

Selbstversorgung mit Solarstrom und Solarwärme

Stand und Ausblick 2020

Mai 2012

Auftraggeber: Bundesverband Solarwirtschaft e. V.
10117 Berlin

Bearbeitung: Dr. Bernd Wenzel, Matthias Futterlieb
Ingenieurbüro für neue Energien
Bertholdstr. 24
14513 Teltow
www.ifne.de

Inhalt

1	Einführung.....	9
2	Solare Selbstversorgung in der Praxis (2009/2010)	11
2.1	Solarwärme	11
2.1.1	Zahl der Anlagen und installierte Leistung	11
2.1.2	Wärmebereitstellung	14
2.1.3	Selbstversorgungsgrad mit Solarwärme in Deutschland.....	17
2.1.4	Selbstversorgungsgrad in Abhängigkeit vom konkreten Gebäude	18
2.2	Solarstrom.....	20
2.2.1	Solare Stromerzeugung in Deutschland	20
2.2.2	Regelungen im EEG (Eigenverbrauch).....	22
2.2.3	Eigenverbrauch bei Solarstrom (2009/2010)	24
3	Maßnahmen zur Erhöhung der solaren Selbstversorgung.....	33
3.1	Maßnahmen bei Solarwärme	33
3.1.1	Kollektorgroße	33
3.1.2	Pufferspeicher.....	34
3.1.3	Niedertemperatur-Wärmeverteilung	35
3.1.4	Kombination mit Heizungsmodernisierung	35
3.1.5	Gebäudeenergieeffizienz	35
3.1.6	Warmwasseranschluss.....	36
3.1.7	Hydraulischer Abgleich.....	36
3.1.8	Hocheffizienz-Umwälzpumpen	37
3.1.9	Lüftungs-/Heizverhalten.....	37
3.2	Maßnahmen bei Solarstrom.....	38
3.2.1	Lastmanagement.....	38
3.2.2	Smart Metering.....	41
3.2.3	Weiterverkauf an Dritte bzw. Direktvermarktung	42
3.2.4	Batteriespeicher	43
4	Potenziale für solare Selbstversorgung im Jahr 2020	45

4.1	Potenzielle Solarwärme	45
4.2	Potenzielle Solarstrom	48
4.3	Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage nur über Eigenverbrauch.....	49
5	Einzel- und volkswirtschaftlicher Nutzen solarer Selbstversorgung	51
5.1	Reduzierung der CO ₂ -Emissionen und Einsparungen durch vermiedene Brennstoffimporte	51
5.1.1	Einsparungen bei Solarwärme.....	51
5.1.2	Einsparungen bei Solarstrom	55
5.2	Kostenvorteile für Anlagenbetreiber	58
5.2.1	Kostenvorteile bei Solarwärme	58
5.2.2	Kostenvorteile bei Solarstrom.....	60
6	Zusammenfassung.....	63
6.1	Solare Selbstversorgung – wie ist der Stand?.....	63
6.2	Welche Optionen zur Erhöhung der Selbstversorgung gibt es?	64
6.2.1	Optionen bei Solarwärme	64
6.2.2	Optionen bei Solarstrom.....	66
6.3	Ausblick 2020.....	68
6.4	Was ist der Nutzen einer solaren Selbstversorgung?.....	68
7	Literatur.....	71

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 2-1:	Regionale Verteilung der Anlageninstallationen (2010)	12
Abbildung 2-2:	Regionale Verteilung der installierten Kollektorleistung (2009 und 2010)	13
Abbildung 2-3:	Kollektorfläche und Wärmeertrag je 1000 Einwohner (2010)	14
Abbildung 2-4:	Anteil der Solarwärme am Gesamtwärmebedarf der Haushalte 2010.....	17
Abbildung 2-5:	Solarer Deckungsgrad der Beispielhäuser	19
Abbildung 2-6:	Installierte Anlagenleistung Photovoltaik 2010.....	21
Abbildung 2-7:	Erlöse durch Netzeinspeisung bzw. Eigenverbrauch für das Jahr 2012 (bis 10 kW)	23
Abbildung 2-8:	Anteil der PV-Anlagen (Leistungsklasse bis 30 kW) pro Inbetriebnahmejahr mit Nutzung des Eigenverbrauchs.....	26
Abbildung 2-9:	Verteilung der Eigenverbrauchsquote in Abhängigkeit von der PV-Anlagengröße (Anlagen09, Einspeisejahr 2010)	28
Abbildung 2-10:	Häufigkeit (Zahl der Anlagen) und Anteil des Eigenverbrauchs.....	28
Abbildung 2-11:	Verteilung der PV-Anlagenleistungen bei Eigenverbrauch.....	29
Abbildung 3-1:	Tageslastprofil eines 4-Personen-Haushaltes im Vergleich zum Leistungsangebot einer 5 kW-Anlage an einem wolkenlosen Sommertag	39
Abbildung 3-2:	Mittlere Tageslastgänge für Supermarkt, Landwirtschaft und Schule.....	41
Abbildung 4-1:	Ausnutzung der Dachflächenpotenziale für Solarwärme (2010).....	47
Abbildung 4-2:	Eigenverbrauchspotenzial im Jahr 2020 verteilt nach Bundesländern (Anlagen mit Inbetriebnahmejahr 2009 bis 2020, Dyn. Szenario der PV-Roadmap 2020)	49
Abbildung 5-7:	Notwendige Eigenverbrauchsquoten für einen wirtschaftlichen Betrieb einer PV-Anlagen ausschließlich über den Eigenverbrauch bis 2020	50
Abbildung 5-1:	CO ₂ -Einsparung durch Solarwärme (2009-2020).....	54
Abbildung 5-2:	Durch Solarwärme vermiedene CO ₂ -Emissionen in Einfamilienhäusern	55
Abbildung 5-3:	Potenziale des PV-Eigenverbrauchs und Wirkung auf CO ₂ -Minderung und Einsparung fossiler Energieimporte (Dyn. Szenario der PV-Roadmap 2020).....	56

Abbildung 5-4:	Potenzial zur CO ₂ -Minderung am Beispiel einen EFH-Neubaus nach EnEV 2009.....	57
Abbildung 5-5:	Erlöse durch Netzeinspeisung bzw. Eigenverbrauch für das Jahr 2020 (bis 10 kW)	61
Abbildung 5-6:	Ersparnis durch Stromselbstversorgung in Abhängigkeit von Anlagengröße, Eigenverbrauchsanteil und Inbetriebnahmezeitpunkt über 20 Jahre am Beispiel einer 5 kW-Anlage (4.800 kWh Verbrauch p. a.)	62
Tabelle 2-1:	Wärmebereitstellung aus Solarwärme (2009/2010) und installierte Leistung (2010).....	16
Tabelle 2-2:	Verbrauchsdaten und SW-Anlagendaten der Beispielhäuser	19
Tabelle 2-3:	Bundesländer-Verteilung der PV-Anlagen09 mit Eigenverbrauch im Einspeisejahr 2010	21
Tabelle 2-4:	Differenzbeträge von Einspeise- zu Eigenverbrauchsvergütungssatz	24
Tabelle 2-5:	Installierte PV-Leistungen nach Inbetriebnahme mit Berechtigung zum Eigenverbrauch	25
Tabelle 2-6:	Nutzung des Eigenverbrauchs bei2009 neu in Betrieb gegangenen PV-Anlagen (bis 30 kW).....	27
Tabelle 2-7:	Durchschnittlicher Stromverbrauch verschiedener Haushaltsgrößen in kWh.....	30
Tabelle 2-8:	Durchschnittlicher Eigenverbrauch und solarer Deckungsgrad für verschiedene PVAnlagegrößen und Stromverbräuchen	31
Tabelle 3-1:	Maßnahmen von Solarhaushalten zur Erhöhung des Solarwärmeanteils.....	33
Tabelle 3-2:	Stromverbrauch nach Anwendungen im Haushalt und Abdeckungspotenzial aus PV-Eigenerzeugung	40
Tabelle 4-1:	Solarwärmenutzung 2010 und 2020	45
Tabelle 4-2:	Solarwärme Versorgungsgrade für unterschiedliche Wärmebedarfe2020	46
Tabelle 5-1:	Brennstoffeinsparungen in Einheiten Primärenergieträger (2010 und 2020)	52
Tabelle 5-2:	Importquoten und Energiepreise (Grenzübergangspreise)	52

Tabelle 5-3:	Durch Solarwärme vermiedene Energieimporte 2010 und 2020 (in € ₂₀₀₉).....	53
Tabelle 5-4:	Vermiedene CO ₂ -Emissionen und Energieimportkosten durch PV-Eigenverbrauch für ausgewählte Anlagenbeispiele im Jahr 2020	57
Tabelle 5-5:	Primärenergie- und Kosteneinsparungen durch Solarwärme in Beispielanlagen (2010)	59

Abkürzungen

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BNetzA	Bundesnetzagentur
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
EV	Eigenverbrauch (bei Photovoltaik)
EEWärmeG	Erneuerbare Energien Wärmegesetz
EZFH	Ein- und Zweifamilienhäuser
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GW	Gigawatt (1.000.000 Kilowatt)
IBN	Inbetriebnahmejahr
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kW _{th}	Kilowatt thermisch
MAP	Marktanreizprogramm
MFH	Mehrfamilienhaus
MW	Megawatt (1.000 Kilowatt)
NAP	Nationaler Aktionsplan
PV	Photovoltaik

RW	Raumwärme
SW	Solarwärme
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (Strom)
WW	Warmwasser
ZFH	Zweifamilienhaus

1 Einführung

Fossile und nukleare Brennstoffe haben laut Energiekonzept der Bundesregierung keine Zukunft mehr. Die Wärme- und Stromversorgung wird zunehmend von erneuerbaren Energieträgern übernommen. Der dafür notwendige Umbau des Energieversorgungssystems wird zu großen Teilen von Bürgerinnen und Bürgern mitgetragen.

Über die Hälfte aller Wind-, Solar- und Biogasanlagen werden von Privatleuten und Landwirten betrieben. Die Solarenergie hat mit der Möglichkeit der Selbstversorgung mit Strom und Wärme ein besonderes Alleinstellungsmerkmal. Nicht zuletzt angesichts weiter steigender Preise für Strom- und Wärmeversorgung mit fossilen Energieträgern wie Öl, Gas und Kohle gewinnt die Möglichkeit der solaren Selbstversorgung für Privatleute besondere Attraktivität. Für Betreiber von Solarwärme- und Solarstromanlagen besteht die Herausforderung darin, einen möglichst hohen solaren Deckungsgrad zu erreichen. Die vorliegende Untersuchung möchte daher Handlungsoptionen zur Erreichung eines hohen solaren Deckungsgrades aufzeigen. Hierfür werden technische und nutzungsbedingte Einflussfaktoren genauer darstellt.

Mit der Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2009 (EEG) wurde für Photovoltaikanlagen (PV) das Konzept des Eigenverbrauchs mit eigenständiger Vergütung neu eingeführt. Der Begriff Eigenverbrauch bezeichnet den Teil des erzeugten PV-Stroms, der vom Betreiber der Anlage direkt selbst verbraucht und damit nicht in das Stromnetz eingespeist wird. Mit der EEG-Novelle 2012 (Stand: 29.3.2012) wurde die eigenständige Vergütung des Eigenverbrauchs für alle ab 1. April 2012 neu in Betrieb gehenden PV-Anlagen wieder abgeschafft. Stattdessen greift eine Regelung, die den Anlagenbetreiber je nach Anlagenleistung praktisch dazu verpflichtet, 10 % bis 20 % des erzeugten Solarstroms selbst zu verbrauchen, da für diesen Teil keine Einspeisevergütung mehr gezahlt wird.

Im Unterschied zum Solarstrom ist durch Solarwärmeanlagen (SW) erzeugte Wärme in der Regel darauf ausgelegt, komplett vom Anlagenbetreiber genutzt zu werden. Die mögliche Einspeisung in Wärmeversorgungsnetze stellt bisher für fast alle installierten Anlagen keine realistische Option dar.

Diese Untersuchung stellt für beide Nutzungsformen der Solarenergie die solare Selbstversorgung in der Praxis dar und zeigt konkrete Handlungsoptionen auf, wie der Anteil der solaren Selbstversorgung erhöht werden kann. Dabei werden Vorteile für den einzelnen Anlagenbetreiber herausgearbeitet, aber auch technische und nutzungsbedingte Herausforderungen dargestellt. Darüber hinaus wird eine Vision 2020 vorgestellt; in einem abschließenden Kapitel werden die Vorteile aus privat- und volkswirtschaftlicher Perspektive erläutert.

Im Mittelpunkt der Betrachtung zur Solarwärme stehen Anlagen von Privatleuten. Bei solarthermischen Anlagen stellen diese fast 100 % der Betreiber, gewerbliche Anlagenbetreiber sind die Ausnahme. Bei der solaren Stromerzeugung entfällt auch ein großer Teil der installierten Anlagen auf die Leistungsgröße bis 10 kW, die wiederum zu fast 100 % Privatbetreibern zuzurechnen sind. Der steigende Anteil größerer PV-Anlagen ist dagegen eher gewerblichen Investoren und Betreibern zuzurechnen, doch sind die Möglichkeiten und Randbedingungen für den Eigenverbrauch ggü. Privatbetreibern deutlich differenzierter, sodass in der Untersuchung hierfür nur wenige allgemeingültige Aussagen getroffen werden.

Für die Analyse wurde das aktuellste verfügbare statistische Datenmaterial herangezogen. Eine vollständige Datenauswertung konnte lediglich für das Jahr 2009 (Solarstrom) bzw. 2010 (Solarwärme, Solarstrom hier nur teilweise) erfolgen, da neuere Daten statistisch bedingt mit großer zeitlicher Verzögerung veröffentlicht werden. So lagen die vollständigen Solarstromdaten für 2010 erst Ende April 2012 vor und konnten nicht mehr berücksichtigt werden. Des Weiteren konnte bei der Analyse der Eigenverbrauchsquoten der Photovoltaik nur auf eine begrenzte Anlagenzahl zurückgegriffen werden, da die Regelung zum Eigenverbrauch erst am 1. Januar 2009 in Kraft getreten war und in den Jahren 2009 und 2010 nur wenige Betreiber die Regelung nutzten.

