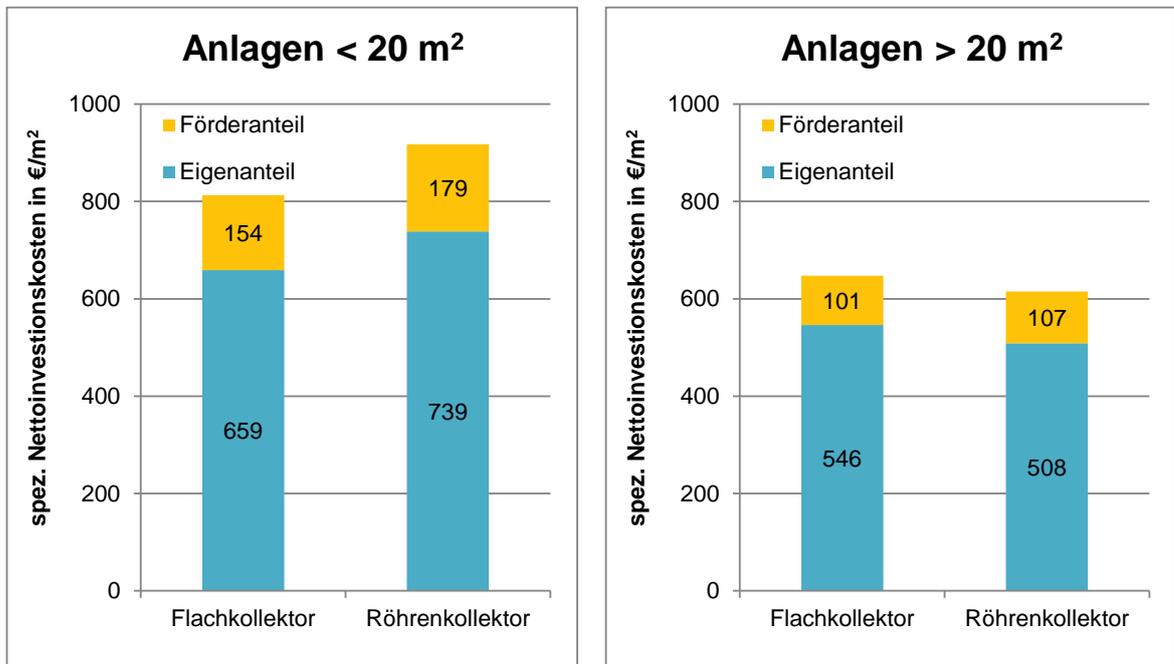


Abbildung 5-2: Spezifische System-Nettoinvestitionskosten (inkl. Montage, exkl. USt.) solarthermischer Anlagen aufgeteilt nach dem Eigen- und Förderanteil (inkl. Bonusförderung) für Anlagengrößen kleiner 20 m² (links) und größer 20 m² (rechts) (erweiterte Stichprobe aus der BAFA-Basisförderung 2013, n=239)

Zur Ermittlung der zeitlichen Kostenentwicklung können aus Konsistenzgründen nur Rechnungen einer repräsentativen BAFA-Stichprobe verwendet werden. Es werden nur Rechnungen von „vollwertigen Anlagen“ (siehe oben) berücksichtigt, weshalb ein Vergleich der spezifischen System-Nettoinvestitionskosten nur mit den Vorjahreswerten möglich ist.

Im Jahr 2013 sind die spezifischen System-Nettoinvestitionskosten im Vergleich zu 2012 von Flachkollektoren nahezu konstant geblieben und von Vakuumröhrenkollektoren um 20 % gesunken (Tabelle 5-3).

Tabelle 5-3: Spezifische System-Nettoinvestitionskosten (inkl. Montage und exkl. USt.) (repräsentative Stichprobe aus der BAFA-Basisförderung 2013, n=167)

Spezifische Nettoinvestitionskosten [€/m ²]			
Kollektortyp	2011	2012	2013
Flachkollektor		812	805
Röhrenkollektor		1077	871

Zur Kostenermittlung der spezifischen Anlagenkomponenten wurde die solarthermische Anlage in vier Hauptkomponenten bzw. Subsysteme aufgeteilt: Der **Speicher** umfasst Puffer- und/oder Kombispeicher einschließlich der Wärmedämmung, interne sowie ggf. externe Wärmeübertrager. Der **Kollektor** beinhaltet die Kollektoren mit zugehörigem Montageset. Dem **Solarkreis** werden die Kosten für Sicherheitsarmaturen, Frostschutzmittel, Pumpe, Solarstation sowie Regler zugeordnet. In der Rubrik **sonstige solare Hardware** sind die Kosten aller weiteren Positionen, welche dem Solarkreis angehören und nicht den Rubriken Speicher, Kollektor oder Solarkreis zugeordnet werden konnten (z.B. Verrohrung), enthalten. Teilweise war eine Zuordnung der Kostenpositionen nicht eindeutig möglich, wodurch die Auswertung kleine Ungenauigkeiten enthalten kann.

In Abbildung 5-3 ist die Aufteilung der solaren Hardwarekosten sowie die Aufteilung der System-Nettoinvestitionskosten in Hardware- und Montagekosten dargestellt. Wie im Vorjahr dominiert der Kollektor mit einem Anteil von 44 % die solaren Hardwarekosten. Die System-Nettoinvestitionskosten werden durch die Hardwarekosten mit einem Anteil von 86 % dominiert. Oftmals werden allerdings die Montagekosten in den Rechnungen nicht gesondert ausgewiesen, sondern sind in den Hardwarekosten „integriert“. Dementsprechend variiert der in den Rechnungen ausgewiesene Montageanteil zwischen 3 % und 41 %.

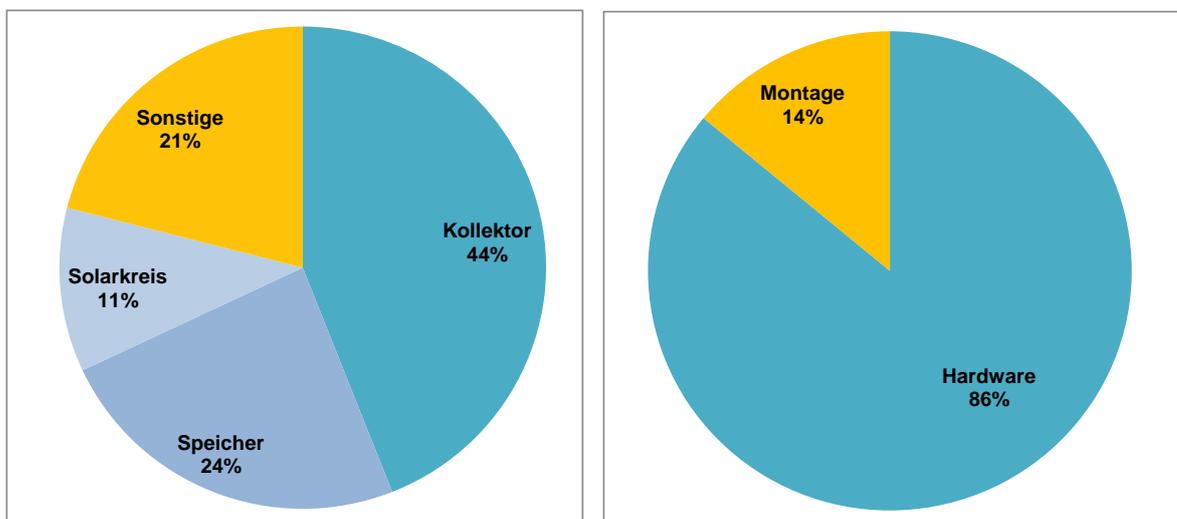


Abbildung 5-3: Aufteilung der solaren Hardwarekosten (links) und Aufteilung der Systemnettoinvestitionskosten in Hardware- und Montagekosten (erweiterte Stichprobe aus der BAFA-Basisförderung 2013, n=79)

5.2 Wärmegestehungskosten

Zur Ermittlung der spezifischen Wärmegestehungskosten (Kosten zur Bereitstellung einer Kilowattstunde Wärme) wurden Wirtschaftlichkeitsrechnungen gemäß VDI 2067 durchgeführt. Hierbei wurden für ein saniertes Ein- und Mehrfamilienhaus jeweils zwei Kombianlagen zur Unterstützung einer Gas-Brennwertheizung untersucht:

- saniertes Einfamilienhaus (Jahreswärmebedarf 29,2 MWh)
 - Kombianlage mit Flachkollektoren
Fläche = 14 m², jährlicher Solarertrag = 3.500 kWh
 - Kombianlage mit Vakuumröhrenkollektoren
Fläche = 12 m², jährlicher Solarertrag = 3.750 kWh
- saniertes Mehrfamilienhaus (Jahreswärmebedarf 582,2 MWh)
 - Kombianlage mit Flachkollektoren
Fläche = 70 m², jährlicher Solarertrag = 21.000 kWh
 - Kombianlage mit Vakuumröhrenkollektoren
Fläche = 55 m², jährlicher Solarertrag = 20.625 kWh

Alle weiteren Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung inklusive Rechnungsblätter sind im Anhang aufgeführt. Als fossiles Referenzsystem wurde ein Gas-Brennwertkessel herangezogen, dessen Investitionskosten aus aktuellen Preiskatalogen entnommen wurden. Die angesetzten Investitionskosten für die solarthermischen Systeme resultieren aus der Rechnungsauswertung der BAFA-Förderung. Aus dieser wurde eine Funktion abgeleitet, welche die spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit der Anlagengröße darstellt.

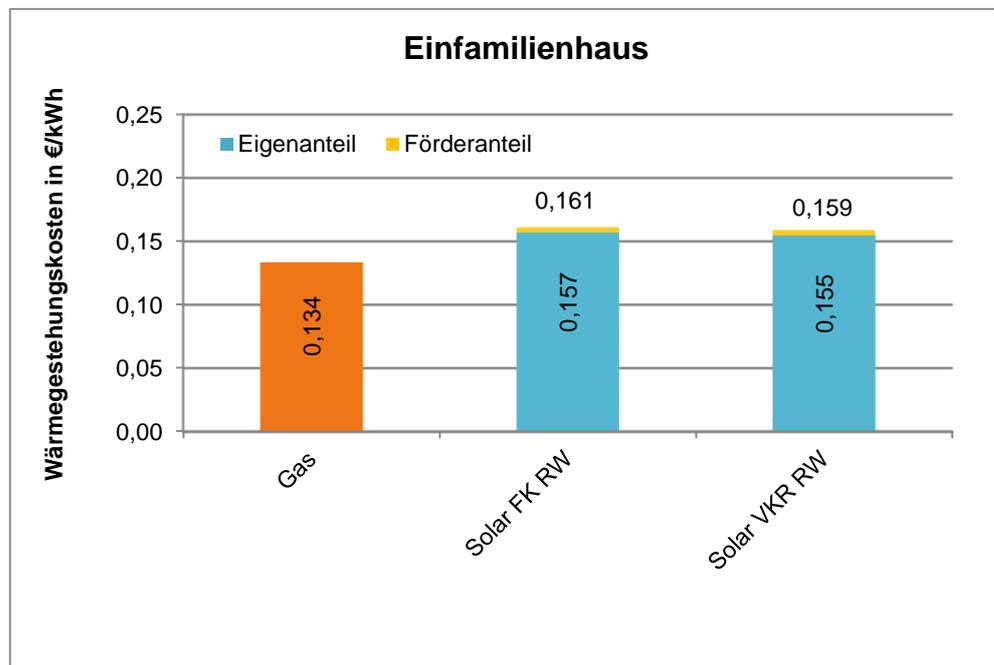


Abbildung 5-4: Wärmegestehungskosten für Systeme zur Trinkwassererwärmung und Raumheizungsunterstützung in einem sanierten Einfamilienhaus mit einem Gas-Brennwertkessel sowie zusätzlich mit einer Flach- und Vakuumröhrenanlage

Für ein saniertes Einfamilienhaus ergeben sich für die solarunterstützten Heizsysteme (Flach- und Vakuumröhrenkollektoren) Wärmegestehungskosten von rund 0,16 €/kWh und liegen somit rund 20 % über denen des Referenzsystems (Abbildung 5-4).

Für ein saniertes Mehrfamilienhaus ergeben sich für die solarunterstützten Heizsysteme (Flach- und Vakuumröhrenkollektoren) Wärmegestehungskosten von rund 0,10 €/kWh und liegen somit rund 8 % über denen des Referenzsystems (Abbildung 5-5). Durchschnittlich werden die betrachteten solarthermischen Anlagen mit 0,004 €/kWh gefördert. Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen ergeben insgesamt, dass solarthermische Anlagen in Deutschland oftmals noch nicht mit fossilen Energieträgern konkurrieren können.

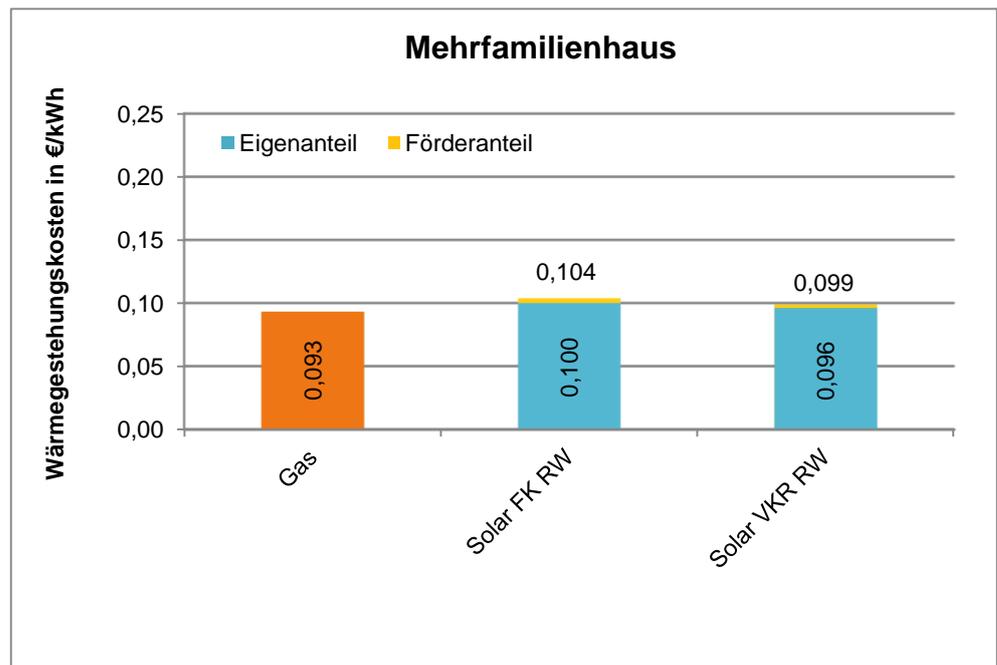


Abbildung 5-5: Wärmegestehungskosten für Systeme zur Trinkwassererwärmung und Raumheizungsunterstützung in einem sanierten Mehrfamilienhaus mit einem Gas-Brennwertkessel sowie zusätzlich mit einer Flach- und Vakuumröhrenanlage

Appendix 4: Fachgutachten zum Fördersegment Wärmepumpe

Autoren

Evelyn Sperber, Michael Nast

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt

1. Einführung

Wärmepumpen können im Rahmen des Marktanzreizprogramms (MAP) sowohl über das BAFA als auch über die KfW gefördert werden. Im Wesentlichen entscheidet die installierte Nennwärmeleistung der Wärmepumpe darüber, welcher Fördertopf in Anspruch genommen wird. Das **BAFA** fördert die Installation von effizienten Wärmepumpen mit einer installierten Nennwärmeleistung kleiner 100 kW im Gebäudebestand. Für die Gewährung der Förderung müssen gewisse Anforderungen an die Wärmepumpe erfüllt sein. Wesentlich ist dabei der Nachweis einer Mindest-Jahresarbeitszahl, welche sich nach Bauart der Wärmepumpe und nach dem zu beheizenden Gebäudetyp unterscheiden. Bei Erfüllung der unterschiedlichen Fördervoraussetzungen werden Investitionszuschüsse und ggf. zusätzliche Boni gewährt. Großwärmepumpen größer 100 kW können im Rahmen des **KfW**-Programms „Premium“ sowohl im Alt- als auch im Neubau gefördert werden. Auch die KfW knüpft verschiedene Voraussetzung an die Förderung, wobei auch hier eine Mindest-Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe von zentraler Bedeutung ist. Die Förderung besteht zum einen aus einem Darlehen zu besonders günstigen Konditionen und zum anderen aus einem Tilgungszuschuss.

Aufgrund der unterschiedlichen Voraussetzungen und Anforderungen im BAFA- und im KfW-Teil der MAP-Förderungen werden diese beiden Bereiche getrennt evaluiert.

2. Förderstatistik

2.1 BAFA-Teil

Im Jahr 2013 wurden insgesamt 4.683 Wärmepumpen errichtet, die im Rahmen des MAP über das BAFA gefördert wurden¹. Im

¹ In dieser Statistik sind alle Wärmepumpen enthalten, die spätestens am 31. März 2014 einen Förderbescheid des BAFA erhalten haben. Wärmepumpen, die erst danach eine Förderung erhalten haben, bleiben unberücksichtigt. Beim Vergleich der Förderzahlen von 2012 und 2013 ist auch zu berücksichtigen, dass im Jahr 2012 der Stichtag 31. Mai 2013 zugrunde lag. Die Zuwächse im Jahr 2013 gegenüber 2012 sind demnach entsprechend höher einzustufen.

Vergleich zum Vorjahr entspricht dies einem Zuwachs von 5,2 %. Wie aus Abbildung 2-1 ersichtlich ist, ist dieser Zuwachs im Wesentlichen den Luft/Wasser-Wärmepumpen zuzuschreiben. Diese konnten gegenüber dem Jahr 2012 um mehr als 10 % zulegen. Die Verschiebung zu den im Vergleich zu den erdgekoppelten Wärmepumpen ineffizienteren Luft/Wasser-Wärmepumpen, die seit einigen Jahren nicht nur beim gesamten bundesweiten Absatz an Heizungs-wärmepumpen, sondern auch bei den MAP-geförderten Wärmepumpen zu beobachten ist, nimmt demnach weiter zu. Die Förderzahlen bei den Sole/Wasser-Wärmepumpen sind indes weiter rückläufig (- 3,5 % gegenüber dem Vorjahr). Im Jahr 2013 war nur noch etwa jede dritte geförderte Wärmepumpe eine Sole/Wasser-Wärmepumpe. Bei den Wasser/Wasser-Wärmepumpen ist ein Zuwachs von 17 % zu verzeichnen. Dennoch beläuft sich der Anteil dieses Wärmepumpentyps an allen im Jahr 2013 errichteten und geförderten Wärmepumpen auf lediglich 8 %. Bei den sonstigen Wärmepumpentypen (Direktverdampfer, Gaswärmepumpen) konnte zwar ein Anstieg um ca. 4 % verzeichnet werden. Der Einfluss dieser sonstigen Wärmepumpentypen auf das MAP-Antragsvolumen ist aber nach wie vor gering.

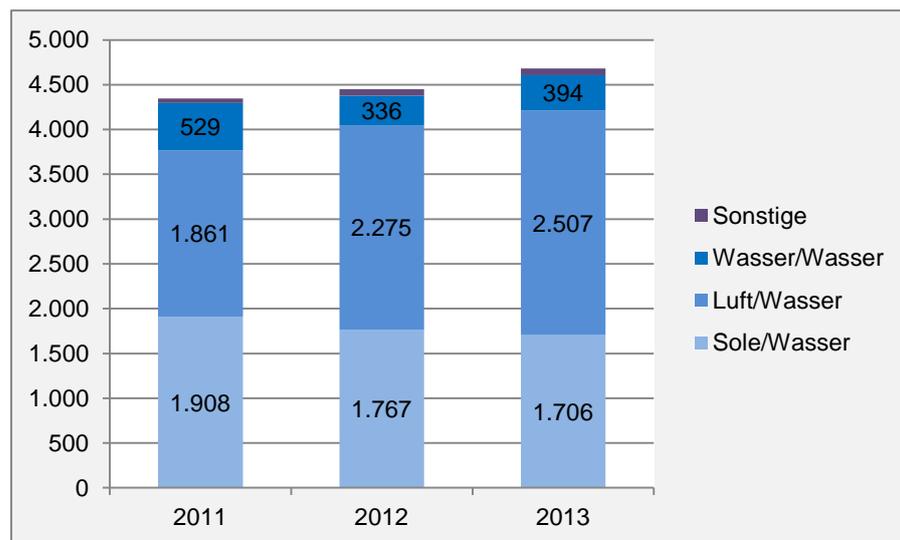


Abbildung 2-1: In den Jahren 2011 bis 2013 errichtete Wärmepumpen mit BAFA-Förderung

Hinsichtlich der installierten Heizleistungen der geförderten Wärmepumpen ist ein Zuwachs von knapp 2 % gegenüber dem Vorjahr zu verzeichnen (Tabelle 2-1). Im Unterschied zu den Förderzahlen kann die installierte Leistung der Luft/Wasser-Wärmepumpen nur um 1,4 % zulegen. Dies begründet sich dadurch, dass sich die durchschnittliche Nennwärmeleistung der Luft/Wasser-Wärmepumpen (bei A2/W35) von 11,5 kW im Jahr 2012 auf 10,6 kW im Jahr 2013 reduzierte. Die mittlere Nennwärmeleistung der Sole/Wasser-Wärmepumpen liegt wie schon im Vorjahr bei 13,6 kW (bei B0/W35). Die im Jahr 2013 geförderten Wasser/Wasser-Wärmepumpen hatten im Mittel eine Leistung von 18,4 kW (bei W10/W35).

Tabelle 2-1: Übersicht über installierte Leistungen von geförderten Wärmepumpen 2013 im Vergleich zu den Vorjahren (BAFA)

	Einheit	2011	2012	2013
Installierte Heizleistung				
Sole/Wasser	[kW _{th}]	26.704	24.036	23.282
Luft/Wasser	[kW _{th}]	22.186	26.232	26.609
Wasser/Wasser	[kW _{th}]	9.214	5.850	7.251
Sonstige	[kW _{th}]	698	1.038	1.020
Wärmepumpen, gesamt	[kW_{th}]	58.803	57.156	58.162

Die Fördermittel für die 2013 in Betrieb genommenen Wärmepumpen belaufen sich auf ca. 13,5 Mio. €. Dies entspricht einer Steigerung von 18 % gegenüber dem Vorjahr (Tabelle 2-2). Die ausgezahlten Fördermittel entfielen zur Hälfte auf Sole/Wasser-Wärmepumpen und zu 35 % auf Luft/Wasser-Wärmepumpen. Beim Fördervolumen ist zu berücksichtigen, dass bei den im Jahr 2013 in Betrieb genommenen Wärmepumpen die seit Mitte 2012 deutlich erhöhten Fördersätze für Wärmepumpen sowie die Aufnahme neuer Boni zugrunde liegen.

Tabelle 2-2: Übersicht über Fördervolumen sowie Investitionen 2013 im Vergleich zu den Vorjahren (BAFA)

	Einheit	2011	2012	2013
Fördervolumen				
Sole/Wasser	[T€]	5.793	6.231	6.705
Luft/Wasser	[T€]	1.865	3.673	4.770
Wasser/Wasser	[T€]	1.722	1.279	1.701
Sonstige	[T€]	136	252	293
Wärmepumpen, gesamt	[T€]	9.516	11.434	13.469
Investitionen				
Sole/Wasser	[T€]	46.614	29.750	28.838
Luft/Wasser	[T€]	27.109	34.612	38.146
Wasser/Wasser	[T€]	10.874	5.163	6.448
Sonstige	[T€]	977	1.329	1.316
Wärmepumpen, gesamt	[T€]	85.575	70.855	74.747

Insgesamt wurden durch die Förderung Investitionen in Höhe von knapp 75 Mio. € ausgelöst – 5,5 % mehr als im Vorjahr. Eine detaillierte Analyse der Investitionskostenentwicklung auf Basis einer Stichprobe aus den beim BAFA eingereichten Rechnungsunterlagen erfolgt in Kapitel 5.1.

Im Jahr 2013 wurde der Kombinationsbonus für Wärmepumpen, der bei gleichzeitiger Installation einer Solaranlage gewährt wird, bei 521 – dies entspricht in etwa 11 % – der errichteten Anlagen in Anspruch genommen. Der Effizienzbonus für Wärmepumpen, der beim Einbau

in Gebäude mit besonders geringem Wärmebedarf gewährt wird, wurde an 597 (knapp 13 %) der Antragssteller ausbezahlt.

Im Förderjahr 2013 wurden wie bereits im Jahr 2012 etwa 98 % der über das BAFA geförderten Wärmepumpenanlagen in privaten Haushalten errichtet. Die restlichen Anlagen entfallen weitestgehend auf den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen.

Wie schon im Vorjahr liegen die Schwerpunkte der Wärmepumpenförderung in den einwohnerstarken Bundesländern Bayern, Nordrhein-Westfalen sowie Baden-Württemberg (Abbildung 2-2). Auf diese drei Bundesländer entfallen zusammen 62 % der in 2012 errichteten und geförderten Wärmepumpen. Auch bezogen auf die Einwohnerzahl wurden die meisten geförderten Wärmepumpen 2012 in Bayern und Baden-Württemberg errichtet. Der Anteil der Luft/Wasser-Wärmepumpen an allen geförderten Wärmepumpen ist in den südwestlichen Bundesländern (Saarland, Baden-Württemberg, Hessen, Rheinland-Pfalz) überdurchschnittlich hoch.

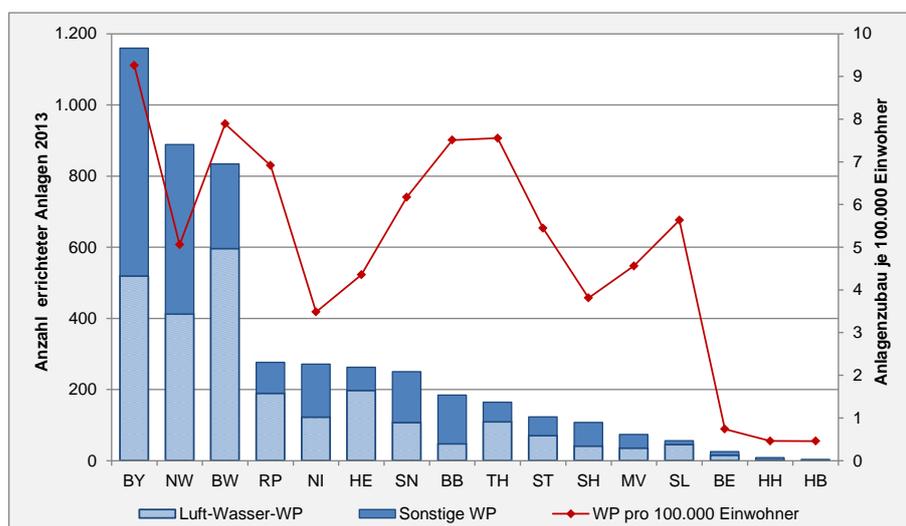


Abbildung 2-2: Regionale Verteilung der BAFA-geförderten Wärmepumpen

2.2 KfW-Teil

Im Rahmen des KfW-Programms Erneuerbare Energien, Programmteil Premium, wurden lediglich zwei Wärmepumpen errichtet, deren Tilgungskostenzuschuss bei der KfW im Jahr 2013 wertgestellt wurde.

Es handelt sich dabei zum einen um eine Sole/Wasser-Wärmepumpe, die in Verbindung mit einer Solarthermieanlage errichtet wurde, und zum anderen um eine Direktverdampfer-Wärmepumpe, die zur Beheizung eines Nichtwohngebäudes eingesetzt wird. Tabelle 2-3 zeigt die insgesamt installierte Leistung, Investitionen, zugesagten Darlehensvolumen und gewährten Zuschüsse. Bei den Investitionen und Darlehensvolumen sind in einem Förderfall die Kosten des Wärmeverteilnetzes enthalten.

Tabelle 2-3: Übersicht über installierte Leistungen, Investitionen, Darlehensvolumina und Zuschüsse von im KfW Teil geförderten und errichteten Wärmepumpen

	Einheit	2012	2013
Anzahl errichtete Anlagen	-	0	2
Installierte Leistung	kW _{th}	0	407
Summe Investitionen	[T€]	0	454
Zugesagtes Darlehensvolumen	[T€]	0	453
Zuschuss	[T€]	0	34

Aufgrund der sehr geringen Fallzahl im KfW-Teil der Förderung beziehen sich die Evaluationsergebnisse hinsichtlich Marktentwicklung, technologischem Standard und Innovationen sowie Anlagenwirtschaftlichkeit im Folgenden ausschließlich auf den BAFA-Teil der MAP-Förderung.

3. Marktentwicklung

3.1 Wachstum der Märkte

Im Jahr 2013 nahm der gesamtdeutsche Absatz von Heizungswärmepumpen um ca. 0,8 % zu (Abbildung 3-1). Damit entwickelte sich das MAP im Jahr 2013 mit einem Anlagenzubau von mehr als 5 % dynamischer als der Gesamtmarkt – und das, obwohl in der Grundgesamtheit des MAP nur diejenigen in 2013 in Betrieb genommenen Wärmepumpen berücksichtigt sind, die bis zum Stichtag 31.03.2014 beim BAFA registriert wurden. Dennoch kann der Marktanteil MAP induzierter Anlagen keine deutlichen Zuwächse verzeichnen und liegt – wie etwa im Mittel der drei Vorjahre – bei lediglich etwa 8 %.

Bei der Auswertung des gesamten bundesweiten Absatzes an Heizungswärmepumpen muss berücksichtigt werden, dass in knapp 32.000 der im Jahr 2012 fertiggestellten Wohn- und Nichtwohngebäude Geothermie oder Umweltwärme – also im Wesentlichen Wärmepumpen – als primäre Heizenergie zum Einsatz kam [DESTATIS, 2013]. In grober Näherung wird demnach die Hälfte aller Heizungswärmepumpen im nicht förderfähigen Neubau eingebaut. Doch selbst unter Berücksichtigung des Neubaus hat das MAP im Wärmepumpenmarkt an Bedeutung verloren. Begründet werden kann dies zum einen durch den Förderstopp im Jahr 2010, durch welchen viele potentielle Fördernehmer – und Handwerker – Vertrauen in das MAP verloren hatten. Auch die Bekanntheit des Förderprogramms oder zumindest die Bekanntheit der Wiederaufnahme der MAP-Förderung nach dem Förderstopp ist in Frage zu stellen. Ob außerdem das MAP im Bereich der Wärmepumpen gemieden wird, da vom installierenden Handwerk etwaige Hürden

(z.B. bezüglich Qualitätsanforderungen oder Nachweisverfahren) als zu hoch empfunden werden, kann auf Grundlage der Förderstatistik nicht beurteilt werden. Hierüber könnten allenfalls Befragungen bei Bauherren Aufschluss geben, welche das MAP nicht in Anspruch genommen haben.

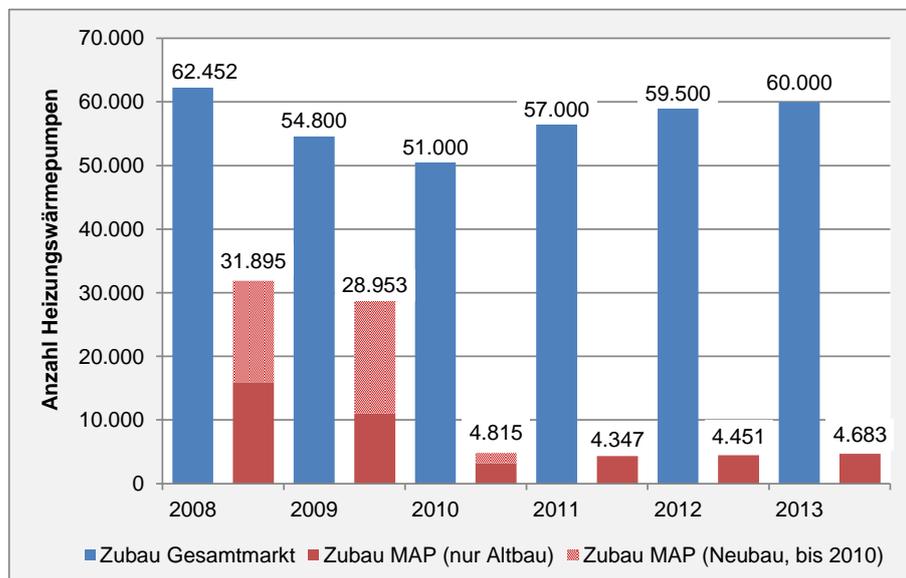


Abbildung 3-1: Entwicklung des Wärmepumpenmarktes gemäß Erhebungen des BWP [BWP 2014] sowie der durch das MAP geförderten Anlagen

Die Entwicklung im Markt sowie Branchenprognosen zeigen, dass Wärmepumpen eine zentrale Rolle in der zukünftigen Wärmeversorgung einnehmen können. Daher ist es wichtig, diese Technologie in Hinblick auf deren klimaschonende Wirkung weiter zu verbessern. Das MAP ist dazu prädestiniert, hier eine leitende Funktion zu übernehmen. Daher sollten insbesondere in Hinblick auf den schwindenden Marktanteil des MAP im Bereich der Wärmepumpen zukünftig stärkere Impulse gesetzt werden.

Im gesamtdeutschen Markt liegt der Anteil der Luft/Wasser- Wärmepumpen bei ca. 65 %. Begründet werden kann dies durch die einfachere Installation: da bei aerothermischen Wärmepumpen keine Erdarbeiten – insbesondere Bohrungen – notwendig sind, eignen sich diese besonders für Altbausanierungen. Bedingt durch die einfache Installation sind Luft/Wasser-Wärmepumpen auch deutlich kostengünstiger in der Anschaffung als geothermische Wärmepumpen. Der wirtschaftliche Vorteil letzterer, der durch höhere Effizienzen zum Tragen kommt, wird bei Kaufentscheidungen häufig übersehen. So wurde im Markt bei den erdgekoppelten Wärmepumpen im Jahr 2013 ein Absatzeinbruch von nahezu 5 % verzeichnet [BWP, 2014]. Als Ursache für diesen Absatzeinbruch wird vom Bundesverband mangelnde Planungssicherheit in Folge des komplizierten Genehmigungsprozesses aufgeführt. Zusätzlich führen in der Vergangenheit fehlerhaft ausgeführte Erdsondenbohrungen zu Skepsis gegenüber Sole/Wasser-Wärmepumpen.

Zuletzt konnte ein deutlicher Zuwachs bei Warmwasser-Wärmepumpen im Markt verzeichnet werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass diese Entwicklung auch auf die verstärkte Eigennutzung von PV-Strom zurückzuführen ist.

Im europäischen Vergleich ist Deutschland einer der erfolgreichsten Märkte für Wärmepumpen. Gemäß EurObserv'ER befindet sich Deutschland auf Platz 5 gemessen sowohl an der Anzahl verkaufter Wärmepumpen im Jahr 2012 als auch an der Anzahl sich insgesamt in Betrieb befindlicher Wärmepumpen [EurObserv, 2013]. Deutlicher Spitzenreiter ist trotz Einbruchs des dortigen Marktes im Jahr 2012 Italien². Auf dem italienischen Markt dominieren klar Luft/Luft-Wärmepumpen, welche i.a. auch zur Klimatisierung eingesetzt werden können.

Im betrachteten Evaluierungszeitraum wurden keine Änderungen an der MAP-Richtlinie vorgenommen. Demzufolge konnten auch keine etwaigen Reaktionen auf geänderte Förderbedingungen beobachtet werden.

3.2 Marktstruktur

Der deutsche Wärmepumpenmarkt ist geprägt durch eine Vielzahl großer und kleiner Anbieter. Viele dieser Anbieter sind traditionell Hersteller fossiler Kessel, die bei den erneuerbaren Wärmetechnologien Marktanteile gewinnen. Einige Anbieter sind hingegen auf Wärmepumpen spezialisiert. Unter den Anbietern befinden sich auch viele kleine Hersteller, die ihre Produkte überwiegend regional vertreiben. Die Vertriebswege sind meist dreistufig, d.h. die Anlagen werden vom Hersteller über den Großhandel und das Fachhandwerk an den Endkunden verkauft [GZB 2010].

Gemäß den Listen der förderfähigen Wärmepumpen, die laufend aktualisiert vom BAFA herausgegeben werden, können im MAP derzeit Wärmepumpen von insgesamt 117 Anbietern erworben werden (Stand Dezember 2013). Gegenüber dem Vorjahr (Stand Dezember 2012) entspricht dies einem Netto-Zuwachs von 8 Anbietern. Unternehmen, die mehrere Marken auf dem Wärmepumpenmarkt vertreiben, sind entsprechend mehrfach in der Liste der Anbieter vertreten (z.B. ist die ait Deutschland GmbH sowohl mit der Marke alpha-InnoTec als auch Novelan in der Liste der Anbieter enthalten).