2 Solare Selbstversorgung in der Praxis (2009/2010)

2.1 Solarwärme

Solarwärmeanlagen erzeugen Wärme, die in der Regel ausschließlich vom Anlagenbetreiber selbst (im Gebäude auf dem die Anlage installiert ist) verbraucht wird.¹ Die ausschließliche Selbstnutzung der Wärme ist die Basis für alle weiteren Berechnungen sowie für alle daraus folgenden Betrachtungen (CO₂-Einsparung etc.). Insofern beziehen sich die Analysen zur Selbstnutzung der Solarwärme auf die gesamte installierte Leistung und daraus folgende Wärmeerträge in Deutschland.

2.1.1 Zahl der Anlagen und installierte Leistung

Im Jahr 2010 waren in Deutschland 1,5 Mio. Solarwärmeanlagen mit einer Gesamtfläche von über 14 Mio. m² installiert. 2011 waren es bereits 1,65 Mio. Anlagen bei 15,3 Mio. m² Kollektorfläche. 3,7 % aller Haushalte deckten so im Jahr 2010 einen Teil ihres Wärmebedarfs mit Solarwärme.

Abbildung 2-1 zeigt für 2010 die Verteilung der Anlageninstallationen auf die Bundesländer. Auch hier wird das Ranking - wie bei den Photovoltaikanlagen - von den süddeutschen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg angeführt. Bei der Zahl der Anlageninstallationen spielt insbesondere der hohe Anteil an Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH) am Gesamtgebäudebestand eine Rolle, der generell in den Flächenländern höher als in den Stadtstaaten ist. Berlin, Hamburg und Bremen sind die Schlusslichter: In den dort vorherrschenden Mehrfamilien-Mietshäusern und großen Wohnblocks kommt Solarenergie bisher nur selten zum Einsatz.

¹ Von den laut AGEE-Stat im Jahr 2010 solarthermisch erzeugten 5,2 TWh Wärme wurden 3,8 % (bzw. 0,2 TWh) in Anlagen erzeugt, die in ein Wärmenetz einspeisen (DLR et al. 2010, 62). Dieser Anteil kann für den gewählten Betrachtungszeitraum vernachlässigt werden (für 2020 geht DLR im Basisszenario 2010A von 19,5 TWh Solarwärme aus, davon 3,7 TWh über Nahwärmenetze).

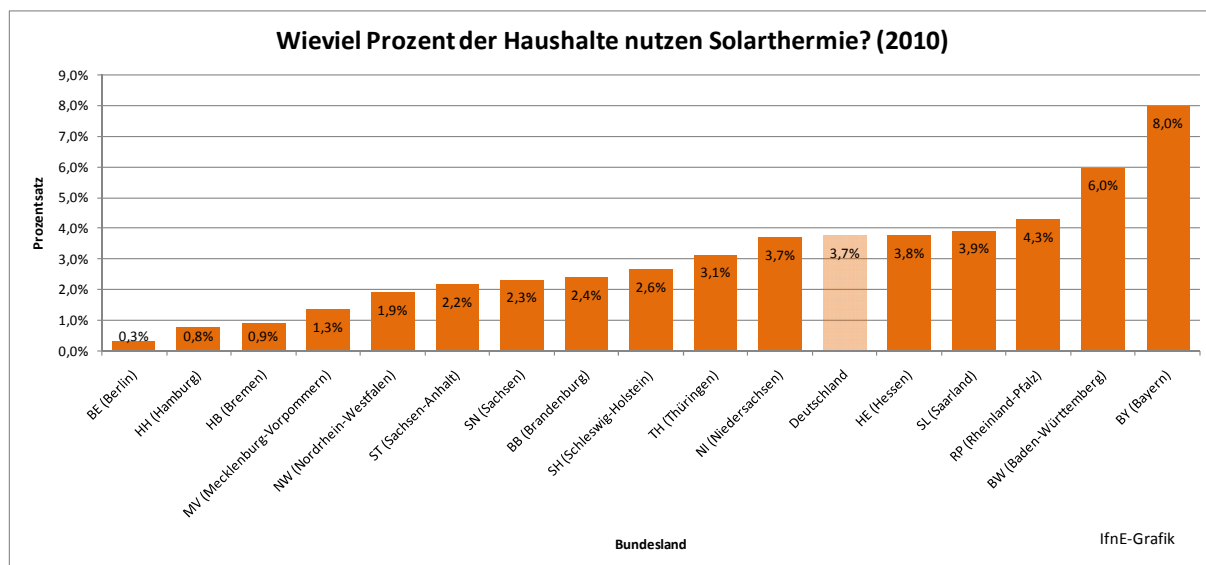


Abbildung 2-1: Regionale Verteilung der Anlageninstallationen (2010)

SW-Anlagen sind bisher nahezu ausschließlich in Privathaushalten im Einsatz. Nach den Evaluierungen des Marktanreizprogramms (MAP; vgl. Kapitel 5.2.1) sind über 97 % der Antragsteller Privathaushalte. Ein ähnlich hoher Anteil des Fördervolumens fließt in diesen Bereich (z. B. Böhnisch et al. 2007, 22; Langniß et al. 2008, 9). Im Anlagenbestand, der für die hier bearbeiteten Fragestellungen maßgeblich ist, sind 99 % der Anlagen dem Bereich der Privathaushalte zuzuordnen. Davon sind wiederum 90 % auf Ein- und Zweifamilienhäusern installiert (Langniß et al. 2011, 62, 74). Bei Neubauten, die nicht mehr unter die MAP-Förderung fallen, erfolgt die Finanzierung aus Eigenmitteln oder (bei Anlagen über 40 m²) über das KfW-Kreditprogramm „Erneuerbare Energien-Premium“.

Die Bereiche Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Industrie werden im Rahmen dieser Studie für die Solarwärme nicht berücksichtigt. Einerseits, weil eine klare Abgrenzung der drei Bereiche Haushalte, GHD und Industrie wegen fehlender Bestandsdaten nicht möglich ist, andererseits, weil der Anlagenbestand ohnehin fast vollständig von Privatinvestoren geprägt ist.²

Die installierte Leistung wird über die Kollektorfläche berechnet. Dabei entspricht 1 m² einer installierten Leistung von 0,7 kW_{th} (sog. Konversionsfaktor). 2009 waren in Deutschland 12,9 Mio. Quadratmeter bzw. 9 GW solarthermischer Leistung installiert. 2010 waren es bereits 14 Mio. Quadratmeter bzw. 9,8 GW. Abbildung 2-2 zeigt zunächst die jeweils in den einzelnen Bundesländern installierte Kollektorleistung.³

² vgl. auch Langniß et al. 2011, 21.

³ Datenbasis für installierte Leistung nach Bundesländern 2009/2010: AEE (2012).

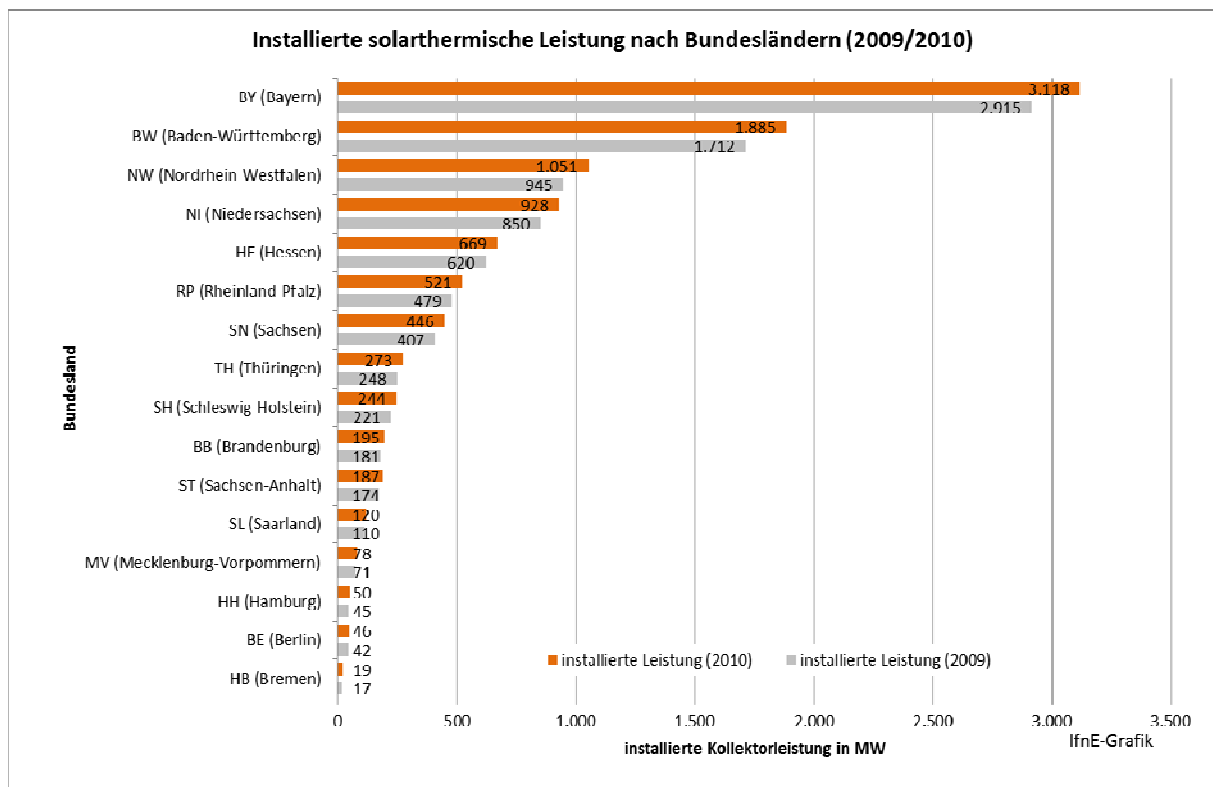


Abbildung 2-2: Regionale Verteilung der installierten Kollektorleistung (2009 und 2010)

Abbildung 2-3 zeigt nun die installierte Leistung und die Wärmebereitstellung gewichtet nach Einwohnern in den Bundesländern. Dadurch relativiert sich das Bild leicht zugunsten der Stadtstaaten. In Bayern sind pro 1.000 Einwohner 356 m^2 Kollektorfläche installiert, die einen jährlichen Wärmeertrag von 107 MWh liefern. In Berlin sind es dagegen nur 19 m^2 pro 1.000 Einwohner bei einem Ertrag von 6 MWh.⁴

Durchschnittlich waren in Deutschland 2010 pro 1.000 Einwohner rund 172 Quadratmeter Kollektorfläche installiert, deren Energieertrag 52 MWh betrug.

⁴ Eine MWh (Megawattstunde) entspricht dem Energieinhalt etwa 100 Litern Heizöl, d. h., pro 1.000 Einwohner werden in Deutschland durchschnittlich durch Solarwärme ca. 5.200 Liter eingespart.

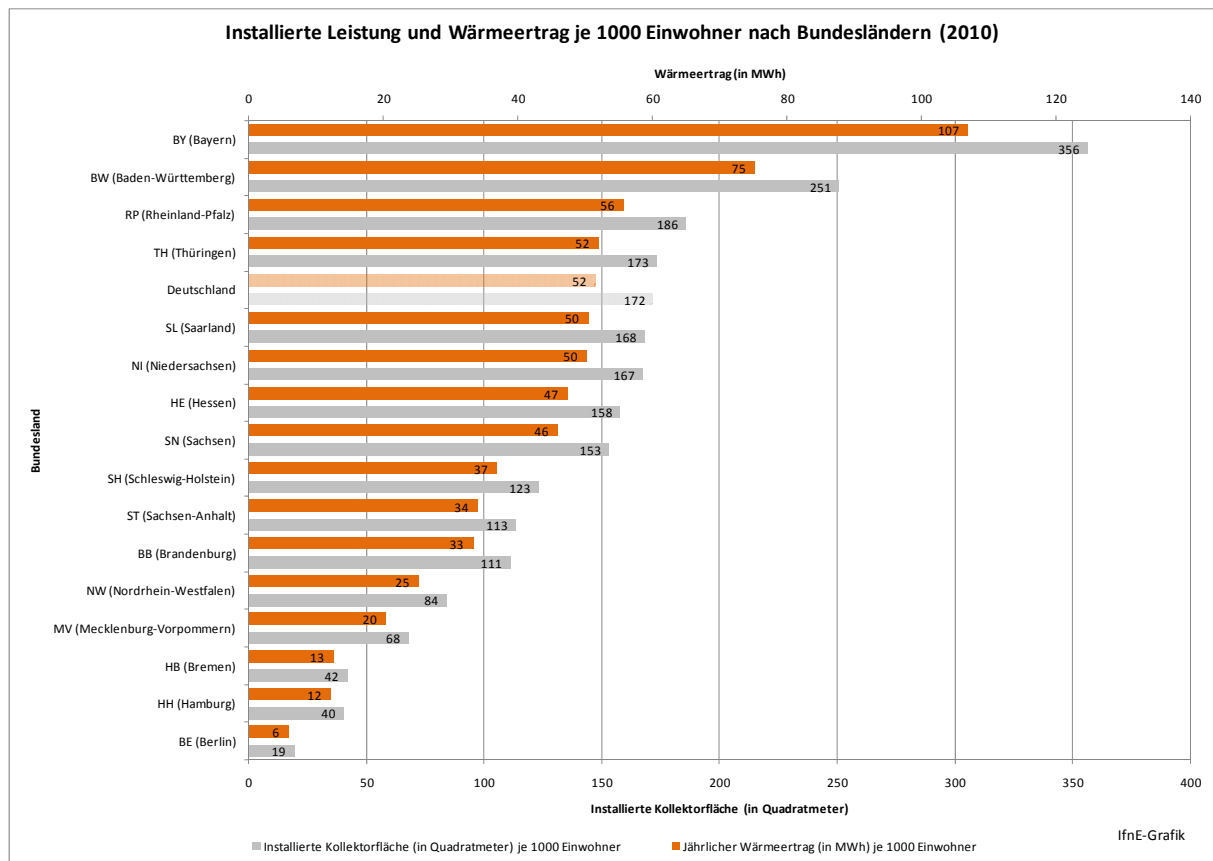


Abbildung 2-3: Kollektorfläche und Wärmeertrag je 1000 Einwohner (2010)

2.1.2 Wärmebereitstellung

Die Berechnung der Wärmebereitstellung ist mit großen Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen Wärmeerträge behaftet. Wegen der fast ausschließlichen lokalen Nutzung wird die tatsächlich erzeugte Wärmemenge nicht unbedingt gemessen bzw. zentral erfasst, daher dient der angesetzte spezifische Kollektorertrag als Grundlage.

Beim Eigenverbrauch von Sonnenwärme wird zwischen Warmwassererzeugung (WW) und Kombianlagen (Warmwasser und Raumwärme, WW+RW) unterschieden. Die Erträge werden nach Anlagentyp unterschiedlich angesetzt. In den letzten Jahren wurden zunehmend Kombianlagen errichtet, u. a., weil Förderzuschüsse seit 2010 nur noch für diesen Anlagentyp gezahlt werden.⁵ Im Anlagenbestand waren 2010 etwa 50 % Anlagen zur Brauchwassererwärmung (WW) und 50 % Kombianlagen (Warmwasser und Raumwärme, WW+RW) installiert. Diese Gewichtung fließt in die Ertragsberechnung ein. Für 2020 wird

⁵ Kombianlagen haben eine größere Kollektorfläche. Darum gehörten 2010 bereits 2/3 der installierten Kollektorfläche zu Kombianlagen, während ihr Anteil an den Anlageninstallationen 50 % betrug (BMU 2011a, 75).

erwartet, dass sich der Anlagenbestand dann zu 70 % aus Kombianlagen und zu 30 % aus Warmwasseranlagen zusammensetzt.

Für die Wärmeertragsrechnung ist der angesetzte Kollektorsertrag pro Quadratmeter und Jahr von zentraler Bedeutung. 450 kWh/ (m²*a) für Warmwasseranlagen und 300 kWh/ (m²*a) für Kombianlagen waren bisher die üblichen Rechengrößen (so z. B. in BMU 2012). Der Wert für Kombianlagen fällt niedriger aus, weil in den Sommermonaten der aufgrund einer größeren Anlagenfläche höhere Energieertrag nicht genutzt werden kann. Auf Basis dieser spezifischen Ertragswerte wurde aus der installierten Gesamtleistung 2010 ein Wärmeertrag von 5,2 TWh bzw. 0,4 % am Wärme-Endenergieverbrauch Deutschlands (2009: 4,7 GWh) ermittelt (BMU 2012, 22).

Die dort verwendeten spezifischen Ertragswerte sind sehr wahrscheinlich zu hoch angesetzt und werden in anderen Untersuchungen, wie z. B. MAP-Evaluierungsbericht nicht verwendet. Für die folgenden Beispielrechnungen anhand verschiedener Modellhäuser (vgl. Kapitel 2.1.4) werden Kollektorserträge von 300 kWh/ (m²*a) für Warmwasser- und 240 kWh/ (m²*a) bei Kombianlagen (Flachkollektoren) angesetzt (unveröff. Studie für BSW, 63). Diese spezifischen Erträge beziehen sich nur auf einen bestimmten Standort – allerdings bei optimaler Dachausrichtung und optimalem Anstellwinkel der Kollektoren. Ähnliche, wenn auch etwas abweichende Werte werden in der MAP-Evaluierung für 2010 verwendet (Langniß et al. 2011, 27). Für die marktdominierenden Flachkollektoren werden bei Warmwasseranlagen Wärmeerträge von 350 kWh/ (m²*a) und bei Kombianlagen 250 kWh/ (m²*a) angesetzt.

Allerdings ist zu berücksichtigen, dass neben Flachkollektoren auch zunehmend Vakuum-Röhrenkollektoren (VRK) mit einem höheren spezifischen Wärmeertrag⁶ eingesetzt werden. In den Jahren 2001-2011 wurden im gesamten Bundesgebiet 1,1 Mio. m² VRK installiert (solaratlas.de), dies würde einem Anteil von 7 % an der kumulierten Kollektorfläche entsprechen. Daten für die Anteile von VRK vor 2001 liegen nicht vor. Daher wird in dieser Studie eher konservativ gerechnet, d. h., die eventuellen Mehrerträge aus VRK bleiben unberücksichtigt. Allerdings sind die Mehrerträge aus VRK ein Indiz dafür, als „Mittelwert“ der unterschiedlichen spezifischen Erträge die Annahmen der MAP-Evaluierung zum spezifischen Kollektorsertrag zu verwenden. Letztendlich handelt es sich immer um Rechengrößen, die im Einzelfall von einer Vielzahl weitere Faktoren abhängen (Qualität der Kollektoren, Volumen des Pufferspeichers, Nutzerverhalten etc.; vgl. dazu Kapitel 3.1).

Basierend auf den MAP-Ertragswerten ergeben sich für die Jahre 2009 und 2010 die in Tabelle 2-1 dargestellten Wärmeerträge aus SW-Anlagen. Eine Darstellung bezogen auf die Einwohnerzahl enthält Abbildung 2-3.

⁶ Annahmen laut Langniß et al. 2011, 27: 438 kWh/ (m²*a) (WW) und 313 kWh/ (m²*a) (WW+RW).

Weil für alle Bundesländer dieselben durchschnittlichen Kollektorerträge angesetzt wurden, sind auch bei der Wärmebereitstellung die Spitzenreiter durchweg in Süddeutschland zu finden. Tatsächlich liegen durch die höhere Sonneneinstrahlung der spezifische Kollektorertrag und damit die gesamte Wärmebereitstellung in Bayern und Baden-Württemberg noch darüber, sodass sich deren Vorsprung weiter erhöht.

Tabelle 2-1: Wärmebereitstellung aus Solarwärme (2009/2010) und installierte Leistung (2010)

Bundesland	Wärmebereitstellung 2009 (GWh)	Wärmebereitstellung 2010 (GWh)	Kumulierte Kollektorfläche / installierte Leistung 2010 (m ²)
Baden-Württemberg	734	808	2.692.773
Bayern	1.249	1.336	4.453.795
Berlin	18	20	66.139
Brandenburg	77	83	278.271
Bremen	7	8	27.622
Hamburg	19	22	71.715
Hessen	266	287	955.882
Mecklenburg-Vorp.	30	34	112.074
Niedersachsen	364	398	1.325.742
Nordrhein-Westfalen	405	451	1.501.858
Rheinland-Pfalz	205	223	744.805
Saarland	47	52	171.739
Sachsen	174	191	637.170
Sachsen-Anhalt	74	80	266.817
Schleswig-Holstein	95	104	348.057
Thüringen	106	117	389.541
Deutschland	3.873	4.213	14.044.000⁷

Auf Basis der verwendeten niedrigeren spezifischen Ertragswerte liegt die Gesamtmenge der solaren Wärmeerzeugung mit 4,2 TWh⁸ (2010) bzw. 3,9 TWh⁹ (2009) deutlich niedriger gegenüber BMU (2012). Aus der 2011 installierten Kollektorfläche, die allerdings nicht gesondert nach Bundesländern vorliegt, ergibt sich ein Ertrag von 4,6 TWh.¹⁰

Die Wahl dieser eher konservativen spezifischen Kollektorerträge macht die ermittelten Werte insgesamt valider und belastbarer.

⁷ Umgerechnet 14 km², ungefähr die Fläche einer deutschen Kleinstadt.

⁸ Dies entspricht dem Energieinhalt von ca. 360.000 Tonnen Rohöl (ROE), etwa die Ladung eines Öl-Supertankers.

⁹ Ca. 335.000 Tonnen Rohöl (ROE).

¹⁰ Ca. 396.000 Tonnen Rohöl (ROE).

2.1.3 Selbstversorgungsgrad mit Solarwärme in Deutschland

Der Anteil der Selbstversorgung kann individuell für einzelne Hausanlagen (vgl. Beispiele in Kapitel 2.1.4) oder bezogen auf den Gesamtwärmeverbrauch dargestellt werden.

Abbildung 2-4 stellt den solarthermischen Wärmeertrag aus den einzelnen Bundesländern dem Gesamtwärmebedarf nach AGEB (2011, 27) gegenüber. Wie bereits festgestellt wurde, sind SW-Anlagen fast nur in Privathaushalten installiert (vgl. Kapitel 2.1.1).

Dementsprechend wird zunächst als Bezugsgröße nur der Bedarf an Warmwasser und Raumwärme im Haushaltssektor gewählt. Dieser lag 2010 bei gut 614 TWh (AGEB 2011, 27).

Die Verbrauchsdaten für Warmwasser- und Heizwärme im Wohnsektor liegen jedoch nicht getrennt nach Bundesländern vor. Hilfsweise wurde der bundesweite Wärmebedarf des Haushaltssektors über die Zahl der Haushalte in den Bundesländern umgelegt.

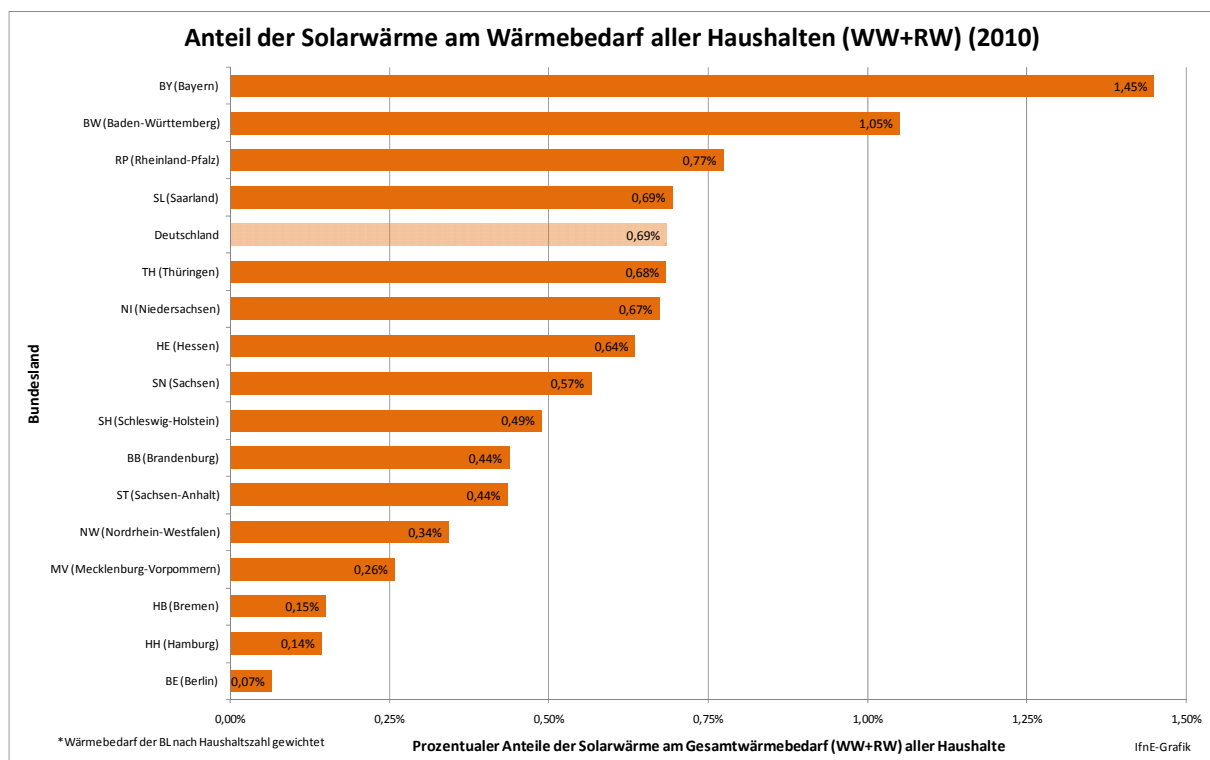


Abbildung 2-4: Anteil der Solarwärme am Gesamtwärmebedarf der Haushalte 2010

Die Prozentwerte nach Abbildung 2-4 zeigen den SW-Eigenverbrauchsanteil am Gesamt-Wärmeverbrauch der Haushalte im Jahr 2010. Solarwärme deckt demnach im Bundesgebiet rund 0,7 % des Haushalts-Wärmebedarfs. In den Spitzenländern sind es bis zu 1,45 %, in Berlin spielt die Solarwärme bezogen auf den Haushalts-Wärmebedarf fast gar keine Rolle.

Wird dagegen der solarthermische Gesamtertrag auf den gesamten Wärmebedarf der drei Sektoren Haushalte, GHD und Industrie bezogen, reduziert sich die solare Deckungsquote deutlich: Der Endenergiebedarf Wärme aller Sektoren (außer Verkehr) lag 2010 bei

1409 TWh (AGEB 2011, 27). Solarthermisch wurden davon nur rund 0,3 % in den beiden Jahren 2009 und 2010 gedeckt.¹¹ Die noch geringen Quoten lassen viel Raum für künftige Zuwächse bei Solarwärme.

Weil der Anteil der installierten SW-Anlagen in den Bereichen GDH und Industrie als Berechnungsgrundlage nicht explizit verfügbar ist und tendenziell unter 1 % der Gesamtleistung liegt, entfällt die bei der Photovoltaik vorgenommene Unterteilung in Verbrauchssektoren.