² In dieser Statistik sind nur EU-Mitgliedsstaaten vertreten, d.h. die für den Wärmepumpenmarkt besonders wichtige Schweiz ist nicht berücksichtigt.

Laut BAFA-Förderstatistik wurden im Jahr 2013 Wärmepumpen von insgesamt 95 Anbietern errichtet, d.h. gut 80 % der Anbieter, die förderfähige Wärmepumpen vertreiben, wurden im MAP erreicht. Von diesen 95 Anbietern entfällt auf die größten fünf Anbieter knapp die Hälfte des durch das MAP geförderten Wärmepumpenmarktes 2013 (siehe Abbildung 3-2).

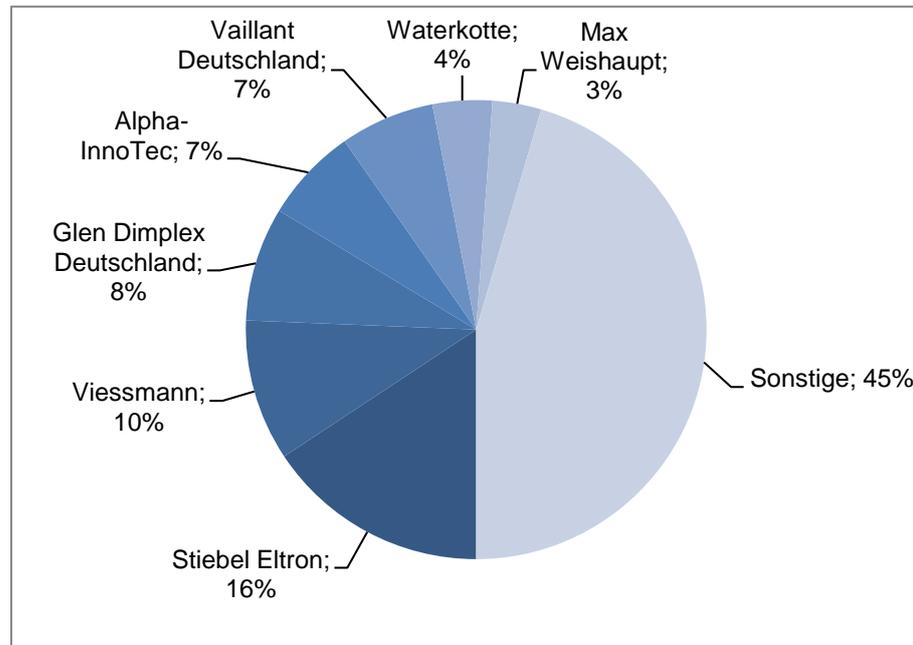


Abbildung 3-2: Marktanteile nach Anbietern 2013 (nur MAP geförderte Anlagen berücksichtigt)

Ähnlich wie im Vorjahr beläuft sich der Marktanteil inländischer Hersteller bei den Wärmepumpen auf etwa 66 %. Ca. 23 % der Wärmepumpen wurden in den Ländern Japan, Österreich, Irland und Schweden hergestellt. Der in Deutschland produzierte Anteil der Wärmepumpen wurde durch eine Internetrecherche ermittelt. Bei nur teilweiser Produktion in Deutschland wurde eine Annahme entsprechend der Verteilung der Produktionsstandorte getroffen.

4. Technologischer Standard und Innovation

Entwicklung der Jahresarbeitszahlen und COPs

Die Jahresarbeitszahl ist die wesentliche Kennzahl für die Effizienz einer Wärmepumpe. Tabelle 4-1 gibt die Jahresarbeitszahlen, wie sie sich im Mittel über alle im Jahr 2013 errichteten Anlagen gemäß BAFA-Förderstatistik für Sole/Wasser-, Luft/Wasser- und Wasser/Wasser-Wärmepumpen ergeben, im Vergleich mit den Vorjahreswerten, wieder. Außerdem zeigt die Tabelle die mittleren Werte aus einer insgesamt 338 Wärmepumpen umfassenden Stichprobe mit vollständig ausgefüllten Fachunternehmererklärungen.

Tabelle 4-1: Vergleich der mittleren Jahresarbeitszahlen für 2012 und 2013

Wärmepumpen- typ	Mittelwert aus allen BAFA- Anträgen (n=4.683)	Mittelwert aus der Auswertung von Fachunternehmererklärungen (n=338)		
		Angaben im Antrags- formular	Max. Vorlauf- temperatur	Anteil Anlagen mit (teilweiser) Fußboden- heizung
2013				
Sole/Wasser	4,35	4,47	45°C	75 %
Luft/Wasser	3,67	3,72	44°C	74 %
Wasser/Wasser	4,60	4,57	45°C	91 %
2012				
Sole/Wasser	4,34	4,46	44°C	82 %
Luft/Wasser	3,67	3,71	44°C	76 %
Wasser/Wasser	4,57	4,48	43°C	89 %

Bezogen auf die Angaben im Antragsformular ist lediglich bei den Wasser/Wasser-Wärmepumpen eine nennenswerte Verbesserung der mittleren Jahresarbeitszahl zu verzeichnen. Bei Sole/Wasser- sowie Luft/Wasser-Wärmepumpen sind die Steigerungen der mittleren Jahresarbeitszahlen im Vergleich zum Vorjahr marginal. Bei den Sole/Wasser-Wärmepumpen wurden weniger Anlagen mit Anschluss an eine Fußbodenheizung installiert als im Vorjahr. Jedoch können Unsicherheiten nicht nur diesbezüglich nicht ausgeschlossen werden³.

Bei Sole/Wasser-Wärmepumpen, bei deren Errichtung der Effizienzbonus gewährt wird, sind die Jahresarbeitszahlen gemäß den Angaben im Antragsformular um ca. 7 % besser (Mittelwert aus der Auswertung von Fachunternehmererklärungen: 4,79).

Tabelle 4-2: Vergleich der von den Fachunternehmern ausgewiesenen mittleren COPs von Wärmepumpen für 2012 und 2013

Sole/Wasser COP B0/W35	Luft/Wasser COP A2/W35	Wasser/Wasser COP W10/W35
2013		
4,64	3,58	5,30
2012		
4,57	3,56	5,30

³ Beispielsweise wurde in den Förderanträgen mehrmals angegeben, dass keine Fußbodenheizung vorhanden sei, obwohl die Rechnung Investitionen in eine neue Fußbodenheizung preisgab.

Ein leicht positiver Trend ist im Bereich der COPs zu verzeichnen (siehe Tabelle 4-2). Insbesondere bei den Sole/Wasser-Wärmepumpen konnte eine Verbesserung des durchschnittlichen COPs um ca. 2 % erzielt werden.

Abbildung 4-1 zeigt zusammenfassend die Entwicklung der COPs und Jahresarbeitszahlen (JAZ) von geförderten Wärmepumpen im Altbau seit Wiedereinführung der Förderung im Jahr 2008 auf Basis der ausgewerteten Fachunternehmererklärungen in den jeweiligen Jahren. Eine stetige Verbesserung der COPs ist lediglich bei den Sole/Wasser-Wärmepumpen zu beobachten. Doch auch die COPs der Luft/Wasser-Wärmepumpen befinden sich heute auf einem deutlich besseren Niveau als noch bei der Wiedereinführung der Wärmepumpen-Förderung im Jahr 2008.

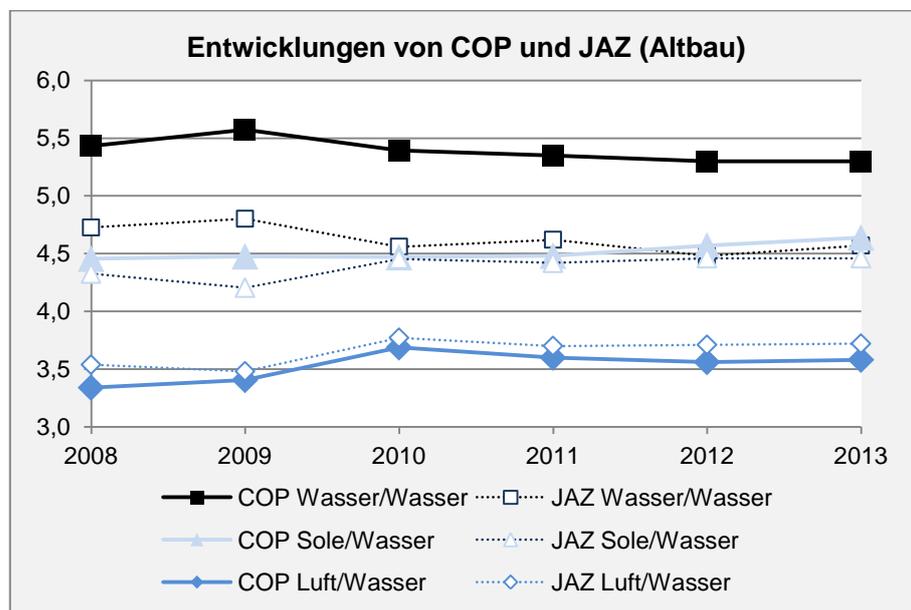


Abbildung 4-1: Entwicklung der COPs und Jahresarbeitszahlen von geförderten Wärmepumpen in den Jahren 2008 bis 2013

Die Entwicklung der berechneten und von den Fachunternehmern bestätigten Jahresarbeitszahlen verläuft weitgehend parallel zur Entwicklung der COPs. Zudem spiegeln sich die unterschiedlichen Anforderungen an die Jahresarbeitszahl der mehrfach aktualisierten MAP-Richtlinien in den Jahren wider. Wie weit die berechneten Jahresarbeitszahlen auch in der Praxis erreicht werden, soll durch ein Evaluationsvorhaben an bereits installierten und geförderten Wärmepumpen überprüft werden.

Sonstige technische Entwicklungen

Im Wärmepumpenmarkt setzen sich einige Trends der letzten Jahre fort. So werden verstärkt Wärmepumpen mit **Drehzahlregelungen** vertrieben. Auch die **Splitausführung bei Luft/Wasser-Wärmepumpen** hat die Monoblock-Ausführung als vornehmliche Installationsweise nahezu abgelöst (siehe [Langniß et al., 2014] sowie [BWP, 2014]).

Luft/Wasser-Wärmepumpen werden zunehmend **monovalent** betrieben. Gemäß den ausgewerteten Fachunternehmererklärungen wurden 2013 etwa 40 % der Luft/Wasser-Wärmepumpen für den monovalenten Betrieb ausgelegt. Im Jahr 2012 lag dieser Anteil noch bei 25 %. Diese Entwicklung korreliert auch mit der Zunahme an drehzahlgeregelten Luft/Wasser-Wärmepumpen am Markt: Da monovalent ausgelegte Wärmepumpen bei fehlender Leistungsregelung an normalen Wintertagen takten würden, welches die Lebensdauer und die JAZ der Wärmepumpe negativ beeinflussen kann, kommen bei monovalenter Auslegung häufig drehzahl-geregelte Geräte zum Einsatz.

Insbesondere bei den Luft/Wasser-Wärmepumpen wird nicht nur bei der Aufstellung und beim Betrieb, sondern auch bereits bei der Herstellung konsequent an einer Verringerung von **Schall-emissionen** gearbeitet. Herstellerseitige Maßnahmen, die einen leiseren Betrieb ermöglichen, sind u.a. drehzahlgeregelte Ventilatoren sowie verbesserte Gehäusekonzepte für eine optimierte Strömungsführung der Luft.

5. Anlagenwirtschaftlichkeit

5.1 Investitionskostenentwicklung

Für das Jahr 2012 konnten 263 Rechnungen für Sole/Wasser-, Luft/Wasser- und Wasser/Wasser-Wärmepumpenanlagen ausgewertet werden. Tabelle 5-1 zeigt als Ergebnis dieser Auswertung die Investitionskosten (o. MwSt.) für diese Wärmepumpen. Die angegebenen Kosten enthalten einen Brauchwasserspeicher, zugehörige Pumpen und Anschlussmaterial, den Wärmemengenzähler, ggf. den Pufferspeicher, die Montage und bei Sole/Wasser-Wärmepumpenanlagen bzw. Wasser/Wasser-Wärmepumpenanlagen die Erschließung der Wärmequellen⁴. In manchen Fällen sind das Ausdehnungsgefäß und die Heizungsumwälzpumpe schon im Wärmepumpenaggregat integriert. Daher

⁴ Rechnungen, bei welchen unklar war, ob ein Brauchwasserspeicher oder die Wärmequellenerschließung enthalten ist, wurden bei der Auswertung nicht berücksichtigt. Eindeutig fehlende Rechnungspositionen wurden durch Mittelwerte aus der Auswertung vollständiger Rechnungen ergänzt. Für fehlende Brunnenanlagen wurden demnach 6.080 € und für Brauchwasserspeicher 1.400 € angesetzt. Bei Sole/Wasser-Wärmepumpen wurden bei nicht enthaltenen Erdsondenanlagen 900 €/kW Heizleistung und bei fehlenden Erdkollektoranlagen 515 €/kW verwendet. Montagekosten sind häufig bereits in den Kosten der Komponenten oder im Pauschalpreis enthalten. In den Fällen, wo in den Rechnungen eindeutig keine Montagekosten enthalten waren, wurden diese mit einem Wert von 2.300 € (Mittelwert aus eindeutig ausgewiesenen Montagekosten) ergänzt. Etwaige bauseitige Kosten zur Verbesserung der Jahresarbeitszahl (z.B. Einbau einer Fußbodenheizung) sind in den angegebenen Investitionskosten nicht enthalten.

werden diese Bauteile in jedem Fall zu den Gesamtkosten des Wärmepumpensystems gerechnet, welche in der Tabelle angegeben sind. Die geringsten mittleren Investitionskosten von rund 15.750 € weisen Luft/Wasser-Wärmepumpenanlagen, die höchsten Sole/Wasser-Wärmepumpenanlagen (23.510 €) auf. Die Schwankungsbreite ist groß (siehe „Standardabweichung“ sowie Abbildung 5-1).

Tabelle 5-1: Vergleich der Mittelwerte von Investition und Förderbetrag von Wärmepumpen für die Jahre 2012 und 2013 gemäß Rechnungsauswertung (alle Kostenangaben nominal)

		Sole/ Wasser	Luft/ Wasser	Wasser/ Wasser
2013				
Anzahl ausgewerteter Anlagen	-	91	136	36 ⁵
Investition inkl. WW-Speicher (o. MwSt.)	€/Anlage	23.510	15.752	20.868
Entwicklung gegenüber Vorjahr	-	+ 7,2 %	+ 1,6 %	+ 0,4 %
Standardabweichung	€/Anlage	9.334	5.341	4.647
Mittlere Heizleistung (Stichprobe)	kW/Anlage	12.8	9.8	16.9
Spezifische Investition	€/kW/Anlage	1.896	1.704	1.295
Mittlerer Förderbetrag (Stichprobe)	€/Anlage	3.806	1.835	4.192
2012				
Anzahl ausgewerteter Anlagen	-	106	152	32
Investition inkl. WW-Speicher (o. MwSt.)	€/Anlage	21.823	15.496	20.790
Entwicklung gegenüber Vorjahr	-	+ 0,1 %	- 1,5 %	+ 13,7 %
Mittlere Heizleistung (Stichprobe)	kW/Anlage	13.4	11.3	16.8
Spezifische Investition	€/kW/Anlage	1.868	1.432	1.361
Mittlerer Förderbetrag	€/Anlage	3.531	1.619	4.005

Zwar sind die Preise für Wärmepumpen (nicht Wärmepumpenanlagen) im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken. Dies spiegelt sich jedoch nicht in den Preisen für die gesamte Anlage, welche neben der Wärmepumpe auch deren Zubehör, den Warmwasserspeicher, ggf. den Pufferspeicher die Erschließung der Wärmequellenanlage sowie die Montage enthält. Am deutlichsten ist dies bei den Sole/Wasser-Wärmepumpenanlagen ersichtlich, welche eine Kostensteigerung um über 7 % erfahren haben, obwohl Sole/Wasser-Wärmepumpen um 2 % günstiger zu erwerben waren als im Vorjahr. Zurückzuführen ist dies insbesondere auf im Mittel knapp 30 % verteuerte Erschließung der Wärmequellenanlage von Sole/Wasser-Wärmepumpen (siehe auch Ausführungen am Ende dieses Kapitels). Luft/Wasser- sowie Wasser/Wasser-Wärmepumpenanlagen haben sich im Vergleich zum Vorjahr leicht verteuert. Ein Treiber dieser Kostensteigerungen sind gestiegene

⁵ Davon wurden 13 Rechnungen aus Anträgen, die vom BAFA versehentlich den Sole/Wasser-Wärmepumpen zugeordnet wurden, entsprechend umgruppiert.

Montagekosten (+ 11 % gegenüber 2012). Spezifisch betrachtet haben auch Luft/Wasser-Wärmepumpenanlagen eine deutliche Kostensteigerung erfahren. Diese geht jedoch einher mit einer geringeren mittleren Heizleistung in der zugrundeliegenden Stichprobe, so dass Kostendegressionseffekte nicht ausreichend zum Tragen kommen.

Bei Luft/Wasser-Wärmepumpenanlagen ist die Streuung der Investitionen besonders groß. Die Kosten der günstigsten und der teuersten Anlage unterschieden sich (bei gleicher Anlagengröße) oftmals um den Faktor 2, in Ausnahmefällen sogar nahezu um den Faktor 4 (siehe Abbildung 5-1).

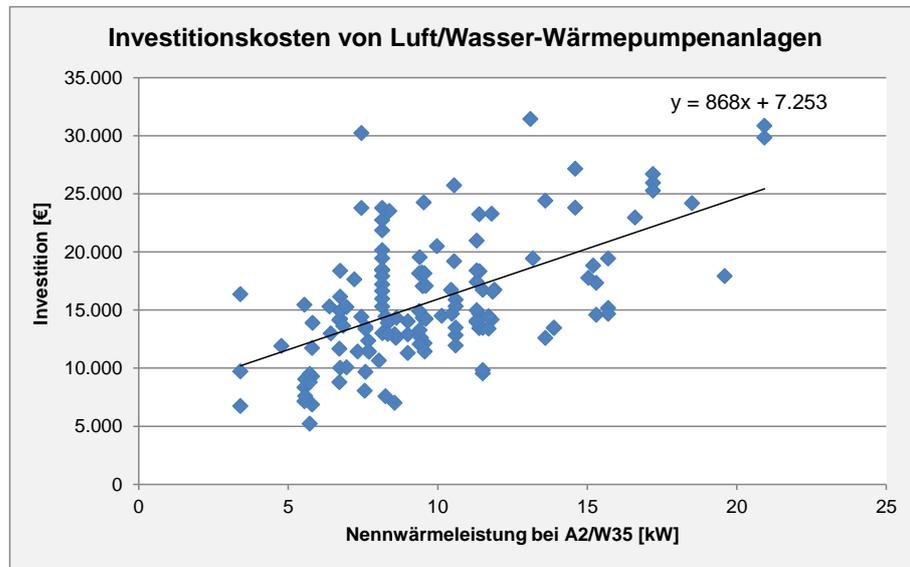


Abbildung 5-1: Investitionskosten von Luft/Wasser-Wärmepumpenanlagen auf Basis von 136 auswertbaren Rechnungen

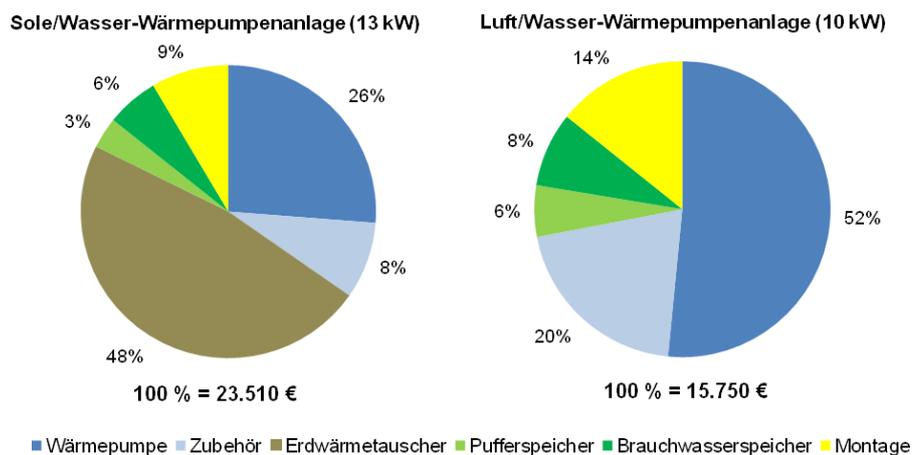


Abbildung 5-2: Typische Kostenstrukturen von Sole/Wasser- (n=91) und Luft/Wasser-Wärmepumpenanlagen (n=136)

Abbildung 5-2 zeigt die typische Kostenstrukturen von Sole/Wasser-Wärmepumpenanlagen (links) bzw. Luft/Wasser-Wärmepumpenanlagen (rechts) im Altbau an, die zusammen mit einem neuen Warmwasser- und einem Pufferspeicher errichtet wurden. Der Wärmemengenzähler sowie die Heizungsumwälzpumpe sind häufig in der Wärmepumpe integriert. Andernfalls wurden diese dem Posten „Zubehör“ zugeordnet. Im Posten „Montage“ sind die Inbetriebnahme der Wärmepumpe sowie der für die Förderung vorausgesetzte hydraulische Abgleich enthalten.

Etwa 2/3 aller Anlagen wurden in Verbindung mit einem neuen Puffer- bzw. Kombispeicher errichtet. Den ausgewerteten Rechnungen zufolge haben die Speicher im Mittel ein Volumen von 520 l (Pufferspeicher) bzw. 830 l (Kombispeicher). Im Vorjahr beliefen sich die mittleren Speichervolumina noch auf 464 l bzw. 800 l.

Im Mittel wurden 60 % der errichteten Sole/Wasser-Wärmepumpen in Verbindung mit einer Erdsondenanlage errichtet. Etwa 30 % der Sole/Wasser-Wärmepumpen nutzen oberflächennahe Geothermie mittels Erdkollektoren; die restlichen Anlagen wurden zusammen mit Eisspeichern, Erdkörben oder sonstigen Absorbern installiert. Diese Werte basieren auf einer Stichprobe von 81 Fachunternehmererklärungen bzw. Rechnungen, aus denen der Typ der Wärmequellenanlage abgeleitet werden konnte. Abbildung 5-3 zeigt die Installationskosten von Erdsonden und Erdkollektoren auf Basis von 29 Rechnungen von Sole/Wasser-Wärmepumpenanlagen, die in Bezug auf die Wärmequellenanlage vollständig waren. Enthalten sind hierin u.a. Kosten der Erdarbeiten, Materialkosten (Sonden bzw. Kollektoren, Wärmeträgerfluid etc.) sowie etwaige Genehmigungs- und Verwaltungsgebühren.

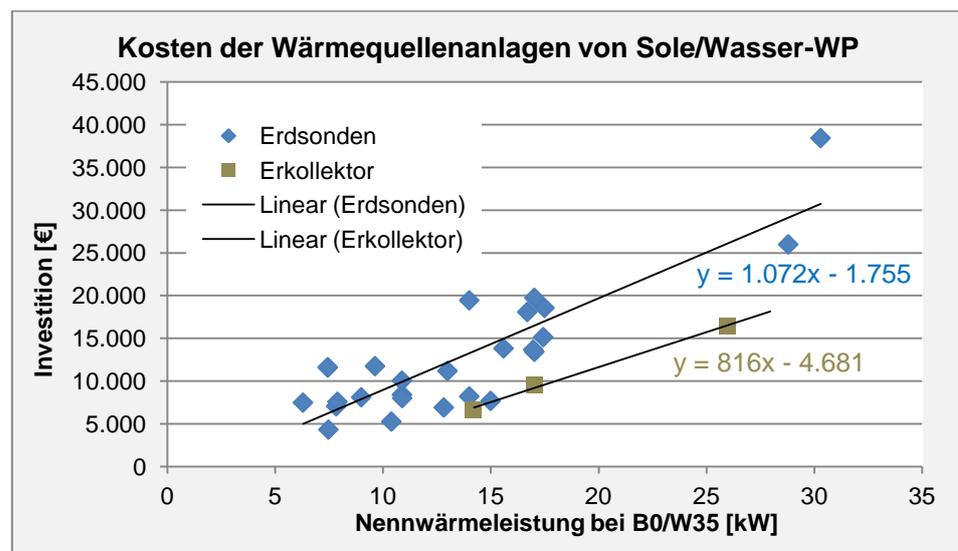


Abbildung 5-3: Kosten der Wärmequellenanlagen (Erdsonden, n= 26, und Erdkollektoren, n=3) von Sole/Wasser-Wärmepumpen

Erdsondenanlagen kosteten im Mittel 12.770 €. Erdkollektoranlagen, bei welchen auch in geologischen Risikogebieten in der Regel keine Gefahr von Bauschäden besteht, sind im Mittel günstiger als Erdsondenanlagen.

Zusammenfassend gibt Abbildung 5-4 die Kostenentwicklung von Wärmepumpen im Altbau seit Wiedereinführung der Wärmepumpenförderung im Jahr 2008 wieder.

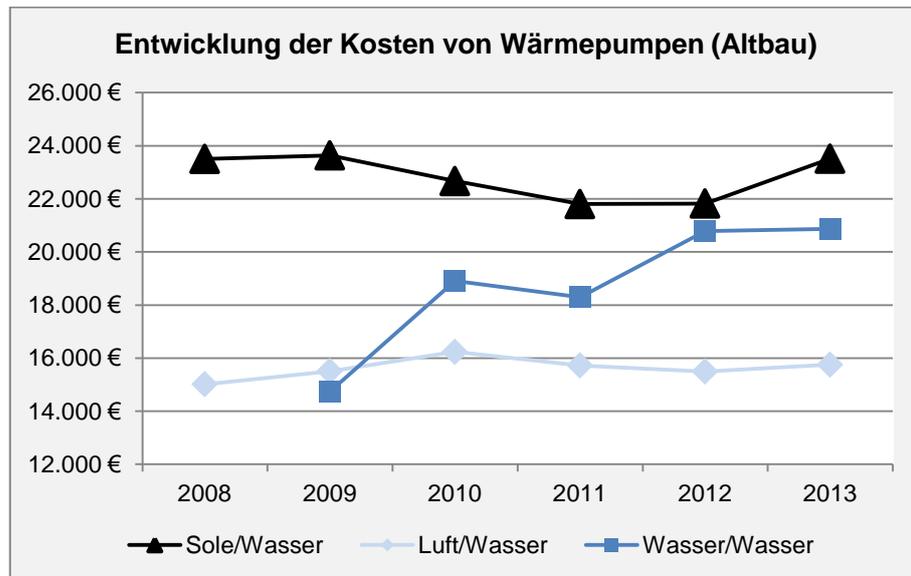


Abbildung 5-4: Entwicklung der Kosten von Wärmepumpenanlagen im Altbau seit 2008 auf Basis der Rechnungsauswertungen⁶

Ausgehend von der Auswertung der Stichprobe konnte der durchschnittliche Förderanteil, also das Verhältnis von Fördersumme zu ausgelöster Investition, abgeleitet werden. Dieser liegt bei den Sole/Wasser-Wärmepumpen im Mittel bei 17 %, bei Luft/Wasser-Wärmepumpen bei 13 % und bei Wasser/Wasser-Wärmepumpen bei 21 %.

5.2 Wärmegestehungskosten

Zum Vergleich der Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Wärmepumpensysteme untereinander und in Relation zum Referenzsystem Gas-Brennwertkessel werden die Wärmegestehungskosten gemäß VDI 2067 berechnet. Die Rechnung wird für ein saniertes Einfamilienhaus vom Typ E vollzogen. Den Technologien liegt dabei jeweils eine Nennwärmeleistung von 19 kW zugrunde⁷.

⁶ Anmerkung: Für das Jahr 2008 waren keine Kosten von Wasser/Wasser-Wärmepumpen im Altbau ermittelbar.

⁷ Da auf Basis der Rechnungsauswertung lediglich Investitionskosten von Wärmepumpen mit im Mittel deutlich geringeren Nennwärmeleistungen ermittelt wurden, wurden die spezifischen Investitionskosten der 19 kW-Systeme mit Hilfe von Regressionskurven hochgerechnet. Damit sind einige Unsicherheiten verbunden.

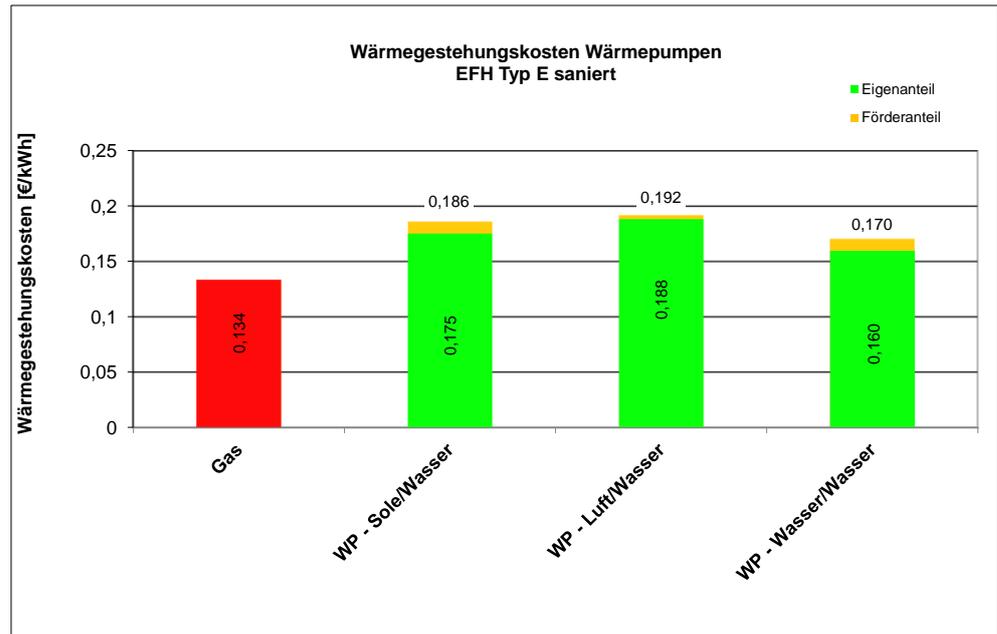


Abbildung 5-5: Wärmegestehungskosten (inkl. MwSt.) für ein saniertes Einfamilienhaus Typ E

Wie aus Abbildung 5-5 ersichtlich ist, variieren die Wärmegestehungskosten je nach Technologie zwischen 17,0 ct/kWh (Wasser/Wasser-Wärmepumpe) und 19,2 ct/kWh (Luft/Wasser-Wärmepumpe). Davon kompensiert die MAP-Förderung etwa 0,4 ct/kWh im Falle der Luft/Wasser-Wärmepumpe bzw. 1,1 ct/kWh im Falle der beiden erdgekoppelten Wärmepumpentechnologien. In einer Vollkostenbetrachtung sind damit die stromintensiveren Luft/Wasser-Wärmepumpen trotz deren vergleichsweise niedrigen Anschaffungskosten die teuerste Wärmepumpentechnologie. Insgesamt liegen die Wärmegestehungskosten aller Wärmepumpen noch deutlich oberhalb derer des Gas-Brennwertkessels. Der Kostenabstand beträgt im günstigsten Fall der Wasser/Wasser-Wärmepumpe 3,7 ct/kWh und im ungünstigsten Fall der Luft/Wasser-Wärmepumpe 5,8 ct/kWh.

Im Vergleich zum Vorjahr sind die Wärmegestehungskosten aller Wärmepumpentypen gestiegen. Die Kostensteigerungen betragen für die erdgekoppelten Wärmepumpen knapp 5 % und für die Luft/Wasser-Wärmepumpen sogar fast 9 %. Dafür sind neben den gestiegenen Investitionskosten vor allem höhere Wärmepumpenstromtarife verantwortlich, welche im Vergleich zum Vorjahr um im Mittel 2,6 ct/kWh auf 22 ct/kWh (inkl. MwSt.) gestiegen sind. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung zeigt damit auch, dass die vergleichsweise ineffizienten Luft/Wasser-Wärmepumpen deutlich sensibler auf Steigerungen des Wärmepumpenstromtarifs reagieren als erdgekoppelte Anlagen.

6. Literatur

- BWP (2014): Presseinformation des Bundesverbandes Wärmepumpe vom 24. Januar 2014: *Absatzzahlen 2013: Wärmepumpen-Markt trotz hohen Strompreisen*
- DESTATIS (2013): Statistisches Bundesamt; *Baugenehmigungen / Baufertigstellungen von Wohn- und Nichtwohngebäuden (Neubau) nach Art der Beheizung und Art der verwendeten Heizenergie, Lange Reihen ab 1980*. Wiesbaden, September 2013
- EurobServ (2013): EurobServ'ER; *Wärmepumpen Barometer*. Oktober 2013
- GZB (2010): GeothermieZentrum Bochum im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW): *Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes. Bestandsaufnahme und Trends*. Bochum, März 2010
- Langniß, O. et al. (2014): *Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014. Evaluierung des Förderjahres 2012*. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart. Februar 2014.
- Zogg, M. (2014): *Rückblick auf 20 Jahre – in 20 Minuten!* 20. Tagung des Forschungsprogramms Wärmepumpen und Kälte des Bundesamts für Energie BFE, 25. Juni 2014, HTI Burgdorf (Schweiz)

Appendix 5: Fachgutachten zum Fördersegment Tiefengeothermie

Autor

Sebastian Janczik

Technische Universität Hamburg-Harburg (TUHH)

Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE)

1. Einführung

Mit dem Ziel eine zuverlässige, kostengünstige sowie klima- und umweltverträgliche – und damit nachhaltige – Energieversorgung für das 21. Jahrhundert aufzubauen, sollen nach den Beschlüssen der Bundesregierung fossile Energieträger zunehmend durch erneuerbare Energien substituiert und parallel dazu soll auch aus der Nutzung der Kernenergie ausgestiegen werden.

Auch die tiefe Geothermie hat ein hohes Potenzial, merklich zu einer sichereren und klimaverträglicheren Energiebereitstellung beizutragen. Dies gilt insbesondere auch deshalb, weil Erdwärme unabhängig von der Tages- und Jahreszeit kontinuierlich zur Verfügung steht und damit jederzeit nachfrageorientiert die aktuell gegebene Wärme- und/oder Stromnachfrage gedeckt werden kann.

De facto hat sich aber die geothermische Strom- und Wärmebereitstellung in Deutschland deutlich langsamer entwickelt, als es beispielsweise 2003 in einem Bericht des Büros für Technikfolgeabschätzung beim Deutschen Bundestag abgeschätzt wurde. Aber auch weniger euphorische Entwicklungsszenarien und Vorausschauen haben die Probleme, die mit der Erschließung der tiefen Geothermie in Deutschland einhergehen, unterschätzt und deshalb eine deutlich weitergehende Nutzung unterstellt. Gründe, dass sich die geothermische Strom- und Wärmebereitstellung bisher nicht wie gewünscht am Markt entwickeln konnte, sind u. a. die nach wie vor hohen Investitionen – gepaart mit einem entsprechenden Fündigkeitsrisiko, lokalen Akzeptanzproblemen (u. a. wegen potenzieller seismischer Ereignisse) und der im Regelfall gegebenen Notwendigkeit, geeignete Wärmeabnehmer zu finden und diese auch fernwärmetechnisch zu erschließen – und damit die daraus resultierenden hohen Energiegestehungskosten.

Zwar wurden in den vergangenen Jahren die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für einen kostendeckenden Betrieb geothermischer Anlagen in Deutschland für unabhängige Investoren

verbessert. Die sehr zurückhaltende Marktentwicklung hat aber gezeigt, dass dies anscheinend nicht ausreichend war bzw. ist.

Ziel der nachfolgenden Ausführungen ist es, das MAP für das Förderjahr 2013 für die tiefe Geothermie hinsichtlich Marktentwicklung, Technologischer Standard und Innovationen sowie Anlagenwirtschaftlichkeit zu evaluieren und Verbesserungsvorschläge zu machen.

2. Förderstatistik

Geothermische Anlagen für die Bereitstellung von Wärme und Strom können im MAP durch zinsgünstige Darlehen und Tilgungszuschüsse gefördert werden. Heizwerke und Heizkraftwerke, die im Durchschnitt ein Strom-Wärme-Verhältnis von max. 0,15 $\text{kW}_{\text{el}}/\text{kW}_{\text{th}}$ erreichen, werden durch die Förderbausteine Anlagenförderung, Bohrkostenförderung (Bohrtiefe unbegrenzt) und Mehraufwendungen gefördert. Kraftwerke und Heizkraftwerke mit einem Strom-Wärme-Verhältnis von im Durchschnitt über 0,15 $\text{kW}_{\text{el}}/\text{kW}_{\text{th}}$, werden mit den Förderbausteinen Bohrkostenförderung (bis 2.500 m Bohrtiefe) und Mehrkosten gefördert.