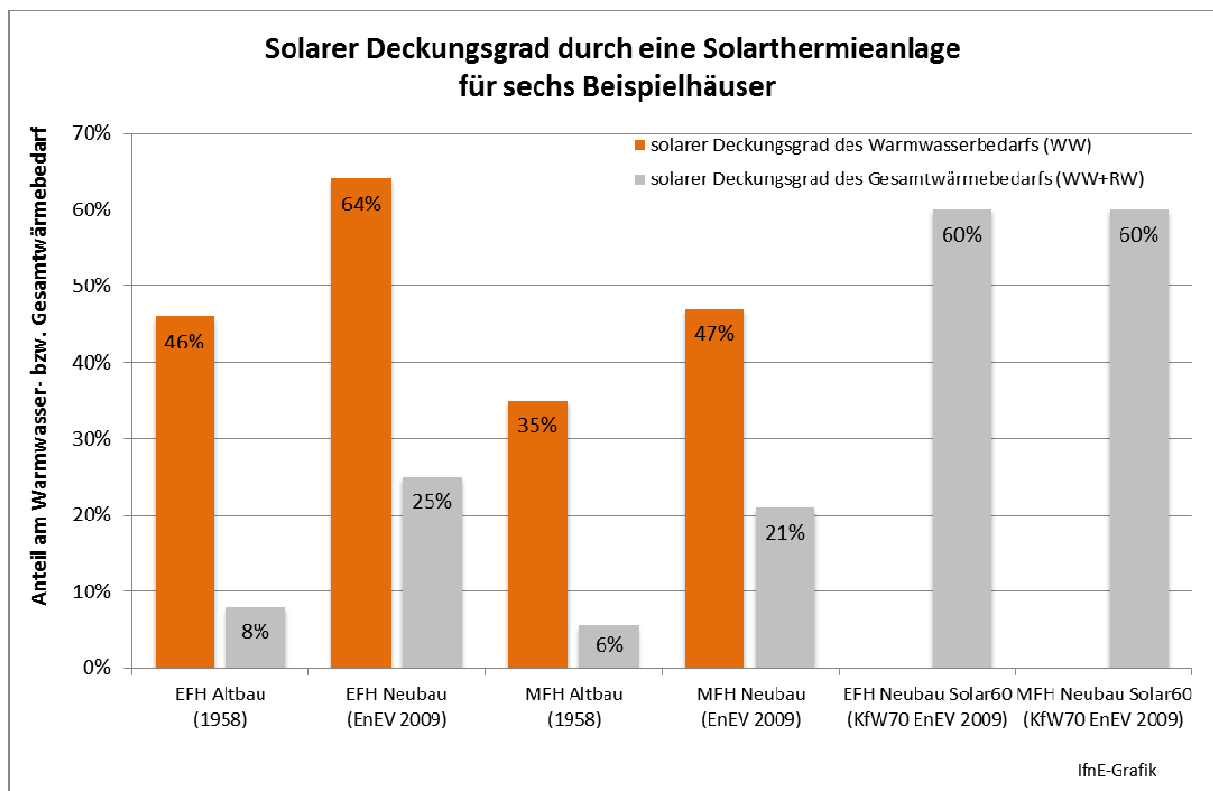
2.1.4 Selbstversorgungsgrad in Abhängigkeit vom konkreten Gebäude

In Haushalten, die eine SW-Anlage installiert haben, gibt der sogenannte *solare Deckungsgrad* an, welchen Anteil des Jahreswärmebedarfs (bezogen auf WW oder WW+RW) die Solarwärme übernehmen kann. Der verbleibende Wärmebedarf muss in der Regel durch die mit fossilen Brennstoffen betriebene konventionelle Heizung bereitgestellt werden.

Der solare Deckungsgrad ist von vielen Faktoren abhängig, neben der Anlagendimensionierung (vgl. Kapitel 3.1.1) spielt der Wärmebedarf im Jahresverlauf eine bedeutende Rolle. Darum kann der Deckungsgrad nur beispielhaft dargestellt werden. Abbildung 2-5 zeigt mögliche Selbstversorgungsgrade jeweils für Warmwasser- und Kombianlagen in vier EFH und zwei MFH (übernommen aus der unveröff. Studie für BSW, 63 und Sonnenhaus-Institut 2011). Die Gebäudedaten basieren auf der deutschen Gebäudetypologie (IWU 2005).

Insbesondere bei Heizungsunterstützung (WW+RW) steigt der durch Solarwärme erreichbare Selbstversorgungsgrad deutlich an, je besser das Gebäude wärmegeklämt ist (vgl. Kapitel 3.1.1). Der Bedarf an fossilen Brennstoffen fällt entsprechend niedriger aus.

¹¹ Der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Wärmebereitstellung (Endenergie) betrug im Jahr 2010 bereits 10,2 %, überwiegend durch Holzheizungen. Die AGEE-Stat kommt durch den höheren spezifischen Kollektorsertrag auf eine höhere Wärmebereitstellung und demzufolge auf 0,4 % am Wärme-Endenergieverbrauch (BMU 2011a, 12).



Quelle: unveröff. Studie für BSW; Sonnenhaus-Institut 2011

Abbildung 2-5: Solarer Deckungsgrad der Beispielhäuser

Tabelle 2-2: Verbrauchsdaten und SW-Anlagendaten der Beispielhäuser

	EFH (1960er)	EFH (EnEV 2009)	EFH (KfW_EH 70)	MFH (1960er)	MFH (EnEV 2009)	MFH (KfW EH 70)
Nutzfläche (m ²)	299	153	212	3.327	2.460	1507
Wohnfläche (m ²)	242	133	135	2.845	1.991	1200
spez. Heizwärmebedarf (kWh/m ² /a)	162	59	41	139	37	41
spez. Warmwasserbedarf (kWh/m ² /a)	18	21	16	19	19	19
Heizwärmebedarf (kWh/a)	48.368	9.103	8.750	463.451	91.013	62.539
Warmwasserbedarf (kWh/a)	5.414	3.145	3.441	63.646	47.253	28.429
Gesamtwärmebedarf (kWh/a)	53.782	12.248	12.191	527.097	138.265	90.968
Anlagengröße für WW (m ²)	6,1	6,1	-	73,8	73,8	-
Spezifischer Ertrag WW (kWh/m ² /a)	300	300	-	300	300	-
Anlagengröße für WW+RW (m ²)	12,3	12,3	36	120	120	270
Spezifischer Ertrag WW+RW (kWh/m ² /a)	240	240	240	240	240	240
Solarer Deckungsgrad WW+RW	8 %	25 %	60 %	6 %	21 %	60 %

Quellen: unveröff. Studie für BSW, 62 f., Sonnenhaus-Institut 2011

Für die Beispielhäuser nach Abbildung 2-5 gelten die Eckdaten zum Wärmeverbrauch und zur installierten SW-Anlage nach Tabelle 2-2. Der solare Deckungsanteil entspricht für Warmwasseranlagen dem auf den Warmwasserbedarf bezogenen Solarertrag, für Kombianlagen entspricht er dem auf den Gesamt-Wärmebedarf bezogenen Solarertrag.

Der hier gewählte spezifische Kollektorsertrag bezieht sich nur auf einen bestimmten Standort und beansprucht keine Allgemeingültigkeit. Daraus folgt, dass der hier gezeigte exemplarische Eigenverbrauchsanteil nur ein Richtwert sein kann. Der solare Wärmebeitrag gerade bei den immer häufiger installierten Kombianlagen ist sehr stark vom Gebäude und von der Nutzungsstruktur abhängig und kann durch den Betreiber optimiert werden (vgl. Kapitel 3.1).

2.2 Solarstrom

2.2.1 Solare Stromerzeugung in Deutschland

Der hohe Leistungszuwachs bei Photovoltaikanlagen seit dem Jahr 2009 hat in der Folge auch zu einer signifikanten Erhöhung der solaren Stromerzeugung geführt. Betrug diese im Jahr 2008 erst 4,4 TWh¹², so waren es im Jahr 2010 bereits 11,7 TWh. Im Jahr 2011 waren es nach vorläufigen Angaben der AGEE-Stat bereits knapp 19 TWh, womit die solare Stromerzeugung den Wasserkraftstrom (19,5 TWh) fast eingeholt hat. Die korrespondierende installierte Leistung betrug Ende 2010 rund 17,5 GW; gegenüber rund 10 GW Ende 2009 ein Leistungszuwachs von 75 %. Über die Hälfte der Leistung (53 %) waren in den beiden Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg installiert. Wegen der besseren Einstrahlungsbedingungen lag deren Anteil an der PV-Stromerzeugung mit rund 57 % noch etwas höher als der Anteil an der installierten Leistung.

¹² Eine TWh (Terawattstunde) entspricht 1 Mrd. kWh bzw. dem jährlichen Stromverbrauch von rund 285.000 Durchschnitts-Haushalten.

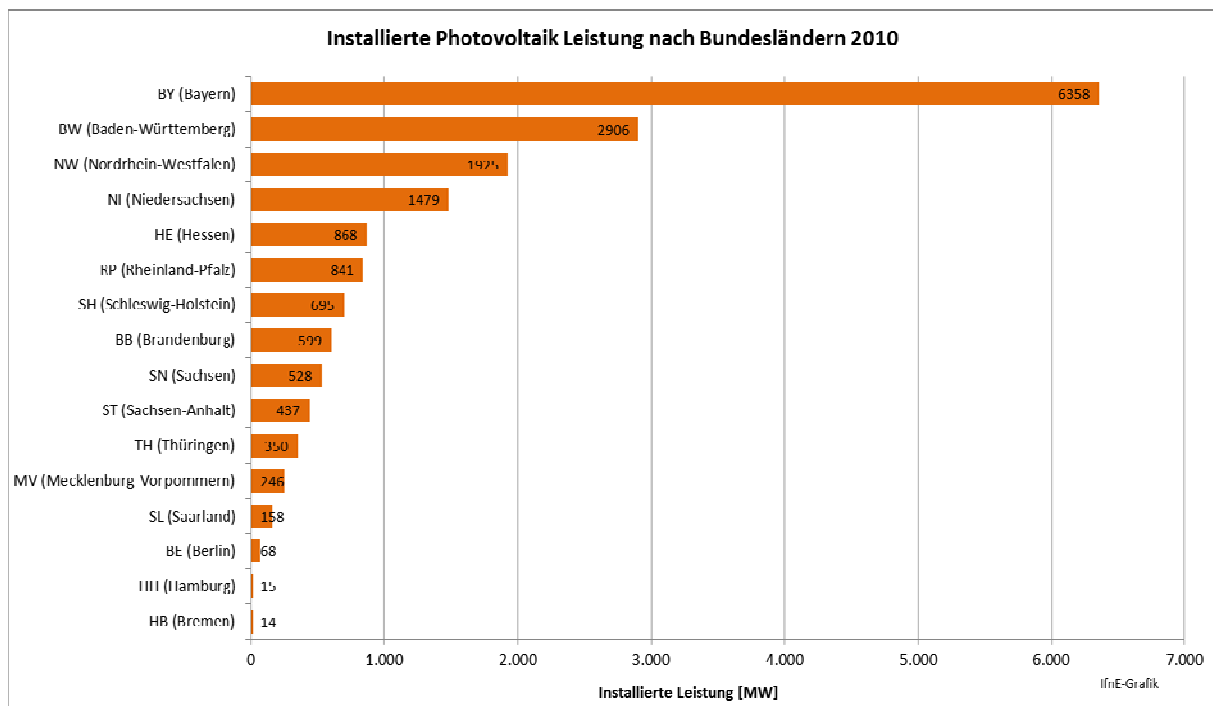


Abbildung 2-6: Installierte Anlagenleistung Photovoltaik 2010

Eine Auswertung des Eigenverbrauchs nach Bundesländern im Einspeisejahr 2010 war auf Basis der unvollständigen Bewegungsdaten noch nicht möglich (einen groben Trend zeigt Tabelle 2-3). Für die weiteren Berechnungen wird davon ausgegangen, dass sich die Verteilung im Kern analog zu Verteilung der installierten Leistung verhält.

Tabelle 2-3: Bundesländer-Verteilung der PV-Anlagen09 mit Eigenverbrauch im Einspeisejahr 2010

	Anzahl Anlagen	Anteil
BY	2164	36%
BR	19	0%
BW	61	1%
HE	836	14%
NI	574	10%
NW	1380	23%
RP	707	12%
SL	244	4%
TH	4	0%
	5989	100%

2.2.2 Regelungen im EEG (Eigenverbrauch)

Das Jahr 2009 hat nicht nur ein überarbeitetes EEG, sondern auch einen hohen Zubau bei Photovoltaik in den Jahren 2009 und 2010 von 3,8 bzw. 7,4 GW gebracht.¹³ Eine wesentliche Änderung für die solare Stromerzeugung war die neu eingeführte Eigenverbrauchsvergütung für Anlagen bis 30 kW. Der Teil der Stromerzeugung, der vom Anlagenbetreiber selbst verbraucht und somit nicht an den Netzbetreiber verkauft wird, bekam eine eigene EEG-Vergütung, die zusammen mit den eingesparten Strombezugskosten über dem Vergütungssatz beim Verkauf (Einspeisung) an den Netzbetreiber liegt. Jedoch war die Ausgestaltung der Regelung für Anlagenbetreiber im Jahr 2009 noch von geringer Attraktivität, da zusätzliche Erlöse gegenüber einer Netzeinspeisung kaum vorhanden waren und erst mit dem weiteren Strompreisanstieg für Haushalt Relevanz bekamen.

Grundsätzlich lohnt sich die Nutzung der Eigenverbrauchsvergütung für 2009 in Betrieb gegangene PV-Anlagen immer dann, wenn der Strombezugspreis (ohne Umsatzsteuer!)¹⁴ über 18 Cent/kWh liegt.¹⁵ Im Jahr 2009 nutzen folglich auch weniger als 1 % der 2009 neu in Betrieb gegangenen Anlagen diese neue Regelung (BNetzA 2011, 37).

Im Jahr 2010 wurde mit Wirkung zum 1. Juli die Eigenverbrauchsregelung im EEG attraktiver ausgestaltet: Zum einen wurde die Leistungsgrenze für den Eigenverbrauch deutlich von 30 auf 500 kW angehoben und zum anderen die Unterscheidung eingeführt, ob der Eigenverbrauch an der Gesamterzeugung der Anlage unter oder über 30% liegt. Nur bis zu einem Anteil von 30 % Eigenverbrauch werden für im Jahr 2010 in Betrieb gegangene Anlagen vom jeweils gültigen Einspeisevergütungssatz 16,38 Cent/kWh abgezogen, während es oberhalb des 30%-Anteils nur noch 12 Cent/kWh sind.