Im Jahr 2013 wurden durch das Marktanreizprogramm drei Geothermie-Projekte gefördert.

Tabelle 2-1: Kennwerte der in 2013 geförderten Anlagen und Summen der Vorjahre

	Geoth. Leistung		Erwartete Wärme- erzeugung in GWh/a	Erwartete Strom- erzeugung in GWh/a	Netto- investition in Mio. €	Teilbetrag Darlehens- zusagen in Mio. €	Wertge- stellter Tilgungs- zuschuss in Mio. €
	in MW_{th}	in MW_{el}					
Projekt 1	12 ¹	3,5 ^{1,4}	36,0 ²	21,0 ³	46,2 ⁵		2,5 ¹
Projekt 2	14,1 ¹	-	21,1 ¹	-	14,9 ¹		2,0 ¹
Projekt 3	6,7 ¹	-	29,0 ¹	-	19,1 ¹	0,95	2,1 ¹
Summe 2013	32,8	3,5	86,1	21,0	80,2	0,95	6,6
Summe 2012	97,9	8	204,4	34,5	180,5	12,2	7,2
Summe 2011	17,6	-	66,9	-	28,9	18,0	7,0
Summe 2010	28,4	-	161,9	-	66,3	28,9	15,9

¹ Nach Angaben KfW; ² Abgeschätzt mit 3.000 Volllaststunden für die Wärmebereitstellung; ³ Abgeschätzt mit 6.000 Volllaststunden für die Strombereitstellung; ⁴ Geänderter Wert, im Vergleich zum Antrag auf Gewährung eines Tilgungszuschusses wurde die angegebene elektrische Leistung von 7,1 MW_{el} nach einer Plausibilitätsprüfung auf 3,5 MW_{el} reduziert; ⁵ Abschätzungen auf Basis öffentlich verfügbarer Anlageninformationen

Dabei wurden eine Tranchenzusage erteilt und zusätzlich fünf Tilgungszuschüsse aus Tranchenzusagen aus den Jahren 2010 und 2012 wertgestellt (Tabelle 2-1).

Die Darlehenszusagen aus 2013 belaufen sich zusammengekommen auf rund 0,95 Mio. € und liegen damit deutlich unter denen aus den vergangenen Jahren (12,2 Mio. € 2012; 18,0 Mio. € 2011; 28,9 Mio. € 2010; Tabelle 2-1).

Die Gesamtsumme der wertgestellten Tilgungszuschüsse beziffert sich auf ca. 6,6 Mio. €; hier ist die Summe der wertgestellten Tilgungszuschüsse vergleichbar zu den Vorjahren.

Eine Aufteilung der Tilgungszuschüsse nach Förderbausteinen zeigt Abbildung 2-1. Die Mehrzahl der Tilgungszuschüsse wurde demnach für den Förderbaustein „Mehraufwendungen“ wertgestellt. Insgesamt wurden für diesen Förderbaustein Tilgungszuschüsse in einer Höhe von rund 3,1 Mio. € (zwei Projekte, drei Wertstellungen), für den Förderbaustein „Anlagenförderung“ ca. 2,95 Mio. € (zwei Projekte, eine Wertstellung, eine Tranchenzusage) und für den Förderbaustein „Bohrkostenförderung“ knapp 1,5 Mio. € (ein Projekt, eine Wertstellung) zugesagt bzw. wertgestellt.

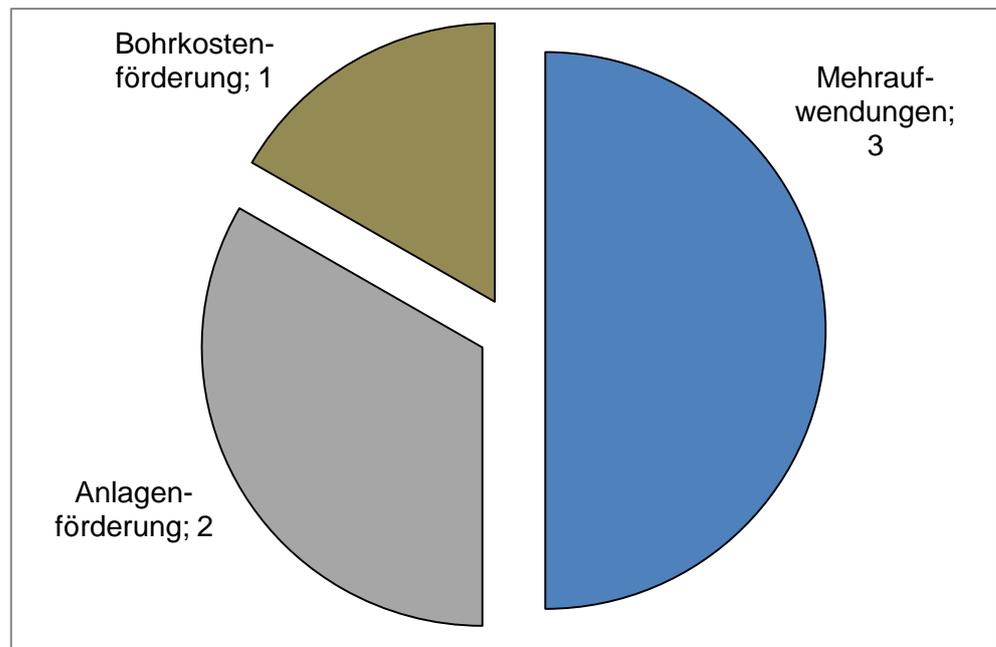


Abbildung 2-1: Aufteilung der in 2013 wertgestellten bzw. zugesagten Tilgungszuschüsse nach Förderbaustein

Insgesamt lassen sich die Nettoinvestitionen auf 80 Mio. € abschätzen. Im Vergleich zu den Vorjahren sind die ausgelösten Investitionen deutlich gesunken; in 2013 wurden deutlich weniger Anlagen gefördert.

In Summe beziffert sich die installierte thermische Gesamtleistung aller in 2013 geförderten Anlagen auf rund 33 MW_{th} und die elektrische Leistung auf ca. 3,5 MW_{el}. Es können dadurch rund 86 GWh/a an Wärme und ca. 21 GWh/a Strom bereitgestellt werden (rechte Legende). Abbildung 2-2 zeigt die Entwicklung der installierten Leistungen bzw. bereitgestellten Wärme für die geförderten Geothermieranlagen der letzten Jahre. Es zeigt sich,

dass die installierten Leistungen und die Wärmebereitstellung der geförderten Anlagen im Vergleich zum Vorjahr um mehr als 50 % gesunken sind.

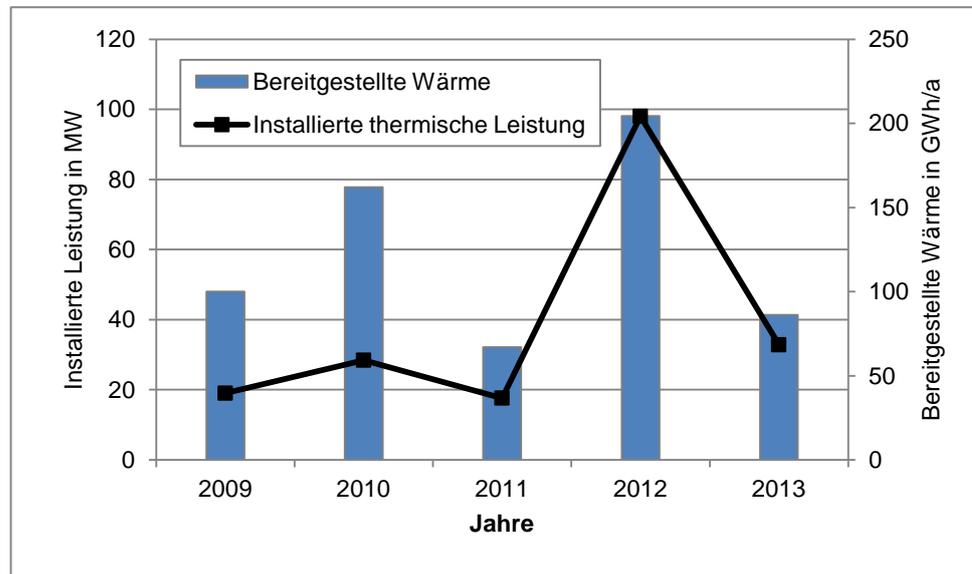


Abbildung 2-2: Jährlich neu installierte thermische Leistungen und bereitgestellte Wärme dieser Anlagen

Alle im Jahr 2013 geförderten Anlagen zur Nutzung der tiefen Geothermie befinden in Süddeutschland (d. h. süddeutsches Molassebecken).

3. Marktentwicklung

Im Folgenden wird die Marktentwicklung für geothermische Anlagen zur Wärme-, Strom- bzw. kombinierten Strom- und Wärmebereitstellung dargestellt.

3.1 Wachstum der Märkte

Es wird nachfolgend zunächst die ausschließliche geothermische Wärmebereitstellung und anschließend die geothermische Strom- bzw. kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung diskutiert¹.

3.1.1 Ausschließliche Wärmebereitstellung

Für eine ausschließliche geothermische Nah- und Fernwärmebereitstellung waren in Deutschland Ende 2013 rund 20 bis 30 Anlagen installiert. Bei einer geschätzten thermischen Gesamtkapazität von etwa 210 MW wurden dadurch rund 0,95 PJ

¹ nach Janczik, S.; Kaltschmitt., M.: Statusreport 2014: Nutzung der Tiefen Geothermie; Erdöl, Erdgas, Kohle 130 (2013), 7/8, S. 280 – 285

(ca. 263 GWh) an Wärme im Jahr 2013 bereitgestellt (Abbildung 3-1). Rund 75 % aller in Deutschland installierten geothermischen Heizwerke wurden durch das MAP gefördert.

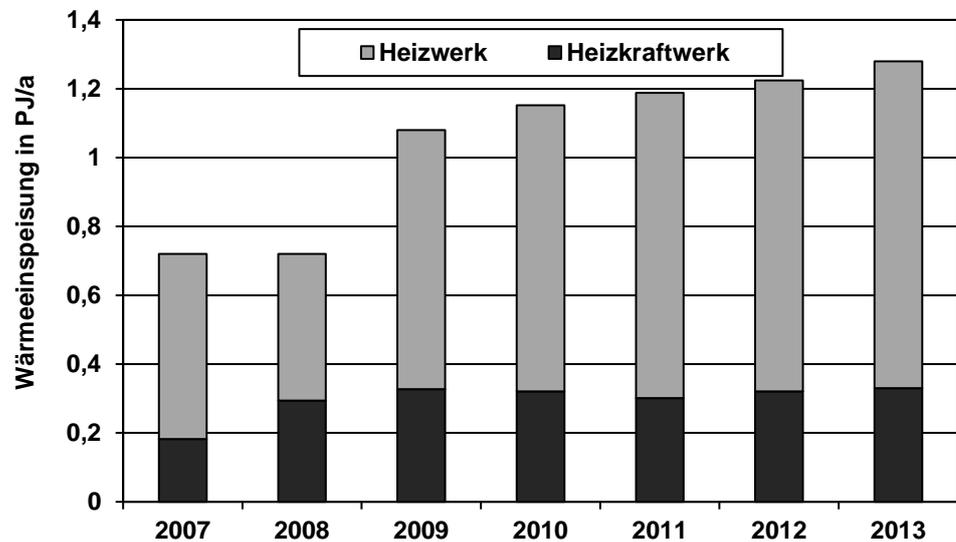


Abbildung 3-1: Bereitgestellte Wärme aus tiefer Geothermie

Die Nutzung des tiefen Untergrundes für eine ausschließliche Wärmebereitstellung wurde in 2013 nur sehr begrenzt ausgebaut; dabei gingen nach gegenwärtigem Kenntnisstand nur vereinzelt Anlagen ans Netz. Ein Beispiel ist das Heizwerk in Waldkraiburg; hier wurde 2013 der Betrieb vollständig aufgenommen. Bei einer Förderrate von 65 l/s und einer Temperatur von rund 108 °C beträgt die geothermische Leistung des Heizwerkes rund 13,5 MW (im Endausbau). Zusätzlich dazu wird eine geothermische Wärmeversorgung in Ismaning (Großraum München, Molassebecken) realisiert. Hier wird geothermische Wärme bei einer Förderrate von 85 l/s bei einer Temperatur von 78 °C gefördert; das entsprechende Wärmenetz wird abschnittsweise ausgebaut.

Wie in den vergangenen Jahren auch wird der überwiegende Teil der geothermischen Wärmebereitstellung noch immer im Süden und Südwesten von Deutschland (d. h. Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz) realisiert; hier werden schätzungsweise mindestens 85 % der in Deutschland bereitgestellten geothermischen Wärme produziert. In Norddeutschland (d. h. Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg) sind dagegen nur vergleichsweise wenig geothermische Heizwerke installiert (Tabelle 3-1).

Für die kommenden Jahre wird ein leichter Zubau an geothermischen Heizwerken erwartet. So soll beispielsweise in den nächsten Jahren eine geothermische Heizzentrale den Münchner Stadtteil Freiham umweltfreundlich mit Wärme versorgen. Hierzu haben zur Heizperiode 2012/13 erdgasbefeuerte Heizkessel bereits den Betrieb aufgenommen; die Bohrungen könnten 2014/2015 abgeteuft werden und die dadurch geförderte geothermische Wärme die Grundlast des

Wärmebedarfes vor Ort liefern. Zusätzlich dazu soll das bereits bestehende geothermische Heizwerk in Unterföhring (Großraum München, Molassebecken) um eine zweite Dublette erweitert werden. Die erste Bohrung wurde Anfang 2014 niedergebracht und die Abteufung der zweiten Bohrung soll Mitte 2014 beginnen.

Tabelle 3-1: Ausgewählte Projekte zur geothermischen Wärmebereitstellung in Deutschland

Projekt	Leistung in MW ¹⁾	Temperatur in °C	Förderrate in l/s	Bohrtiefe in m	Art der Nutzung ²⁾
Aschheim, Feldkirchen, Kirchheim	19,0	85	75	2 360	H
Erding	10,0	65	55	2 200	H/T
Ismaning	7,0	78	85	1900	H
Landau	4,5	160	70	3 340	S/H
München-Riem	9,0	93	60	2 746	H
Neubrandenburg	3,8	54	28	1 250	H
Neuruppin	1,25	60	14	1 900	H/T
Neustadt-Glewe	10,4	98	35	2 250	H
Poing	7,0	75	80	3 000	H
Pullach	15,0	102	43	3 930	H
Simbach-Braunau	7,0	80	80	1 942	H
Straubing	4,1	36	45	825	H/T
Unterhaching	38	125	150	3 446	S/H
Unterföhring	9,0	86	75	2 512	H
Unterschleißheim	12,9	81	90	1 960	H
Waldkraiburg	13,5	108	65	2 650	H
Waren-Müritz	1,3	63	17	1 566	H

¹⁾ geothermisch ²⁾ H: Heizung S: Strom T: Balneologische Nutzung / Thermalbad

Insgesamt setzt sich der Trend der vergangenen Jahre fort, die tiefe Geothermie in Deutschland für eine ausschließliche Wärmebereitstellung weitergehend zu nutzen und stärker auszubauen. Dabei sind Tendenzen zu beobachten, dass geothermische Anlagen vermehrt in Ballungsgebieten errichtet werden; dabei wird auf Grund der begrenzten Verfügbarkeit an potentiellen Bohrlokationen in Städten zunehmend eine Installation von Mehrfachdubletten angedacht. Unterstützt wird diese Entwicklung u. a. durch Umwelt- und Klimaschutzüberlegungen, den Energiepreisanstieg der letzten Jahre und dem Wunsch vieler Bürger nach der Nutzung eines "heimischen" Energieträgers. Die Projektentwicklungsaktivitäten für geothermische Heizwerke werden aber auch in den kommenden Jahren insgesamt überschaubar bleiben.

3.1.2 Strom- und kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung

Zusammengenommen waren in Deutschland Ende 2013 sieben geothermische Kraft- bzw. Heizkraftwerke am Netz. Die elektrische Gesamtkapazität des dabei in Deutschland genutzten Anlagenparks lag bei rund 30 bis 32 MW (12 MW (2012)). Durch den geothermischen Kraftwerkspark wurden dabei geschätzte 70 bis 80 GWh Strom (25 GWh (2012)), Abbildung 3-2) in das elektrische Verteilnetz eingespeist. Die dabei in 2013 realisierte gekoppelte geothermische Wärmeeinspeisung lag bei etwa 0,33 PJ/a (2012 0,32 PJ/a, Abbildung 3-1).

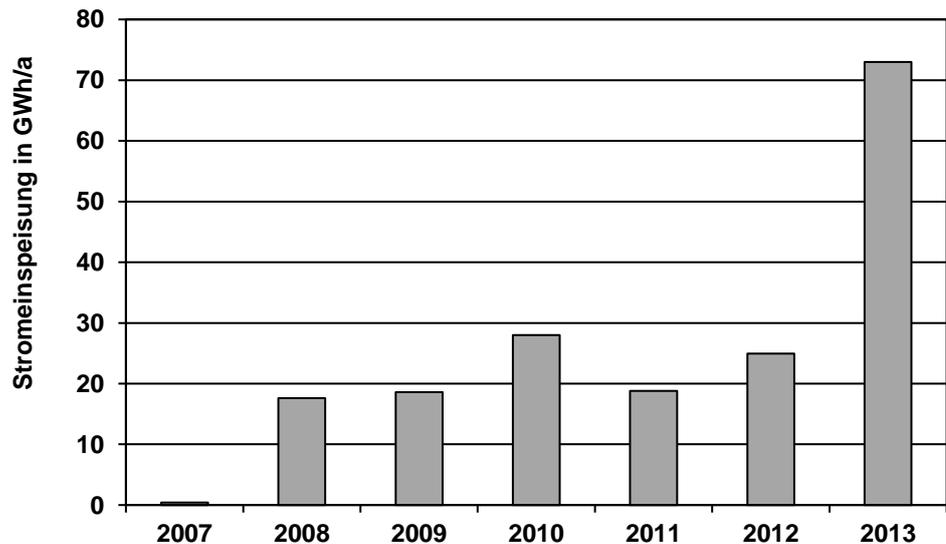


Abbildung 3-2: Bereitgestellter Strom aus tiefer Geothermie

Neben den bereits im Betrieb stehenden Projekten in Bruchsal, Landau, Insheim (alle Oberrheingraben) und Unterhaching (süd-deutsches Molassebecken) wurden in Sauerlach, Kirchstockach und Dürrnhaar (alle süddeutsches Molassebecken) drei weitere Geothermiekraftwerke in 2013 fertig gestellt; dadurch hat sich die im geothermischen Kraftwerkspark installierte elektrische Leistung mehr als verdoppelt.

Somit ist die Nutzung des tiefen Untergrundes für eine Strom- bzw. kombinierte Strom und Wärmeerzeugung auf Grund der günstigen geologischen Bedingungen (d. h. Thermalwasserfließrate und Temperatur) im Oberrheingraben und im süddeutschen Molassebecken noch immer auf den Süden der Bundesrepublik begrenzt; im norddeutschen Becken wird weiterhin nur eine ausschließliche Wärmebereitstellung realisiert; Tabelle 3-2 zeigt Kenndaten ausgewählter Projekte. Bisher wurde kein am Netz stehendes Geothermiekraftwerk durch das MAP gefördert. Entsprechende durch das MAP geförderte geothermische Kraftwerke sind bis dato noch nicht fertiggestellt worden bzw. im Bau.

Tabelle 3-2: Ausgewählte Projekte zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland

Region	el. Leistung, Fördertemperatur, -rate, Bohrtiefe 1)				B	W	KT	L	IBN
	in MW	in °C	in l/s	in m					
Norddeutsches Becken									
Groß Schönebeck	> 0,75 ²⁾	150	20	4 400	D	-	O	A	Forschung
Oberreingraben									
Bruchsal	≈ 0,55 ²⁾	123	24	2 500	D	+	K	A	2009
Insheim	5,0	160	80	3 300	D	+	O	A	2012
Landau	3,8	160	70	3 340	D	+	O	A	2007
Süddeutsches Molassebecken									
Aying-Dürrnhaar	5,5	> 130	130	3 720	D	-	O	A	2013
Kirchstockach	5,5	> 130	130	3 750	D	-	O	A	2013
Sauerlach	5,0	140	110	4 230	T	-	O	A	2013
Unterhaching	3,36	125	150	3 486	D	+	K	A	2009

¹⁾ Förderbohrung ²⁾ geplant A: Aquifer B: Bohrlochkonzept D: Dublette IBN: Inbetriebnahme K: Kalina-Cycle KT: Konversionstechnologie L: Lagerstätte O: Organic-Rankine-Cycle T: Triplette W: Wärmenetz

Im vergangenen Jahr wurden neben den bereits realisierten Projekten weitere Entwicklungsaktivitäten bekannt. Derzeit sind in Deutschland rund zehn Geothermievorhaben mit dem Ziel einer Strom- bzw. kombinierten Strom- und Wärmebereitstellung weiterhin im Bau. Der überwiegende Anteil der Anlagen wird dabei im Süden Deutschlands (d.h. im süddeutschen Molassebecken) errichtet werden.

So haben beispielsweise mehrere Vorhaben in 2013 die Bohrungen erfolgreich abgeschlossen bzw. Zirkulationstests durchgeführt (Traunreut, Taufkirchen und Kirchweidach, Oberhaching -Laufzorn, alle süddeutsches Molassebecken). Das Kraftwerk in Traunreut soll bereits Ende 2014 fertig gestellt und ersten geothermischen Strom in das elektrische Verteilnetz einspeisen; im geothermischen Kraftwerkspark werden dann zusammengenommen bis zu 35 MW installiert sein; dies entspricht einer potentiellen jährlichen elektrischen Arbeit von bis zu 263 GWh/a (bei 7.500 Vollaststunden im Jahr).

Zusätzlich zu den oben genannten Projekten konnten im vergangenen Jahr weitere Projektentwicklungsaktivitäten beobachtet werden. Insgesamt sind schätzungsweise rund elf Geothermieprojekte mit dem Ziel einer Strom- bzw. kombinierten Strom- und Wärmebereitstellung in Deutschland in einer fortgeschrittenen Projektphase,

überwiegend in Bayern (z. B. Brühl, Neuried, Traunstein, Geretsried, Königsdorf, Groß-Gerau und Holzkirchen).

Zusätzlich dazu sind aber auch in anderen deutschen, für eine geothermische Stromerzeugung geeigneten Regionen zunehmend Projektentwicklungen zu beobachten. So gibt es in Schneeberg (Erzgebirge, Sachsen) weiterhin Planungen, den tiefen Untergrund für eine geothermische Stromerzeugung zu nutzen. Aber auch in Norddeutschland wird der Bau weiterer Geothermieanlagen angedacht. So soll beispielsweise in Münster-Bispingen (Niedersachsen), in Hamburg und in Lohmen (Mecklenburg-Vorpommern) zukünftig geothermisch Strom erzeugt werden.

Allerdings hat die für Mitte / Ende 2014 vorgesehene Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) und die dabei im Vorfeld getätigten Diskussionen bzw. von der Politik publizierten Absichtserklärungen im Zusammenhang mit der „Strompreisbremse“ und hier insbesondere der Vorschlag des ehemaligen Bundesumweltministers und ehemaligen Wirtschaftsministers, die Vergütungssätze rückwirkend ändern zu wollen, auch zu Unterbrechungen bzw. Stopps bei der Errichtung und Planung von Geothermieanlagen geführt. Insbesondere bei den durch hohe Anfangsinvestitionen – und einen z. T. frühen Stand der Technik – gekennzeichneten geothermischen (Heiz-)Kraftwerksprojekten ist eine verlässliche und planbare Refinanzierung durch langfristige Stromvergütungen entscheidend für eine ohnehin infolge der a priori unsicheren Geologie risikobehafteten Investition.

Im Bereich der geothermischen Strom- bzw. kombinierten Strom- und Wärmebereitstellung bestehen weiterhin Wechselwirkungen mit dem EEG. So wurden im Rahmen der letzten Richtlinienänderung alle Förderbausteine des MAP die bisher ausschließlich für geothermische Heizwerke anwendbar waren, auf wärmegeführte KWK-Anlagen (d. h. bei einem max. Strom-Wärme-verhältnis von $0,15 \text{ kW}_{el}/\text{kW}_{th}$) ausgeweitet. Zusätzlich dazu können die Förderbausteine „Mehraufwendungen“ und „Bohrkostenförderung“ nun auch für geothermische Kraft- und stromgeführte Heizkraftwerke (d. h. über einem Strom-Wärme-Verhältnis von $0,15 \text{ kW}_{el}/\text{kW}_{th}$) geltend gemacht werden.

Grundsätzlich ist zu beobachten, dass die Projektentwicklung geothermischer Kraft- bzw. Heizkraftwerke weiterhin durch das EEG getrieben wird. Bei den, durch hohe Anfangsinvestitionen gekennzeichneten, geothermischen Kraftwerksprojekten ist eine verlässliche Refinanzierung durch langfristige Stromvergütungen entscheidend für eine ohnehin risikobehaftete Investition.

Aus gegenwärtiger Sicht ist aber eine Überförderung der entsprechenden Anlagen durch das EEG und das MAP nicht zu beobachten.

3.2 Marktstruktur

Die Teilmärkte für Anlagenkomponenten, welche von der geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung tangiert werden, betreffen im Wesentlichen den Markt für die Bohrgeräte, die übertägigen Kraftwerke und die Tiefpumpen. Die entsprechenden Teilmärkte werden nachstehend vorgestellt.

Bohrtechnik

Zusammengenommen haben nur rund sechs verschiedene Bohrunternehmen die Bohrungen für die in Deutschland fertiggestellten bzw. kurz vor der Inbetriebnahme befindlichen geothermischen Kraft- bzw. Heizkraftwerke niedergebracht. Der überwiegende Anteil der Unternehmen kommt dabei aus Deutschland; nur ein Bohrunternehmen hat seinen Sitz im europäischen Ausland.

Der drastische Anstieg des Ölpreises in den letzten Jahren hat zu einer erheblichen Nachfragesteigerung für Tiefbohranlagen insbesondere in Mitteleuropa geführt. Demgegenüber wurden allerdings in den vergangenen 20 Jahren sukzessive Bohrkapazitäten abgebaut. So sind beispielsweise allein in Deutschland im entsprechenden Zeitraum von ehemals 60 aktiven Bohranlagen mehr als 50 vom Markt genommen worden. Somit waren bzw. sind derzeit die Bohrkosten außerordentlich stark von der Verfügbarkeit an Bohrgeräten abhängig und deshalb sehr starken Schwankungen unterworfen.

Kraftwerke

Insgesamt bieten weltweit geschätzte sieben Unternehmen Geothermie-Niedertemperatur-Kraftwerke am Markt an. Der einzige deutsche Hersteller für Kalina-Kraftwerke hat sich mittlerweile aus dem Geschäftsbereich zurückgezogen. Das Unternehmen vertreibt aber immer noch ORC-Turbosätze. Die derzeit in Deutschland installierten Kraftwerke wurden von geschätzten drei bis fünf verschiedenen Herstellern gebaut.

Tiefpumpen

Die für einen Einsatz in geothermischen Anlagen geeigneten Tiefpumpen werden weltweit von rund fünf bis sechs Herstellern angeboten. Insgesamt wird der Markt für Tiefpumpen primär von der Erdöl/Erdgasbranche dominiert. Tiefpumpen für eine Anwendung in geothermischen Anlagen spielen demgegenüber nur eine untergeordnete Bedeutung. Nichts desto trotz lässt sich beobachten, dass vermehrt Unternehmen, welche bisher ausschließlich Tiefpumpen für eine Förderung von fossilen Brennstoffen hergestellt haben, neue Pumpenkonzepte für eine geothermische Nutzung am Markt anbieten. Die in deutschen Anlagen verbauten Tiefpumpen wurden von rund vier verschiedenen Herstellern geliefert.

Zusätzlich dazu sind in Deutschland zahlreiche Ingenieurbüros als Planer für Geothermieprojekte bzw. Berater zur Lösung geologischer-hydrogeologischer und bohrtechnischer Fragestellungen aktiv. Die Anzahl derartiger Projektentwickler bzw. Planer wird auf rund 30 geschätzt.

4. Technologischer Standard und Innovation

Der Bau und Betrieb von geothermischen Anlagen zur Wärme-, Strom- bzw. kombinierten Strom- und Wärmebereitstellung ist nach wie vor mit einer Vielzahl von Risiken behaftet². Nachfolgend werden spotlichtartig einige Aspekte diskutiert.

- Die Herstellung der meist zwei Bohrungen (d. h. Dublette) dominiert die Gesamtkosten eines Geothermieprojektes (bis zu zwei Drittel der Gesamtinvestitionen). Deshalb hat die Entwicklung effizienterer und an die Bedingungen der Geothermienutzung optimal angepasster Bohrverfahren höchste Priorität, um die Bohrungsabteufung schneller – und damit vor allem kostengünstiger – zu realisieren. Vordringlich sind in diesem Zusammenhang eine Erhöhung der Lebensdauer von Bohrwerkzeugen (d. h. Verlängerung der Round trip-Zeiten) und eine deutliche Reduktion von Energie- und Materialverbrauch während der Bohrung (d. h. auch innovative Verrohrungs- bzw. Komplettierungskonzepte). Dies kann aber nur in enger Zusammenarbeit mit den in der Erdöl- und Erdgasindustrie laufenden Aktivitäten realisiert werden, auch wenn dort die Anforderungen an die Bohrtechnik z. T. durchaus unterschiedlich sind.
- Die in Deutschland verfügbaren Tiefpumpen entsprechen noch immer nicht umfassend den Anforderungen der tiefen Geothermie, da sie für die Erdölförderung entwickelt und in der Geothermie unter anderen Bedingungen eingesetzt werden. Deshalb müssen die entsprechenden Aggregate oft schon nach einem kurzen Einsatz repariert bzw. kostenintensiv ausgetauscht werden; Stillstände mit allen damit verbundenen ökonomischen Konsequenzen sind die Folge. Dies liegt z. T. auch darin begründet, dass der Markt für Tiefpumpen sehr begrenzt ist (derzeit sind nur geschätzte 35 Anlagen und damit rund 40 bis 45 Produktions- bzw. Reinjektionspumpen in Deutschland in Betrieb) und nur wenige Hersteller entsprechende Aggregate anbieten. Gerade deshalb wird von den Kraftwerksbetreibern oft ein unabhängiger Pumpenprüfstand gefordert, damit ein Geothermiestandard entwickelt und am Markt durchgesetzt werden kann.
- Auch muss der Eigenverbrauch bzw. die Effizienz der obertägigen Kraftwerke deutlich reduziert bzw. gesteigert werden. Aus diesem

² nach Janczik, S.; Kaltschmitt, M.: Statusreport 2014: Nutzung der Tiefen Geothermie; Erdöl, Erdgas, Kohle 130 (2013), 7/8, S. 280 – 285

Grund kommt einer Optimierung der ORC- oder Kalina-Kraftwerke in Bezug auf einer Steigerung der Stromwirkungsgrade eine besondere Bedeutung zu; dies ist beispielsweise durch einen Einsatz einer verbesserten Anlagentechnik (z. B. bessere Turbinen- und Pumpentechnik) und angepasster Prozessschaltungen (u. a. Mehrdruckprozesse, überkritische Kraftwerke, Einsatz zeotroper Stoffgemische) möglich. Erste Mehrdruckkraftwerke gingen vergangenes Jahr (Kirchstockach, Dürrnhaar) bereits in Betrieb; zusätzlich soll in Kirchweidach ein überkritisches ORC-Kraftwerk die kommenden Jahre in Betrieb gehen. Diese Ansätze müssen in den nächsten Jahren ihre Praxistauglichkeit zeigen.

- Auch sind die Korrosionsprobleme auf Grund der oft aggressiven Thermalwasser noch nicht zufriedenstellend gelöst. Hier gibt es Bestrebungen, standardisierbare Verfahren zu entwickeln, mit denen unter Berücksichtigung der damit verbundenen Kosten effizient eine Materialauswahl getroffen werden kann, die u. a. eine lange technische Lebensdauer der Einzelkomponenten verspricht.
- Als Folge der Speicherstimulation und/oder des Anlagenbetriebs ist es bei einigen Anlagen zu geringen seismischen Ereignissen gekommen. Mit dem Ziel den Untergrund besser zu verstehen, wurden verschiedenen Forschungsaktivitäten gestartet und erste Konzepte zur Vermeidung bzw. Reduzierung derartiger Ereignisse erarbeitet. Um die Akzeptanz einer geothermischen Strom- bzw. Strom- und Wärmeerzeugung lokal und überregional beizubehalten und zu verbessern, müssen diese Ansätze weiter verifiziert, optimiert und lokal implementiert werden. Erfolgreiche Ergebnisse der entsprechenden Projekte sollten zusätzlich dazu der breiten Öffentlichkeit vermittelt werden.
- Die aus dem tiefen Untergrund geförderten Thermalwasser können radioaktive Verbindungen enthalten. Diese schlagen sich dann an den Über-Tage-Komponenten nieder und/oder werden über die, in den Thermalwasserkreislauf integrierten, Filtersystemen abgeschieden. Um die damit potenziell verbundenen Probleme möglichst zu minimieren, werden derzeit entsprechende Konzepte entwickelt. Diese ersten Ansätze müssen zukünftig an die konkreten Anforderungen der Praxis optimiert und implementiert werden.
- Auf Grund der mit einer geothermischen Nutzung verbundenen Ereignisse, formierten sich Proteste auf lokaler Ebene, was letztlich auch überregional zu einer merklichen Abnahme der Akzeptanz führte. Für einen weiteren Ausbau der geothermischen Nutzung des tiefen Untergrundes ist es aus diesem Grund wesentlich, dass entsprechende Kommunikationsstrategien entwickelt und umgesetzt werden. Hier sind bereits verschiedenen Forschungsprojekte durchgeführt worden; entsprechend

erarbeitete Ansätze finden bereits in neu initiierten Geothermieprojekten Anwendung.

- Resultierend aus dem bisher verhaltenen Ausbau der tiefen Geothermie in Deutschland, ist das entsprechende Marktvolumen bisher noch sehr überschaubar. Aus diesem Grund wurden die gegebenen Kostenreduktionspotentiale noch nicht erreicht. Insbesondere bei der Bohrtechnik sind aber noch technische Verbesserungen (z. B. Erhöhung der Lebensdauer von Bohrwerkzeugen, deutliche Reduktion von Energie- und Materialverbrauch, geringere Bohrzeiten) und dadurch Kostensenkungen möglich; entsprechende Entwicklungen werden hier aber immer noch von der Erdöl-/Erdgasindustrie getrieben. Aus diesem Grund hat eine Entwicklung an die Bedingungen der Geothermienutzung optimal angepasster Bohrverfahren höchste Priorität.

Zwar konnten somit in den vergangenen Jahren z. T. technische Fortschritte beim Bau und Betrieb geothermischer Heiz-, Kraft- bzw. Heizkraftwerke beobachtet werden, doch erscheint es wegen der geringen Anzahl der bisher gebauten Projekte sowie der standortabhängigen Technologie aus gegenwärtiger Sicht nicht sinnvoll, im Rahmen des MAP zu erfüllende Standards zu definieren.

5. Anlagenwirtschaftlichkeit

Nachfolgend wird zunächst die Entwicklung der Investitionen und abschließend die Entwicklung der Energiegestehungskosten für die geförderten geothermischen Heiz- und Heizkraftwerke diskutiert.

5.1 Investitionsentwicklung

Die Anlagen 1 bis 3 wurden bereits in 2012 durch die Antragsstellung bzw. durch eine Förderung für andere Förderbausteine erfasst. Zusätzlich mit den Angaben aus 2013 sind für Anlage 2 und 3 die Investitionen vollständig erhoben worden. Ausgehend davon können für die Projekte 2 und 3 die spezifischen Investitionen berechnet werden. Bei dem Projekt 1 handelt es sich um ein Heizkraftwerk; dieses Projekt wurde bei der Angabe der spezifischen Investitionen nicht berücksichtigt.

Es zeigt sich, dass die spezifischen Investitionen in einem Bereich von 1.057 bis 2.860 €/kW_{th} liegen (Tabelle 5-1). Grund für diese große Bandbreite sind die standortabhängigen Unterschiede hinsichtlich der Investitionen für die Verfügbarmachung des tiefen Untergrundes (d.h. Bohrungsabteufung, Stimulation, Fördertests), für den Thermalwasserkreislauf, für das Heizwerk und weitere Investitionen (z. B. Planung und Projektmanagement).