Durch den seit 2009 erfolgten Anstieg der Strombezugpreise ist jedoch die Nutzung der Eigenverbrauchsregelung auch für bereits 2009 in Betrieb gegangene Anlagen so interessant geworden, sodass sich langfristig auch hier die zusätzlichen Investitionen für den Zähler amortisieren werden. Abbildung 2-7 zeigt für das Jahr 2012 eine Gegenüberstellung des EEG-Einspeisevergütungssatzes und des Erlöses, der sich beim Eigenverbrauch ergibt (**Summe** aus vermiedenem Strombezugspreis und EEG-Eigenverbrauchsvergütung). Dem gegenüber steht der normale Einspeisevergütungssatz. Der Erlös aus vermiedenem Strombezug plus Eigenverbrauchsvergütung liegt 2012 bereits immer über dem Einspeisevergütungssatz, d. h.,

¹³ Auch im Jahr 2011 setzte sich der hohe Zubau mit 7,5 MW fort.

¹⁴ Die im EEG genannten Einspeisevergütungen sind grundsätzlich ohne Mehrwertsteuer ausgewiesen, sodass der Vergleich mit dem Strombezugspreis auch ohne Umsatzsteuer zu erfolgen hat. Mit Umsatzsteuer beträgt der Wert 21,42 Cent/kWh.

¹⁵ Laut Statistischem Bundesamt lag der durchschnittliche Strombezugspreis im Jahr 2009 einschließlich aller Abgaben für Tarifkunden bei netto 17,77 Cent/kWh. Im Jahr 2010 waren es bereits netto 18,46 Cent/kWh. Werte für 2011 lagen noch nicht vor.

der Eigenverbrauch lohnt für alle ab 2009 in Betrieb gegangenen PV-Anlagen finanziell in jedem Fall.

Obwohl das EEG 2012 erst seit knapp drei Monaten in Kraft war, wurde am 29. März 2012 vom Bundestag eine erneute Veränderung der Vergütungsregelungen beschlossen.¹⁶ Kern dieser Änderung mit Wirkung zum 1. April 2012 ist neben einer deutlichen Absenkung der Vergütungssätze auch die Abschaffung der Eigenverbrauchsvergütung. Stattdessen werden bei Anlagen bis 10 kW 20 %¹⁷ des erzeugten Stroms gar nicht mehr vergütet¹⁸, was in der Praxis eine Art Pflicht-Eigenverbrauch darstellt, auch wenn dieser nicht vergütete Teil alternativ auch (für wenige Cent/kWh) direkt vermarktet werden könnte. Weil nun bereits der Einspeisevergütungssatz mit maximal 19,5 Cent/kWh unterhalb des Netto-Strombezugspreises von 21 Cent/kWh liegt, rechnet sich auch für diese neuen Anlagen der Eigenverbrauch, wenn auch weniger als bei etwas älteren Anlagen.

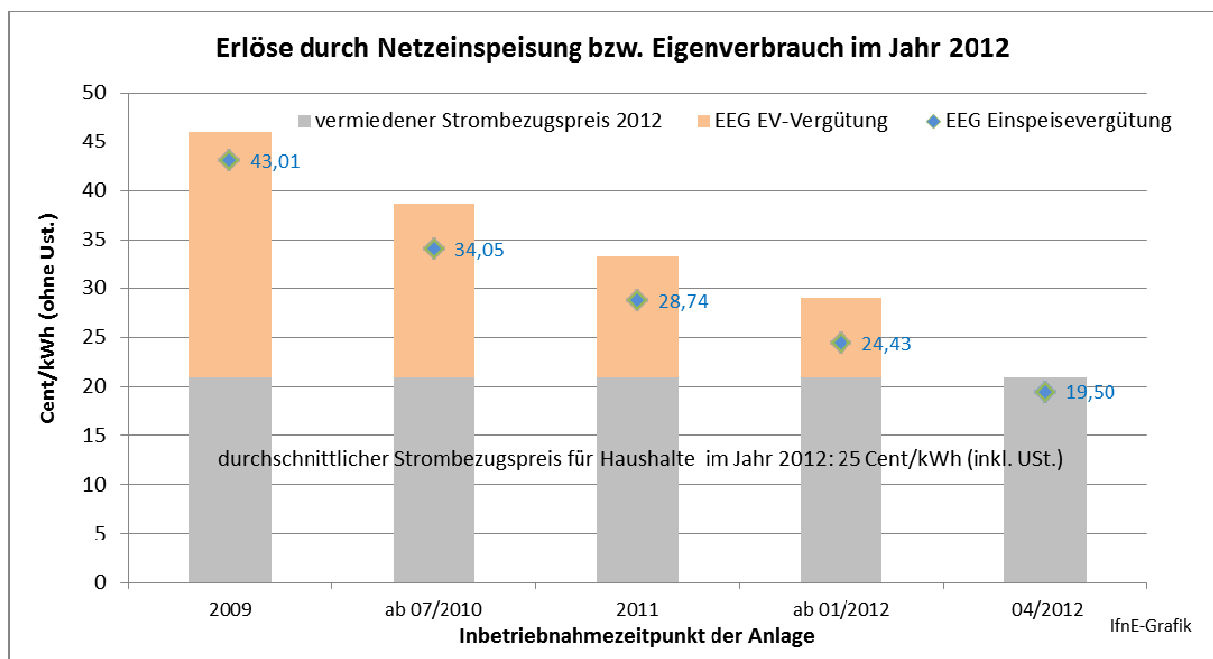


Abbildung 2-7: Erlöse durch Netzeinspeisung bzw. Eigenverbrauch für das Jahr 2012 (bis 10 kW)¹⁹

¹⁶ Da der Bundesrat erst zum 11. Mai 2012 über die Änderungen abstimmt, sind noch Anpassungen bei den Regelungen möglich und die hier getroffenen Aussagen als vorläufig anzusehen.

¹⁷ Für Dachanlagen > 10 kW bis 1.000 kW nur 10 %. Größere Anlagen und Freiflächenanlagen bis 10 MW haben keinen Abzug. Bei Anlagen bis 10 kW beginnt der pauschale Abzug erst ab 2013.

¹⁸ Vgl. http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/pressemitteilungen/pm/48510.php bzw. gültiger Gesetzestext.

¹⁹ Die EEG-Vergütungssätze bleiben über die EEG-Laufzeit von 20 Jahren konstant. Da sich die Strombezugskosten aber in den nächsten Jahren weiter erhöhen werden (grauer Teil des Balkens), stellt diese Grafik nur eine Momentaufnahme für das Betriebsjahr 2012 dar, um die unterschiedlich hohen Erlöse des Eigenverbrauchs abhängig vom Inbetriebnahmejahr zu verdeutlichen. Steigende Strompreise vergrößern den Vorteil des Eigenverbrauchs weiter. Ein Ausblick auf das Jahr 2020 findet sich in Kapitel 4.2.

Anlagenbetreiber, die schnell erkennen möchten, wie hoch der finanzielle Vorteil durch PV-Eigenverbrauch ausfällt, brauchen nicht die in Abbildung 2-7 dargestellte Rechnung anstellen, sondern können einfach vom Netto-Strombezugspreis den Betrag abziehen, der auch im EEG von der Einspeisevergütung abgezogen wird (siehe in Tabelle 2-4).²⁰ Je mehr der eigene Netto-Strombezugspreis über dem Differenzbetrag liegt, umso attraktiver wird der Eigenverbrauch (mehr zur Wirtschaftlichkeit im Einzelnen ab Kapitel 3.2 auf Seite 38). Für Anlagen, die nach dem 1. April 2012 in Betrieb gehen, ist der nun monatlich sinkende EEG-Vergütungssatz abzuziehen, d. h. anfangs 19,5 Cent/kWh für Dachanlagen bis 10 kW.

Tabelle 2-4: Differenzbeträge von Einspeise- zu Eigenverbrauchsvergütungssatz

Inbetriebnahmezeitpunkt	1.1. - 31.12.2009	1.1. – 1. 7. 2010	ab 1.7.2010	ab 1.4.2012 ²¹
Dachanlagen	Cent/kWh			
Eigenverbrauchsanteil bis 30 %	18,00	16,38	16,38	Jeweils gültiger Einspeisevergütungssatz
Eigenverbrauchsanteil über 30 %	18,00	16,38	12,00	Jeweils gültiger Einspeisevergütungssatz

2.2.3 Eigenverbrauch bei Solarstrom (2009/2010)

Zur korrekten Ermittlung des Eigenverbrauchs (bzw. der Eigenverbrauchsquote) ist die Betrachtung eines vollen Betriebsjahres unter Nutzung der EV-Regelung erforderlich. Eine im Jahr 2009 neu in Betrieb gegangene Anlage muss die EV-Regelung spätestens zum 01.01.2010 nutzen, damit die Bewegungsdaten des Jahres 2010 den Eigenverbrauch richtig wiedergeben. Eine genaue Auswertung der tatsächlich erreichten Eigenverbrauchsanteile bei jeder einzelnen PV-Anlage erfordert weiter eine Zusammenführung von Anlagenstamm-(Leistung) und Anlagenbewegungsdaten (Stromerzeugung). Benötigt wird dafür der exakte Vergütungsschlüssel, so wie sie der BDEW in seiner Umsetzungshilfe angibt (BDEW 2011b, 152 ff.). Außerdem muss ein Abgleich vorgenommen werden, welche Anlagen schon im Jahr 2009 die EV-Regelung nutzten. Nur dann kann man bei diesen Anlagen weitgehend sicher sein kann, dass diese auch das ganze Jahr 2010 den EV genutzt haben, denn im Laufe des Jahres 2010 sind weitere bereits 2009 in Betrieb gegangene Anlagen neu in den Eigenverbrauch gestartet. Von diesen später gestarteten Anlagen wird für 2010 nur ein Teileigenverbrauch erfasst.

²⁰ Beispiel: Ist die Anlage z. B. im Juli 2010 in Betrieb gegangen und der Strombezugspreis beträgt ohne Umsatzsteuer 21 Cent/kWh, dann sind 16,38 Cent/kWh abzuziehen. So ist jede selbst verbrauchte kWh PV-Strom 4,62 Cent/kWh billiger, als eine beim Stromlieferanten gekaufte.

²¹ Für Anlagen bis 10 kW beträgt die EEG-Vergütung im April 19,5 Cent/kWh. Die monatliche Degression ab dem 1. Mai 2012 beträgt im Normalfall 1 %, kann aber abhängig vom tatsächlichen Zubau (atmender Deckel) größer oder kleiner ausfallen.

Die zur Auswertung erforderlichen detaillierten Bewegungsdaten liegen vollständig für alle vier Übertragungsnetzbetreiber bislang nur für das Jahr 2009 vor. Detaillierte Daten für 2010 waren (Stand: Anfang April 2012) bisher nur von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) TenneT und Amprion verfügbar, weshalb nur für einen Teil der 2009 in Betrieb gegangenen Anlagen (Anlagen09) eine vollständige Auswertung der Jahreserzeugungen und Eigenverbrauchsanteile im Einspeisejahr 2010 vorgenommen werden konnte. Eine Abgrenzung der Anlagen, die schon im Jahr 2009 den EV nutzen, war dementsprechend noch nicht möglich.

Vollständig für 2010 liegen nur die Anlagenstammdaten von allen ÜNB vor, sodass zumindest eine Leistungsermittlung der Anlagen möglich ist, welche die Eigenverbrauchsregelung anwenden können. Tabelle 2-5 zeigt, dass bereits rund 5,2 GW Leistung die EV-Regelung in Anspruch nehmen dürfen. Das sind immerhin 36 % des gesamten Anlagenbestandes zum Jahresende 2010. Im Jahr 2011 dürften geschätzt weitere 5 GWh in der Leistungsklasse bis 500 kW hinzugekommen sein, sodass etwa 40 % des gesamten Anlagenbestandes zum Jahresende 2011 die Regelung beanspruchen kann.

Tabelle 2-5: Installierte PV-Leistungen nach Inbetriebnahme mit Berechtigung zum Eigenverbrauch

	Gesamter Anlagenbestand bis 21.12.2010	1.1.2009 bis 30.6.2010	1.7. bis 31.12.2010
	MW		
Bis 30 kW	8.371	3.735	804
> 30 kW bis 100 kW	3.678	Kein EV	410
> 100 kW bis 500 kW	2.047	Kein EV	268
Gesamt für EV		3.735	1.482

Ein Vergleich der Erzeugungsdaten aus dem Einspeisejahr 2009 mit dem Einspeisejahr 2010 zeigt, dass der Anteil der PV-Anlagen mit Inbetriebnahme 2009 (Anlage09) mit Eigenverbrauch zugelegt hat. Trotz des beschränkten Datenbestandes für 2010 (nur zwei ÜNB) lag die Zahl der Anlagen mit EV-Nutzung fast auf dem Stand von 2009, ebenso die Leistung dieser EV-Anlagen. Bezogen auf die Zahl aller berechtigten Anlagen09 (bis 30 kW) lag die EV-Beteiligungsquote der Anlagen09 im Jahr 2009 bei erst rund 4 %. Hochgerechnet auf den gesamten Datensatz ist für das Jahr 2010 ein Anstieg der EV-Beteiligungsquote zu erwarten, schätzungsweise auf 6 bis 7 %. Jedoch nutzt trotz des Anstieges bislang nur ein sehr geringer Anteil der Anlagen09 die EV-Regelung. Für 2011 liegen noch gar keine Daten vor, sodass hier nur die weitere Entwicklung grob geschätzt werden kann (vgl. Abbildung 2-8). Da alle neuen PV-Anlagen, die nach dem 1. April 2012 in Betrieb gehen, grundsätzlich 10 bzw. 20 % ihrer Stromproduktion nicht mehr vergütet bekommen, muss dieser Teil praktisch selbst verbraucht werden, wenn kein wirtschaftlicher Verlust dadurch eintreten soll. Unterstellt man,

dass PV-Anlagenbetreiber wirtschaftlich handeln, ist davon auszugehen, dass ab diesem Zeitpunkt alle neuen Anlagen (100 %) nun Eigenverbrauch praktizieren.²²