Tabelle 5-1: Spezifische Investitionen der in 2013 geförderten Anlagen

Projekt	Geoth. Leistung		Nettoinvestitionen in Mio. €	Spezifische Investitionen in €/kW _{th}
	in MW _{th}	in MW _{el}		
Projekt 1	12 ¹	3,5 ¹	46,2 ²	-
Projekt 2	6,7 ¹	-	19,1 ¹	2.860 ¹
Projekt 3	14,1 ²	-	14,9 ¹	1.057 ¹
Durchschnitt 2013				1.929
Durchschnitt 2012	-	-	-	2.907 ¹
Durchschnitt 2011	-	-	-	2.590
Durchschnitt 2010	-	-	-	2.511

¹ Nach Angaben KfW; ² vollständig bzw. teilweise abgeschätzt wegen fehlender Angaben in den Unterlagen

Wie in den vergangenen Jahren sind die Investitionen für die Bohrung stark abhängig von den konjunkturabhängigen Bohrraten; übertragbare Aussagen sind deshalb nur sehr eingeschränkt möglich. Sicher ist aber, dass die Kosten einer Bohrung maßgeblich durch die Bohranlagenmiete (einschließlich Personal- und Energiekosten) bestimmt werden, die durchschnittlich 36 % der Gesamtkosten einer Tiefbohrung ausmachen. Auf die Bohrplatzeinrichtung und dessen Wiedernutzbarmachung nach dem erfolgreichen Abteufen entfallen ca. 4 % der Gesamtkosten, auf Meißel und Richtbohrservice rund 15 %, auf Spülungs- und Zementationsservice etwa 12 %, auf Verrohrung einschließlich Steigrohre ca. 20 % und auf die Sondenkopfkomplettierung ca. 12 % der gesamten Kosten. Je nach den lokalen Gegebenheiten können sich diese Anteile aber z. T. merklich verschieben³.

Die Investitionen der übertägigen Anlagenkomponenten (d. h. Förderpumpe, Thermalwasserkreislauf und Heiz- bzw. Heizkraftwerk) werden primär durch die Thermalwasserparameter (d. h. Fließrate und Temperatur) bestimmt. Wird insgesamt mehr Wärme (d. h. eine hohe Fließrate oder Temperatur) aus dem tiefen Untergrund gefördert, werden die einzelnen Komponenten entsprechend größer dimensioniert; dies führt zu entsprechend erhöhten Investitionen.

Für die untersuchten Anlagen werden für den Untertageteil rund 65 bis 78 % und für den Obertageteil rund 35 bis 22 % der Gesamtinvestitionen fällig. Im Vergleich zu 2011 und 2012 sind die spezifischen Investitionen im Jahr 2013 im Schnitt um rund 25 und 34 % gesunken (Tabelle 5-1). Grund dafür ist, dass Anlage 1 und 2 bereits in 2012 evaluiert wurden, hier aber für die Analyse z. T. Plan- bzw. abgeschätzte Daten Grundlage der Analyse stellten. Die Plan- und abgeschätzten Daten (aus 2012) lagen dabei über den der tatsächlichen Investitionen (aus 2013).

³ Kaltschmitt, M.; Streicher, W.; Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energien, Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 5. Auflage. Springer Berlin 2013

5.2 Energiegestehungskosten

Für die Abschätzung der Wärmegegestehungskosten war es nur teilweise möglich, aus den von der KfW zur Verfügung gestellten Unterlagen, die gesamten Investitionen, Betriebskosten und finanzmathematischen Rahmenbedingungen für die einzelnen Anlagen zu ermitteln. Aus diesem Grund wurden teilweise Abschätzungen durchgeführt.

Tabelle 5-2: Abschätzung der Wärmegegestehungskosten in 2013 geförderter Anlagen zur Nutzung der tiefen Geothermie

		Projekt A	Projekt B	Projekt C
Installierte Leistung Wärme/Strom	in MW _{th} /MW _{el}	12 ¹ /3,5 ³	6,7 ¹ /-	14,1 ¹ /-
Jahresvolllaststunden Wärme/Strom	in h/a	3.000 ² /6.000 ²	3.000 ¹ /-	1.500 ¹ /-
Gesamtinvestition	in Mio. €	46,2 ²	19,1 ¹	14,9 ¹
Wertgestellter Tilgungszuschuss	in Mio. €	2,5	2,1	2,0
Jährliche Betriebskosten	in Mio. €/a	3,6 ²	1,7 ¹	0,5 ¹
Fremdkapitalanteil	in %	59 ²	59 ²	59 ²
Eigenkapitalanteil	in %	41 ²	41 ²	41 ²
Mischzinssatz	in %	8,91 ²	6,0 ²	6,0 ²
Anlagenlaufzeit	in a	20 ²	50 ¹	50 ¹
Wärmegegestehungskosten (mit Darlehenszuschuss)		9,3	10,6	7,1
Wärmegegestehungskosten (ohne Darlehenszuschuss)	in €/ct/kWh	10,2	11,0	7,7
Anteil Förderung	in €/ct/kWh	0,9	0,4	0,6
Anteil Förderung	in %	8,9	3,6	7,8

¹ Nach Angaben KfW; ² Abschätzungen auf Basis öffentlich verfügbarer Anlageninformationen; ³ Verändert nach Plausibilitätsprüfung

Die für die Berechnung ermittelten bzw. abgeschätzten Daten sind in Tabelle 5-2 dargestellt. Ausgehend davon liegen die berechneten Wärmegegestehungskosten der untersuchten Heizwerke in einer Bandbreite von rund 7 bis 9 €/ct/kWh. Gründe für die unterschiedlichen Wärmegegestehungskosten liegen in den standortabhängigen Inputdaten für die Berechnung (vgl. spezifische Investitionskosten). Zusammengenommen liegen damit die Wärmegegestehungskosten für die untersuchten Heizwerke im Durchschnitt unter denen des Vorjahres (10 bis 13 €/ct/kWh).

Seit dem Förderjahr 2012 können zusätzlich Kraft- bzw. Heizkraftwerke gefördert werden. Für derartige Anlagen wird bei der Berechnung der Wärmegegestehungskosten der Erlös aus der EEG-Vergütung als Gutschrift berücksichtigt. Die Wärmegegestehungskosten für das untersuchte Heizkraftwerk belaufen sich auf rund 11 €/ct/kWh (Tabelle 5-2).

Im Einzelfall können die Wärmegestehungskosten deutlich von den oben berechneten abweichen. Für die Abschätzung der Bedeutung bestimmter Einflüsse zeigt Abbildung 5-1 eine Variation wesentlicher sensibler Parameter am Beispiel der Wärmebereitstellung für das Projekt C.

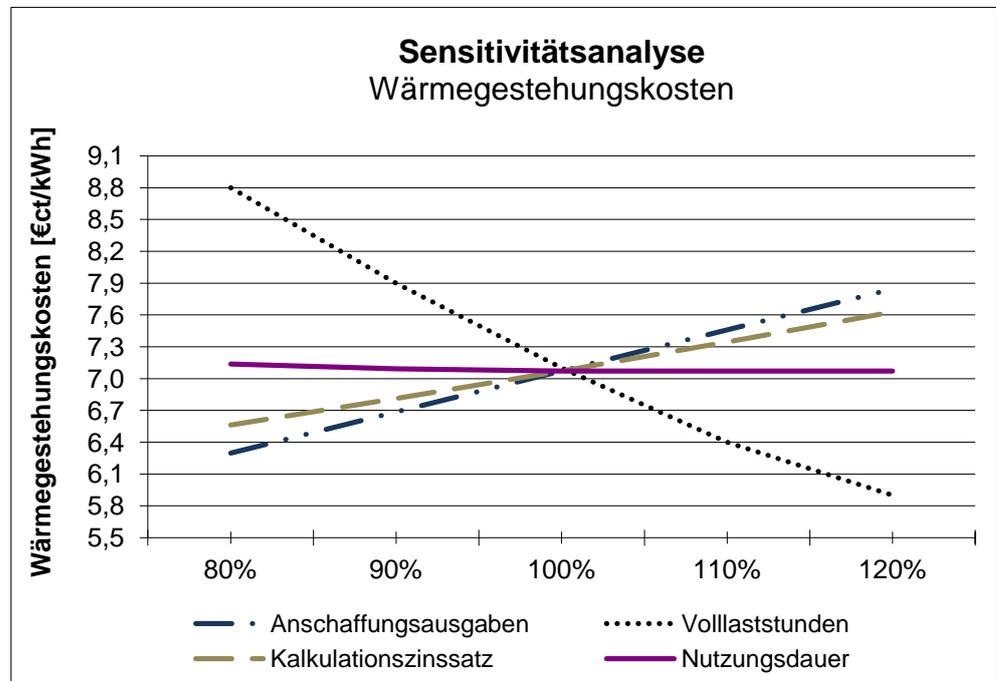


Abbildung 5-1: Parametervariation für das Projekt C

Demnach haben die Volllaststunden und der damit verbundene Jahresertrag den größten Einfluss auf die spezifischen Wärmegestehungskosten. Erhöhen sich die Stillstandszeiten des Heizwerks, kann weniger Wärme bereitgestellt werden und die Wärmegestehungskosten steigen. Umgekehrt sind bei einer maximalen Auslastung der Anlagen deutlich geringere spezifische Wärmegestehungskosten möglich. Weiterhin dominieren auch die Investitionen die Energiegestehungskosten. Können beispielsweise die Bohrkosten reduziert werden, wären deutlich geringere Wärmegestehungskosten möglich. Weiterhin hat auch der Kalkulationszinssatz einen dominanten Einfluss. Im Vergleich dazu ist beispielsweise die Nutzungsdauer in Bezug auf die Gestehungskosten für den hier untersuchten Fall nur von untergeordneter Bedeutung.

In der Regel müssen zusätzlich die Investitionen für die Wärmeverteilsysteme (d. h. Nah- oder Fernwärmenetze) berücksichtigt werden, die in erster Linie von der Siedlungsdichte und Größe (d. h. Fläche) des zu versorgenden Gebietes abhängig sind. Diese zusätzlichen Investitionen sind nicht in den von der KfW zur Verfügung gestellten Unterlagen enthalten und konnten in der oben aufgeführten Berechnung nicht berücksichtigt werden. Würden die entsprechenden Investitionen zusätzlich Berücksichtigung finden, würden sich die Wärmegestehungskosten für die berechneten Anlagen um einige €/kWh erhöhen (vgl. Appendix 2 - Fachgutachten große Biomasse, Wärmenetze und -speicher).

Appendix 6: Fachgutachten zum Fördersegment Biogasleitungen und -aufbereitungsanlagen

Autor

Ronny Erler

DBI-Gas- und Umwelttechnik GmbH

1. Einführung

Die Förderung von Biogasaufbereitungsanlagen und Biogasleitungen erfolgt innerhalb des Marktanreizprogramms (kurz: MAP) ausschließlich über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Von den knapp 2.700 Fördertatbeständen bei der KfW entfallen im Jahr 2013 ca. 6 % (152) auf diese beiden Fördersegmente. Im Folgenden werden die hierbei relevanten Förderkriterien näher betrachtet.

1.1 Biogasaufbereitungsanlagen

Die Förderung von Anlagen für die Biogasaufbereitung und Biogaseinspeisung über das MAP lief zum 01.01.2013 aus (vonBredow 2013). Demnach können für das Evaluierungsjahr 2013 nur Anlagen ausgewertet werden, die den Antrag auf Förderung vorher stellten und 2013 wertgestellt wurden. Die Kriterien für eine Förderung von Biogasaufbereitungsanlagen sind zusammenfassend wie folgt (BMU 2012):

- Einspeisemenge maximal 350 Nm³ Biomethan pro Stunde
- geringe Methanemissionen (seit 20.07.2012 max. 0,2 %)
- maximaler Stromverbrauch von 0,5 kWh/Nm³ Rohgas bei Aufbereitung und Einspeisung
- Bereitstellung von Prozesswärme erfolgt aus regenerativen Energien, Grubengas oder Abwärme der Gasaufbereitungs- o. Einspeiseanlage ohne zusätzliche fossile Energieträger

Die KfW-Förderung für Biogasaufbereitungsanlagen ist dabei nicht mit anderen Förderprogrammen der öffentlichen Hand kombinierbar. Der Tilgungszuschuss für eine Anlage kann bis zu 30 % der förderfähigen Investitionssumme betragen (BMU 2012).

1.2 Biogasleitung

Das KfW-Programm Erneuerbare Energien „Premium“ fördert Biogasleitungen unter folgenden Voraussetzungen (BMU 2012):

- Mindestlänge von 300 m (einschließlich Gasverdichter, Gastrocknungs- bzw. Entschwefelungsanlage und Kondensatschächten)
- Nutzung des transportierten Biogases erfolgt in Form von KWK
- KWK-Anlage entspricht den Kriterien des EEG 2012, sodass der erzeugte Strom entsprechend vergütet oder das Biogas als Kraftstoff eingesetzt wird
- kein Transport von aufbereitetem Biogase (Biomethan)
- kein Transport von Rohbiogas zu Biogasaufbereitungsanlage
- Leitung erfüllt die Qualitätskriterien, wie sie im Tilgungszuschuss formuliert sind

Die Förderung ist ein zinsgünstiger Kredit. Bis zu 100 % der Nettoinvestitionskosten können gefördert werden. Der Tilgungszuschuss beträgt maximal 30 % der förderfähigen Investitionssumme. Der Antrag auf Förderung muss vor Maßnahmenbeginn gestellt werden. Die Antragstellung erfolgt bei einem Kreditinstitut freier Wahl (Hausbank). Ausnahme sind kommunale Gebietskörperschaften, rechtlich unselbstständige Eigenbetriebe von kommunalen Gebietskörperschaften und Gemeindeverbände. Diese stellen den Antrag direkt bei der KfW (CARMEN 2013).

2. Förderstatistik

In die folgende statistische Auswertung der Förderfälle für das Jahr 2013 werden alle Fördertatbestände berücksichtigt, welche innerhalb des Evaluierungsjahres wertgestellt wurden. Für die Interpretation der Antrags- und Wertstellungen sind die Änderungen der Förderfähigkeit in den letzten Jahren von Bedeutung. Abbildung 2-1 stellt diese grafisch dar.

Biogasaufbereitungsanlagen

Im Evaluierungsjahr 2013 liegen neun Fördertatbestände bei der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) für Biogasaufbereitungsanlagen vor. Diese wurden in den vorangegangenen Jahren beantragt, sodass deren Wertstellung in das Jahr 2013 fällt, obwohl zu dieser Zeit die Förderung bereits ausgelaufen ist.

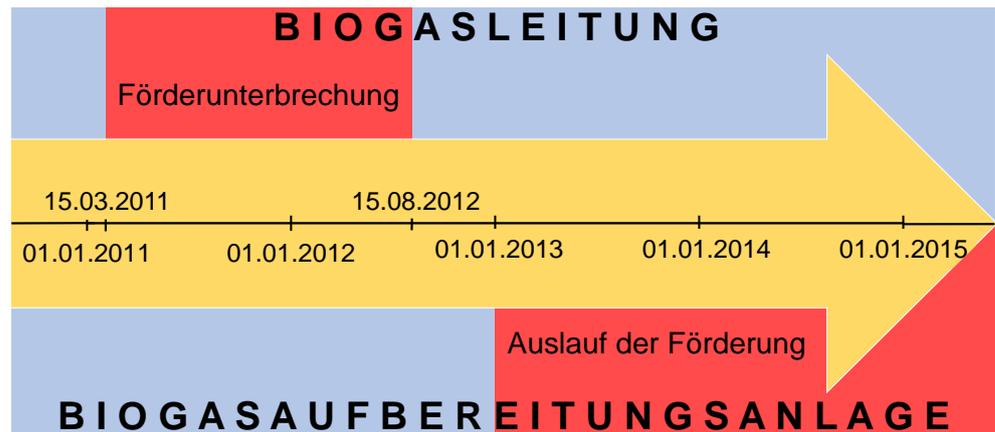


Abbildung 2-1: Zeiträume der Förderfähigkeit von Biogasleitungen und Biogasaufbereitungsanlagen im Rahmen des MAP (grün-förderfähig, rot-nicht förderfähig)

Abbildung 2-2 zeigt die Anzahl an Antragseingängen, Zusagen und Wertstellungen der letzten drei Jahre für Biogasaufbereitungsanlagen. Bereits im Jahr 2012 führte das Auslaufen der Förderung zu Vorzieheffekten, sodass die Anzahl der wertgestellten Anlagen im Vergleich zu den Jahren vor 2012 zunahm. Dieser Effekt setzt sich auch 2013 fort. Die Erteilung von weiteren neun Zusagen lässt auch für das Evaluierungsjahr 2014 eine ähnlich große Anzahl an Fördertatbeständen vermuten.

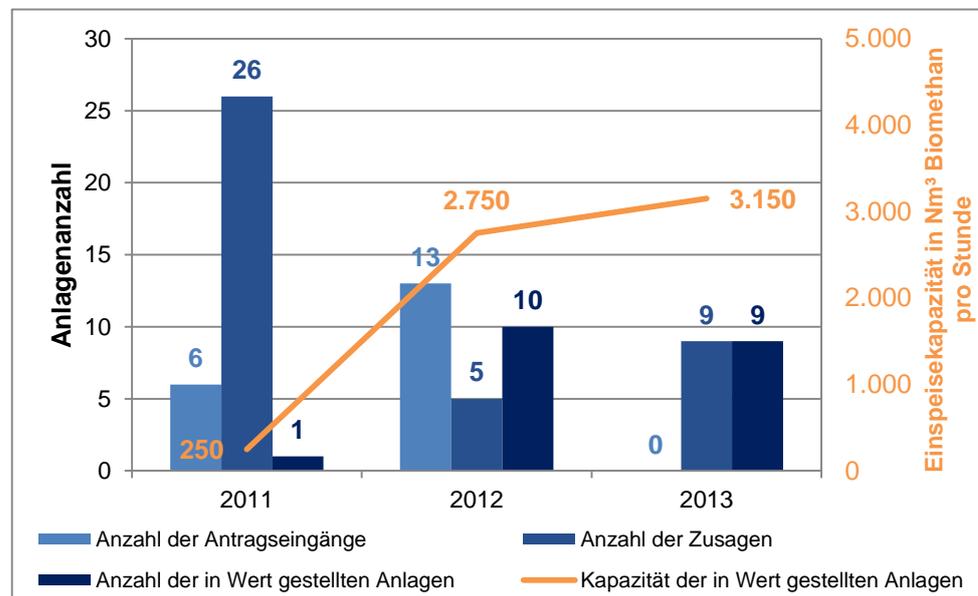


Abbildung 2-2: Anzahl der KfW-geförderten Biogasaufbereitungsanlagen und Gesamt-Einspeisekapazität von 2011 bis 2013

Die ermittelte Gesamtkapazität der 2013 KfW-geförderten Biogasaufbereitungsanlagen beträgt 3.150 Nm³ Biomethan pro Stunde. Demzufolge haben alle geförderten Anlagen die Maximalkapazität von 350 Nm³/h ausgeschöpft. Hieraus lässt sich schlussfolgern, dass diese Projekte bewusst die Kapazitätsgrenze ausgeschöpft haben.

Ohne das MAP wären wahrscheinlich größere Anlagen errichtet worden.

Der durchschnittliche Methanschluß der neun Anlagen beträgt 0,22 % und übersteigt damit die ab dem 15.08.2012 geltende Förderbedingung von 0,20 % (BMU 2012). Genau zwei Anlagen weisen einen Methanschluß von 0,5 % auf. Dennoch ist eine Förderung gerechtfertigt, da zum Zeitpunkt der Antragstellung (Dezember 2010) eine Grenze von 0,5 % gültig war (BMU 2011).

Das zugesagte Darlehen beträgt im Durchschnitt ca. 2,1 Mio. € pro Anlage. Hierbei ist ein durchschnittlicher Tilgungszuschuss von etwa 590.000 € enthalten. Somit ergibt sich bei etwa gleicher Anlagenanzahl im Vergleich zum Vorjahr eine höhere Förderung je Anlage. Das in Summe zugesagte Darlehen beläuft sich auf 18,6 Mio. €. Die im Bereich Biogasaufbereitung ausgelöste Investitionssumme beträgt etwa 18,1 Mio. € (s. Abbildung 2-3).

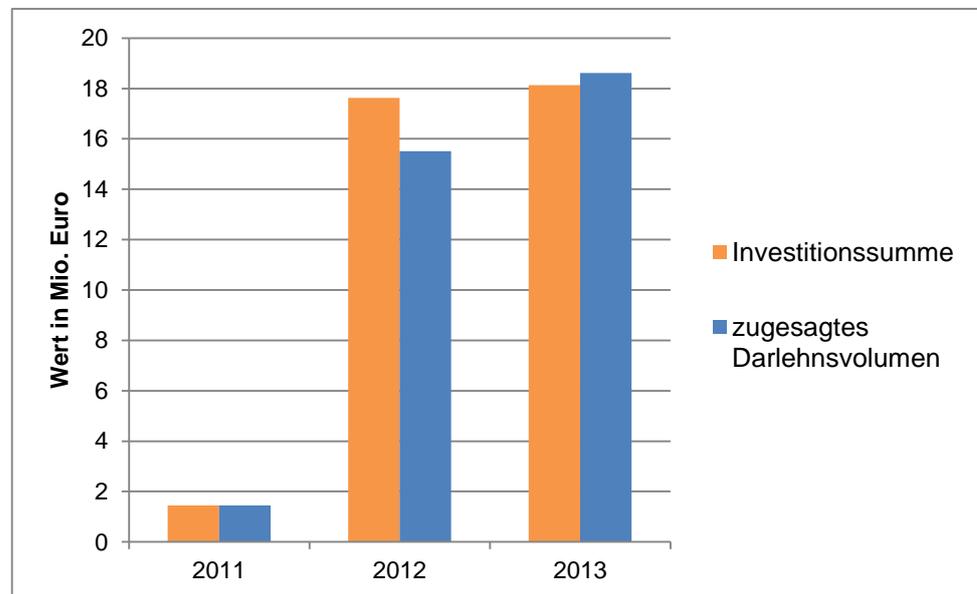


Abbildung 2-3: Ausgelöste Investition und eingesetzte Fördermittel für KfW-geförderten Biogasaufbereitungsanlagen von 2011 bis 2013

Die Diskrepanz zwischen Darlehens- und Investitionssumme resultiert aus dem Vergleich von Daten zu unterschiedlichen Zeitpunkten. Das zugesagte Darlehensvolumen wird zum Zeitpunkt der Kreditzusage erhoben, während die Investitionskosten die realisierten Maßnahmen berücksichtigen. Darin enthalten sind u. a. Teilverzichte oder Kündigungen von Teilen des Darlehens (Papenfuß 2014). Die Veränderung der Investitionskosten einer Biogasaufbereitungsanlage spiegelt sich ebenso in einer langen Projektlaufzeit wieder (s. Abbildung 2-4).

BIOGASAUFBEREITUNGSANLAGE



Abbildung 2-4: Zeitlicher Verlauf der KfW-Förderung am Beispiel der 2013 wertgestellten Biogasaufbereitungsanlagen

Wie im Vorjahr ist Niedersachsen das Bundesland mit den meisten wertgestellten Biogasaufbereitungsanlagen. Im Jahr 2013 erfolgte neben Niedersachsen noch in vier weiteren Bundesländern eine Förderung.

Tabelle 2-1: Übersicht der KfW-geförderten Biogasaufbereitungsanlagen 2013 nach Bundesländern

Bundesland	Anlagenanzahl	Einspeisekapazität in Nm ³ Bio-methan pro Stunde	Durchschnittlicher Methanschlupf in %	Zugesagtes Darlehen in Euro	Investitionssumme in Euro
Baden-Württemberg	1	350	0,20	1.820.000	1.717.473
Brandenburg	1	350	0,20	2.378.000	2.378.000
Mecklenburg-Vorpommern	1	350	0,10	1.803.272	1.803.272
Niedersachsen	4	1.400	0,20	8.518.461	8.138.364
Sachsen-Anhalt	2	700	0,35	4.097.854	4.097.854
Deutschland	9	3.150	0,22	18.617.587	18.134.963

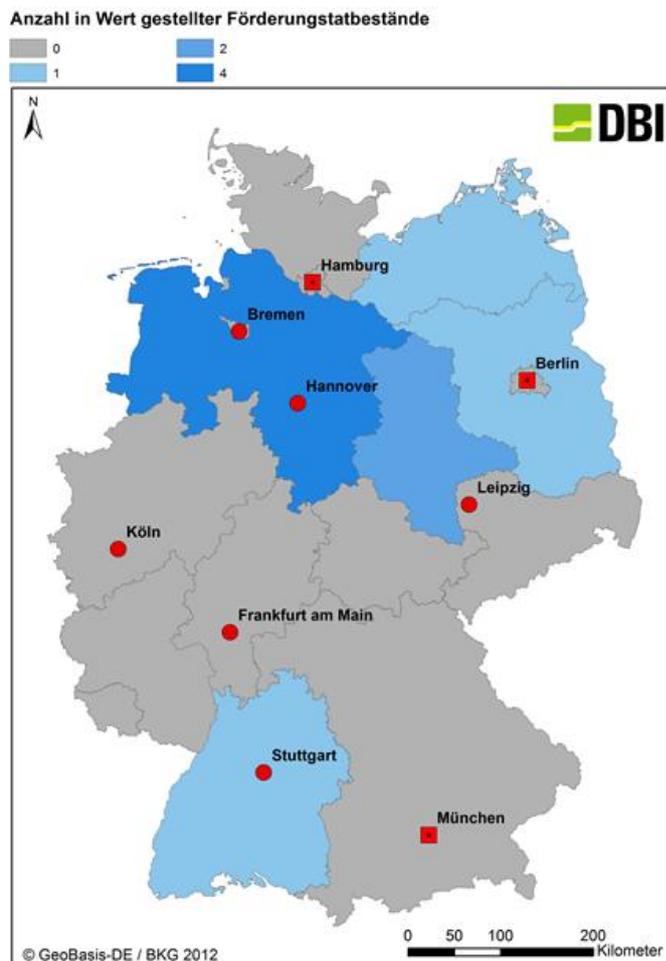


Abbildung 2-5: Regionale Verteilung der 2013 wertgestellten Biogasaufbereitungsanlagen

Biogasleitungen

Im Jahr 2013 wurden 143 Biogasleitungen im Rahmen des MAP bei der KfW wertgestellt (s. Abbildung 2-6). Im Vergleich zu den letzten Jahren ist dabei die Förderanzahl erstmals rückläufig. Verantwortlich hierfür ist die Förderunterbrechung in den Jahren 2011/2012. Daraus resultiert einerseits die Zunahme der Wertstellungen im Jahr 2012 (Vorzieheffekt) und andererseits eine Verringerung der Neuanträge 2012/2013.

Insgesamt wurden im Jahr 2013 ca. 335 km Biogasleitung in Verbindung mit dem MAP errichtet. Entgegen der sinkenden Anzahl der Fördertatbestände stieg die anlagenspezifische Leitungslänge um über 40 % zum Vorjahr an. 2012 betrug die durchschnittliche Länge einer im Rahmen des MAP errichteten Biogasleitung ca. 1,6 km, während ein Jahr später deutlich längere Leitungen umgesetzt (2,3 km) werden. Die Leitungslänge variiert im Evaluierungsjahr 2013 von 324 m bis 24.500 m.

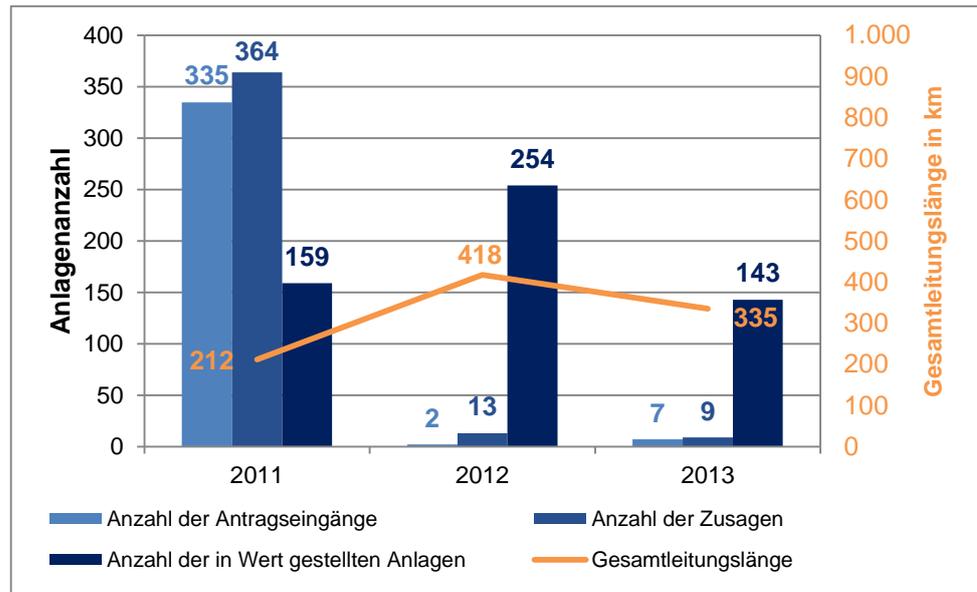


Abbildung 2-6: Anzahl der KfW-geförderten Biogasleitungen und Leitungslänge von 2011 bis 2013

Das zugesagte Gesamt-Darlehensvolumen für das Evaluierungsjahr 2013 beträgt ca. 35,0 Mio. € (s. Abbildung 2-7). Das entspricht einer Förderung von knapp 245.000 € pro Anlage bzw. einer längenspezifischen Förderung von 104 €/m. Analog zu den Vorjahren zeigt sich, dass mit Zunahme der Leitungslängen die spezifischen Investitionskosten sinken. Folglich nimmt auch die Darlehenshöhe pro Meter ab (2011: 129 €/m, 2013: 104 €/m). Dennoch steigen aufgrund längerer Leitungen die (absoluten) Investitionssummen bzw. Darlehenshöhen je Projekt (2011: 170.000 €, 2013: 245.000 €).

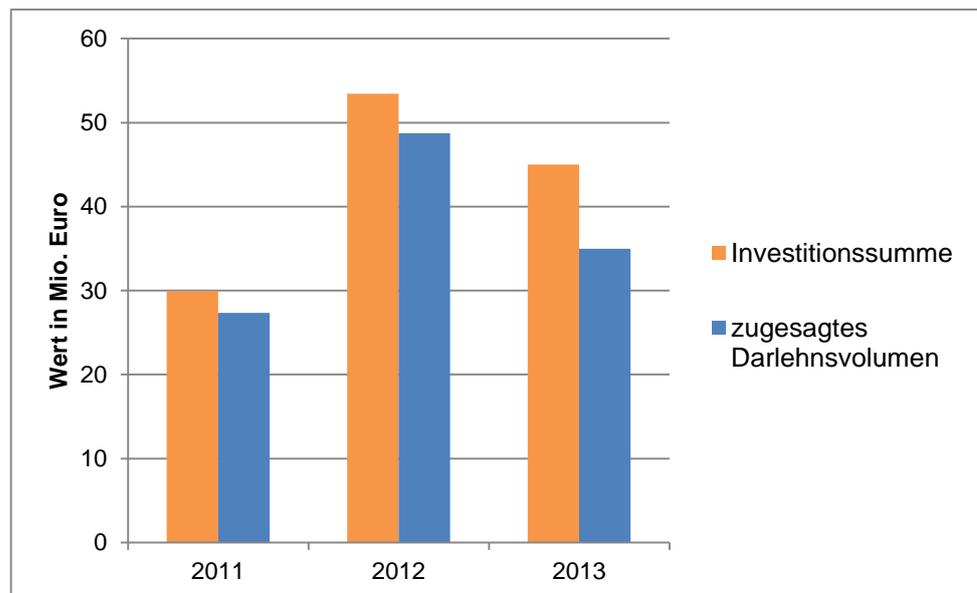


Abbildung 2-7: Ausgelöste Investition und eingesetzte Fördermittel für KfW-geförderten Biogasleitungen von 2011 bis 2013

Abbildung 2-8 fasst diese Entwicklung zusammen. Insgesamt löste die KfW-Förderung im Bereich Biogasleitungen im Evaluierungsjahr 2013 Investitionen in einer Höhe von über 45,0 Mio. € aus (s. Abbildung 2-7).

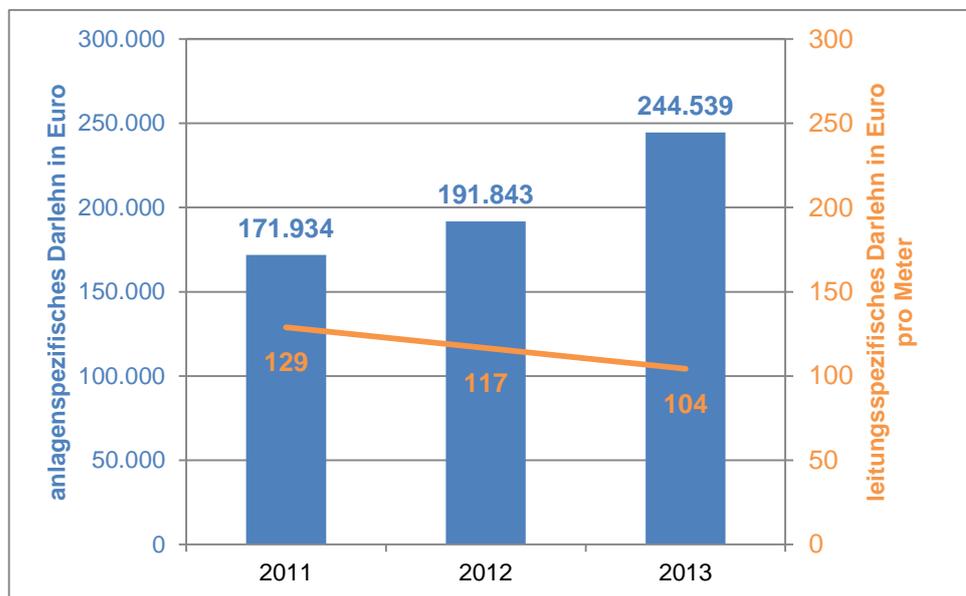


Abbildung 2-8: Entwicklung der anlagen- und leitungsspezifischen Darlehenssumme für KfW-geförderte Biogasleitungen von 2011 bis 2013

Analog zum Vorjahr befindet sich die knappe Hälfte der betrachteten Biogasleitungen in Niedersachsen. Bis auf das Saarland, Thüringen, Sachsen-Anhalt sowie die Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen weisen alle Bundesländer mindestens einen Fördertatbestand für Biogasleitungen auf. Der Anteil ostdeutscher Förderobjekte stieg zum Vorjahr um zwei Prozentpunkte auf 8 %.

Tabelle 2-2: Übersicht der KfW-geförderten Biogasleitungen 2013 nach Bundesländern

Bundesland	Anlagenanzahl	Gesamt-Netzlänge in km	Durchschnittliche Netzlänge in m pro Anlage	Zugesagtes Darlehen in Euro	Investitionssumme in Euro
Baden-Württemberg	3	5,5	1.833	805.826	805.826
Bayern	16	19,0	1.187	3.382.555	4.130.817
Brandenburg	5	57,4	11.480	2.440.000	6.360.784
Hessen	3	2,9	982	253.349	310.513
Mecklenburg-Vorpommern	4	46,1	11.521	4.920.300	6.799.713
Niedersachsen	65	108,8	1.674	10.983.532	13.148.704
Nordrhein-Westfalen	23	57,9	2.517	6.084.015	7.133.371
Rheinland-Pfalz	2	6,8	3.415	698.170	776.446
Sachsen	3	4,1	1.367	1.789.090	1.789.094
Schleswig-Holstein	19	26,9	1.417	3.612.177	3.754.147
Deutschland	143	335,5	2.346	34.969.014	45.009.415

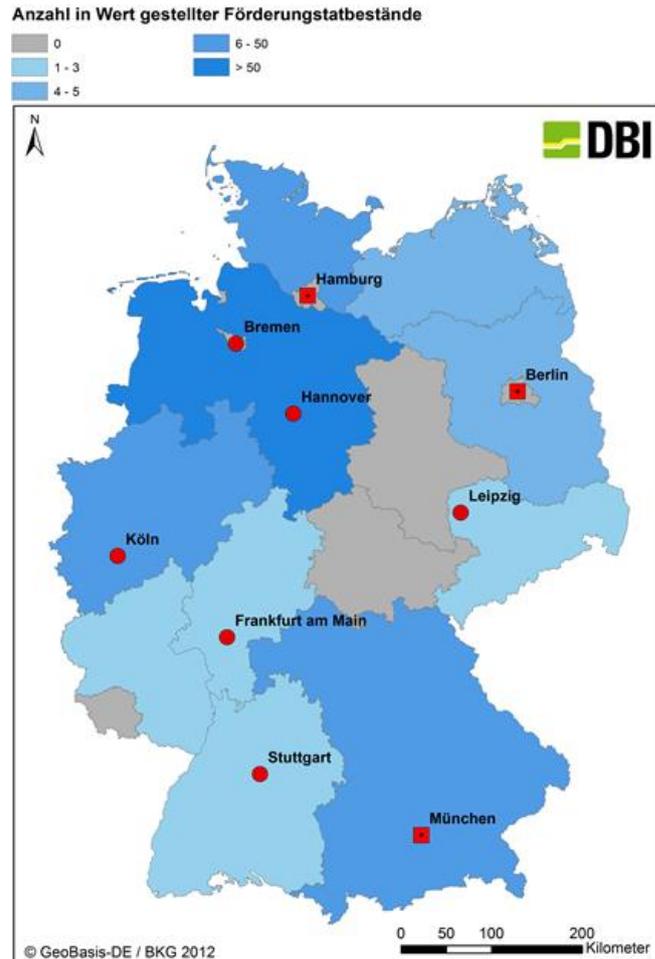


Abbildung 2-9: Regionale Verteilung der 2013 wertgestellten Biogasleitungen

3. Marktentwicklung

3.1 Ausbau der erneuerbaren Wärme- und Kälteversorgung

Der Ausbau erneuerbarer Wärme- und Kälteversorgungsanlagen im Rahmen des MAP ist für den Bereich Biogas nur schwer zu quantifizieren. Da sowohl Biogasleitungen als auch Biogasaufbereitungsanlagen primär keine Wärme bzw. Kälte erzeugen, ist es nicht möglich für den Ausbau Zielwerte zu definieren. Der Nutzen für den Wärmemarkt dieser Anlagen liegt in der Schaffung von Voraussetzungen nachgelagerter Prozessschritte, wie beispielsweise die KWK- oder KWKK-Nutzung.