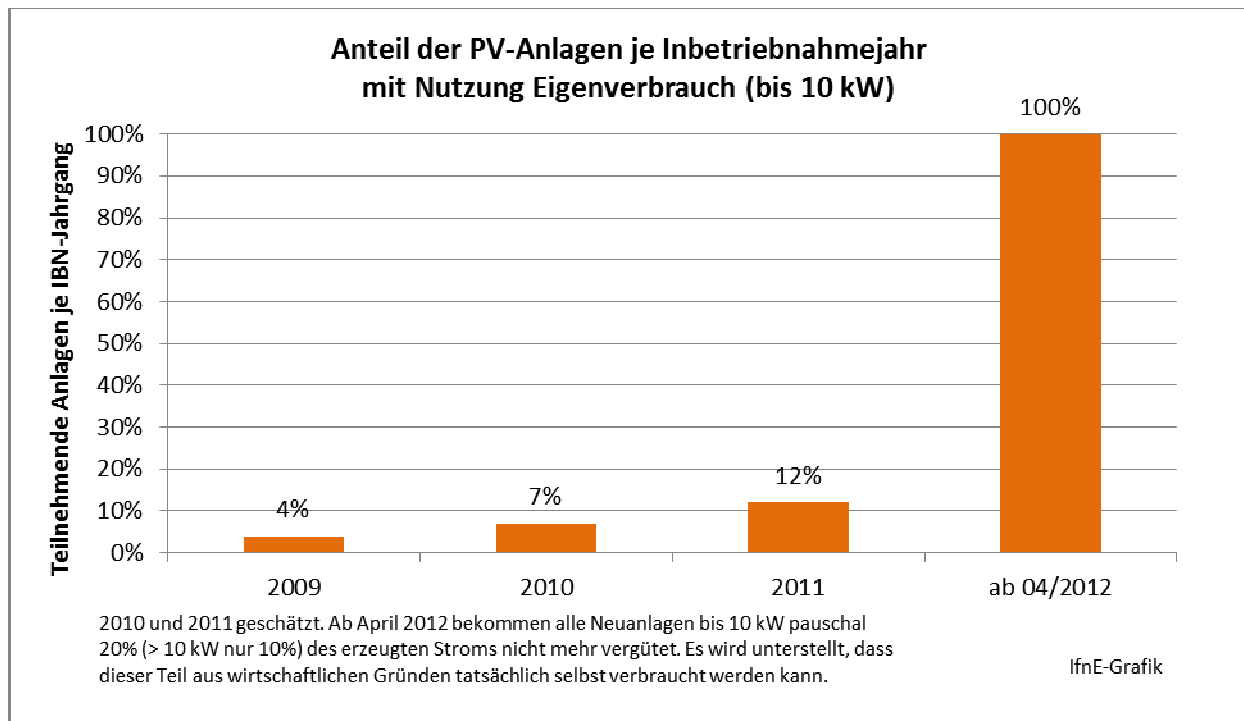


Abbildung 2-8: Anteil der PV-Anlagen (Leistungsklasse bis 30 kW) pro Inbetriebnahmejahr mit Nutzung des Eigenverbrauchs

Eine Auswertung der vorliegenden Teildaten von den ÜNB TenneT und Amprion für den Inbetriebnahme-Jahrgang 2010 hat ergeben, dass die Beteiligungsquote am EV gegenüber dem Jahrgang 2009 deutlich höher liegt und sich bei Anlagen bis 10 kW um 20 % bewegt (12 % bei allen Anlagen bis 30 kW). Eine vertiefte Auswertung dieses Inbetriebnahme-Jahrganges ist aber erst nach Vorliegen des vollständigen Datensatzes für 2010 sinnvoll durchführbar. Alle weiteren Ausführungen beziehen sich daher auf den Inbetriebnahme-Jahrgang 2009.

Die detaillierte Auswertung der Bewegungsdaten zeigt, dass die tatsächliche durchschnittliche Eigenverbrauchsquote über das gesamte Jahr 2010 gegenüber dem Einspeisejahr 2009 etwas zurückgegangen ist und bei rund 23 % liegt (vgl. Tabelle 2-6), wobei dies nur ein erster Trend ist. Dieser Prozentsatz der Stromerzeugung aus Anlagen, die den Eigenverbrauch nutzen, wurde tatsächlich selbst verbraucht. Zum Zeitpunkt 2009 haben lediglich rund 4 % der 2009er PV-Anlagen von der Eigenverbrauchsvergütung Gebrauch gemacht. Es ist anzunehmen, dass diese Gruppe von PV-Anlagenbesitzern den sogenannten „First-Movern“ zu zurechnen sind, die aufgrund von höherer technischer Sachkenntnis und genereller Eignung der Anlage auf

²² Dies dürfte bei Kleinanlagen bis 10 kW der Regelfall sein, obwohl dieser nicht mehr vergütete Strom auch anderweitig vermarktet werden kann (vgl. dazu Kapitel 3.2.3).

den Eigenverbrauch gesetzt haben.

Tabelle 2-6: Nutzung des Eigenverbrauchs bei 2009 neu in Betrieb gegangenen PV-Anlagen (bis 30 kW)²³

	Einspeisejahr 2009 ²⁴	Teilmenge Einspeisejahr 2010 ²⁵
Anlagenzahl mit Inbetriebnahmejahr 2009	134.500	
Gesamtleistung [MW]	1.630	
Davon Anlagen mit EV ²⁶	6.970 (4 %)	5.990
Leistung EV-Anlagen09 [MW]	66	60
Erzeugung Anlagen09 gesamt [MWh]	409.410	
Erzeugung EV-Anlagen09 [MWh]	18.320	55.280
Eigenverbrauch Anlagen09 [MWh]	4.950	12.670
Durchschnittliche Eigenverbrauchsquote dieser Anlagen09	27 %	23 %

Quelle: eigene Auswertungen

Die Auswertung der Eigenverbrauchsquoten in Abhängigkeit von der Anlagengröße bestätigt die Erwartung, dass kleinere Anlagen leichter höhere Eigenverbrauchsquoten erreichen als größere Anlagen. Die Punktwolke in Abbildung 2-9 macht diesen Zusammenhang deutlich. Die Zahl der Anlagen, die mehr als 30 % Eigenverbrauchsquote erreichen, nimmt mit zunehmender Anlagengröße deutlich ab, sodass Anlagen über etwa 13 kW nur noch in Einzelfällen deutlich über 30 % hinauskommen. Wie anschließend in Abbildung 2-11 zu sehen ist, kommt es bei Anlagengrößen kurz vor der 30 kW-Vergütungsgrenze zu einer relativen Häufung mit vergleichsweise hohen Eigenverbrauchsquoten. Diese Anlagenhäufung korrespondiert mit dem hohen Anteil an Anlagen mit genau 30 kW (etwa ein Sechstel) im Gesamtsegment bis 30 kW (EEG-EB IIc 2011, 16).

²³ Die eigene Auswertung der Anlagenstamm- und Bewegungsdaten der Bundesnetzagentur führte zu ganz leichten Abweichungen nach unten gegenüber den Angaben in BNetzA (2011, 37f.), die aus unterschiedlichen Datenständen resultieren können. Die Bundesnetzagentur versucht die Datensätze zu bereinigen, da immer wieder plausible Daten übermittelt werden.

²⁴ Bei der Auswertung ist zu beachten, dass die 2009 erst in Betrieb gegangenen Anlagen in der Regel deutlich weniger als ein ganzes Betriebsjahr aufweisen, was nicht nur die Erzeugung reduziert, sondern auch den zeitlichen Verlauf des Eigenverbrauchs. Dieser ist von mehreren Faktoren abhängig, sodass erst auf Basis eines ganzen Betriebsjahres die Eigenverbrauchsquote vergleichbar ist.

²⁵ Bisher lag nur der Datenbestand von Amprion und TenneT in der zur Auswertung geeigneten Form vor. Eine vollständige Auswertung auf Basis der Erzeugungsdaten 2010 ist erst zu einem späteren Zeitpunkt möglich.

²⁶ 96 % der 2009 neu in Betrieb genommenen Anlagen bis 30 kW haben also noch nicht auf Eigenverbrauch gesetzt.

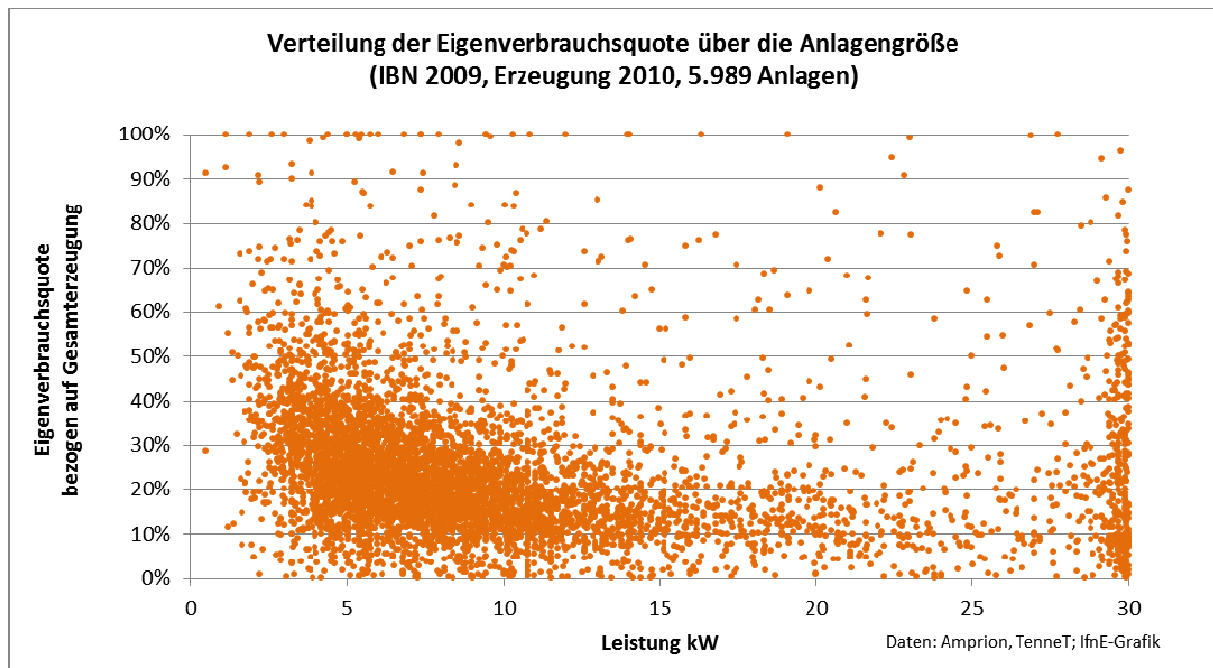


Abbildung 2-9: Verteilung der Eigenverbrauchsquote in Abhängigkeit von der PV-Anlagengröße (Anlagen09, Einspeisejahr 2010)

Bei $\frac{1}{3}$ der Anlagen lag die Eigenverbrauchsquote unterhalb von 30 % (vgl. Abbildung 2-10). Kleinere Anlagen weisen von der Tendenz größere Eigenverbrauchsquoten auf (vgl. Abbildung 2-11), da ihr Leistungsprofil besser zum Lastprofil (Verlauf der abgenommenen Leistung / des Stromverbrauchs) eines Haushaltes passen. Etwa 1 % der Anlagen erreichten einen Eigenverbrauch zwischen 90 % und 100 %, vermutlich Anlagen, deren Leistung unter der Mindestlast beim Anlagenbetreiber liegt.

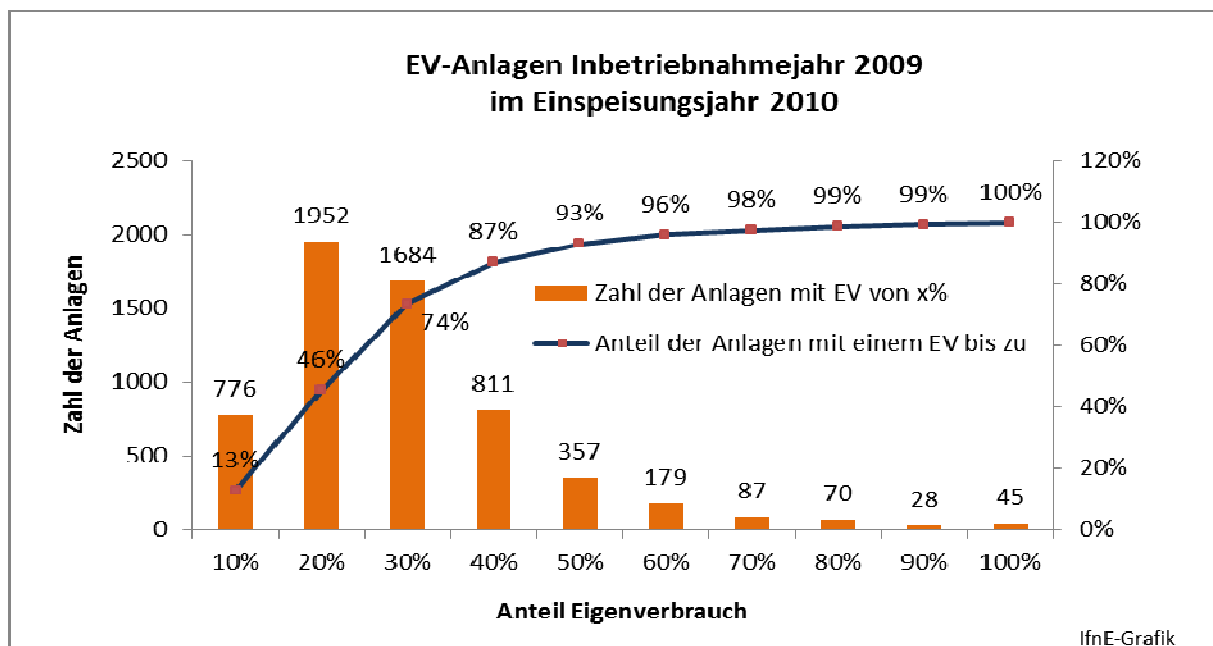


Abbildung 2-10: Häufigkeit (Zahl der Anlagen) und Anteil des Eigenverbrauchs

Die Verteilung der Eigenverbrauch praktizierenden Anlagen zeigt ebenso einen Schwerpunkt bei Anlagen bis 10 kW, welche zwei Drittel der teilnehmenden Anlagen stellen.

Anlagengrößen über 15 kW haben dagegen nur einen kleinen Anteil von 17 % (Abbildung 2-11).

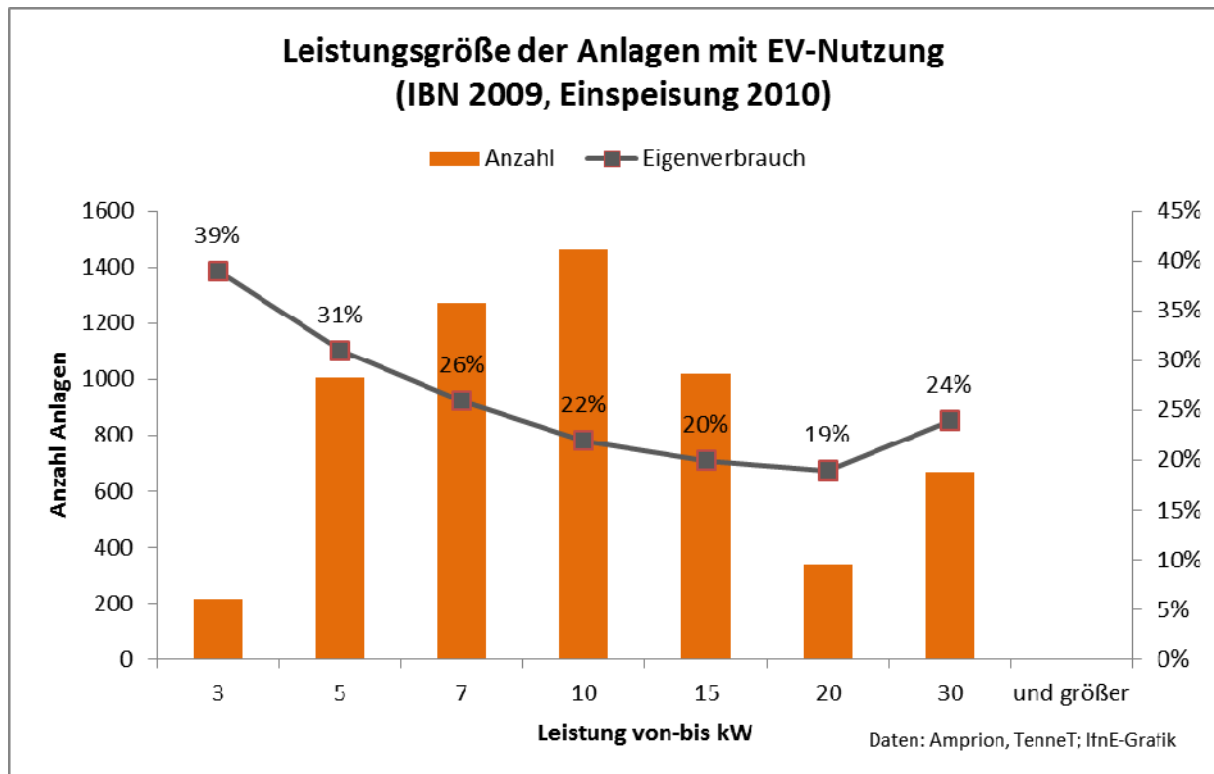


Abbildung 2-11: Verteilung der PV-Anlagenleistungen bei Eigenverbrauch

Für die ab Seite 38 (Kapitel 3.2) näher vorgestellten Maßnahmen zur gezielten Steigerung des PV-Eigenverbrauchsanteils werden zunächst vorliegende Daten zu Stromverbrauch und PV-Stromerzeugung bei Haushalten, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Industrie untersucht.

Eine eindeutige Einschätzung, ob eine PV-Anlage von privat oder gewerblich betrieben und genutzt wird, ist auf Basis der veröffentlichten Anlagenstammdaten nicht möglich, da der Betreiber bzw. seine Rechtsform nicht genannt wird. Somit lässt sich hilfsweise eine grobe Zuordnung nur anhand der Leistungsgrößen vornehmen, wobei dies auch mit großen Unsicherheiten verbunden ist. In dieser Untersuchung werden im Folgenden Anlagen bis 10 kW als typische private Anlagen auf Ein- und Zweifamilienhäusern angesehen, alle größeren Anlagen stellen gewerbliche Anlagen dar.²⁷

²⁷ Im steuerlichen Sinne sind auch viele Anlagen auf EFH/ZFH gewerbliche Anlagen, weil zum Abzug der Vorsteuer eine Gewerbeanmeldung notwendig ist.

2.2.3.1 Stromverbrauch und solare Deckungsgrade bei Haushalten

Die Haushalte in Deutschland benötigten nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen im Jahr 2010 rund 141 TWh Strom. Bezogen auf diesen Gesamtverbrauch ist ein Eigenverbrauch von gerade 4,9 GWh²⁸ im Jahr 2009 noch keine nennenswerte Größe, da lediglich 4 % der Anlagen die Eigenverbrauchsregelung nutzten. Auch wenn dieser Wert 2010 etwas auf geschätzte 7 % gestiegen sein wird, ändert sich daran nichts.

Im Haushalt wird der Stromverbrauch von zwei wesentlichen Faktoren bestimmt: der Personenzahl im Haushalt und deren Verbrauchsverhalten. Dass hiermit eine große Bandbreite möglich ist, liegt auf der Hand. Durchschnittliche Stromverbrauchswerte zeigt die folgende Tabelle 2-7.

Tabelle 2-7: Durchschnittlicher Stromverbrauch verschiedener Haushaltsgrößen in kWh

Personen	Anzahl	2008	Anzahl	2007	Anzahl	2006
1	531	1 892 (± 61)	508	1 949 (± 61)	377	2 004 (± 69)
2	1 013	3 229 (± 94)	1 012	3 345 (± 86)	779	3 412 (± 98)
3	468	4 110 (±180)	499	4 242 (± 159)	396	4 290 (± 176)
4	421	4 784 (±221)	440	4 769 (± 202)	379	4 814 (± 216)
> 4	161	6 187 (± 623)	161	6 223 (± 878)	139	6 154 (± 1035)
Insgesamt	2 594	3 112 (± 73)	2 620	168 (± 65)	2 070	3 217 (± 71)

Quelle: Frondel et al. 2011, 39

Für die weiteren Betrachtungen wird unterstellt, dass der Eigenverbrauch einer PV-Anlage unabhängig davon, ob es sich um ein Ein- oder Zweifamilienhaus handelt, nur von einem Haushalt genutzt wird, da die Anlage in der Regel nur einem Besitzer (Haushalt) gehören dürfte. Weiter ist davon auszugehen, dass in diesem Haushalt überwiegend 2 bis 4 Personen leben, somit der durchschnittliche Stromverbrauch überwiegend zwischen 3.300 und 4.800 kWh pro Jahr liegt. In den weiteren Betrachtungen wird ein 4-Personen-Haushalt mit einem Verbrauch von 4.800 kWh/a unterstellt.

In der Größenklasse bis 10 kW gab es Ende 2010 insgesamt rund 494.000 Anlagen (56 % aller PV-Anlagen); deren durchschnittliche Leistung bei 5,6 kW lag. Die Gesamtleistung dieser Anlagen beträgt rund 2.800 MW (16 % der gesamten installierten PV-Leistung zum Jahresende 2010). Für die Anwendung der Eigenverbrauchsregelung kommen davon nur die Anlagen ab 1. Januar 2009 in Betracht. Zum 31. Dezember 2010 waren dies rund 184.400 Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 1.200 MW. Deren durchschnittliche Leistung liegt mit rund 6,4 kW etwas höher. Für ausgewählte Anlagengrößen zeigt Tabelle 2-8 die

²⁸ Bei Zurechnung des gesamten Eigenverbrauchs zum Haushaltstromverbrauch. Anlagen bis 10 kW weisen jedoch nur einen Eigenverbrauch von 2,5 GWh auf, womit der Eigenverbrauchsanteil am gesamten Stromverbrauch der Haushalte noch unbedeutender wird.

durchschnittlich zu erwartende Stromproduktion sowie die durchschnittlichen Anteile des Eigenverbrauchs bzw. die solaren Deckungsgrade durch Eigenverbrauch. Aufgrund der geringen Anlagenzahl und vieler Einflussfaktoren stellen die berechneten solaren Deckungsgrade und Eigenverbrauchsquoten lediglich eine erste Annäherung dar.

Tabelle 2-8 Durchschnittlicher Eigenverbrauch und solarer Deckungsgrad für verschiedene PV-Anlagegrößen und Stromverbräuchen

Anlagegröße [kW]	Erzeugung [kWh]	EV-Quote ²⁹ [%]	EV [kWh]	Solarer Deckungsgrad 4.800 kWh/a [%] ³⁰
3	2.850	39 %	998	21 %
5	4.750	26 %	1.425	30 %
7	6.650	31 %	1.663	35 %
9	8.550	22 %	1.881	39 %

2.2.3.2 Stromverbrauch bei Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Auf das produzierende Gewerbe und den großen Bereich Industrie, Handel und Dienstleistungen (GHD) entfällt in Deutschland der wesentliche Teil des Stromverbrauchs. Nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB 2011) wurden im Jahr 2010 von der Industrie rund 219 TWh Strom und im Bereich GHD rund 140 TWh Strom verbraucht (Haushalte 141 TWh). In dieser Verbrauchsgruppe mit zusammen rund 360 TWh Stromverbrauch ist ein PV-Eigenverbrauch (2009) von etwa 2,5 GWh (Anlagen zwischen 10 und 30 kW) unbedeutend. Daran hat sich voraussichtlich auch im Jahr 2010 nichts geändert.

Im Gegensatz zu Haushalten lassen sich hier nicht einfach typische jährliche Stromverbräuche von Verbrauchsgruppen (z. B. Supermärkte, Werkstätten oder Metall verarbeitender Betriebe) kategorisieren, da mehr verbrauchsbestimmende Faktoren als bei Haushalten von Bedeutung sind.

Zudem ist die Bandbreite der möglichen Strombezugpreise zwischen 10 und 18 Cent/kWh (Stand Ende 2011, Nettopreise)³¹ deutlich größer als bei Haushalten. Insbesondere Stromabnehmer mit hohem Stromverbrauch bekommen deutlich niedrigere Preise. Dadurch ist PV-Eigenverbrauch wirtschaftlich in vielen Fällen noch uninteressant. Nur wenn der Strombezugspreis über 16,38 Cent/kWh liegt (bei Anlagen die vor 04/2012 in Betrieb gegangen sind), wird der Eigenverbrauch gegenüber einer hundertprozentigen Einspeisung attraktiv.

²⁹ Gemäß Anlagenauswertung vgl. Kapitel 2.2.3.

³⁰ Rechnerischer Anteil, der sich aus konstantem Stromverbrauch von 4.800 kWh/a und Eigenverbrauch ergibt.

³¹ Bundes-Strompreisvergleich I/2012 für Sondervertragskunden vom Bundesverband der Energie-Abnehmer e. V. (VEA), Stichtag 01.01.2012.

Die Auswertung der Anlagen mit EV in Kapitel 2.2.1 hat gezeigt, dass nur 34 % der Anlagen mit einer Leistung über 10 kW diese Option im Jahr 2010 genutzt hatten. Eine Zuordnung dieser Anlagen zu typischen Gewerbestromverbräuchen ist kaum möglich. In der Vergangenheit waren landwirtschaftliche Betriebe mit großen Dachflächen auf Scheunen eine relevante Investorengruppe im mittleren Leistungsbereich bis 30 kW (EEG-EB IIc 2011, 12). Im Rahmen des zitierten Berichts wurde auch eine Handwerkerbefragung vorgenommen, die für das 2. Halbjahr 2010 ergab, dass die mittlere Anlagengröße mit EV nach Investorengruppen bei der Landwirtschaft 24 kW betrug, während sie bei der gewerblichen Wirtschaft bei 40 kW lag. Private Haushalte sollen durchschnittlich 12 kW errichtet haben (EEG-EB IIc 2011, 144).

3 Maßnahmen zur Erhöhung der solaren Selbstversorgung

3.1 Maßnahmen bei Solarwärme

Von den Anlagenbetreibern (Solarhaushalte) kann einiges getan werden, um den Grad der Selbstversorgung durch Solarwärme (entspricht hier dem *solaren Deckungsgrad*) zu erhöhen. Grundsätzlich geht es – wie in der Photovoltaik – darum, die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch durch Lastverschiebung und Speicherung zu erhöhen und den Gesamtenergiebedarf zu senken bzw. die Anlagengröße dem Bedarf anzupassen.

Tabelle 3-1 zeigt mögliche Maßnahmen, um den solaren Deckungsgrad zu erhöhen. Diese Maßnahmen wurden nach ihrer Wirksamkeit bewertet, wobei die Aufstellung nicht abschließend ist. Im Folgenden werden die Optionen genauer dargestellt.

Tabelle 3-1: Maßnahmen von Solarhaushalten zur Erhöhung des Solarwärmeanteils

Maßnahme	Wirkung
Kollektor vergrößern	+++
Speichervolumen vergrößern	+++
Fußboden-/Wandflächenheizung nutzen (Niedertemperatur)	+++
Kombination mit Heizungsmodernisierung (Altbau)	++
Gebäudeenergieeffizienz steigern	++
Warmwasseranschluss für Haushaltsgeräte	++
Hydraulischer Abgleich der Heizungsanlage	++
Installation von Hocheffizienz-Umwälzpumpen	+
Lüftungs-/Heizverhalten ändern	+

3.1.1 Kollektorgröße

Weil eine Netzeinspeisung der Solarwärme in der Regel nicht möglich ist, gilt umso mehr, dass die Anlage auf den Eigenverbrauch ihrer Nutzer hin ausgelegt sein sollte. Dabei handelt es sich fast ausschließlich um Privathaushalte mit einer Haushaltsgröße von 3 bis 5 Personen (vgl. Kapitel 2.1.1). Im Sommer sollte der Warmwasserbedarf komplett solarthermisch gedeckt werden können, damit der Heizkessel ausgeschaltet bleiben kann.