Biogasaufbereitungsanlagen

Insbesondere die Nutzung des auf Erdgasqualität aufbereiteten Biogases bietet die Möglichkeit neben der Wärmenutzung auch weitere Wertschöpfungspfade (Stromerzeugung, Nutzung als Kraftstoff, stoffliche Nutzung) zu realisieren. Genau diese Vielseitigkeit erschwert jedoch die Definition von Zielvorgaben speziell für den Wärmebereich und damit für das MAP.

Zielvorgaben für die Biomethaneinspeisung sind in der Gasnetz-zugangsverordnung (GasNZV) enthalten. Bis zum Jahr 2020 soll die jährliche Einspeisemenge 6 Mrd. und im Jahr 2030 10 Mrd. Normkubikmeter Biomethan betragen (GasNZV 2010). Aktuell sind in Deutschland 146 Anlagen in Betrieb. Diese speisen ca. 790 Mio. Normkubikmeter Biomethan pro Jahr in das öffentliche Erdgasnetz ein. Die durchschnittliche Einspeisekapazität je Anlage beträgt somit etwa 620 Normkubikmeter Biomethan pro Stunde. 2013 sind 26 Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland in Betrieb gegangen. Etwa ein Drittel davon hat eine Einspeisekapazität von unter 350 Normkubikmeter pro Stunde und kommt für eine MAP-Förderung in Frage (dena 2014).

Um die Ziele der GasNZV zu erreichen, ist eine Zunahme der jährlichen Einspeisemenge um 5,2 Mrd. Normkubikmeter Biomethan innerhalb der nächsten sechs Jahre notwendig. Der jährliche Zubau müsste somit durchschnittlich ca. 870 Mio. Normkubikmeter Biomethan betragen. Realisiert wurden im Jahr 2013 Anlagen mit einer Jahreskapazität von 136 Mio. Normkubikmeter Biomethan (dena 2014). Darin enthalten sind 28 Mio. Normkubikmeter pro Jahr aus Anlagen, die eine MAP-Förderung erhielten. Werden die Kapazitäten der MAP-geförderten Anlagen ins Verhältnis zu den Zielen der GasNZV im Jahr 2020 gesetzt, so beträgt die Zielerreichungs-indikator wie im Vorjahr nur etwa 3 %. Legt man die angezielte Einspeisemenge im Jahr 2030 zugrunde, so wurden 2013 ca. 5 % des jährlich notwendigen Wachstums durch das MAP gedeckt. Obwohl innerhalb des MAP ausschließlich kleine Aufbereitungs-anlagen (< 350 Nm³/h) gefördert werden, ist der Anlagenzuwachs dennoch als unzureichend zu bewerten.

3.2 Wachstum der Märkte

Biogasaufbereitungsanlagen

Die Entwicklung der Fördertatbestände ist in Abbildung 3-1 dargestellt. Die Anträge der im Jahr 2013 wertgestellten Anlagen stammen aus den Jahren 2010 und 2011. Die große Zeitspanne liegt vor allem in einer langen Bauphase der Anlagen begründet (s. Abbildung 2-4). Demzufolge wirken sich voraussichtlich die 2012 eingegangenen Anträge erst auf die Wertstellung und Evaluierung in den Jahren 2014/15 aus. Da 2012 die Förderung auslief kam es zu vermehrten Anträgen. Ob die Projekte umgesetzt werden, zeigt sich in den kommenden Monaten/Jahren.

Die Marktentwicklung im Bereich Biogasaufbereitung ist innerhalb des MAP nur teilweise abgedeckt, da ausschließlich Anlagen mit einer Einspeisemenge von bis zu 350 Nm³ Biomethan pro Stunde förderfähig sind. Die neun wertgestellten Anlagen 2013 entsprechen etwa 39 % des gesamten Zuwachses (ca. 23 Biogaseinspeiseanlagen in Deutschland zwischen 11/2012 und 11/2013 errichtet) (dena 02/2013).

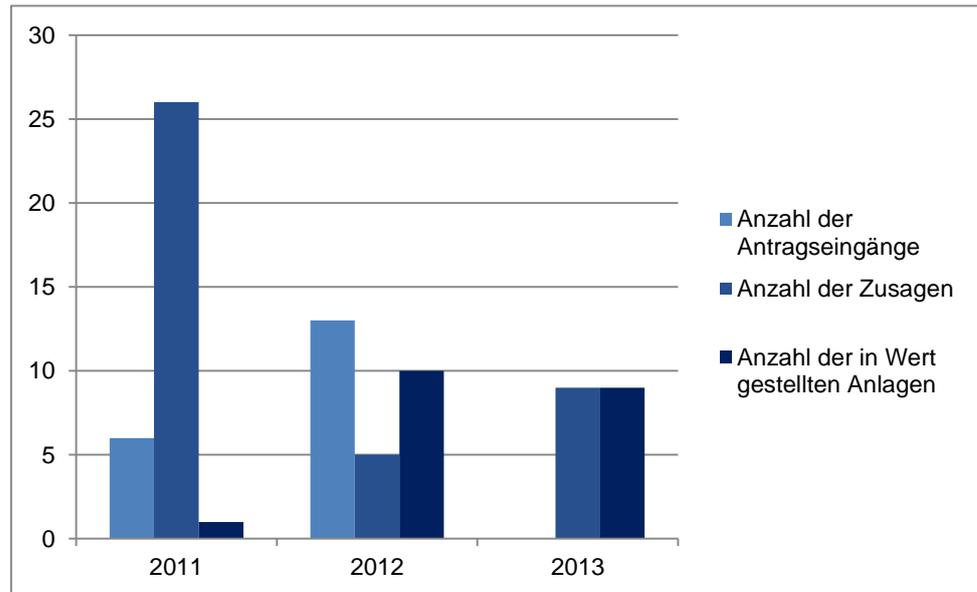


Abbildung 3-1: Anzahl der Fördertatbestände für Biogasaufbereitungsanlagen von 2011 bis 2013

Aufbereitetes Biogas kann sowohl in Form von Wärme, als Kraftstoff oder für die Erzeugung elektrischer Energie genutzt werden. Der letztgenannte Nutzungspfad kann EEG-Vergütungen erhalten. Die Novellierung des EEG im Sommer 2014 wird die zukünftige Entwicklung der gesamten Branche maßgeblich beeinflussen. Das Auslaufen der Förderung im MAP zum 01.01.2013 hat bereits jetzt die Förderung der Biogasaufbereitung in Richtung der Erzeugung elektrischer Energie verschoben.

Die aktuelle Geschäftslage und Stimmung in der Branche wird halbjährlich durch die Deutsche Energie-Agentur erfasst. Im November 2013 wurde die Geschäftslage als befriedigend und damit besser als in den vorherigen 18 Monaten bewertet. Kurzfristige Effekte bilden hierfür die Ursache. Die bevorstehende Novellierung des EEG, als Hauptförderinstrument der Biogasaufbereitung, führt in der gesamten Branche zu Vorzieheffekten, sodass im Nachgang mit einem starken Rückgang zu rechnen ist. Aktuell (Juni 2014) wird die Geschäftslage innerhalb der Branche deutlich schlechter eingeschätzt. Ursache hierfür ist insbesondere die Novellierung des EEG und der damit voraussichtlich einhergehenden Streichung des Gasaufbereitungsbonus. Neuanlagen werden es hierdurch deutlich schwerer haben, eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Entsprechend (deutlich) weniger Anlagen sind (noch) in Planung. Zusätzlich wird der Neubau von Biogaserzeugungsanlagen durch eine Deckelung der jährlichen Zubau-Leistung erschwert.

Der Anlagenbau zeigte von 2008 bis 2012 ein starkes Wachstum, sodass 2012 über 100 Biogaseinspeiseanlagen in Deutschland in Betrieb waren (s. Abbildung 3-2). Im Jahr 2013 wurden jedoch erstmals weniger Anlagen in Betrieb genommen als im Vorjahr. Auch wenn erfahrungsgemäß zum Jahresende noch einige Anlagen in

Betrieb gehen, so ist auch im Jahr 2014 mit einem weiteren Rückgang zu rechnen.

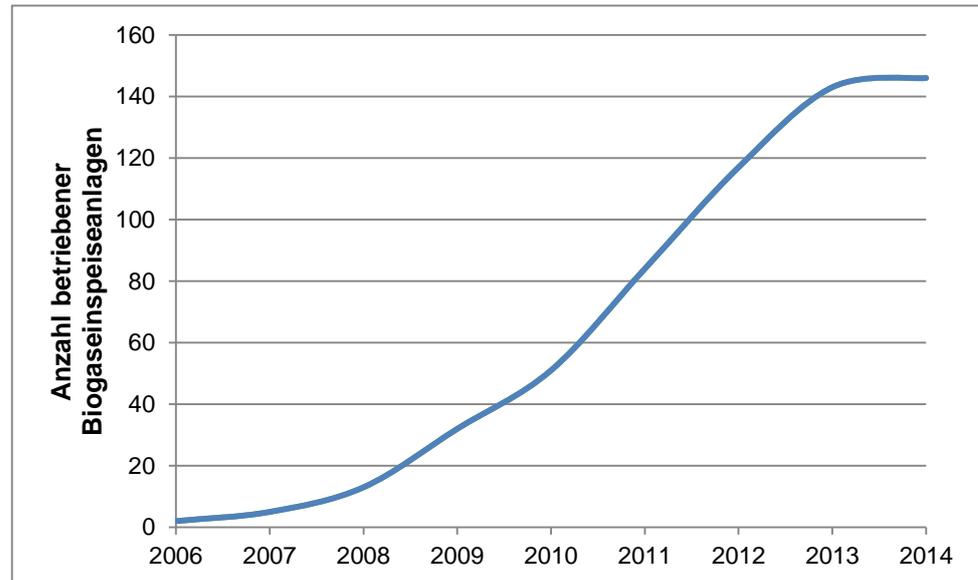


Abbildung 3-2: Entwicklung der Biogaseinspeiseanlagen in Deutschland von 2006 bis 2014 (dena 2014)

Die Beurteilung zukünftiger Geschäftsaussichten wurde im November 2013 innerhalb der Branche als „befriedigend“ bewertet. Hierbei sind Händler optimistischer als die Anlagenbauer. Der aktuellen politischen Diskussion entsprechend wird mit einer Verringerung bzw. dem Wegfall verschiedener EEG-Vergütungen gerechnet. Von diesen Auswirkungen werden die Anlagenbauer zuerst betroffen sein, da noch weniger Anlagen geplant und errichtet werden (dena 02/2013).

Die Unsicherheit in den zukünftigen Rahmenbedingungen sowie die damit fehlende Planungs- und Investitionssicherheit führt zum Rückgang des Wachstums bis hin zur Stagnation. Seit 2009 nimmt die durchschnittliche Anlagenkapazität ab und strebt derzeit gegen einen Wert von etwa 620 Nm³/h Biomethan (s. Abbildung 3-3) (dena 2014).

Der Entwurf zur Reform des EEG wurde am 27.06.2014 vom Bundestag beschlossen. Aller Voraussicht nach wird auch der Bundesrat im Juli ohne (wesentliche) Änderungen dem Gesetz zustimmen. Speziell für die Biogasaufbereitung scheint hierdurch ein massiver Rückgang beim Neuanlagenbau einzutreten. Grund ist die Abschaffung des Gasaufbereitungsbonus für BHKWs beim Einsatz von Biomethan, der bisher den Mehraufwand für Aufbereitung und Einspeisung deckte. Die damit fehlende Wirtschaftlichkeit wird nach Branchenmeinung den Anlagenzubau in den nächsten Jahren verhindern (FvB 2014 b).

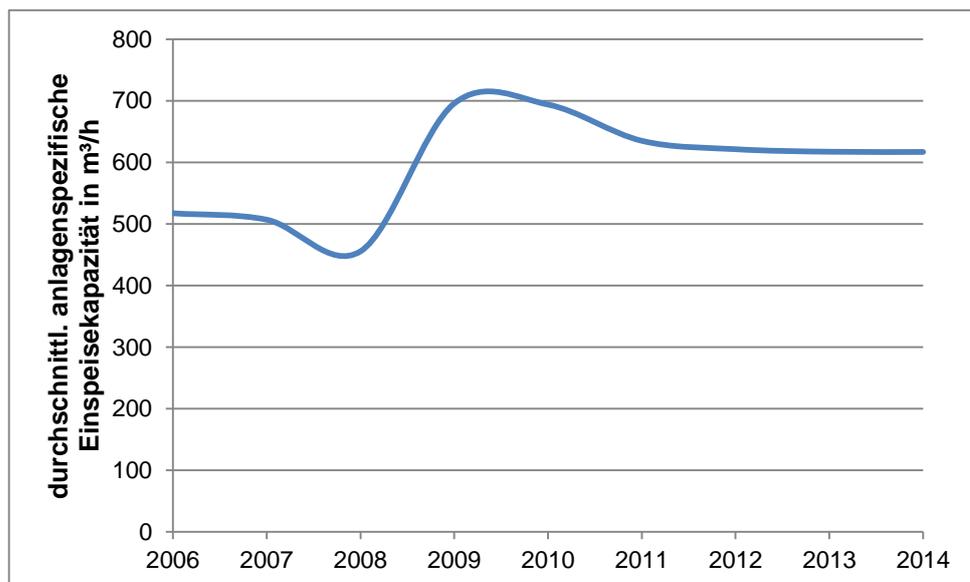


Abbildung 3-3: Entwicklung der anlagenspezifischen Einspeisekapazität der Biogaseinspeiseanlagen in Deutschland von 2006 bis 2014 (dena 2014)

Biogasleitungen

Die Auswirkungen der Förderunterbrechung im MAP für Biogasleitungen im Zeitraum vom 15.03.2011 bis 15.08.2012 sind ab dem Evaluierungsjahr 2011 deutlich zu erkennen. Während es vor der Unterbrechung zu einer verstärkten Nachfrage kam, ist nach Wiedereinführung die Anzahl an Fördertatbeständen gering. Anhand der geringen Anzahl gestellter Anträge und entsprechend wenigen erteilten Zusagen setzt sich dieser Trend voraussichtlich auch in den nächsten Jahren fort (s. Abbildung 3-4).

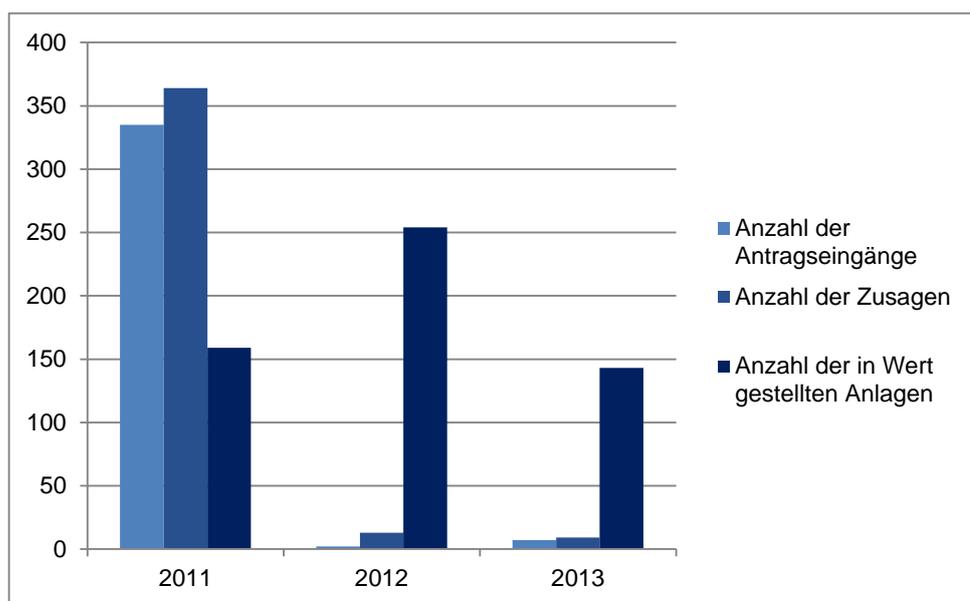


Abbildung 3-4: Anzahl der Fördertatbestände für Biogasleitungen von 2011 bis 2013

Die Novellierung des EEG im Sommer 2014 wird zunehmend den Fokus auf Reststoffe als Einsatzsubstrat aber auch auf die effiziente Nutzung des erzeugten Biogases legen. Um hohe Gesamtnutzungsgrade zu erzielen, ist neben dem elektrischen Strom auch die anfallende Wärme zu nutzen (z.B. mittels Nahwärmenetzen). Aufgrund dessen, dass ein Wärmetransport immer mit Wärmeverlusten verbunden, ist die eigentliche Wärmenutzung meist nur in einem engen räumlichen Umfeld wirtschaftlich umsetzbar. Um Wärmesenken in größere Entfernung zu versorgen, bieten sich Biogasleitungen an. Diese können den Brennstoff (Biogas) nahezu verlustfrei an den Ort des Verbrauchs transportieren, wo ein Satelliten-BHKW diesen dann am Ort des Bedarfs in Wärme und elektrischen Strom umwandelt.

Anlagen die nach EEG 2012 vergütet werden, unterliegen der KWK-Pflicht (Anlage 2 des EEG 2012). Die Verpflichtung, die bei der Verstromung anfallende Wärme sinnvoll zu nutzen, begünstigt den Bau von Biogasleitungen.

Altanlagen, die nach EEG 2009 vergütet werden, haben meist wirtschaftlich günstigere Bedingungen aufgrund des damaligen Boni-Systems. Da nach § 19 EEG der Vergütungsanspruch (EEG 2009 oder EEG 2012) vom „zuletzt in Betrieb gesetzten Generator“ abhängig ist, werden die Altanlagen auch zukünftig kaum Satelliten-BHKWs errichten.

Die Biogas-BHKWs, welche älter als zehn Jahre sind, müssen zunehmend ertüchtigt werden. Im Zusammenhang mit dem Repowering gewinnen Satelliten-BHKWs und dazugehörige Biogasleitungen wieder an Bedeutung.

3.3 Marktstruktur

Biogasaufbereitungsanlagen

Die Marktstruktur der Biogasaufbereitung wird insbesondere durch etwa 60 Firmen in Deutschland im Bereich des Anlagenbaus geprägt (FvB 2014 a). Die vergleichsweise junge Branche stagniert derzeit auf dem deutschen Markt. Die aktuellen politischen Diskussionen, die die Förderung der Biogasaufbereitung nicht weiter in der bisherigen Größe vorsehen, lässt die Akteure sich dem europäischen Ausland und den weltweiten Märkten zuwenden. Gleichzeitig wurde der deutsche Markt im 2. Halbjahr 2013 und 1. Quartal 2014 infolge der bevorstehenden Änderungen belebt, um noch eine Förderung nach dem EEG 2012 zu erhalten und nicht unter die voraussichtlich unattraktivere EEG 2014-Förderung zu fallen. Für diesen Zeitraum war somit das Stimmungsbild etwas positiver („befriedigend“) als in den Vorjahren. Hierbei unterscheiden sich die Bereiche Handel und Anlagenbau. Ersterer zeigt sich deutlich optimistischer aufgrund der positiven Entwicklung des Biomethanhandels im KWK-Markt im zweiten Halbjahr 2013 (dena 02/2013).

Der deutsche Markt hat im Bereich Biogasaufbereitung eine Vorreiterrolle inne. In den letzten Jahren konnten hohe Technologiestandards durch die Tätigkeit im Anlagenbau sowie Forschung und Entwicklung erreicht werden. Aufgrund der sich ändernden Rahmenbedingungen in Deutschland und der weltweit wachsenden Märkte gewinnt der Technologieexport ins europäische und weltweite Ausland zunehmend an Bedeutung.

Die Technologiestandards führten in den letzten Jahren auf dem deutschen Markt zu technologischen Verbesserungen bei der Biogasaufbereitung. So sanken Methanverluste und Stromverbrauch kontinuierlich innerhalb der letzten Jahre. Die Evaluierung der 2013 wertgestellten Anlagen zeigt einen durchschnittlichen Stromverbrauch von ca. 0,28 kWh/Nm³ Biomethan. Hierbei zeigen drucklose Waschverfahren (Aminwäsche) den geringsten Stromverbrauch und Methanschlepp auf. Weitere Verfahren für die CO₂-Abtrennung der evaluierten Anlagen sind die Druckwechsel-Adsorption und Druckwaschverfahren. Die benötigte Prozesswärme für die Aufbereitung wird meist einem Biogas-BHKW oder einem rohbiogasbetriebenen Thermalölkessel entnommen.

Biogasleitungen

Die Errichtung von Biogasleitungen stützt sich auf den langjährigen Erfahrungen der Erdgasbranche, insbesondere im Leitungsbau. Demzufolge sind auch zahlreiche Leitungsbaufirmen der Erdgasbranche bei der Errichtung von Biogasleitungen tätig. Der Stand der Technik wird im DVGW-Regelwerk wieder gegeben. Dieses Regelwerk wird fortlaufend an die Praxisbedingungen angepasst. Aktuell werden insbesondere für den Bereich Biogas mehrere Merk- und Arbeitsblätter aktualisiert bzw. neu erstellt. Beispielhaft sei das DVGW-Arbeitsblatt G 415 (Entwurf) „Leitfaden für Planung, Bau und Betrieb von Biogasleitungen bis 5 bar Betriebsdruck“ erwähnt. Darin werden u.a. Hinweise zu den Leitungswerkstoffen, zum Einbau von Armaturen und Ausbläsern, zur Molchbarkeit sowie zum Arbeitsschutz und zur Hygiene gegeben.

4. Technologischer Standard und Innovation

Förderprogramme setzen mit ihren Vorgaben meist hohe Anforderungen an das Förderobjekt und beeinflussen somit die technologische Entwicklung und weitere Aspekte wie z.B. den Umweltschutz. Der Einfluss des Förderprogramms auf den Markt hängt stark vom Anteil der geförderten Maßnahmen ab. Ist dieser hoch, so beeinflussen die gesetzten Standards die Entwicklung der Branche maßgeblich. Im Folgenden werden technologische Standards und Innovationen in den Bereichen Biogasaufbereitung/ Biogasleitungen und insbesondere unter Einfluss des MAPs betrachtet.

Biogasaufbereitung

Die Biogasaufbereitung untergliedert sich in verschiedene Arbeitsschritte (CO₂-Abtrennung, Grob-/ Feinentschwefelung, Konditionierung), um die Gaseigenschaften entsprechend zu ändern bzw. anzupassen. Aufgrund der unterschiedlichen Arbeitsschritte existieren mehrere Verfahren, die in den Kriterien Kosten, benötigte Betriebsmittel (insb. elektrischer Strom und Wärme), Robustheit und geforderte Gasqualitäten kongruieren. Der Marktdruck durch die verschiedenen Hersteller sowie Änderungen im Regulierungswerk führten und führen dabei zu einer ständigen Weiterentwicklung und somit Verbesserung der Verfahren.

Der Einfluss des MAPs für die technologische Entwicklung der Biogasaufbereitungsanlagen ist gering. Einerseits werden nur wenige Anlagen mit einer maximalen Kapazität von 350 Nm³/h Biomethan gefördert. Für die Anlagengröße wurden dabei bislang keine signifikanten Technologiesprünge (insb. zur Kostensenkung) erreicht. Andererseits lief die Förderung zum 01.01.2013 aus. Nichtsdestotrotz hat das MAP eine Reduzierung des Methanschlupfes auf 0,2 % mit bewirkt.

Ganz allgemein ist zu beobachten, dass seit einigen Jahren weitere innovative Technologien wie das Membranverfahren auf den Markt drängen. Diese neuen Verfahren weisen meist kostengünstigere Abtrenneigenschaften und/oder eine hohe Selektivität auf. Bei den bestehenden, etablierten Aufbereitungsverfahren hatten die Entwicklungen insbesondere dazu geführt, den Energiebedarf und damit Betriebskosten zu senken. Vor allem die Verfahren, welche höhere Drücke benötigen, haben hier versucht das Optimierungspotential auszuschöpfen. Einige Anbieter verfolgen dabei Entwicklungen für energieoptimierte Niederdruck-Druckwechseladsorptionsverfahren (LPSA) bzw. Niederdruck-Druckwasserwäschen. Bisher hat sich jedoch keines der Aufbereitungsverfahren fest etabliert bzw. die anderen verdrängt. Zukünftig bleibt somit abzuwarten, welche Verfahren sich endgültig am Markt durchsetzen (FNR 2014).

Biogasleitung

Die Errichtung von Biogasleitungen ist stark am Leitungsbau in der Erdgasversorgung orientiert. Sowohl ausführende Firmen als auch zu beachtendes Regelwerk sind hier zum Großteil identisch, sodass im Bereich des Leitungsbaus nur in einem begrenzten Maß Innovationen auftreten. Rohrverbindungen mittels Schweißen, Klemm-, Press oder Flanschverbindung sind Stand der Technik. Anders verhält es sich bei der gesamten Peripherie (notwenige (Teil-) Aufbereitung des Biogases, Überwachung, Nutzung beim (privatem) Endkunden etc.).

Das DVGW-Regelwerk erfährt derzeit eine kontinuierliche Erweiterung um spezifische Anforderungen im Bereich Biogas. Neben den aus der Erdgasverteilung bekannten Explosions- und

Erstickungsgefahren sind insbesondere bei (Roh-)Biogasleitungen die Vergiftungsgefahr durch Schwefelwasserstoff, die erhöhte Korrosionsgefahr durch Kondensatbildung sowie Biofouling durch Mikroorganismen zu berücksichtigen.

Zählt die Errichtung einer Biogasleitung zum Stand der Technik, so ist die Vermarktung der dezentral erzeugten Wärme immer noch als innovatives Vorhaben zu bewerten. Die Kombination von Anlagenbetrieb, Wärmeverbrauch und Netzbetrieb sowie den lokalen Rahmenbedingungen (Kommune, Ortsvereine, Umweltschützer etc.) kann neue innovative Strukturen der regionalen Energieversorgung hervorbringen. Beispielhaft seien hier die Gründung von Genossenschaften zum Zweck der Wärmeversorgung sowie Wärme-Contracting genannt.

5. Anlagenwirtschaftlichkeit

5.1 Investitionskostenentwicklung

Biogasaufbereitungsanlagen

Die Investitionskosten für Biogasaufbereitungsanlagen im Rahmen des MAP belaufen sich für das Jahr 2013 auf ca. 2,01 Mio. Euro pro Anlage. Hierbei stieg die anlagenspezifische Investitionssumme von 2011 um ca. 40 % bis 2013 an (s. Abbildung 5-1). Jedoch ist anzumerken, dass den Daten aus dem Jahr 2011 nur eine Anlage zugrunde liegt.

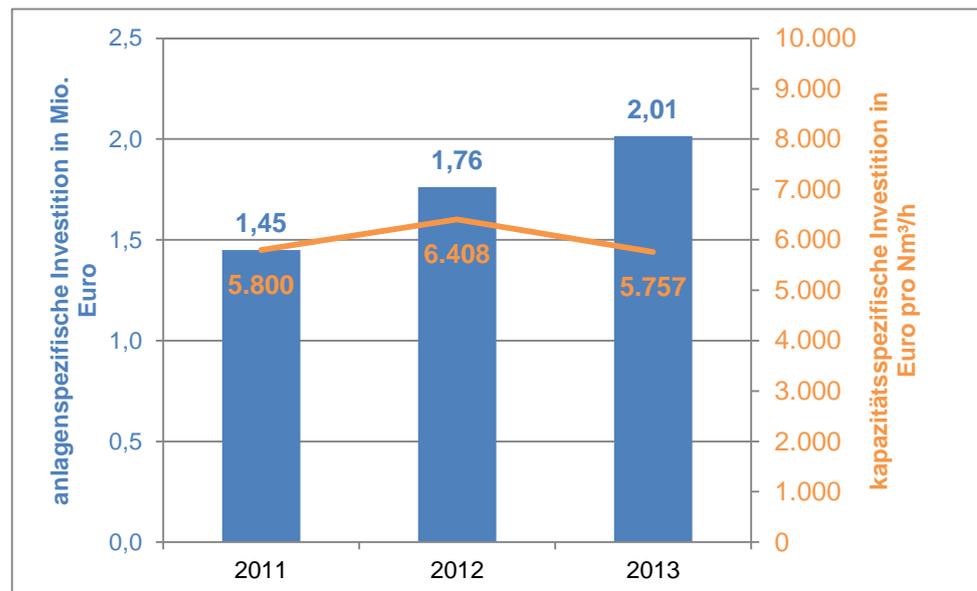


Abbildung 5-1: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten für KfW geförderte Biogasaufbereitungsanlagen von 2011 bis 2013

Gleichzeitig zu den steigenden anlagenspezifischen Investitionen, treten erstmals im Rahmen des MAP sinkende kapazitätsspezifische

Investitionen auf (Reduktion im Vergleich zum Vorjahr um etwa 10 %). Größeneffekte können somit genutzt werden, so dass die leistungsstärkeren Anlagen mit ihren höhere Investitionskosten niedrigere spezifische Kosten erreichen und somit eine schnellere Amortisation möglich wird.

Biogasleitungen

Die längenspezifischen Investitionskosten der im Jahr 2013 geförderten Biogasleitungen belaufen sich auf ca. 134 €/m laufende Rohrleitung. Hierbei variieren die Werte von 44 bis 1.600 €/m. Tabelle 5-1 zeigt zum Vergleich übliche spezifische Verlegekosten, welche einen Teil der Investitionskosten darstellen. Die Investitionskosten setzen sich neben der Biogasleitung ggf. auch aus Gasverdichter, Gastrocknungs- und -entschwefelungseinrichtungen sowie Kondensatabscheidern zusammen.

Tabelle 5-1: übliche spezifische Verlegekosten von Biogasleitung (Schmalschläger 2009)

Ausführung	Kosten in €/ lfd. m
„Pflugtechnik“	40
„Graben“	100
Querung einer Straße	200

Eine genaue Bestimmung der Verlegekosten wird durch die Vor-Ort-Bedingungen erschwert. Abhängig von Bodenbeschaffenheit, Relief, Anteil an Eigenarbeit und anderen Bedingungen können, die spezifischen Verlegekosten stark variieren. Dies spiegelt sich in den Daten der geförderten Maßnahmen ebenso wieder. Die höchsten längenspezifischen Investitionskosten treten in Sachsen (436 €/m) und Bayern (217 €/m) auf. Hierbei basiert der Wert für Sachsen auf nur 3 Fördermaßnahmen mit einer Länge von 1,3 bis 1,5 km. Dem bayrischen Wert liegen hingegen 16 Anlagen zu Grunde, was die gesamte Aussage auf eine breitere Basis stellt. Die restlichen Bundesländer weisen Investitionskosten zwischen 105 (Hessen) und 150 €/m (Mecklenburg-Vorpommern) auf.

Die Investitionssumme pro Biogasleitung beträgt im Jahr 2013 etwa 315.000 € und ist somit seit 2011 um ca. 67 % gestiegen (s. Abbildung 5-2). Dies liegt in der durchschnittlichen Leitungslänge begründet, welche noch deutlicher zunimmt (76 % von 2011 bis 2013 auf 2,3 km).

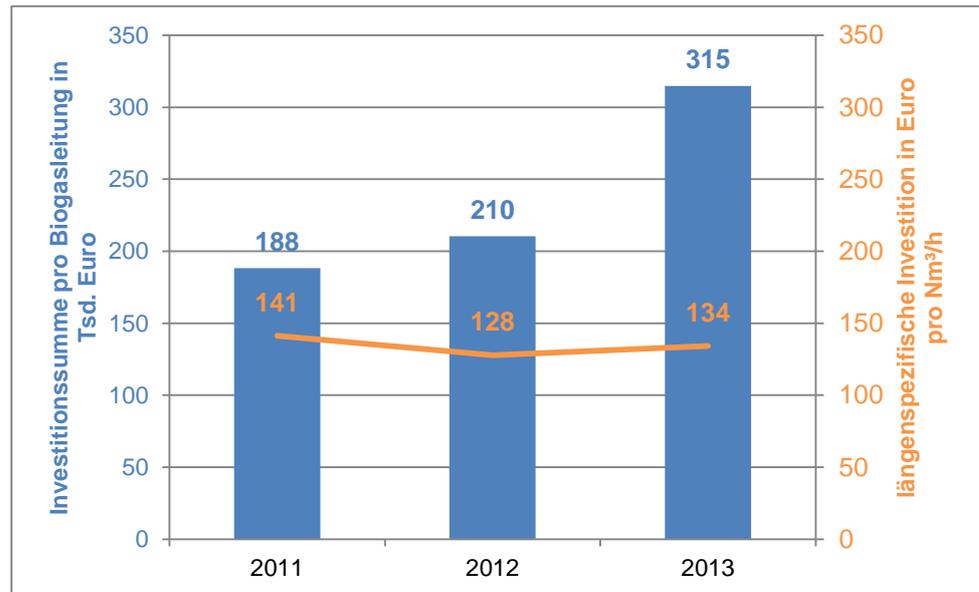


Abbildung 5-2: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten für KfW-geförderte Biogasleitungen von 2011 bis 2013

5.2 Energiegestehungskosten

Die Abgrenzung der Begriffe „Energie-“ bzw. „Wärmegestehungskosten“ ist für Biogasleitungen und –aufbereitungsanlagen nur schwer möglich, da diese Anlagen nicht unmittelbar Wärme oder elektrischen Strom zur Verfügung stellen. Vielmehr liegt eine intermediäre Umwandlung von Energieträgern vor.

Biogasaufbereitungsanlagen

Die Kosten für die Biomethanbereitstellung setzen sich aus unterschiedlichen Prozessschritten zusammen. So gehen Kosten für die Biogaserzeugung, die Biogasaufbereitung sowie der Biogaseinspeisung ein. Der Fachverband Nachwachsende Rohstoffe e.V. hat für sechs Biogasaufbereitungsanlagenhersteller die Gestehungskosten in Abhängigkeit der Aufbereitungskapazität untersucht. Die Ergebnisse basieren auf Rohgaskosten von 5,5 bis 6,5 ct/kWh_{HS} (s. Abbildung 5-3). Die Kosten der Biomethaneinspeisung betragen unter 0,1 ct/ kWh_{HS} und die für die Aufbereitung zwischen 0,7 und 2,2 ct/kWh_{HS}. Demzufolge unterteilen sich die Kosten der Biomethanbereitstellung zu 75 bis 90 % in die Kosten der Biogaserzeugung und zu 10 bis 25 % in die Aufbereitung zu Biomethan. Gleichzeitig nehmen die Kosten mit steigender Kapazität, insbesondere im Bereich unter 700 Nm³/h Biomethan, ab. In dieser Berechnung sind vermiedene Netznutzungsentgelte von 0,7 ct/kWh_{HS} nicht berücksichtigt und können somit als zusätzliche Gutschrift betrachtet werden. Eine Sensitivitätsanalyse am Beispiel einer DWW-Anlage (1.400 Nm³/h) zeigt weiterhin, dass vor allem die Rohgaspreise und damit die Substratart, sowie deren Preisschwankungen, den stärksten Einfluss auf die Biomethangestehungskosten haben. Für Aufbereitungsverfahren mit höherem Wärmebedarf (z.B.

Aminwäsche) beeinflussen die Wärmekosten die Gesamtkosten stärker. Insbesondere diese Anlagen sind auf ein optimiertes Wärmekonzept angewiesen (FNR 2014).

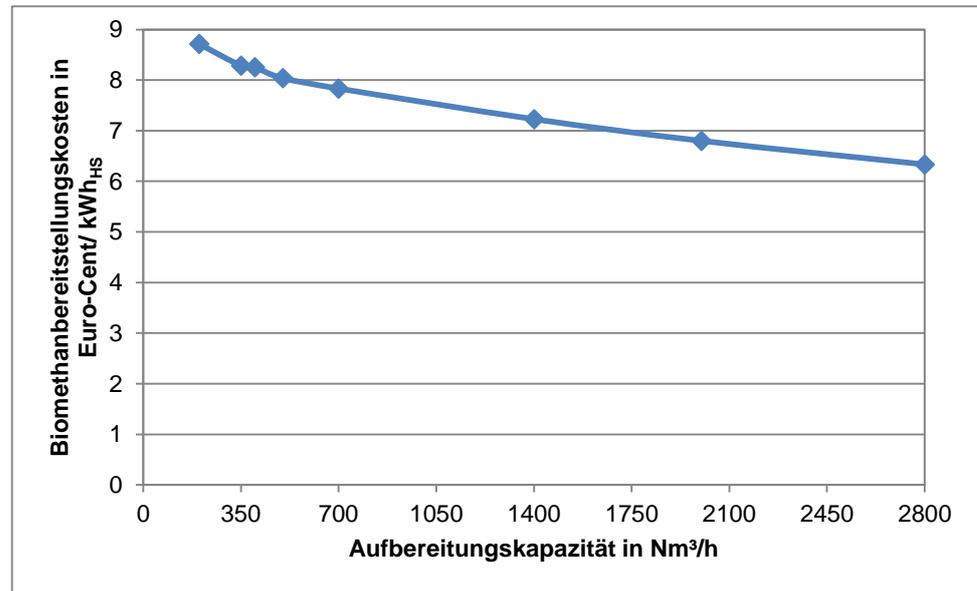


Abbildung 5-3: Spezifische Kosten der Biomethanbereitstellung auf Basis von sechs Herstellern in Abhängigkeit der Aufbereitungskapazität (FNR 2014)

Biogasleitungen

Die Investitionskosten einer Biogasleitung sind in Kapitel 5.1 dargestellt. Die Erlöse durch den Bau einer Biogasleitung erschließen sich aus einem steigenden Wärmenutzungsgrad und damit verbundenen Einnahmen aus dem Wärmeverkauf. Durch die Wärmenutzungspflicht bei der EEG-Vergütung von Strom aus Biomasse gewinnen Biogasleitungen zunehmend an Bedeutung. Im Vergleich zu einer Vor-Ort-Verstromung mit ausschließlicher Wärmenutzung im Fermentationsprozess kann eine Erhöhung der Wärmeeinnahmen um bis zu 80 % der Gesamterlöse mit Hilfe einer Biogasleitung realisiert werden (AVBS 2007).

6. Literaturverzeichnis

- (AVBS 2007) EGGERS, THEODOR (2007): *Biogasleitung zur Strom- und Wärmenutzung am Ort des Verbrauchers*
Veranstaltung: „Strom und Wärme aus Biomasse - Gute Beispiele aus der kommunalen Praxis“. Hg. v. Abwasserverband Braunschweig. Leipzig. Online verfügbar unter www.duh.de/uploads/media/4_Eggers_281107_01.pdf, zuletzt geprüft am 28.11.2013.
- (BMU 2011) BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU) (11.03.2011): *Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt*. Online verfügbar unter http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/vorschriften/energie_ee_richtlinie_15_03_2011.pdf, zuletzt geprüft am 16.10.2013.
- (BMU 2012) BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU) (20.07.2012): *Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt*. Fundstelle: Bundesanzeiger. Online verfügbar unter http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/vorschriften/energie_ee_richtlinie_20_07_2012.pdf, zuletzt geprüft am 15.10.2013.
- (CARMEN 2013) C.A.R.M.E.N E.V. (2013): *KfW - Förderung von Biogasleitungen*. Online verfügbar unter <http://www.carmen-ev.de/infothek/foerderung/erneuerbare-energien/458-map-fuer-biogasleitung>, zuletzt geprüft am 14.10.2013.
- (dena 02/2013) ROSTEK, SANDRA; BLUME, AXEL; EDEL, MATTHIAS; REINHOLZ, TONI (2013): *Branchenbarometer Biomethan* Daten, Fakten und Trends zur Biogaseinspeisung. Online verfügbar unter http://www.biogaspartner.de/fileadmin/biogas/documents/Branchenbarometer/Branchenbarometer_Biomethan_2_2013.pdf, zuletzt geprüft am 24.06.2014.
- (dena 2014) DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (2014): *Biogaseinspeisung in Deutschland - Übersicht*. Online verfügbar unter <http://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/projektliste-deutschland.html>, zuletzt geprüft am 23.06.2014.
- (FNR 2014) ADLER, PHILIPP; BILLIG, ERIC; BROSOWSKI, ANDRÉ; DANIEL-GROMKE, JAQUELINE; FALKE, IRIS; FISCHER, ERIK ET AL. (2014): *Leitfaden Biogasaufbereitung und*

-*einspeisung* Studie Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. 5., vollständig überarbeitete Auflage. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. Online verfügbar unter http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfadenbiogas2014_web.pdf, zuletzt geprüft am 30.06.2014.

(FvB 2014 a) FACHVERBAND BIOGAS E.V. (2014 a): *Firmen*. Online verfügbar unter http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Alle_Firmen_sortiert_nach_Land?open=&l=DE&t=Gasaufbereitung&s1=51, zuletzt geprüft am 27.06.2014.

(FvB 2014 b) ROSTEK, SANDRA; EHRHARDT, GUIDO (2014): *Fachverband Biogas e. V. -Bewertung der Beschlussfassung zum EEG 2014 der Bundesregierung*. Hg. v. Fachverband Biogas e.V.

(GasNZV 2010) BUNDESREGIERUNG UND BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE IM EINVERNEHMEN MIT DEM BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT MIT ZUSTIMMUNG DES BUNDESRATES (03.09.2010): *Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen*, vom Geändert durch Art. 15 G v. 25.07.2013. Fundstelle: 752-6-2. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/gasnzv_2010/, zuletzt geprüft am 14.10.2013.

(Papenfuß 2014) PAPENFUß, HOLGER (2014): *Evaluierung MAP - Biogas - Widerspruch Datenbasis - Erläuterung der Differenz zwischen Darlehenshöhe und Investitionssumme*, 22.05.2014. E-Mail an Enrico Schuhmann.

(Schmalschläger 2009)

SCHMALSCHLÄGER, THOMAS (2009): *Fernwärme- und Mikrogasleitungen - wirtschaftliche Aspekte*. Vortragsveranstaltung Biogas. Amt für Landwirtschaft und Forsten, Weißenburg. Ostheim, 19.02.2009, zuletzt geprüft am 14.10.2013.

(vonBredow Valentin 2013)

VON BREDOW VALENTIN RECHTSANWÄLTE (Hg.): *Newsletter vonBredow Valentin / I.2013* Unter Mitarbeit von Hartwig von Bredow und Florian Valentin. Berlin (I.2013). Online verfügbar unter <http://www.vonbredow-valentin.de/wp-content/uploads/2013/10/vBV-Newsletter-I.2013.pdf>, zuletzt geprüft am 28.05.2014.

Appendix 7: Basisdaten und Berechnungen

1. CO₂-Emissionen

1.1 Spezifische Emissionsvermeidungsfaktoren

Spezifische Vermeidungsfaktoren

g/kWh Endenergie	CO ₂ Äqui.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂ Äqui.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
Feste Biomasse-Einzelfeuerungen (HH)	286,70	284,40	0,15	0,00	0,13	0,14	-0,01	-0,42	-11,12	-0,70
Feste Biomasse-Scheitholzkessel (HH)	325,50	317,00	0,33	0,01	0,18	0,26	-0,11	-0,22	-8,08	-0,05
Feste Biomasse-Mix (Industrie)	277,80	285,80	0,24	-0,04	-1,23	0,09	-1,88	-0,12	-0,73	-0,49
Feste Biomasse-H(K)W	222,80	226,60	0,32	-0,03	-0,32	0,11	-0,61	-1,03	-0,63	-0,49
Biogas										
Wärmenetze Erschließung Biogas BHKWs	202,90	281,10	-2,35	-0,09	-0,06	0,13	-0,18	0,00	0,24	0,02
Tiefe Geothermie H(K)W	265,30	252,00	0,52	0,01	0,41	0,22	0,28	0,02	0,10	0,02
Sole-Wasser & Wasser-Wasser WP Bestand	69,87	66,30	0,27	-0,01	0,10	0,08	0,02	0,01	0,32	0,06
Luft-Wasser Wärmepumpe Bestand	18,79	17,32	0,20	-0,01	0,04	0,06	-0,02	0,00	0,29	0,06
Solarthermie-Mix	265,4	253,2	0,542	0,002	0,25	0,127	0,178	-0,006	0,01	0,042

Quelle: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger, Stand Juli 2013 - Anhang 4

<http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/emissionsbilanz-2012.pdf>

1.2 Annahmen Biogasleitungen und -Aufbereitung

Annahmen Biogasleitungen

Biogasleitungen führen nicht per se zu einer Einsparung an CO₂. Sie tragen allerdings dazu bei, dass die Wärmenutzung der Biogas-BHKW erhöht wird, da ein Teil des Biogases in unmittelbarer Nähe für eine Wärmesenke genutzt wird. Biogasleitungen werden auch im Rahmen des *Repowering* von Biogasanlagen eingesetzt.

Um den Klimanutzen zu quantifizieren, wird auf Ergebnisse einer Befragung von 75 Betreibern von Biogasleitungen (Installation Sept. 2008 bis Sept. 2009) zurückgegriffen, von denen damals 36 geantwortet haben (Pehnt et al. 2010). In dieser Befragung wurden 33 % der Leitungen im Zusammenhang mit dem Neubau von Biogasanlagen mit Satelliten-BHKW errichtet; 53 % im Zusammenhang mit Erweiterungen bzw. Umbauten beispielsweise durch Errichtung eines zusätzlichen Satelliten-BHKW beim Endnutzer (etwa weil der Fermenter zuvor nicht vollständig ausgelastet war) oder durch Modernisierung oder Umgruppierung vorhandener BHKW, wenn beispielsweise zuvor zwei BHKW an einem Fermenter installiert waren, von denen eins an einen anderen Standort mit hohem Wärmebedarf verschoben wird. Die **Wärme** am BHKW beim Endnutzer wird zum größten Teil in ein Nahwärmenetz eingespeist (66 %) oder für die Beheizung von Betriebsgebäuden verwendet (53 %); zudem wird die Wärme zur Beheizung von Ställen genutzt (22 %) (Mehrfachnennungen möglich). Allerdings ist es durchaus nicht so, dass 100 % der Wärme des Satelliten-BHKW genutzt wird. In den befragten Anlagen lag die **mittlere Wärmenutzung bei 75 %**. Die Hälfte der Anlagen wies eine Wärmenutzung von weniger als 70 % auf.

Die CO₂-Einsparung wurde unter Berücksichtigung der **verbesserten Wärmeabnahme**, der Differenz bezüglich des **elektrischen Wirkungsgrades und des Hilfsstrombedarfs** für den Kompressor errechnet (siehe hierzu Pehnt et al. (2010)). Im Durchschnitt ergeben sich THG-Einsparungen pro Anlage von rund 240 t/a bei Neubauten und 600 t/a bei Erweiterung oder Umgruppierung von BHKW, jeweils gegenüber einer Anlage ohne Biogasleitung. Der vergleichsweise geringere Wert bei Neubauten erklärt sich damit, dass einige der Anlagen eine sehr geringe Wärmenutzung sowohl des Fermenters als auch des Satelliten-BHKW aufweisen. In vielen der Anlagen ist auch das Fermenter-BHKW vergleichsweise groß ausgelegt – meist größer als das Satelliten-BHKW. Damit ist der erzielbare Zusatzeffekt vergleichsweise gering.

Hochgerechnet auf alle 143 in 2013 errichteten Biogasleitungen-BHKW würde sich – unter der Annahme einer ähnlichen Verteilung Neubau (ein Drittel)/Erweiterung (zwei Drittel) wie bei den Anlagen, die mittels Fragebogen in Pehnt et al. (2010) ausgewertet wurden –, rund 72 kt pro Jahr bzw. 1.438 kt über 20 Jahre ergeben (Tabelle 1-1).

Tabelle 1-1: Resultierende THG-Einsparungen durch Biogasleitungen

	THG- Einsparung						
	pro Anlage					Hochgerechnet (n=143)	
	t/a			t/20 a Mittel		t/a	t/20 a
	Mittel	von	bis				
Neubau Satelliten-BHKW	242	-61	641		4.835		
Erweiterung Satelliten-BHKW, Umgruppierung	605	0	2.974		12.099		
Neubau Satelliten-BHKW ohne Ferm.- BHKW	732	-	-		14.640		
Gesamt						72.136	1.438.240

Annahmen Biogasaufbereitung

Analog zur vorhergehenden Evaluierung wird in Anlehnung zu den Berechnungen des ZSW in Pehnt et al. (2010) die THG-Einsparung der realisierten Biogasaufbereitung mittels der Annahme quantifiziert, dass das eingespeiste Erdgassubstitut vollständig in dezentralen KWK-Anlagen genutzt wird und dass die Beheizung des Fermenters mit Biorohgas erfolgt. Daraus ergibt sich eine THG-Minderung von 240 t/a oder, bezogen auf 20 Jahre, 4,8 kt.

1.3 Schadenskosten

Schadenskosten, 1 % Zeitpräferenzrate, westeuropäische standardisierte Gewichtung,

[€/t]	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂	NO _x	Staub	NMVOC
Klimawandel	98 €	3.562 €	129.680 €	- €	- €	- €	- €
Gesundheitsschäden				6.348 €	5.722 €	1.327 €	941 €
Ernteverluste				- 39 €	328 €		189 €
Materialschäden				259 €	71 €		
Biodiversität				184 €	942 €		- 70 €
Summe	98 €	3.562 €	129.680 €	6.752 €	7.063 €	1.327 €	1.060 €

Quelle: NEEDS New Energy Externalities Development for Sustainability, Deliverable no. 6.1 - RS1a - External costs from emerging electricity generation technologies, 24.03.2009

2. Wirtschaftlichkeitsrechnung EFH / MFH Einzelanlagen

2.1 Basisdaten

Grunddatenblatt

(Alle Angaben ohne MwSt)

Allgemeine Daten		Bemerkungen/Quelle
Zinsfuß	4,5%	Handbuch Bioenergie Kleinanlagen zum Vergleich: Maschinenring Ansbach: Fachpersonal 10 - 15.- €/h; Hilfskraft 8 - 12 €/h www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemittteilungen/2012/01/PD12_011_611.html www.kosten-hausbau.de
Unterhalt und Versicherung von Gebäuden	0,005 (in % der Investitionssumme)	
Lohnkosten	35 €/h	
Mehrwertsteuer Forstprodukte	0,07	
Mehrwertsteuer landwirtschaftliche Produkte	0,09	
Mehrwertsteuer sonstige Produkte	0,19	
Inflation 2010	2,3	
Haus-Gasanschluss	2500 €	
Abschreibung:		
Abschreibungsdauer Technik/Installation	18 Jahre	
Abschreibungsdauer Gebäude/bauliche Einrichtungen	50 Jahre	
Wiedergewinnungsfaktor Technik/Installation	0,082	
Wiedergewinnungsfaktor bauliche Einrichtungen	0,051	
Preissteigerung für Energie (verbrauchsgeb. Kosten)	0,0%	
Preissteigerung für Löhne (beriebsgeb. Kosten)	0,0%	
Preissteigerung für Investitionen (kapitalgeb. Kosten)	0	
Instandsetzung:		
Instandsetzung baulicher Teil (in % p.a.)	1,0%	VDI 2067, Seite 26
Instandsetzung Festbrennstoffkessel (Biomasse) (in % p.a.)	3,0%	VDI 2067, Seite 22
Instandsetzung Wärmepumpe (in % p.a.)	1,0%	VDI 2067, Seite 22
Instandsetzung Gas-Brennwertkessel (in % p.a.)	1,5%	VDI 2067, Seite 22
Instandsetzung Solarkollektoren (in % p.a.)	0,5%	VDI 2067, Seite 23

Wartung:			
Wartung baulicher Teil (in % p.a.)	1,0%		VDI 2067, Seite 26
Wartung Festbrennstoffkessel (in % p.a.)	2,5%		VDI 2067, Seite 22
Wartung Öl, Gas, Wärmepumpe (in % p.a.)	1,5%		VDI 2067, Seite 22
Wartung/Instandsetzung Peripherie (in % p.a.)	1,4%		VDI 2067, Seite 34
Wartung Solarkollektoren	0,5%		
Versicherung bzw. sonstige Kostenzuschläge:			
Versicherung (% der Gesamtinvestition)	0,25%		
MwSt.	19%		
Verminderter Steuersatz	7%		
Stromverbrauch:			
Stromverbrauch Gas und H _{el} (% der therm. Arbeit) p.a.	1,0%		Schätzung
Stromverbrauch autom. besch. Anl. (% der therm. Arbeit) p.a.	2,5%		nach Kunde 2009 (Annahme: Pellets- und
Stromverbrauch Scheitholz (% der therm. Arbeit) p.a.	1,5%		Schätzung
Kaminkehrer:			
	Preis/a in €	Häufigkeit/a	
Kamin und Rauchrohrreinigung, inkl. MwSt.	66,59	2	Kostensätze ZIV 10/06 (Wazula)
Lüftung prüfen, inkl. MwSt.	0,60	2	Kostensätze ZIV 10/06 (Wazula), inkl. Filterhülse
Emissionsmessung alle 2 Jahre inkl. Filterhülse, inkl. MwSt.	59,66	1	Kostensätze ZIV 10/06 (Wazula)
Prüfung auf Ordnungsgemäßen Zustand, inkl. MwSt.	3,00	0,5	Kostensätze ZIV 10/06 (Wazula)
Brennstoff Feuchtemessung inkl. MwSt.	3,61	0,5	Kostensätze ZIV 10/06 (Wazula)
Ölheizung: Emissionsmessung	32,53	0,5	Kostensätze ZIV 10/06 (Wazula)
Ölheizung: Kehren, Rauchrohrreinigen, Lüftung prüfen	23,69	0,5	Kostensätze ZIV 10/06 (Wazula)

2.2 Energiedaten und -preise

Brennstoffdaten (Festbrennstoffe)	Hackschnitzel (Fichte)	Scheitholz (Buche)	Holzpellets	
Wassergehalt bei Verwendung ($W_{\text{lief.ern}}$) (%)	35	20	10	Naturbelassene biogene Festbrennstoffe, Bericht Nr. 154, September 2000; Seite 148 Feuchteformel Lohmann 1993, Seite 103, Seite 106 Heizwertformel Handbuch Bioenergie Kleinanlagen, Entwurf Oktober 2006 bzw. Veröffentlichung, Kapitel 4, Tabelle 1.8; Handbuch Bioenergie Kleinanlagen, Entwurf Oktober 2006 bzw. Veröffentlichung, Kapitel 4, Tabelle 1.8; Formel Formel Scheitholz: Buche, Umrechnungsfaktor R_m auf fm: 1,98; Fichte Umrechnungsfaktor 1,80 (Zahlen Höldrich)
Heizwert wasserfrei ($H_{u(wf)}$) MJ/kg	18,82	18,42	18,80	
Feuchte (%)	53,85	25,00	–	
Schwindung (%)	0,00%	4,34%	–	
Heizwert frisch, Lieferzeitpunkt ($H_{u(w)}$) MJ/kg	11,38	14,25	16,68	
Heizwert frisch, Lieferzeitpunkt ($H_{u(w)}$) MJ/m ³	2729	4277	11080	
Gewicht Quaderballen (kg/m ³) bei $W_{\text{lief.ern}}$	–	–	–	
Schüttdichte atro (kg/m ³)	177	280	598	
Schüttdichte bei $W_{\text{Verwendung}}$ (kg/m ³)	240	300	664,44	
Rohdichte (atro) (kg/m ³)	583	730	–	
Stapeldichte bei Lieferung ($W_{\text{lief.ern}}$) (kg/Rm_1 m gespalten)	324	368	–	
Energieinhalt Scheitholz (kWh/Rm Scheitlänge 1 m gespalten)	1023	1458	–	
weitere Kenndaten (Brenn- und Kraftstoffe)				
			Erdgas	–
Dichte bei 15 °C (kg/l)			–	–
Heizwert (MJ/kg)			–	–
Heizwert (MJ/l)			–	–
Heizwert (MJ/m ³)			37,30	–

Brennstoff-Marktpreise 2013 (frei Haus ohne MwSt)	€/l	€/RM bzw. m³	€/t	€/GJ	€/kWh	€/Monat	Preisangabe inkl. Ust.	USt.	Kommentar/Quelle
Holzpellets	–	–	256,7	15,4	0,0554	–	274,64 €/t	7 %	Quelle: TFZ
Scheitholz	–	83,1	225,6	15,8	0,0507	–	88,92 €/Rm	7 %	Quelle: TFZ
Wald-Hackschnitzel	–	21,5	89,5	7,9	0,0283	–	95,80 €/t	7 %	Quelle: TFZ
elektrischer Strom Kleinverbraucher	–	–	–	64,0	0,2303	–	0,27 €/kWh	19 %	Quelle: IE Leipzig
elektrischer Strom (Wärmepumpentarif)	–	–	–	51,4	0,1849	–	0,22 €/kWh	19 %	Quelle: RWE, EWE, ENBW (Mittelwert aus 3 Quellen)
Zusätzliche Kosten für WP-Tarif- Zähler	–	–	–	–	–	5,76	6,86 €/Monat	19 %	Quelle: RWE EWE, ENBW (Mittelwert aus 3 Quellen)
Erdgas "H"	–	–	–	15,4	0,056	10,13	0,0661	19 %	BDEW
	–	–	–	–	–	16,875	–	19 %	

Brennstoff-Marktpreise 2012 (frei Haus ohne MwSt)	€/l	€/RM bzw. m³	€/t	€/GJ	€/kWh	€/Monat	Preisangabe inkl. Ust.	USt.	Kommentar / Quelle
Heizöl Kleinverbraucher	0,76	–	–	21,2	0,0764	–	0,906 €/l	19%	www.tecson.de; inkl. MwSt ==> in TFZ-Grafik enthalten
Holzpellets	–	–	225,6	13,5	0,0487	–	241,38 €/t	7%	Quelle: TFZ-Grafik Entwicklung der Brennstoffpreise
Scheitholz	–	81,5	221,2	15,5	0,0507	–	87,20 €/Rm	7%	Quelle: TFZ-Grafik Entwicklung der Brennstoffpreise
Wald-Hackschnitzel	–	20,7	86,2	7,6	0,0273	–	92,19 €/t	7%	Quelle: TFZ-Grafik Entwicklung der Brennstoffpreise und http://www.carmen- ev.de/dt/energie/bezugsquellen/hackschnipreise.html; Preisindex Hackschnitzel (Mittelwert aus Jan 10 - Dez 10) http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index. php?title=File:Half- yearly_electricity_and_gas_prices.png&filetimestamp=2013 1106132508
elektrischer Strom Kleinverbraucher	–	–	–	60,7	0,2185	–	0,26 €/kWh	19%	
elektrischer Strom (Wärmepumpentarif)	–	–	–	45,3	0,1632	–	0,19 €/kWh	19%	HEA
Zusätzliche Kosten für WP- Tarif-Zähler	–	–	–	–	–	5,60	6,67 €/Monat	19%	HEA
Erdgas "H"	–	–	–	13,7	0,0492	9,45	0,0585	19%	BDEW Heizkostenvergleich 2012
	–	–	–	–	–	16,88	–	19%	

Brennstoff-Marktpreise 2011 (frei Haus ohne MwSt)	€/l	€/RM bzw. m³	€/t	€/GJ	€/kWh	€/Monat	Preisangabe inkl. Ust.	USt.	Kommentar / Quelle
Heizöl Kleinverbraucher	0,70	–	–	19,5	0,0703	–	0,834 €/l	19%	www.tecson.de; inkl. MwSt, TFZ-Grafik
Holzpellets	–	–	224,8	13,5	0,0485	–	240,55 €/t	7%	Quelle: TFZ-Grafik Entwicklung der Brennstoffpreise
Scheitholz	–	78,0	211,7	14,9	0,0507	–	83,44 €/Rm	7%	Quelle: TFZ-Grafik Entwicklung der Brennstoffpreise
Wald-Hackschnitzel	–	21,2	88,4	7,8	0,0280	–	94,59 €/t	7%	Quelle: TFZ-Grafik Entwicklung der Brennstoffpreise und http://www.carmen- ev.de/dt/energie/bezugsquellen/hackschnipreise.html; Preisindex Hackschnitzel (Mittelwert aus Jan 10 - Dez 10)
Getreidekörner	–	135,8	181,0	12,9	0,0465	–	193,70 €/t	7%	Quelle: TFZ-Grafik Entwicklung der Brennstoffpreise und http://www.carmen- ev.de/dt/energie/bezugsquellen/hackschnipreise.html; Preisindex Hackschnitzel (Mittelwert aus Jan 10 - Dez 10)
elektrischer Strom Kleinverbraucher	–	–	–	59,1	0,2126	–	0,25 €/kWh	19%	http://epp.eurostat.ec.europa.eu/
elektrischer Strom (Heizstrom Hochtarif)	–	–	–	40,8	0,1468	–	0,17 €/kWh	19%	Durchschnitt aus u.g. Preisblättern
elektrischer Strom (Heizstrom Niedrigtarif)	–	–	–	30,2	0,1086	–	0,13 €/kWh	19%	Durchschnitt aus u.g. Preisblättern
Grundpreis für Strom	–	–	–	–	–	6,6	7,88 €/Monat	19%	Durchschnitt aus u.g. Preisblättern
Erdgas "H"	–	–	–	13,8	0,0500	–	0,059 €/kWh	19%	http://epp.eurostat.ec.europa.eu/

2.3 Gebäude

Annahmen zum Wärmebedarf und der Heizleistung für die Gebäudetypen Einfamilienhaus

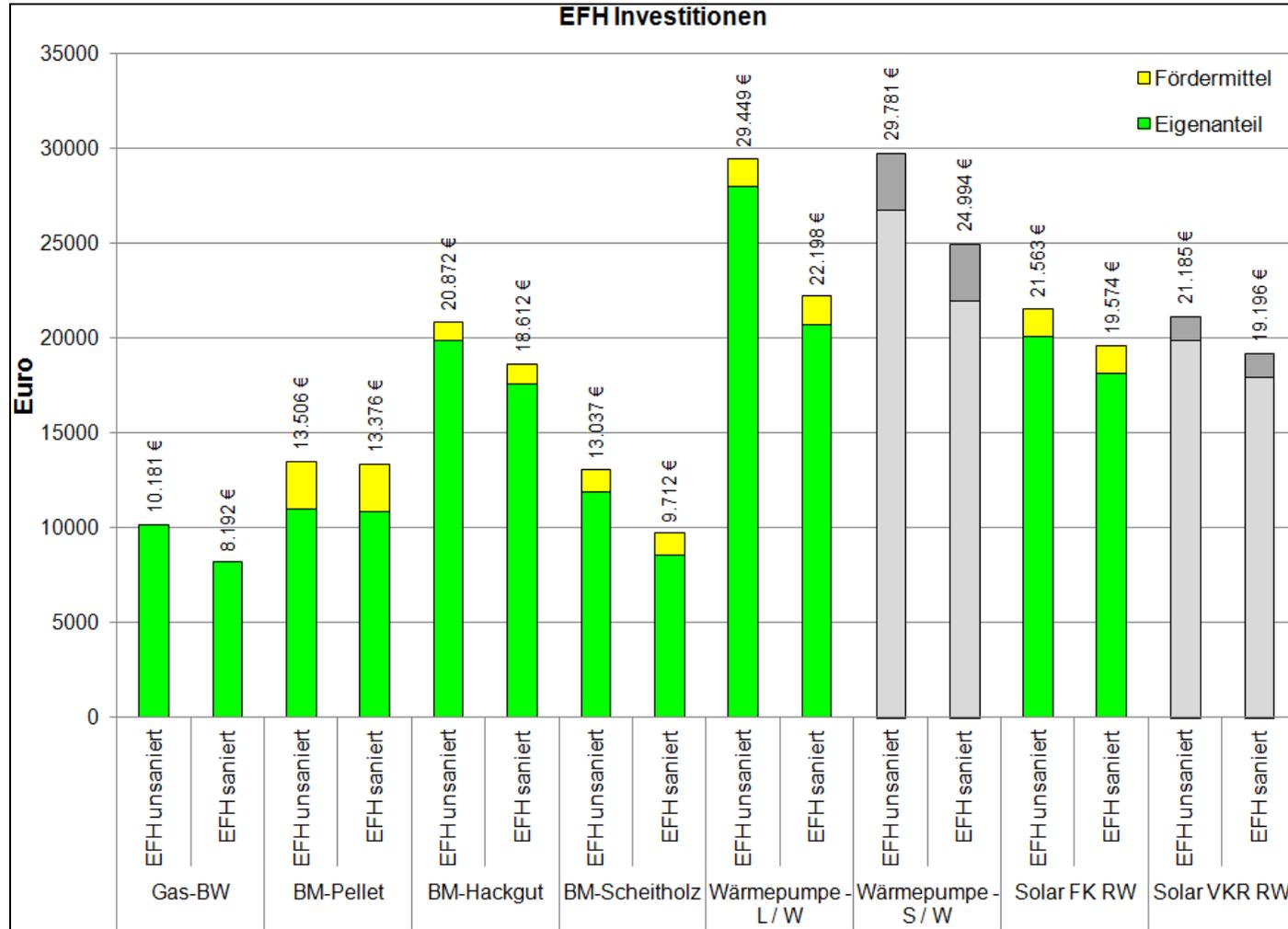
Bezeichnung	EFH Typ E unsaniert	EFH Typ E saniert	EFH Typ J					
			EnEV 2009 Gas	EnEV 2009 Gas sol WW	EnEV 2009 EE	Passiv Gas	Passiv Gas sol	Passiv EE
Hüllfläche	556,38 m ²	556,38 m ²	384,89 m ²					
beheiztes Volumen	934,20 m ³	934,20 m ³	478,90 m ³					
Nutzfläche A _N	298,94 m ²	298,94 m ²	153,25 m ²					
Wohnfläche	242,00 m ²	242,00 m ²	133,20 m ²					
A/V Verhältnis	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
spez. Heizwärmebedarf q _H	176,0 kWh/(m ² a)	80,2 kWh/(m ² a)	23,0 kWh/(m ² a)	44,5 kWh/(m ² a)	66,0 kWh/(m ² a)	3,8 kWh/(m ² a)	9,3 kWh/(m ² a)	9,6 kWh/(m ² a)
spez. Trinkwarmwasserbedarf EnEV 2009	12,5 kWh/(m ² a)	12,5 kWh/(m ² a)	12,5 kWh/(m ² a)	12,5 kWh/(m ² a)	12,5 kWh/(m ² a)	12,5 kWh/(m ² a)	12,5 kWh/(m ² a)	12,5 kWh/(m ² a)
spez. Speicherverluste	5,0 kWh/(m ² a)	5,0 kWh/(m ² a)	5,0 kWh/(m ² a)	5,0 kWh/(m ² a)	5,0 kWh/(m ² a)	5,0 kWh/(m ² a)	5,0 kWh/(m ² a)	5,0 kWh/(m ² a)
spez. Trinkwarmwasserbedarf q _{TW}	17,5 kWh/(m ² a)	17,5 kWh/(m ² a)	17,5 kWh/(m ² a)	17,5 kWh/(m ² a)	17,5 kWh/(m ² a)	17,5 kWh/(m ² a)	17,5 kWh/(m ² a)	17,5 kWh/(m ² a)
el. Hilfsenergie - Endenergiebedarf Lüftung Q _{L,HE,E}						179 kWh/a	179 kWh/a	179 kWh/a
Transmissionsverluste Q _T	694,8 W/K	301,6 W/K	51,0 W/K	94,8 W/K	142,0 W/K	42,3 W/K	60,0 W/K	60,0 W/K
Lüftungsverluste Q _V	169,0 W/K	169,0 W/K	74,2 W/K	86,6 W/K	86,6 W/K	29,7 W/K	29,7 W/K	29,7 W/K
Heizlast (Transmission und Lüftung)	27,6 kW	15,1 kW	4,0 kW	5,8 kW	7,3 kW	2,3 kW	2,9 kW	2,9 kW
Aufheizlast (13 W/m ²)	3,9 kW	3,9 kW	2,0 kW					
Gesamtheizlast	31,5 kW	18,9 kW	6,0 kW	7,8 kW	9,3 kW	4,3 kW	4,9 kW	4,9 kW
Gewählte Kesselgröße	31,5 kW	18,9 kW	10,0 kW	10,0 kW	10,0 kW	7,0 kW	7,0 kW	7,0 kW

Annahmen zum Wärmebedarf und der Heizleistung für die Gebäudetypen Mehrfamilienhaus

Bezeichnung	MFH Typ E unsaniert	MFH Typ E saniert	MFH Typ E	MFH Typ E	MFH Typ E	MFH Typ E	MFH Typ E	MFH Typ E
			EnEV 2009 Gas	EnEV 2009 Gas sol	EnEV 2009 EE	Passiv Gas	Passiv Gas sol	Passiv EE
Hüllfläche	4.490,70 m ²	4.490,70 m ²	4.490,70 m ²	4.490,70 m ²	4.490,70 m ²	4.490,70 m ²	4.490,70 m ²	4.490,70 m ²
beheiztes Volumen	10.397,00 m ³	10.397,00 m ³	10.397,00 m ³	10.397,00 m ³	10.397,00 m ³	10.397,00 m ³	10.397,00 m ³	10.397,00 m ³
Nutzfläche A _N	3.327,04 m ²	3.327,04 m ²	3.327,04 m ²	3.327,04 m ²	3.327,04 m ²	3.327,04 m ²	3.327,04 m ²	3.327,04 m ²
Wohnfläche	2.845,00 m ²	2.845,00 m ²	2.845,00 m ²	2.845,00 m ²	2.845,00 m ²	2.845,00 m ²	2.845,00 m ²	2.845,00 m ²
A/V Verhältnis	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
spez. Heizwärmebedarf q _H	157,5 kWh/(m ² a)	71,2 kWh/(m ² a)	25,0 kWh/(m² a)	39,5 kWh/(m² a)	49,1 kWh/(m² a)	5,2 kWh/(m² a)	5,5 kWh/(m² a)	5,5 kWh/(m² a)
spez. Trinkwarmwasserbedarf EnEV 2009	12,5 kWh/(m ² a)	12,5 kWh/(m ² a)	12,5 kWh/(m ² a)	12,5 kWh/(m ² a)	12,5 kWh/(m ² a)	12,5 kWh/(m ² a)	12,5 kWh/(m ² a)	12,5 kWh/(m ² a)
spez. Speicherverluste	5,0 kWh/(m ² a)	5,0 kWh/(m ² a)	5,0 kWh/(m ² a)	5,0 kWh/(m ² a)	5,0 kWh/(m ² a)	5,0 kWh/(m ² a)	5,0 kWh/(m ² a)	5,0 kWh/(m ² a)
spez. Trinkwarmwasserbedarf q _{TW}	17,5 kWh/(m ² a)	17,5 kWh/(m ² a)	17,5 kWh/(m ² a)	17,5 kWh/(m ² a)	17,5 kWh/(m ² a)	17,5 kWh/(m ² a)	17,5 kWh/(m ² a)	17,5 kWh/(m ² a)
el. Hilfsenergie - Endenergiebedarf Lüftung Q _{L,HE,E}							3.878 kWh/a	3.878 kWh/a
Transmissionsverluste Q _T	6.964,2 W/K	2.897,6 W/K	975,6 W/K	1.918,9 W/K	1.951,0 W/K	870,3 W/K	889,8 W/K	889,8 W/K
Lüftungsverluste Q _V	1.979,6 W/K	1.979,6 W/K	1.696,8 W/K	1.696,8 W/K	1.979,6 W/K	678,7 W/K	678,7 W/K	678,7 W/K
Heizlast (Transmission und Lüftung)	286,2 kW	156,1 kW	85,5 kW	115,7 kW	125,8 kW	49,6 kW	50,2 kW	50,2 kW
Aufheizlast (13 W/m ²)	43,3 kW	43,3 kW	43,3 kW	43,3 kW	43,3 kW	43,3 kW	43,3 kW	43,3 kW
Gesamtheizlast	329,5 kW	199,3 kW	128,8 kW	159,0 kW	169,0 kW	92,8 kW	93,4 kW	93,4 kW
Gewählte Kesselgröße	329,5 kW	199,3 kW	128,8 kW	159,0 kW	169,0 kW	92,8 kW	93,4 kW	93,4 kW

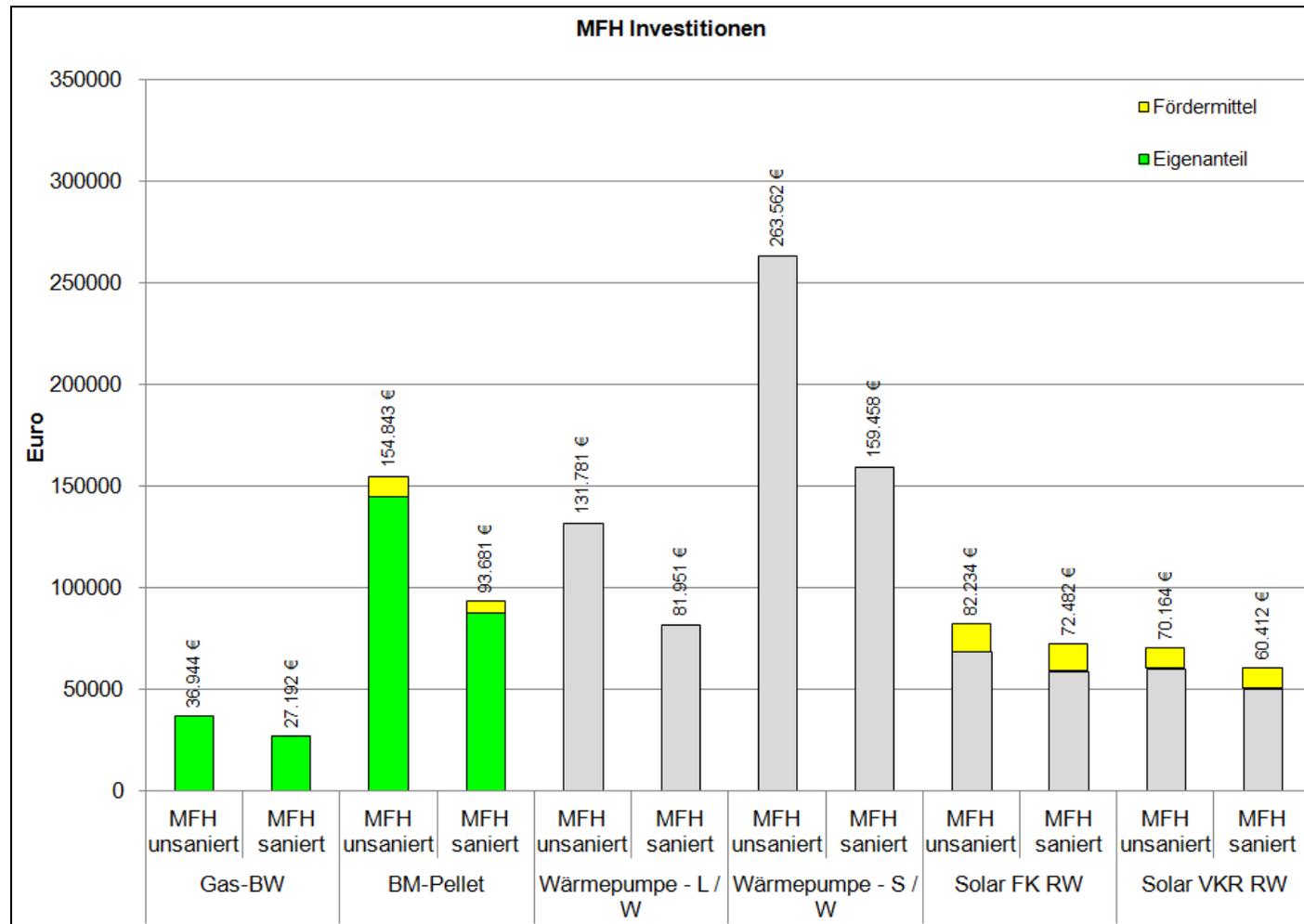
2.4 Investitionskosten 2013

Durchschnittliche Investitionskosten erneuerbarer Wärmeanlagen für verschiedene Einfamilienhaus-Typen 2013



Graue Balken stellen nicht repräsentative Werte dar und sind nur der Vollständigkeit halber angegeben

Durchschnittliche Investitionskosten erneuerbarer Wärmeanlagen für verschiedene Mehrfamilienhaus-Typen 2013



Graue Balken stellen nicht repräsentative Werte dar und sind nur der Vollständigkeit halber angegeben

2.4.1 Rechnungsblätter für das Jahr 2013

Wirtschaftlichkeitsberechnung Gas Brennwert 2013

Bezeichnung		EFH Typ E unsaniert	EFH Typ E saniert	MFH Typ E unsaniert	MFH Typ E saniert
Brennstoff		Gas	Gas	Gas	Gas
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		88%	88%	88%	88%
Arbeitszeitbedarf für Reinigung und Betrieb	h/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2	2	2
b) Investition					
Investition Gebäude		2250	2250	2250	2250
Investition Gas-Brennwertanlage		3791	2683	18654	13262
Peripherie Gas-Brennwertanlage		2701	1881	14290	10002
Anschluß Gas		2025	2025	2025	2025
Montage Gaskessel		1664	1603	1975	1904
Investition Anlage	€	10181	8192	36944	27192
Förderung Feuerung	€	0	0	0	0
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	81	81	81	81
Annuität Anlage	€/a	837	674	3.038	2.236
Annuität Förderung	€/a	0	0	0	0
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	918	755	3.119	2.317
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	0	0	0	0
d) verbrauchsgebundene Kosten					
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	65746,6	33204,4	661536,6	335485,5
Jahresbrennstoffbedarf	m ³	6345	3205	63847	32379
angelegter Brennstoffpreis	€/kWh	0,06	0,06	0,06	0,06
Brennstoffkosten	€/a	3.773	1.966	36.948	18.837
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,23	0,23	0,23	0,23
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-	-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ⁱ	€/a	133	67	1.340	680
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	3.907	2.033	38.289	19.517
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	45	45	45	45
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	407	328	1.478	1.088
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	18	18	18	18
Emissionsmessung	€/a	33	33	33	33
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	47	47	47	47
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	550	470	1.620	1.230
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	25	20	92	68
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	5.400	3.278	43.120	23.132
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	6.426	3.901	51.313	27.527
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,111	0,134	0,088	0,093
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	5.274	3.152	42.994	23.006
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	6.276	3.152	42.994	23.006
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,108	0,108	0,074	0,078
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,000	0,000	0,000	0,000
			Eingabefeld für Rechnung		
			Nicht repräsentativ		

Wirtschaftlichkeitsberechnung Pelletkessel 2013

Bezeichnung		EFH Typ E unsaniert	EFH Typ E saniert		MFH Typ E unsaniert	MFH Typ E saniert
Brennstoff		Pellet	Pellet		Pellet	Pellet
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19		329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:						
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4		523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5		58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		78%	78%		78%	78%
Fläche Solaranlage	m ²	0	0		0	0
Arbeitszeitbedarf für Reinigung und Betrieb	h/a	3,0	3,0		3,0	3,0
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2		2	2
b) Investition						
Investition Gebäude	€	10297	7614		23127	14196
Investition Biomasseanlage	€	13506	13376		154843	93681
Investition Solaranlage	€	0	0		0	0
Investition Anlage (Biomasse & Solar)	€	13506	13376		154843	93681
Förderung Feuerung	€	2900	2900		9.884	5.980
Förderung Solar	€	0	0		0	0
c) kapitalgebundene Kosten						
Annuität Gebäude	€/a	370	274	0	831	510
Annuität Anlage	€/a	1.111	1.100	0	12.734	7.704
Annuität Förderung	€/a	238	238		813	492
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	1.481	1.374		13.565	8.214
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	238	238		813	492
d) verbrauchsgebundene Kosten						
Spezifischer Solaretrag	kWh/m ² *a	0	0		0	0
solarer Wärmeertrag	kWh/a	0	0		0	0
fasve	%	0	0		0	0
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	74.175,60	37461,4		746349,0	378496,4
Jahresbrennstoffbedarf	t	16,01	8,09		161,12	81,71
angelegter Brennstoffpreis	€/t	256,67	256,67		256,67	256,67
Brennstoffkosten	€/a	4.110,12	2.076		41.356	20.973
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,23	0,23		0,23	0,23
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-		-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ⁱ	€/a	333,04	168		3.351	1.699
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	4.443	2.244		44.707	22.672
e) betriebsgebundene Kosten						
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	205,95	152		463	284
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	742,84	736		8.516	5.152
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	105,00	105		105	105
Emissionsmessung	€/a	59,66	59,66		59,66	59,66
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	74	74		74	74
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	1.187	1.126		9.217	5.675
f) sonstige Kosten						
Versicherung ⁿ	€/a	34	33		387	234
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>						
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	7.145	4.777		67.876	36.795
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	8.009	5.436		75.810	41.270
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,138	0,186		0,130	0,140
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,004	0,008		0,001	0,002
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>						
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.569	4.352		66.582	36.001
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.324	4.929		74.270	40.325
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,127	0,169		0,128	0,137
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,004	0,008		0,001	0,002
					Eingabefeld für Rechnung	
					Nicht repräsentativ/unüblich in diesen Leistungsklassen	

Wirtschaftlichkeitsberechnung Hackgut 2013

Bezeichnung		EFH Typ E unsaniert	EFH Typ E saniert	MFH Typ E unsaniert	MFH Typ E saniert
Brennstoff		Hackgut	Hackgut	Hackgut	Hackgut
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52.625,5	23.988,4	523.929,0	237.004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5.231,5	5.231,5	58.223,2	58.223,2
Gesamtnutzungsgrad		75%	75%	75%	75%
Fläche Solaranlage	m ²	0	0	0	0
Arbeitszeitbedarf für Reinigung und Betrieb	h/a	5,0	5,0	5,0	5,0
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2	2	2
b) Investition					
Investition Gebäude	€	23.955	14.511	68.869	37.329
Investition Biomasseanlage	€	20.872	18.612	144.959	74.746
Investition Solaranlage	€	0	0	0	0
Investition Anlage (Biomasse & Solar)	€	20.872	18.612	144.959	74.746
Förderung Feuerung	€	1.400	1.400	9.884	5.980
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	861	522	2.475	1.342
Annuität Anlage	€/a	1.716	1.531	11.921	6.147
Annuität Förderung	€/a	115	115	813	492
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	2.577	2.052	14.396	7.488
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	115	115	813	492
d) verbrauchsgebundene Kosten					
Spezifischer Solarertrag	kWh/m ² a	0	0	0	0
solarer Wärmeertrag	kWh/a	0	0	0	0
fasve	%	0	0	0	0
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	77.143	38.960	776.203	393.636
Jahresbrennstoffbedarf	t	24,4	12,3	245,6	124,5
angelegter Brennstoffpreis	€/t	89,53	89,53	89,53	89,53
Brennstoffkosten	€/a	2.185,18	1.103,60	21.987,14	11.150,35
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,23	0,23	0,23	0,23
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-	-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ⁱ	€/a	333,04	168,20	3.351,04	1.699,42
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	2.518	1.272	25.338	12.850
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	479,10	290,22	1.377	747
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	1.147,95	1.023,66	7.973	4.111
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	175,00	175,00	175,00	175,00
Emissionsmessung	€/a	59,66	59,66	59,66	59,66
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	74	74	74	74
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	1.936	1.622	9.659	5.166
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	52	47	362	187
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	7.083	4.993	49.755	25.691
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	8.167	5.809	56.570	29.234
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,141	0,199	0,097	0,099
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,001	0,002
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	5.743	4.181	45.903	23.603
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	6.572	4.843	51.986	26.749
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,114	0,166	0,089	0,091
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,001	0,002
			Eingabefeld für Rechnung		
			Nicht repräsentativ/unüblich in diesen Leistungsklassen		

Wirtschaftlichkeitsberechnung Scheitholz 2013

Bezeichnung		EFH Typ E unsaniert	EFH Typ E saniert	MFH Typ E unsaniert	MFH Typ E saniert
Brennstoff		Scheitholz	Scheitholz	Scheitholz	Scheitholz
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		78%	78%	78%	78%
Fläche Solaranlage	m ²	0	0	0	0
Arbeitszeitbedarf für Reinigung und Betrieb	h/a	9,0	9,0	9,0	9,0
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2	2	2
b) Investition					
Investition Gebäude	€	5625	5625		
Investition Biomasseanlage	€	13037	9712		
Investition Solaranlage	€	0	0	0	0
Investition Anlage (Biomasse & Solar)	€	13037	9712	0	0
Förderung Feuerung	€	1400	1400	6589,0624	3986,4384
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	202	202	0	0
Annuität Anlage	€/a	1.072	799	0	0
Annuität Förderung	€/a	115	115	542	328
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	1.274	1.001	0	0
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	115	115	542	328
d) verbrauchsgebundene Kosten					
Spezifischer Solareertrag	kWh/m ² *a	0	0	0	0
solarer Wärmeertrag	kWh/a	0	0	0	0
fasve	%	0	0	0	0
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	74175,6	37461,4	746349,0	378496,4
Jahresbrennstoffbedarf	t	18,7	9,5	189	96
angelegter Brennstoffpreis	€/t	225,55	225,55	225,55	225,55
Brennstoffkosten	€/a	4.227	2.135	42.535	21.571
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,23	0,23	0,23	0,23
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-	-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ⁱ	€/a	200	101	2.011	1.020
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	4.427	2.236	44.546	22.591
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	113	113	0	0
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	717	534	0	0
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	315	315	315	315
Emissionsmessung	€/a	60	60	60	60
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	74	74	74	74
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	1.278	1.095	448	448
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	33	24	0	0
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	7.012	4.356	44.994	23.039
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.837	4.928	48.439	24.828
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,135	0,169	0,083	0,084
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,001	0,001
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.697	4.042	44.994	23.039
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.463	4.553	48.439	24.828
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,129	0,156	0,083	0,084
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,001	0,001
				Eingabefeld für Rechnung	
				Nicht repräsentativ/ungeeignet	

Wirtschaftlichkeitsberechnung Luft-Wasser-Wärmepumpen 2013

Bezeichnung		EFH Typ E	EFH Typ E	MFH Typ E	MFH Typ E
		unsaniert	saniert	unsaniert	saniert
Brennstoff		LW WP	LW WP	LW WP	LW WP
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		98%	98%	98%	98%
Fläche Solaranlage	m ²	0	0	0	0
Arbeitszeitbedarf für Reinigung und Betrieb	h/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Kaminkehrungen pro Jahr		0	0	0	0
b) Investition					
Gesamtinvestition Anlage		29449	22198	131781	81951
Förderung Wärmepumpe	€	1600	1300	0	0
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	0	0	0	0
Annuität Anlage	€/a	2.422	1.825	10.837	6.739
Annuität Förderung	€/a	132	107	0	0
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	2.422	1.825	10.837	6.739
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	132	107	0	0
d) verbrauchsgebundene Kosten					
solarer Wärmeertrag	kWh/a	0	0	0	0
Summe Wärmebedarf	kWh/a	59038	29816	594033	301252
Jahresarbeitszahl	-	2,6	2,6	2,6	2,6
angelegte Stromkosten WP-Tarif	€/kWh	0,18	0,18	0,18	0,18
Stromkosten WP	€/a	4.267	2.189	42.308	21.490
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ⁱ	€/a	133	67	1.340	680
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	4.400	2.256	43.648	22.170
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	0	0	0	0
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	736	555	3.295	2.049
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	18	18	18	18
Emissionsmessung	€/a	0	0	0	0
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	0	0	0	0
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	754	572	3.312	2.066
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	74	55	329	205
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	7.649	4.710	58.127	31.180
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	9.103	5.605	69.171	37.104
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,157	0,192	0,119	0,126
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,000	0,000
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	7.649	4.710	58.127	31.180
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	9.103	5.605	69.171	37.104
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,157	0,192	0,119	0,126
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,000	0,000
			Eingabefeld für Rechnung		
			Nicht repräsentativ		

Wirtschaftlichkeitsberechnung Sole-Wasser-Wärmepumpen 2013

Bezeichnung		EFH Typ E unsaniert	EFH Typ E saniert	MFH Typ E unsaniert	MFH Typ E saniert
Brennstoff		SW WP	SW WP	SW WP	SW WP
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		98%	98%	98%	98%
Fläche Solaranlage	m ²				
Arbeitszeitbedarf für Reinigung und Betrieb	h/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Kaminkehrungen pro Jahr		0	0	0	0
b) Investition					
Investition Anlage		29781	24994	263562	159458
Förderung Wärmepumpe	€	5000	3880	26356	15946
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	0	0	0	0
Annuität Anlage	€/a	2.449	2.055	21.675	13.113
Annuität Förderung	€/a	411	319	2.167	1.311
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	2.449	2.055	21.675	13.113
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	411	319	2.167	1.311
d) verbrauchsgebundene Kosten					
solarer Wärmeertrag	kWh/a	0	0	0	0
Summe Wärmebedarf	kWh/a	59038	29816	594033	301252
Jahresarbeitszahl	-	3,3	3,3	3,3	3,3
angelegte Stromkosten WP-Tarif	€/kWh	0,18	0,18	0,18	0,18
Stromkosten WP	€/a	3.377	1.740	33.348	16.946
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ⁱ	€/a	133	67	1.340	680
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	3.510	1.807	34.689	17.626
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	0	0	0	0
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	745	625	6.589	3.986
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	18	18	18	18
Emissionsmessung	€/a	0	0	0	0
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	0	0	0	0
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	762	642	6.607	4.004
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	74	62	659	399
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.795	4.567	63.629	35.142
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	8.086	5.435	75.718	41.819
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,140	0,186	0,130	0,142
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,007	0,011	0,004	0,004
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.795	4.567	63.629	35.142
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	8.086	5.435	75.718	41.819
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,140	0,186	0,130	0,142
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,007	0,011	0,004	0,004
			Eingabefeld für Rechnung		
			Nicht repräsentativ		

Wirtschaftlichkeitsberechnung Wasser-Wasser-Wärmepumpen 2013

Bezeichnung		EFH Typ E unsaniert	EFH Typ E saniert	MFH Typ E unsaniert	MFH Typ E saniert
Brennstoff		WW WP	WW WP	WW WP	WW WP
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		98%	98%	98%	98%
Fläche Solaranlage	m ²				
Arbeitszeitbedarf für Reinigung und Betrieb	h/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Kaminkehrungen pro Jahr		0	0	0	0
b) Investition					
Investition Anlage		25836	21518	263562	159458
Förderung Wärmepumpe	€	5000	3880	0	0
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	0	0	0	0
Annuität Anlage	€/a	2.125	1.770	21.675	13.113
Annuität Förderung	€/a	411	319	0	0
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	2.125	1.770	21.675	13.113
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	411	319	0	0
d) verbrauchsgebundene Kosten					
solarer Wärmeertrag	kWh/a	0	0	0	0
Summe Wärmebedarf	kWh/a	59038	29816	594033	301252
Jahresarbeitszahl	-	3,3	3,3	3,3	3,3
angelegte Stromkosten WP-Tarif	€/kWh	0,18	0,18	0,18	0,18
Stromkosten WP	€/a	3.377	1.740	33.348	16.946
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ^l	€/a	133	67	1.340	680
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	3.510	1.807	34.689	17.626
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	0	0	0	0
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	646	538	6.589	3.986
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	18	18	18	18
Emissionsmessung	€/a	0	0	0	0
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	0	0	0	0
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	663	555	6.607	4.004
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	65	54	659	399
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.362	4.186	63.629	35.142
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.571	4.981	75.718	41.819
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,131	0,170	0,130	0,142
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,007	0,011	0,000	0,000
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.362	4.186	63.629	35.142
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.571	4.981	75.718	41.819
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,131	0,170	0,130	0,142
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,007	0,011	0,000	0,000
			Eingabefeld für Rechnung		
			Nicht repräsentativ		

Wirtschaftlichkeitsberechnung Flachkollektor Raumwärme 2013

Bezeichnung		EFH Typ E		MFH Typ E	
		unsaniert	saniert	unsaniert	saniert
Brennstoff		Solar RW Gas	Solar RW Gas	Solar RW Gas	Solar RW Gas
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		88%	88%	88%	88%
Fläche Solaranlage	m ²	14	14	70	70
Arbeitszeitbedarf für Reinigung und Betrieb	h/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2	2	2
b) Investition					
Investition Gebäude		2250	2250	2250	2250
Investition Gas-Brennwertanlage		3791	2683	18654	13262
Peripherie Gas-Brennwertanlage		2701	1881	14290	10002
Anschluß Gas		2025	2025	2025	2025
Montage Gaskessel		1664	1603	1975	1904
Investition Solaranlage		11382	11382	45290	45290
Investition Anlage		21563	19574	82234	72482
Förderung Feuerung	€	0	0	0	0
Förderung Solar	€	1.500	1.500	13.587	13.587
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	81	81	81	81
Annuität Anlage	€/a	1.773	1.610	6.763	5.961
Annuität Förderung	€/a	123	123	1.117	1.117
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	1.854	1.691	6.844	6.042
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	123	123	1.117	1.117
d) verbrauchsgebundene Kosten					
Spezifischer Solareertrag	kWh/m ² *a	250	250	300	300
solarer Wärmeertrag	kWh/a	3.500	3.500	21.000	21.000
Fsave	%	6%	12%	4%	7%
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	61769,3	29227,1	637673,0	311621,8
Jahresbrennstoffbedarf	m ³	5962	2821	61544	30076
angelegter Brennstoffpreis	€/kWh	0,06	0,06	0,06	0,06
Brennstoffkosten	€/a	3.431	1.623	35.420	17.309
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,23	0,23	0,23	0,23
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-	-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ⁱ	€/a	125	59	1.292	631
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	3.556	1.683	36.712	17.941
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	45	45	45	45
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	431	391	1.645	1.450
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	18	18	18	18
Emissionsmessung	€/a	33	33	33	33
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	47	47	47	47
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	574	534	1.787	1.592
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	54	49	206	181
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.038	3.956	45.549	25.756
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.185	4.708	54.203	30.649
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,124	0,161	0,093	0,104
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,002	0,004
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	5.912	3.830	45.423	25.630
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.035	4.558	54.053	30.499
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,122	0,156	0,093	0,103
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,002	0,004
		Eingabefeld für Rechnung			
		Nicht repräsentativ			

Wirtschaftlichkeitsberechnung Vakuumröhrenkollektor Raumwärme 2013

Bezeichnung		EFH Typ E		MFH Typ E	
		unsaniert	saniert	unsaniert	saniert
Brennstoff		Solar RW Gas	Solar RW Gas	Solar RW Gas	Solar RW Gas
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		88%	88%	88%	88%
Fläche Solaranlage	m ²	12	12	55	55
Arbeitszeitbedarf für Reinigung und Betrieb	h/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2	2	2
b) Investition					
Investition Gebäude		2250	2250	2250	2250
Investition Gas-Brennwertanlage		3791	2683	18654	13262
Peripherie Gas-Brennwertanlage		2701	1881	14290	10002
Anschluß Gas		2025	2025	2025	2025
Montage Gaskessel		1664	1603	1975	1904
Investition Solaranlage		11004	11004	33220	33220
Investition Anlage		21185	19196	70164	60412
Förderung Feuerung	€	0	0	0	0
Förderung Solar	€	1.500	1.500	9.966	9.966
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	81	81	81	81
Annuität Anlage	€/a	1.742	1.579	5.770	4.968
Annuität Förderung	€/a	123	123	820	820
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	1.823	1.660	5.851	5.049
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	123	123	820	820
d) verbrauchsgebundene Kosten					
Spezifischer Solarertrag	kWh/m ² *a	313	313	375	375
solarer Wärmeertrag	kWh/a	3.750	3.750	20.625	20.625
fsave	%	6%	13%	4%	7%
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	61485,2	28943,0	638099,1	312048,0
Jahresbrennstoffbedarf	m ³	5934	2793	61585	30117
angelegter Brennstoffpreis	€/kWh	0,06	0,06	0,06	0,06
Brennstoffkosten	€/a	3.415	1.608	35.444	17.333
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,23	0,23	0,23	0,23
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-	-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ⁱ	€/a	125	59	1.293	632
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	3.540	1.666	36.737	17.965
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	45	45	45	45
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	424	384	1.403	1.208
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	18	18	18	18
Emissionsmessung	€/a	33	33	33	33
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	47	47	47	47
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	566	526	1.546	1.351
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	53	48	175	151
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	5.982	3.900	44.309	24.516
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.119	4.641	52.728	29.174
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,123	0,159	0,091	0,099
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,001	0,003
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	5.856	3.774	44.183	24.390
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	6.969	4.491	52.578	29.024
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,120	0,154	0,090	0,098
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,001	0,003
		Eingabefeld für Rechnung			
		Nicht repräsentativ			

2.4.2 Rechnungsblätter für das Jahr 2012

Wirtschaftlichkeitsberechnung Gas Brennwert 2012

Bezeichnung		EFH Typ E unsaniert	EFH Typ E saniert	MFH Typ E unsaniert	MFH Typ E saniert
Brennstoff		Gas	Gas	Gas	Gas
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		88%	88%	88%	88%
Arbeitszeitbedarf für Reinigung und Betrieb	h/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2	2	2
b) Investition					
Investition Gebäude		2250	2250	2250	2250
Investition Gas-Brennwertanlage		3639	2568	18115	12846
Peripherie Gas-Brennwertanlage		2701	1881	14290	10002
Anschluß Gas		2025	2025	2025	2025
Montage Gaskessel		1664	1603	1975	1904
Investition Anlage	€	10028	8078	36405	26776
Förderung Feuerung	€	0	0	0	0
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	81	81	81	81
Annuität Anlage	€/a	825	664	2.994	2.202
Annuität Förderung	€/a	0	0	0	0
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	906	745	3.075	2.283
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	0	0	0	0
d) verbrauchsgebundene Kosten					
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	65746,6	33204,4	661536,6	335485,5
Jahresbrennstoffbedarf	m ³	6345	3205	63847	32379
angelegter Brennstoffpreis	€/kWh	0,05	0,05	0,05	0,05
Brennstoffkosten	€/a	3.345	1.746	32.723	16.695
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,22	0,22	0,22	0,22
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-	-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ⁱ	€/a	126	64	1.272	645
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	3.472	1.810	33.995	17.340
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	45	45	45	45
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	401	323	1.456	1.071
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	18	18	18	18
Emissionsmessung	€/a	33	33	33	33
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	47	47	47	47
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	544	466	1.599	1.213
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	25	20	91	67
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	4.946	3.040	38.760	20.903
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	5.886	3.618	46.124	24.875
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,102	0,124	0,079	0,084
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	4.820	2.915	38.634	20.777
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	5.736	2.915	38.634	20.777
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,099	0,100	0,066	0,070
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,000	0,000	0,000	0,000
			Eingabefeld für Rechnung		
			Nicht repräsentativ		

Wirtschaftlichkeitsberechnung Pelletkessel 2012

Bezeichnung		EFH Typ E unsaniert	EFH Typ E saniert	MFH Typ E unsaniert	MFH Typ E saniert
Brennstoff		Pellet	Pellet	Pellet	Pellet
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		78%	78%	78%	78%
Fläche Solaranlage	m ²	0	0	0	0
Arbeitszeitbedarf für Reinigung und Betrieb	h/a	3,0	3,0	3,0	3,0
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2	2	2
b) Investition					
Investition Gebäude	€	10297	7614	23127	14196
Investition Biomasseanlage	€	14580	13598	144760	74625
Investition Solaranlage	€	0	0	0	0
Investition Anlage (Biomasse & Solar)	€	14580	13598	144760	74625
Förderung Feuerung	€	2900	2900	9.884	5.980
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	370	274	831	510
Annuität Anlage	€/a	1.199	1.118	11.905	6.137
Annuität Förderung	€/a	238	238	813	492
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	1.569	1.392	12.736	6.647
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	238	238	813	492
d) verbrauchsgebundene Kosten					
Spezifischer Solarertrag	kWh/m ² *a	0	0	0	0
solarer Wärmeertrag	kWh/a	0	0	0	0
fasve	%	0	0	0	0
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	74.175,60	37461,4	746349,0	378496,4
Jahresbrennstoffbedarf	t	16,01	8,09	161,12	81,71
angelegter Brennstoffpreis	€/t	225,59	225,59	225,59	225,59
Brennstoffkosten	€/a	3.612,37	1.824	36.347	18.433
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,22	0,22	0,22	0,22
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-	-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ^l	€/a	316,03	160	3.180	1.613
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	3.928	1.984	39.527	20.045
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^l	€/a	205,94	152	463	284
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	801,91	748	7.962	4.104
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	105,00	105	105	105
Emissionsmessung	€/a	45,96	46	0	0
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	74	74	74	74
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	1.233	1.125	8.603	4.567
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	36	34	362	187
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.767	4.535	61.228	31.446
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.619	5.177	68.500	35.209
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,132	0,177	0,118	0,119
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,004	0,008	0,001	0,002
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.191	4.109	59.935	30.652
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	6.933	4.671	66.960	34.264
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,120	0,160	0,115	0,116
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,004	0,008	0,001	0,002
			Eingabefeld für Rechnung		
			Nicht repräsentativ		

Wirtschaftlichkeitsberechnung Hackgut 2012

Bezeichnung		EFH Typ E	EFH Typ E	MFH Typ E	MFH Typ E
		unsaniert	saniert	unsaniert	saniert
Brennstoff		Hackgut	Hackgut	Hackgut	Hackgut
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52.625,5	23.988,4	523.929,0	237.004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5.231,5	5.231,5	58.223,2	58.223,2
Gesamtnutzungsgrad		75%	75%	75%	75%
Fläche Solaranlage	m ²	0	0	0	0
Arbeitszeitbedarf für Reinigung und Betrieb	h/a	5,0	5,0	5,0	5,0
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2	2	2
b) Investition					
Investition Gebäude	€	23.955	14.511	68.869	37.329
Investition Biomasseanlage	€	20.447	13.983	144.760	74.625
Investition Solaranlage	€	0	0	0	0
Investition Anlage (Biomasse & Solar)	€	20.447	13.983	144.760	74.625
Förderung Feuerung	€	1.400	1.400	9.884	5.980
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	861	522	2.475	1.342
Annuität Anlage	€/a	1.681	1.150	11.905	6.137
Annuität Förderung	€/a	115	115	813	492
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	2.542	1.671	14.380	7.478
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	115	115	813	492
d) verbrauchsgebundene Kosten					
Spezifischer Solarertrag	kWh/m ² a	0	0	0	0
solarer Wärmeertrag	kWh/a	0	0	0	0
fasve	%	0	0	0	0
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	77.143	38.960	776.203	393.636
Jahresbrennstoffbedarf	t	24,4	12,3	245,6	124,5
angelegter Brennstoffpreis	€/t	86,16	86,16	86,16	86,16
Brennstoffkosten	€/a	2.102,84	1.062,01	21.158,61	10.730,18
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,22	0,22	0,22	0,22
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-	-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ^l	€/a	316,03	159,60	3.179,82	1.612,59
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	2.419	1.222	24.338	12.343
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^l	€/a	479,10	290,22	1.377	747
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	1.124,56	769,09	7.962	4.104
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	175,00	175,00	175,00	175,00
Emissionsmessung	€/a	0,30	0,30	0,30	0,30
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	74	74	74	74
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	1.853	1.308	9.588	5.100
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	51	35	362	187
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.865	4.236	48.668	25.108
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.917	4.914	55.376	28.591
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,137	0,168	0,095	0,097
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,001	0,002
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	5.525	3.425	44.816	23.020
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	6.323	3.948	50.792	26.106
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,109	0,135	0,087	0,088
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,001	0,002
			Eingabefeld für Rechnung		
			Nicht repräsentativ		

Wirtschaftlichkeitsberechnung Scheitholz 2012

Bezeichnung		EFH Typ E	EFH Typ E	MFH Typ E	MFH Typ E
		unsaniert	saniert	unsaniert	saniert
Brennstoff		Scheitholz	Scheitholz	Scheitholz	Scheitholz
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		78%	78%	78%	78%
Fläche Solaranlage	m ²	0	0	0	0
Arbeitszeitbedarf für Reinigung und Betrieb	h/a	9,0	9,0	9,0	9,0
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2	2	2
b) Investition					
Investition Gebäude	€	5625	5625		
Investition Biomasseanlage	€	12197	10647		
Investition Solaranlage	€	0	0	0	0
Investition Anlage (Biomasse & Solar)	€	12197	10647	0	0
Förderung Feuerung	€	1400	1400	6589,0624	3986,4384
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	202	202	0	0
Annuität Anlage	€/a	1.003	876	0	0
Annuität Förderung	€/a	115	115	542	328
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	1.205	1.078	0	0
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	115	115	542	328
d) verbrauchsgebundene Kosten					
Spezifischer Solarertrag	kWh/m ² a	0	0	0	0
solarer Wärmeertrag	kWh/a	0	0	0	0
fasve	%	0	0	0	0
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	74175,6	37461,4	746349,0	378496,4
Jahresbrennstoffbedarf	t	18,7	9,5	189	96
angelegter Brennstoffpreis	€/t	221,19	221,19	221,19	221,19
Brennstoffkosten	€/a	4.146	2.094	41.712	21.154
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,22	0,22	0,22	0,22
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-	-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ^l	€/a	190	96	1.908	968
Summe verbrauchsg. Kosten	€/a	4.335	2.189	43.620	22.121
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	113	113	0	0
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	671	586	0	0
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	315	315	315	315
Emissionsmessung	€/a	0	0	0	0
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	74	74	74	74
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	1.172	1.087	389	389
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	30	27	0	0
inkl. baulichen Investitionen					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.743	4.381	44.009	22.510
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.527	4.962	47.366	24.249
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,130	0,170	0,081	0,082
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,001	0,001
exkl. baulichen Investitionskosten					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.429	4.066	44.009	22.510
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.153	4.588	47.366	24.249
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,124	0,157	0,081	0,082
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,001	0,001
			Eingabefeld für Rechnung		
			Nicht repräsentativ		

Wirtschaftlichkeitsberechnung Luft-Wasser-Wärmepumpen 2012

Bezeichnung		EFH Typ E	EFH Typ E	MFH Typ E	MFH Typ E
		unsaniert	saniert	unsaniert	saniert
Brennstoff		LW WP	LW WP	LW WP	LW WP
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		98%	98%	98%	98%
Fläche Solaranlage	m ²	0	0	0	0
Arbeitszeitbedarf für Reinigung und Betrieb	h/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Kaminkehrungen pro Jahr		0	0	0	0
b) Investition					
Gesamtinvestition Anlage		28090	20747	131781	84153
Förderung Wärmepumpe	€	1600	1300	0	0
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	0	0	0	0
Annuität Anlage	€/a	2.310	1.706	10.837	6.920
Annuität Förderung	€/a	132	107	0	0
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	2.310	1.706	10.837	6.920
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	132	107	0	0
d) verbrauchsgebundene Kosten					
solarer Wärmeertrag	kWh/a	0	0	0	0
Summe Wärmebedarf	kWh/a	59038	29816	594033	301252
Jahresarbeitszahl	-	2,6	2,6	2,6	2,6
angelegte Stromkosten WP-Tarif	€/kWh	0,16	0,16	0,16	0,16
Stromkosten WP	€/a	3.774	1.939	37.362	18.981
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ⁱ	€/a	126	64	1.272	645
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	3.900	2.003	38.634	19.626
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	0	0	0	0
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	702	519	3.295	2.104
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	18	18	18	18
Emissionsmessung	€/a	0	0	0	0
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	0	0	0	0
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	720	536	3.312	2.121
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	70	52	329	210
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	7.000	4.297	53.113	28.878
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	8.330	5.114	63.204	34.365
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,144	0,175	0,109	0,116
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,000	0,000
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	7.000	4.297	53.113	28.878
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	8.330	5.114	63.204	34.365
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,144	0,175	0,109	0,116
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,000	0,000
			Eingabefeld für Rechnung		
			Nicht repräsentativ		

Wirtschaftlichkeitsberechnung Sole-Wasser-Wärmepumpen 2012

Bezeichnung		EFH Typ E	EFH Typ E	MFH Typ E	MFH Typ E
		unsaniert	saniert	unsaniert	saniert
Brennstoff		SW WP	SW WP	SW WP	SW WP
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		98%	98%	98%	98%
Fläche Solaranlage	m ²				
Arbeitszeitbedarf für Reinigung und Betrieb	h/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Kaminkehrungen pro Jahr		0	0	0	0
b) Investition					
Investition Anlage		29781	24994	263562	159458
Förderung Wärmepumpe	€	5000	3880	26356	15946
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	0	0	0	0
Annuität Anlage	€/a	2.449	2.055	21.675	13.113
Annuität Förderung	€/a	411	319	2.167	1.311
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	2.449	2.055	21.675	13.113
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	411	319	2.167	1.311
d) verbrauchsgebundene Kosten					
solarer Wärmeertrag	kWh/a	0	0	0	0
Summe Wärmebedarf	kWh/a	59038	29816	594033	301252
Jahresarbeitszahl	-	3,3	3,3	3,3	3,3
angelegte Stromkosten WP-Tarif	€/kWh	0,16	0,16	0,16	0,16
Stromkosten WP	€/a	2.988	1.542	29.451	14.969
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ⁱ	€/a	126	64	1.272	645
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	3.114	1.606	30.723	15.614
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	0	0	0	0
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	745	625	6.589	3.986
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	18	18	18	18
Emissionsmessung	€/a	0	0	0	0
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	0	0	0	0
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	762	642	6.607	4.004
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	74	62	659	399
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.399	4.366	59.663	33.130
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.615	5.196	70.999	39.424
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,132	0,178	0,122	0,134
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,007	0,011	0,004	0,004
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.399	4.366	59.663	33.130
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.615	5.196	70.999	39.424
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,132	0,178	0,122	0,134
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,007	0,011	0,004	0,004
			Eingabefeld für Rechnung		
			Nicht repräsentativ		

Wirtschaftlichkeitsberechnung Flachkollektor Raumwärme 2012

Bezeichnung		EFH Typ E		MFH Typ E	
		unsaniert	saniert	unsaniert	saniert
Brennstoff		Solar RW Gas	Solar RW Gas	Solar RW Gas	Solar RW Gas
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		88%	88%	88%	88%
Fläche Solaranlage	m ²	14	14	70	70
Arbeitszeitbedarf für Reinigung und Betrieb	h/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2	2	2
b) Investition					
Investition Gebäude		2250	2250	2250	2250
Investition Gas-Brennwertanlage		3639	2568	18115	12846
Peripherie Gas-Brennwertanlage		2701	1881	14290	10002
Anschluß Gas		2025	2025	2025	2025
Montage Gaskessel		1664	1603	1975	1904
Investition Solaranlage		11368	11368	56840	56840
Investition Anlage		21396	19446	93245	83616
Förderung Feuerung	€	0	0	0	0
Förderung Solar	€	1.500	1.500	17.052	17.052
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	81	81	81	81
Annuität Anlage	€/a	1.760	1.599	7.668	6.876
Annuität Förderung	€/a	123	123	1.402	1.402
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	1.840	1.680	7.749	6.957
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	123	123	1.402	1.402
d) verbrauchsgebundene Kosten					
Spezifischer Solarertrag	kWh/m ² *a	250	250	300	300
solarer Wärmeertrag	kWh/a	3.500	3.500	21.000	21.000
Fsave	%	6%	12%	4%	7%
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	61769,3	29227,1	637673,0	311621,8
Jahresbrennstoffbedarf	m ³	5962	2821	61544	30076
angelegter Brennstoffpreis	€/kWh	0,05	0,05	0,05	0,05
Brennstoffkosten	€/a	3.037	1.437	31.348	15.319
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,22	0,22	0,22	0,22
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-	-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ^l	€/a	119	56	1.226	599
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	3.155	1.493	32.574	15.918
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	45	45	45	45
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	428	389	1.865	1.672
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	18	18	18	18
Emissionsmessung	€/a	33	33	33	33
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	47	47	47	47
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	570	531	2.007	1.815
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	53	49	233	209
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	5.620	3.753	42.563	24.899
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	6.687	4.466	50.650	29.630
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,116	0,153	0,087	0,100
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,002	0,005
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	5.494	3.627	42.437	24.773
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	6.538	4.316	50.500	29.480
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,113	0,148	0,087	0,100
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,002	0,005
			Eingabefeld für Rechnung		
			Nicht repräsentativ		

Wirtschaftlichkeitsberechnung Vakuumröhrenkollektor Raumwärme 2012

Bezeichnung		EFH Typ E		MFH Typ E	
		unsaniert	saniert	unsaniert	saniert
		Solar RW	Gas	Solar RW	Gas
Brennstoff					
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		88%	88%	88%	88%
Fläche Solaranlage	m ²	12	12	55	55
Arbeitszeitbedarf für Reinigung und Betrieb	h/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2	2	2
b) Investition					
Investition Gebäude		2250	2250	2250	2250
Investition Gas-Brennwertanlage		4756	3879	25526	16454
Peripherie Gas-Brennwertanlage		2701	1881	14290	10002
Anschluß Gas		2025	2025	2025	2025
Montage Gaskessel		1664	1603	1975	1904
Investition Solaranlage		12924	12924	59235	59235
Investition Anlage		24070	22312	103051	89620
Förderung Feuerung	€	0	0	0	0
Förderung Solar	€	1.500	1.500	17.771	17.771
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	81	81	81	81
Annuität Anlage	€/a	1.979	1.835	8.475	7.370
Annuität Förderung	€/a	123	123	1.461	1.461
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	2.060	1.916	8.555	7.451
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	123	123	1.461	1.461
d) verbrauchsggebundene Kosten					
Spezifischer Solarertrag	kWh/m ² *a	313	313	375	375
solarer Wärmeertrag	kWh/a	3.750	3.750	20.625	20.625
fsave	%	6%	13%	4%	7%
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	61485,2	28943,0	638099,1	312048,0
Jahresbrennstoffbedarf	m ³	5934	2793	61585	30117
angelegter Brennstoffpreis	€/kWh	0,05	0,05	0,05	0,05
Brennstoffkosten	€/a	3.023	1.423	31.369	15.340
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,22	0,22	0,22	0,22
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-	-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ^l	€/a	118	56	1.227	600
Summe verbrauchsggeb. Kosten	€/a	3.141	1.478	32.596	15.940
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	45	45	45	45
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	602	558	2.576	2.240
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	18	18	18	18
Emissionsmessung	€/a	33	33	33	33
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	47	47	47	47
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	744	700	2.719	2.383
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	60	56	258	224
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.005	4.150	44.127	25.998
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.146	4.939	52.512	30.938
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,124	0,169	0,090	0,105
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,003	0,005
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	5.880	4.024	44.002	25.872
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	6.997	4.789	52.362	30.788
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,121	0,164	0,090	0,104
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,004	0,003	0,005
		Eingabefeld für Rechnung			
		Nicht repräsentativ			

2.4.3 Rechnungsblätter für das Jahr 2011

Wirtschaftlichkeitsberechnung Gas Brennwert 2011

Bezeichnung		EFH Typ E unsaniert	EFH Typ E saniert	MFH Typ E unsaniert	MFH Typ E saniert
Brennstoff		Gas	Gas	Gas	Gas
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		88%	88%	88%	88%
Arbeitszeitbedarf für Reinigungs und Betrieb	h/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2	2	2
b) Investition					
Investition Gebäude		2250	2250	2250	2250
Investition Gas-Brennwertanlage		3551	2427	20493	14079
Anschluß Gas		2025	2025	2025	2025
Montage Gaskessel		1932	1736	3163	2846
Investition Anlage	€	7508	6189	25681	18951
Förderung Feuerung	€	0	0	0	0
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	111	111	111	111
Annuität Anlage	€/a	693	572	2.372	1.750
Annuität Förderung	€/a	0	0	0	0
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	804	682	2.483	1.861
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	0	0	0	0
d) verbrauchsgebundene Kosten					
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	65746,6	33204,4	661536,6	335485,5
Jahresbrennstoffbedarf	m ³	6345	3205	63847	32379
angelegter Brennstoffpreis	€/kWh	0,05	0,05	0,05	0,05
Brennstoffkosten	€/a	3.260	1.646	32.799	16.633
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,21	0,21	0,21	0,21
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-	-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ⁱ	€/a	123	62	1.238	628
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	3.383	1.708	34.037	17.261
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	45	45	45	45
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	338	278	1.156	853
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	10	10	10	10
Emissionsmessung	€/a	33	33	33	33
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	47	47	47	47
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	473	413	1.291	988
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	19	15	64	47
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	4.678	2.820	37.874	20.157
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	5.567	3.355	45.070	23.987
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,096	0,115	0,077	0,081
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	4.523	2.664	37.718	20.001
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	5.382	2.664	37.718	20.001
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,093	0,091	0,065	0,068
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,000	0,000	0,000	0,000
			Eingabefeld für Rechnung		
			Nicht repräsentativ		

Wirtschaftlichkeitsberechnung Pelletkessel 2011

Bezeichnung		EFH Typ E unsaniert	EFH Typ E saniert	MFH Typ E unsaniert	MFH Typ E saniert
Brennstoff		Pellet	Pellet	Pellet	Pellet
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		78%	78%	78%	78%
Fläche Solaranlage	m ²	0	0	0	0
Arbeitszeitbedarf für Reinigungs und Betrieb	h/a	3,0	3,0	3,0	3,0
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2	2	2
b) Investition					
Investition Gebäude	€	10297	7614		
Investition Biomasseanlage	€	16839	14025	139688	95675
Investition Solaranlage	€	0	0	0	0
Investition Anlage (Biomasse & Solar)	€	16839	14025	139688	95675
Förderung Feuerung	€	2500	2500	9.884	5.980
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	507	375	0	0
Annuität Anlage	€/a	1.555	1.295	12.901	8.836
Annuität Förderung	€/a	231	231	913	552
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	2.062	1.670	12.901	8.836
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	231	231	913	552
d) verbrauchsgebundene Kosten					
Spezifischer Solaretrag	kWh/m ² a	0	0	0	0
solare Wärmeertrag	kWh/a	0	0	0	0
fasve	%	0	0	0	0
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	74.175,60	37461,4	746349,0	378496,4
Jahresbrennstoffbedarf	t	16,01	8,09	161,12	81,71
angelegter Brennstoffpreis	€/t	224,81	224,81	224,81	224,81
Brennstoffkosten	€/a	3.599,95	1.818	36.222	18.369
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,21	0,21	0,21	0,21
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-	-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ^l	€/a	307,52	155	3.094	1.569
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	3.907	1.973	39.317	19.939
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	205,94	152	0	0
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	757,76	631	6.286	4.305
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	60,00	60	60	60
Emissionsmessung	€/a	45,96	46	46	46
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	47,37	47	47	47
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	1.117	937	6.439	4.459
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	42	35	349	239
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	7.129	4.615	59.006	33.473
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	8.051	5.274	65.871	37.628
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,139	0,180	0,113	0,127
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,004	0,008	0,002	0,002
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.416	4.088	59.006	33.473
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.203	4.647	65.871	37.628
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,124	0,159	0,113	0,127
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,004	0,008	0,002	0,002
			Eingabefeld für Rechnung		
			Nicht repräsentativ		

Wirtschaftlichkeitsberechnung Hackgut 2011

Bezeichnung		EFH Typ E	EFH Typ E	MFH Typ E	MFH Typ E
		unsaniert	saniert	unsaniert	saniert
Brennstoff		Hackgut	Hackgut	Hackgut	Hackgut
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52.625,5	23.988,4	523.929,0	237.004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5.231,5	5.231,5	58.223,2	58.223,2
Gesamtnutzungsgrad		75%	75%	75%	75%
Fläche Solaranlage	m ²	0	0	0	0
Arbeitszeitbedarf für Reinigungs und Betrieb	h/a	5,0	5,0	5,0	5,0
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2	2	2
b) Investition					
Investition Gebäude	€	23.955	14.511		
Investition Biomasseanlage	€	21.568	20.217	0	0
Investition Solaranlage	€	0	0	0	0
Investition Anlage (Biomasse & Solar)	€	21.568	20.217	0	0
Förderung Feuerung	€	1.000	1.000	9.884	5.980
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	1.179	714	0	0
Annuität Anlage	€/a	1.992	1.867	0	0
Annuität Förderung	€/a	92	92	913	552
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	3.171	2.581	0	0
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	92	92	913	552
d) verbrauchsgebundene Kosten					
Spezifischer Solarertrag	kWh/m ² a	0	0	0	0
solarer Wärmeertrag	kWh/a	0	0	0	0
fasve	%	0	0	0	0
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	77.143	38.960	776.203	393.636
Jahresbrennstoffbedarf	t	24,4	12,3	245,6	124,5
angelegter Brennstoffpreis	€/t	88,40	88,40	88,40	88,40
Brennstoffkosten	€/a	2.157,58	1.089,66	21.709,43	11.009,52
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,21	0,21	0,21	0,21
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-	-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ^l	€/a	307,52	155,31	3.094,21	1.569,17
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	2.465	1.245	24.804	12.579
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	479,10	290,22	0	0
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	970,58	909,78	0	0
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	100,00	100,00	100,00	100,00
Emissionsmessung	€/a	45,96	45,96	45,96	45,96
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	47,37	47,37	47,37	47,37
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	1.643	1.393	193	193
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	54	51	0	0
inkl. baulichen Investitionen					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	7.333	5.270	24.997	12.772
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	8.467	6.141	27.141	13.878
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,146	0,210	0,047	0,047
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,003	0,002	0,002
exkl. baulichen Investitionskosten					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	5.675	4.266	24.997	12.772
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	6.494	4.946	27.141	13.878
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,112	0,169	0,047	0,047
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,003	0,002	0,002
		Eingabefeld für Rechnung			
		Nicht repräsentativ			

Wirtschaftlichkeitsberechnung Scheitholz 2011

Bezeichnung		EFH Typ E	EFH Typ E	MFH Typ E	MFH Typ E
		unsaniert	saniert	unsaniert	saniert
		Scheitholz	Scheitholz	Scheitholz	Scheitholz
Brennstoff					
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		78%	78%	78%	78%
Fläche Solaranlage	m ²	0	0	0	0
Arbeitszeitbedarf für Reinigungs und Betrieb	h/a	9,0	9,0	9,0	9,0
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2	2	2
b) Investition					
Investition Gebäude	€	5625	5625		
Investition Biomasseanlage	€	12197	10647		
Investition Solaranlage	€	0	0	0	0
Investition Anlage (Biomasse & Solar)	€	12197	10647	0	0
Förderung Feuerung	€	1000	1000	6589,0624	3986,4384
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	277	277	0	0
Annuität Anlage	€/a	1.127	983	0	0
Annuität Förderung	€/a	92	92	609	368
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	1.403	1.260	0	0
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	92	92	609	368
d) verbrauchsgebundene Kosten					
Spezifischer Solarertrag	kWh/m ² a	0	0	0	0
solarer Wärmeertrag	kWh/a	0	0	0	0
fasve	%	0	0	0	0
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	74175,6	37461,4	746349,0	378496,4
Jahresbrennstoffbedarf	t	18,7	9,5	189	96
angelegter Brennstoffpreis	€/t	211,65	211,65	211,65	211,65
Brennstoffkosten	€/a	3.967	2.003	39.914	20.242
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,21	0,21	0,21	0,21
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-	-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ^l	€/a	185	93	1.857	942
Summe verbrauchsg. Kosten	€/a	4.151	2.097	41.770	21.183
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	113	113	0	0
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	549	479	0	0
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	180	180	180	180
Emissionsmessung	€/a	46	46	46	46
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	47	47	47	47
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	935	865	273	273
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	30	27	0	0
inkl. baulichen Investitionen					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.520	4.248	42.044	21.456
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.283	4.815	45.242	23.104
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,126	0,165	0,078	0,078
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,003	0,001	0,001
exkl. baulichen Investitionskosten					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.131	3.859	42.044	21.456
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	6.819	4.352	45.242	23.104
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,118	0,149	0,078	0,078
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,003	0,001	0,001
			Eingabefeld für Rechnung		
			Nicht repräsentativ		

Wirtschaftlichkeitsberechnung Luft-Wasser-Wärmepumpen 2011

Bezeichnung		EFH Typ E	EFH Typ E	MFH Typ E	MFH Typ E
		unsaniert	saniert	unsaniert	saniert
Brennstoff		LW WP	LW WP	LW WP	LW WP
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		98%	98%	98%	98%
Fläche Solaranlage	m ²	0	0	0	0
Arbeitszeitbedarf für Reinigungs und Betrieb	h/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Kaminkehrungen pro Jahr		0	0	0	0
b) Investition					
Gesamtinvestition Anlage		15925	14295	131781	79729
Förderung Wärmepumpe	€	1200,00	900,00	0	0
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	0	0	0	0
Annuität Anlage	€/a	1.471	1.320	12.171	7.363
Annuität Förderung	€/a	111	83	0	0
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	1.471	1.320	12.171	7.363
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	111	83	0	0
d) verbrauchsgebundene Kosten					
solarer Wärmeertrag	kWh/a	0	0	0	0
Summe Wärmebedarf	kWh/a	59038	29816	594033	301252
Jahresarbeitszahl	-	2,6	2,6	2,6	2,6
angelegte Stromkosten WP-Tarif	€/kWh	0,13	0,13	0,13	0,13
Stromkosten WP	€/a	3.092	1.595	30.498	15.500
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ⁱ	€/a	123	62	1.238	628
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	3.215	1.657	31.736	16.128
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	0	0	0	0
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	557	500	4.612	2.791
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	10	10	10	10
Emissionsmessung	€/a	0	0	0	0
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	0	0	0	0
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	567	510	4.622	2.801
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	40	36	329	199
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	5.293	3.523	48.859	26.491
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	6.298	4.192	58.142	31.524
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,109	0,143	0,100	0,107
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,003	0,000	0,000
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	5.293	3.523	48.859	26.491
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	6.298	4.192	58.142	31.524
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,109	0,143	0,100	0,107
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,002	0,003	0,000	0,000
			Eingabefeld für Rechnung		
			Nicht repräsentativ		

Wirtschaftlichkeitsberechnung Sole-Wasser-Wärmepumpen 2011

Bezeichnung		EFH Typ E	EFH Typ E	MFH Typ E	MFH Typ E
		unsaniert	saniert	unsaniert	saniert
Brennstoff		SW WP	SW WP	SW WP	SW WP
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		98%	98%	98%	98%
Fläche Solaranlage	m2				
Arbeitszeitbedarf für Reinigungs und Betrieb	h/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Kaminkehrungen pro Jahr		0	0	0	0
b) Investition					
Investition Anlage		25546	19236	263562	159458
Förderung Wärmepumpe	€	4600	3480	0	0
Förderung Solar	€	0	0	0	0
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	0	0	0	0
Annuität Anlage	€/a	2.359	1.777	24.342	14.727
Annuität Förderung	€/a	425	321	0	0
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	2.359	1.777	24.342	14.727
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	425	321	0	0
d) verbrauchsgebundene Kosten					
solarer Wärmeertrag	kWh/a	0	0	0	0
Summe Wärmebedarf	kWh/a	59038	29816	594033	301252
Jahresarbeitszahl	-	3,3	3,3	3,3	3,3
angelegte Stromkosten WP-Tarif	€/kWh	0,13	0,13	0,13	0,13
Stromkosten WP	€/a	2.450	1.271	24.043	12.226
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ⁱ	€/a	123	62	1.238	628
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	2.573	1.333	25.281	12.854
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	0	0	0	0
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	894	673	9.225	5.581
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	10	10	10	10
Emissionsmessung	€/a	0	0	0	0
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	0	0	0	0
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	904	683	9.235	5.591
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	64	48	659	399
inkl. baulichen Investitionen					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	5.900	3.841	59.516	33.571
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.021	4.570	70.824	39.949
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,121	0,156	0,122	0,135
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,007	0,011	0,000	0,000
exkl. baulichen Investitionskosten					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	5.900	3.841	59.516	33.571
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.021	4.570	70.824	39.949
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,121	0,156	0,122	0,135
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,007	0,011	0,000	0,000
		Eingabefeld für Rechnung			
		Nicht repräsentativ			

Wirtschaftlichkeitsberechnung Flachkollektor Raumwärme 2011

Bezeichnung		EFH Typ E	EFH Typ E	MFH Typ E	MFH Typ E
		unsaniert	saniert	unsaniert	saniert
Brennstoff		Solar RW Gas	Solar RW Gas	Solar RW Gas	Solar RW Gas
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		88%	88%	88%	88%
Fläche Solaranlage	m ²	14,0	14	70	70
Arbeitszeitbedarf für Reinigungs und Betrieb	h/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2	2	2
b) Investition					
Investition Gebäude		2250	2250	2250	2250
Investition Gas-Brennwertanlage		4756	3879	25526	16454
Anschluß Gas		2025	2025	2025	2025
Montage Gaskessel		1932	1736	3163	2846
Investition Solaranlage		10436	10436	52178	52178
Investition Anlage		19149	18076	82893	73504
Förderung Feuerung	€	0	0	0	0
Förderung Solar	€	1.680	1.680	15.653	15.653
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	111	111	111	111
Annuität Anlage	€/a	1.769	1.669	7.656	6.789
Annuität Förderung	€/a	155	155	1.446	1.446
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	1.879	1.780	7.766	6.899
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	155	155	1.446	1.446
d) verbrauchsgebundene Kosten					
Spezifischer Solarertrag	kWh/m ² *a	250	250	240	240
solarer Wärmeertrag	kWh/a	3.500	3.500	16.800	16.800
fasve	%	6%	12%	3%	6%
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	61769,3	29227,1	642445,7	316394,5
Jahresbrennstoffbedarf	m ³	5962	2821	62005	30536
angelegter Brennstoffpreis	€/kWh	0,05	0,05	0,05	0,05
Brennstoffkosten	€/a	3.063	1.449	31.852	15.687
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,21	0,21	0,21	0,21
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-	-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ^l	€/a	116	55	1.202	592
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	3.178	1.504	33.054	16.279
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	45	45	45	45
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	670	633	2.901	2.573
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	10	10	10	10
Emissionsmessung	€/a	33	33	33	33
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	47	47	47	47
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	805	768	3.036	2.708
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	48	45	207	184
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	5.910	4.097	44.064	26.069
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.033	4.875	52.436	31.022
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,122	0,167	0,090	0,105
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,003	0,005	0,002	0,005
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	5.755	3.941	43.908	25.914
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	6.848	4.690	52.251	30.837
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,118	0,160	0,090	0,104
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,003	0,005	0,002	0,005
		Eingabefeld für Rechnung			
		Nicht repräsentativ			

Wirtschaftlichkeitsberechnung Vakuumröhrenkollektor Raumwärme 2011

Bezeichnung		EFH Typ E		MFH Typ E	
		unsaniert	saniert	unsaniert	saniert
Brennstoff		Solar RW Gas	Solar RW Gas	Solar RW Gas	Solar RW Gas
Kessel-Nennwärmeleistung	kW	32	19	329	199
a) Anlagen- und Betriebsdaten:					
Wärmebedarf Heizung ^a	kWh/a	52625,5	23988,4	523929,0	237004,0
Wärmebedarf Trinkwasser ^b	kWh/a	5231,5	5231,5	58223,2	58223,2
Gesamtnutzungsgrad		88%	88%	88%	88%
Fläche Solaranlage	m ²	14	14	70	70
Arbeitszeitbedarf für Reinigungs und Betrieb	h/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Kaminkehrungen pro Jahr		2	2	2	2
b) Investition					
Investition Gebäude		2250	2250	2250	2250
Investition Gas-Brennwertanlage		4756	3879	25526	16454
Anschluß Gas		2025	2025	2025	2025
Montage Gaskessel		1932	1736	3163	2846
Investition Solaranlage		13720	13720	68600	68600
Investition Anlage		22434	21360	99315	89926
Förderung Feuerung	€	0	0	0	0
Förderung Solar	€	1.680	1.680	20.580	20.580
c) kapitalgebundene Kosten					
Annuität Gebäude	€/a	111	111	111	111
Annuität Anlage	€/a	2.072	1.973	9.172	8.305
Annuität Förderung	€/a	155	155	1.901	1.901
Summe kapitalgeb. Kost. ohne Förd.	€/a	2.183	2.084	9.283	8.416
Summe kapitalgeb. Kost. nur Förd.	€/a	155	155	1.901	1.901
d) verbrauchsgebundene Kosten					
Spezifischer Solarertrag	kWh/m ² *a	313	313	300	300
solarer Wärmeertrag	kWh/a	4.375	4.375	21.000	21.000
fasve	%	8%	15%	4%	7%
Summe Brennstoffeinsatz	kWh/a	60775,0	28232,8	637673,0	311621,8
Jahresbrennstoffbedarf	m ³	5866	2725	61544	30076
angelegter Brennstoffpreis	€/kWh	0,05	0,05	0,05	0,05
Brennstoffkosten	€/a	3.013	1.400	31.616	15.450
angelegte Stromkosten Tagstrom	€/kWh	0,21	0,21	0,21	0,21
angelegte Stromkosten Nachtstrom	€/kWh	-	-	-	-
Strom bzw. Hilfsstromverbrauch ^l	€/a	114	53	1.193	583
Summe verbrauchsgeb. Kosten	€/a	3.127	1.453	32.809	16.033
e) betriebsgebundene Kosten					
Wartung/Instandsetzung (Gebäude) ^j	€/a	45	45	45	45
Wartung/Instandsetzung (Anlage) ^k	€/a	785	748	3.476	3.147
Reinigungs- und Betriebskosten	€/a	10	10	10	10
Emissionsmessung	€/a	33	33	33	33
Schornsteinfegerleistungen ^m	€/a	47	47	47	47
Summe betriebsgeb. Kosten	€/a	920	883	3.611	3.282
f) sonstige Kosten					
Versicherung ⁿ	€/a	56	53	248	225
<i>inkl. baulichen Investitionen</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.286	4.472	45.951	27.956
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.480	5.322	54.682	33.268
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,129	0,182	0,094	0,113
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,003	0,005	0,003	0,006
<i>exkl. baulichen Investitionskosten</i>					
jährl. Gesamtkosten (ohne USt.)	€/a	6.130	4.316	45.795	27.800
jährl. Gesamtkosten (mit USt.)	€/a	7.295	5.136	54.496	33.083
Energiekosten (ohne Förd., mit USt.)	€/kWh	0,126	0,176	0,094	0,112
Förderbetrag pro Kilowattstunde	€/kWh	0,003	0,005	0,003	0,006
Eingabefeld für Rechnung					
Nicht repräsentativ					

Wirtschaftlichkeitsberechnung weiterer Vorjahre können den Vorgängerberichten entnommen werden.

Appendix 8: Energieeffizienz in Gebäuden

Überlegungen zur MAP-Förderung und Energieeffizienz der Zielgebäude

Autoren

Dr. Andreas H. Hermelink, Ashok John, Markus Offermann,
Sven Schimschar

Ecofys

1. Einleitung

Das MAP dient dem Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Wärmemarkt bis 2020 auf einen relativen Anteil von 14% zu steigern. Der relative Anteil erneuerbarer Energien ergibt sich als Quotient aus der *absoluten* Wärmemenge, die letztlich aus erneuerbaren Energien für Heizung, Kühlung und Warmwasser bereitgestellt wird sowie der insgesamt für diese Zwecke eingesetzten absoluten Wärmeenergie. Der *relative* Anteil erneuerbarer Energien ist somit auch von der Energieeffizienz der Gebäude bzgl. Heizung, Kühlung und Warmwasser abhängig. Je weniger Nutzenergie für die Energiedienstleistungen „behaglich warmer Raum“, „behaglich kühler Raum“, „Duschen mit angenehm warmen Wasser“ benötigt wird, desto leichter kann hieran ein hoher relativer Anteil erneuerbarer Wärmeenergie erzielt werden. Im Sinne einer theoretischen ökonomischen Optimierung gilt folgender Grundsatz: Investitionen in die Verringerung des Energiebedarfs (Effizienzmaßnahmen) ist solange Vorrang gegenüber Maßnahmen zur Substitution nicht erneuerbarer Erzeugung durch erneuerbare Erzeugung zu geben, bis es kostengünstiger ist, die nächste Einheit einzusparender Primärenergie aus nicht-erneuerbaren Energien durch den Einsatz erneuerbarer Energien einzusparen.

Die Anwendung dieses Prinzips wird den EU Mitgliedsstaaten, also auch Deutschland, durch die EU Gebäuderichtlinie, Artikel 5 „Berechnung der kostenoptimalen Niveaus von Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz“ verpflichtend vorgeschrieben. Hierbei geht es darum, in einer Lebenszykluskostenberechnung, die einer genau festgelegten Methodik unter den jeweiligen nationalen Randbedingungen folgt, für Neubauten sowie Gebäude und Gebäudeteile, die einer größeren Renovierung unterzogen werden, dasjenige (nicht-erneuerbare) Primärenergiebedarfsniveau mit den geringsten Lebenszykluskosten zu finden. Mindestens dieses Niveau ist dann prinzipiell in den nationalen Verordnungen, hier also der EnEV (die die Anforderungen des EEWärmeG im Referenzgebäude aufnimmt),

zu fordern. Natürlich kann ein bestimmter (nicht-erneuerbarer) Primärenergiebedarf mit zahlreichen Kombinationen aus Energieeffizienzmaßnahmen und Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien erzielt werden. Den Maßstab für die Festlegung des Mindestanforderungsniveaus bildet jedoch diejenige Kombination, mit der dies zu den geringsten Lebenszykluskosten möglich ist.

Ab 2019 sieht die Gebäude richtlinie vor, dass alle neuen öffentlichen Gebäude das Niveau von „Niedrigstenergiegebäuden“ aufweisen, für alle übrigen Neubauten gilt dies ab 2021. Gemäß Artikel 2 der Gebäude richtlinie ist ein Niedrigstenergiegebäude ein Gebäude, das „... eine sehr hohe, ... Gesamtenergieeffizienz aufweist. Der fast bei null liegende oder sehr geringe Energiebedarf sollte zu einem ganz wesentlichen Teil durch Energie aus erneuerbaren Quellen — einschließlich Energie aus erneuerbaren Quellen, die am Standort oder in der Nähe erzeugt wird — gedeckt werden.“

Energieeffizienz und erneuerbare Energien sind somit laut Gebäude richtlinie stets als „Tandem“ zu sehen, ohne dass ein zukunftsfähiges energetisches Niveau von Gebäuden nicht denkbar ist. Zur Erzielung einer ökonomisch optimierten Reduktion der Nutzung nicht-erneuerbarer Energien und damit einhergehender Treibhausgasemissionen ist es daher sinnvoll, bei Überlegungen zur Energieeffizienz stets die verfügbaren Optionen zur Nutzung erneuerbarer Energien mit zu betrachten - und umgekehrt bei Überlegungen zur Nutzung erneuerbarer Energien stets die verfügbaren Optionen zur Verbesserung der Energieeffizienz mit zu betrachten. Da eine derartige „integrale“ Betrachtung komplexer ist, als die praxisübliche Vorgehensweise, sollen nun einige Ideen für die von der BAFA geförderten Technologien skizziert werden, die zeigen, wie eine explizite Berücksichtigung von Aspekten der Energieeffizienz bei der Inanspruchnahme von MAP Förderung belohnt werden kann. Hierdurch könnte das MAP einen weiteren Anreiz für die relevanten Akteure im Bauwesen schaffen, neben dem verstärkten Einsatz von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien diese auch mit den ökonomisch attraktivsten und technisch passendsten Effizienzmaßnahmen zu kombinieren.

2. Beispiele für denkbare Ergänzungen von MAP-Fördertatbeständen um Effizienz Aspekte

Wie oben beschrieben, werden nun einige Beispiele skizziert, wie die adäquate Berücksichtigung von Effizienz Aspekten im Rahmen der MAP Förderung z.B. durch einen Bonus vergütet werden könnte. Hierdurch würde die im MAP bereits bestehende Möglichkeit des „Effizienzbonus“ für den Einsatz von MAP Technologien in Gebäuden, die mindestens dem KfW Effizienzhaus 55 (Niveau EnEV 2009) entsprechen, ergänzt bzw. ausdifferenziert.

2.1 Solarthermie

- Ein evtl. auch gestaffelter Bonus könnte gewährt werden, wenn das Dach, auf dem die Solaranlage errichtet wird, nachweislich mindestens die Vorgaben der EnEV 2014 erfüllt (Höchstwerte der Wärmedurchgangskoeffizienten bei erstmaligem Einbau, Ersatz und Erneuerung von Bauteilen).
- Weitere Boni wären denkbar für Maßnahmen, die dazu beisteuern, dass der Beitrag der Solarthermie nicht von Anlagenverlusten verzehrt wird, sondern deren Anteil an der Deckung des tatsächlichen Nutzenergiebedarfs erhöhen:
 - Optimierung/Verbesserung der Zirkulationssteuerung
 - Dämmung der technisch zugänglichen Rohrleitungen, mindestens auf das Neubauniveau der EnEV, darüber hinausgehende Dämmung könnte durch einen gestaffelten Bonus honoriert werden)

2.2 Biomasse

Da Biomasse starken Nutzungskonkurrenzen unterliegt und die Evaluierung zeigt, dass die tatsächliche Nutzung der Biomasse dem durch die Leitstudie vorgezeichneten Pfad vorausseilt, ist es denkbar, den Einsatz von Biomasse in Gebäuden zu präferieren, die hierzu keine ökonomisch vertretbare Alternative im Bereich Energieeffizienz oder andere erneuerbare Energien haben oder bei denen die absolute Menge an Biomasse minimal wäre.

- denkmalgeschützte oder als erhaltenswert identifizierte Gebäude, bei denen bzgl. der Gebäudehülle die technisch-wirtschaftlichen Potenziale bereits ausgeschöpft sind, Solarthermie und Wärmepumpen ebenfalls technisch oder ästhetisch nicht denkbar sind und das dann zu dem mit einem klimaneutralen Gebäudebestand verbundenen Niveau dennoch noch eine erhebliche Lücke aufweist.
- Bei Gebäuden mit sehr niedrigem Nutzenergiebedarf, z.B. Passivhausniveau.
- Auch hier könnte ein weiterer Bonus für die Dämmung der technisch zugänglichen Rohrleitungen mindestens auf das EnEV Niveau gewährt werden (höherer Bonus bei Übererfüllung) oder für den Nachweis einer optimierten Zirkulation.

2.3 Wärmepumpe

Folgende Maßnahmen seitens der technischen Ausstattung des Gebäudes könnten einen Bonus bzw. eine erhöhte Förderung beim Einsatz von Wärmepumpen nach sich ziehen. Die genannten Maßnah-

men könnten einzeln oder in Paketen zu zusätzlicher Förderung berechtigen.

- Einsatz einer Flächenheizung (Niedertemperatursystem)
 - keine Radiatoren
 - Auslegung des Heizsystems mit max. Vorlauftemperatur von 35°C
 - Dämmung der technisch zugänglichen Rohrleitungen, mindestens EnEV Neubaustandard, höherer Bonus bei besserem Niveau
- Begrenzung Warmwasserverluste
 - Vermeidung/Optimierung der Zirkulation
 - Dämmung der technisch zugänglichen Rohrleitungen, mindestens EnEV Neubaustandard, höherer Bonus bei besserem Niveau
 - Einsatz von Frischwasserstationen
 - Einsatz von Wärmerückgewinnung aus Abwasser
- Einbau eines (zertifizierten) Messsystems
 - Fachunternehmer erbringt den Nachweis bei Beauftragung
 - Förderung z.B. mit 80% der Anschaffungskosten
 - Bei Nachweis der tatsächlichen Jahresarbeitszahl nach einem Jahr auf Basis des Messsystems Gewährung eines Sonderbonus
- Kühlung
 - Bonus bei Nachweis vorhandener wirksamer Verschattungseinrichtungen oder
 - Bonus bei Vorlage des Nachweises für sommerlichen Wärmeschutz, der zeigt, dass passive Maßnahmen allein unzureichend sind.
 - Bonus für Funktion der „freien Kühlung“ (Kühlung ohne Betrieb des Kompressors, z.B. durch Flächenkühlung und Nutzung der kühlen Sole bei Sole-Wasser-Wärmepumpe).

2.4 Wärmespeicher

Bei Wärmespeichern ist darauf zu achten, dass nicht erneuerbare Energien in Speicher geladen werden, die höhere Investitionskosten für Speicher und Technologien für die Nutzung erneuerbarer Energien aufweisen als Effizienzmaßnahmen zur Erzielung der gleichen Ersparnis nicht-erneuerbarer Energien verursacht hätten. In diesem Falle würden die erneuerbaren Energien letztlich nur ökonomisch vermeidbare Ineffizienzen kompensieren. Genau dies sollte vermieden werden. Die Höhe des Bonus könnte sich daher richten nach:

- dem Heizwärmebedarf des Gebäudes (ersatzweise nach der dem jeweiligen Effizienzhaus-standard entsprechenden Qualität der Gebäudehülle). Bei Neubauten könnte z.B. eine Speicherförderung erst einsetzen ab dem Niveau Effizienzhaus 55 oder ab diesem Niveau deutlich attraktiver ausfallen.
- Altbauten könnten wiederum eine bevorzugte Förderung erhalten, wenn nachweislich ökonomisch-technische Einsparpotenziale auf der Effizienzseite ausgeschöpft sind.