Über das Jahr gerechnet ergibt sich damit in der Praxis ein solarer Deckungsgrad des Warmwasserbedarfs bis zu 60 % (vgl. Modellhäuser in Kapitel 2.1.4). Bei reinen

Warmwasseranlagen wird dafür eine Kollektorfläche von 1,2 bis 1,5 m² pro Person benötigt. Bei Kombianlagen wird 1 m² Kollektorfläche pro 10 m² beheizter Wohnfläche angesetzt (DGS 2012). Ein hoher solarer Deckungsgrad wie beim Solar60-Haus in 2-5- kann nur durch eine deutlich größere Kollektorfläche in Kombination mit einem größeren gut gedämmten Pufferspeicher ermöglicht werden.

3.1.2 Pufferspeicher

Wärmespeicherung erlaubt eine deutlich verlängerte solare Nutzungszeit. Entscheidend für die Höhe des möglichen Selbstversorgungspotenzials (solarer Deckungsgrad) ist u. a. das Wasservolumen des Pufferspeichers.³² Reine Warmwasseranlagen haben bezüglich der Speicherung den Vorteil, dass der Bedarf an Warmwasser im Jahresverlauf weitgehend unverändert bleibt und keine längerfristige Speicherung angestrebt werden muss. Besonders in Kombianlagen kann ein großer Pufferspeicher den solaren Deckungsgrad deutlich erhöhen. Durch kostengünstige und effiziente Speicher können die spezifischen Wärmegestehungskosten auch bei hohen solaren Deckungsgraden sinken (unveröff. Studie für BSW, 55).

Eine der Fördervoraussetzungen für Kombianlagen im Marktanreizprogramm ist folglich, dass pro Quadratmeter Bruttokollektorfläche ein Pufferspeichervolumen von mindestens 40 Litern (Flachkollektor) bzw. 50 Litern (Vakuumröhrenkollektor) vorhanden ist (BMU 2011b, 8).³³ Dabei handelt es sich um Mindestgrößen; für hohe solare Deckungsgrade sollte der Speicher größer dimensioniert werden. Je nach Dämmstandard des Hauses müssen wenigstens 50 l je m² Kollektorfläche installiert werden, um solare Deckungsgrade der Heizungsunterstützung zwischen 10 % und 30 % zu ermöglichen (vgl. Modellhäuser in Kapitel 2.1.4; vgl. DGS 2012). Für solare Deckungsgrade über 50 % in Neubauten sollte das Speichervolumen über 100 l je m² Kollektorfläche angesetzt werden.

Ein reiner Warmwasserspeicher (für Bedarf eines EFH) kostet ca. 1.500 Euro, bei größeren Speichern variieren die Marktpreise stark und liegen im Mittel um 1.600 Euro/m³ (unveröff. Studie für BSW, 52). Eine realistische Speichergröße für den reinen Warmwasserspeicher liegt zwischen 300 und 500 Litern, was dem zweifachen des Tagesbedarfs in einem Einfamilienhaus entspricht (DGS 2012).

Kombianlagen können mit einem „Kombispeicher“ oder mit zwei separaten Speichern für Warmwasser und Heizwärme betrieben werden. In EFH ist heute der Kombispeicher

³² Definition: Wasserspeicher mit einigen 100 bis zu mehreren 1.000 Litern Volumen, um von der Solaranlage erwärmtes Wasser (Trinkwasser, Heizungswasser oder beides) über einen längeren Zeitraum mit geringem Energieverlust warmzuhalten (ähnlich Thermoskanne).

³³ Durch saisonale Wärmespeicherung in Großspeichern (niedriger spezifischer Wärmeverlust) können im gesamten Jahresverlauf hohe solare Deckungsgrade erreicht werden. Als langfristiger Trend müsste dazu die Anbindung von Solarwärmeanlagen an Nahwärmenetze angestrebt werden.

gebräuchlich, für größere Anlagen in MFH wird ein separater Brauchwasserspeicher genutzt. Zweispeichersysteme haben wegen der größeren Oberfläche einen höheren Wärmeverlust. Im Kombispeicher wird der obere Teil ("Bereitschaftsvolumen") vom Brauchwasser durchströmt, welches über den Tauscher erwärmt wird. Der darunter liegende Teil des Speichers dient als Pufferspeicher für die Raumheizung. Nachteil: Die Speicherbereiche für Trinkwassererwärmung und Heizungspuffer lassen sich nicht getrennt laden.

Die Optimierung einer SW-Anlage bei Auslegung und Betrieb setzt ein hohes Maß an Erfahrung beim Planer wie Installateur voraus. Ein kontinuierliches Monitoring der Anlage (Temperaturverläufe) ist für einen hohen solaren Deckungsgrad wesentlich.

3.1.3 Niedertemperatur-Wärmeverteilung

Niedrige Vorlauftemperaturen führen zu einer Optimierung der Solarwärmeanlage und damit zu einer Erhöhung des Kollektorsertrages. Zusätzlich steigt auch der Wohnkomfort. Fußboden- oder Wandflächenheizung arbeiten mit niedrigen Vorlauftemperaturen. Bei Neubau oder im Zuge einer grundlegenden Gebäude- und Heizungsmodernisierung sollte daher der Einbau einer Fußboden- oder Wandflächenheizung geprüft werden.

3.1.4 Kombination mit Heizungsmodernisierung

Entscheidend für die anfallenden Investitionskosten ist auch der Zeitpunkt, zu dem eine SW-Anlage installiert wird. Idealerweise sollte die Option „Solarwärme“ in Erwägung gezogen werden, wenn ohnehin die Modernisierung der Heizungsanlage und der Austausch des Pufferspeichers anstehen.

3.1.5 Gebäudeenergieeffizienz

Langfristig wird von einem deutlichen Absinken des Wärmebedarfs ausgegangen. Verschiedene Studien, deren Basisjahre zwischen 2003 und 2010 liegen, prognostizieren in ihren Referenzszenarien bis 2020 einen Rückgang um 10 % des Raumwärmebedarfs privater Haushalte (unveröff. Studie für BSW, 28 ff.; vgl. auch Kapitel 4.1).

Solarhaushalte können durch energetische Gebäudesanierung ihren Raumwärmebedarf deutlich senken. Bei einer aufwendigen Komplettsanierung sind Reduktionen zwischen 50 % bis 70 % möglich (Dena 2010, 9). Dafür stehen Fördermittel der KfW bereit. Eine Solarwärmeanlage kann in sanierten Gebäuden einen prozentual deutlich höheren Anteil des Restwärmebedarfs decken (vgl. Kapitel 2.1.4). Eine solare Vollversorgung wäre aufgrund der saisonalen Schwankungen jedoch nur in Verbindung mit saisonaler Speicherung möglich,

beispielsweise in Solarsiedlungen oder bei Integration von größeren Wasserspeichern innerhalb des Gebäudes³⁴.

3.1.6 Warmwasseranschluss

Die vorhandene Solarwärme kann noch besser ausgenutzt werden, wenn Waschmaschinen und Geschirrspüler am Warmwasseranschluss eingesetzt werden. Während Geschirrspüler in der Regel problemlos am Warmwasseranschluss betreibbar sind, benötigen Waschmaschinen in der Regel ein spezielles Vorschaltgerät, da nur wenige Maschinen ab Werk dieses integriert haben. Es mischt das Warm- und Kaltwasser auf die benötigte Temperatur bzw. sorgt für den Warmwasserzufluss im Vor- bzw. Hauptwaschgang. Voraussetzung ist allerdings eine kurze Anschlussleitung zum Warmwasserspeicher, da sonst zu viel kaltes Standwasser aus der Rohrleitung einläuft, bevor das warme Wasser ankommt. Eine alternative Zirkulationsleitung verursacht zu hohe Wärmeverluste.

Eine direkte Kostenersparnis ergibt sich aus der Differenz zwischen den solaren Wärmegestehungskosten und der elektrischen Wassererwärmung im Gerät. Je höher der Strompreis desto größer die Ersparnis. Die Stromeinsparung pro Waschgang liegt zwischen 50 % und 80 %, je nachdem welche Waschtemperatur gewählt wird (dena 2012; BDE 2012). Die Solaranlage wird so gerade im Sommer besser ausgenutzt. Bei solar erzeugter (kostenloser bzw. ohnehin verfügbarer) Wärme lohnt sich bei kurzer Anschlussleitung vom Wärmespeicher zum Gerät ein Warmwasseranschluss in jedem Fall.

3.1.7 Hydraulischer Abgleich

Ein hydraulischer Abgleich dient der Optimierung der Heizungsanlage. Die Ventile werden auf den optimalen Durchfluss eingestellt, sodass eine gleichmäßige Wärmeverteilung (z. B. über alle Etagen und Heizkörper eines Hauses) erreicht und nicht Energie durch zu hohe Vorlauftemperaturen und hohe Pumpenleistungen verschwendet wird. Mit dem hydraulischen Abgleich wird Heizenergie (und damit Brennstoffkosten) eingespart. Die SW-Anlage kann in den Übergangsmonaten einen entsprechend höheren Anteil am Restwärmebedarf abdecken.

Sofern für eine Solarkollektoranlage zur Raumheizung neben der MAP-Basisförderung auch Boni beantragt werden, muss darum seit dem 1. September 2011 ein hydraulischer Abgleich der Heizungsanlage als Fördervoraussetzung durchgeführt worden sein. Dies gilt nicht, wenn lediglich die Basisförderung beansprucht wird (BMU 2011b, 8).

³⁴ Für eine 100% Beheizung eines Hauses ist ein großer (teil)saisonaler Wasserspeicher mit – abhängig vom Wärmebedarf – mehreren 10.000 Liter Wasservolumen beim Bau eines Hauses zentral zu integrieren, um die unvermeidlichen Wärmeverluste direkt in das Gebäude und nicht in die Umgebung abzugeben.

3.1.8 Hocheffizienz-Umwälzpumpen

In Verbindung mit dem hydraulischen Abgleich sorgen hocheffiziente, geregelte Umwälzpumpen im Solar- und Heizwasserkreislauf für einen reduzierten Pumpstrombedarf und höhere Wärmeerträge, da diese ihre Pumpleistungen entsprechend der benötigten Volumenströme anpassen können (z. B. während der Nachtabenkung oder bei geringem Wärmebedarf). Der Austausch amortisiert sich oft innerhalb von 2 bis 4 Jahren. Die Nutzung effizienter Umwälzpumpen sollte bei SW-Anlagen Standard sein, auch wenn erst seit dem 1. September 2011 der Einbau einer Hocheffizienzpumpe der Effizienzklasse A im Heizwasserkreislauf (und ein hydraulischer Abgleich) Voraussetzung für die MAP-Förderung geworden ist.

Für Hocheffizienzpumpen im Solarkreislauf wird im MAP ein „Solarpumpenbonus“ (nur zusammen mit der Basisförderung) von 50 Euro gezahlt.

3.1.9 Lüftungs-/Heizverhalten

Auch das Nutzerverhalten hat einen großen Einfluss auf die Frage, wie hoch der solarthermisch gedeckte Anteil am Wärmebedarf sein kann. Wenn beispielsweise der Nutzer im Sommer einige Wochen abwesend ist, wird die Wärmeproduktion der Anlage – da sie nicht anderweitig genutzt werden kann – herabgesetzt. Wärmeangebot und -nachfrage passen häufig nicht gut zusammen.

Insbesondere beim Warmwasserverbrauch sind Nutzungsänderungen durch den regelmäßigen Tagesablauf kaum umsetzbar. Anders im Bereich der Kombianlagen mit Heizungsunterstützung: Hier sollen keine Komforteinbußen entstehen, jedoch sollten die Nutzer vor allem in den Übergangsmonaten die Heizungssteuerung individuell so regeln, dass die SW-Anlage relativ lange einen hohen Anteil des Wärmebedarfs übernehmen kann. Praktisch bedeutet dies, dass gewünschte Raumtemperatur nicht zu hoch sein sollte³⁵, denn je höher diese ist, umso früher muss die konventionelle Heizung den Wärmebedarf ergänzen.

Bei sparsamem Heizverhalten kann gerade in den Übergangsmonaten ein höherer prozentualer Wärmeanteil solarthermisch gedeckt werden, weil dann der Heizkessel zur ergänzenden Wärmelieferung erst später zum Einsatz kommen muss. Als Faustregel gilt zudem, dass eine Änderung der Raumtemperatur um 1 Grad den Wärmebedarf um 6 % steigert oder senkt. Generell gelten auch die Empfehlungen, die Auskühlung der Räume durch Dauerlüften zu vermeiden und stattdessen das Stoßlüften anzuwenden.

³⁵ Empfohlen wird für Wohnräume eine Temperatur von 20 bis 21 °C, Schlafräume 17 °C und Badezimmer 22 °C.

3.2 Maßnahmen bei Solarstrom

Wie bei SW-Anlagen besteht auch bei der PV-Anlage die Herausforderung darin, einen hohen Teil des Stromverbrauchs in die Produktionszeiten der Photovoltaikanlage zu verlegen. Primär ist hier der Nutzer gefragt, um eine bessere Übereinstimmung von Lastverlauf und Leistungsangebot zu erreichen. Dies kann durch technische und organisatorische Lastmanagementmaßnahmen, Monitoring (Smart Metering) und Speicher erfolgen.

3.2.1 Lastmanagement

Um einen möglichst hohen PV-Eigenverbrauch zu realisieren, müssen der zeitliche Verlauf des Leistungsbedarfs und das Leistungsangebot³⁶ der PV-Anlage in hohem Maße übereinstimmen, d. h., der Strombedarf muss einen hohen Tagesanteil aufweisen. Dies ist jedoch in der Regel gerade bei PV-Anlagen auf Privathäusern eher selten der Fall.

Typischerweise liegt dort ein großer Teil des Strombedarfs in den Tagesrand- (morgens und abends) oder gar Nachtstunden, da tagsüber die meisten Haushaltsmitglieder durch Arbeit oder Schule abwesend sind. Abbildung 3-1 zeigt den Lastverlauf in einem Haushalt und demgegenüber das Leistungsangebot einer PV-Anlage im Tagesverlauf eines schönen Sommertages. Es wird deutlich, dass das Leistungsangebot der PV-Anlagen die meiste Zeit deutlich über dem Leistungsbedarf liegt, was in der Summe zu einem recht geringen Eigenverbrauch führt.

³⁶ Hierfür ist der Unterschied von Leistung (kW) und Arbeit (kWh) zu beachten. Eine PV-Anlage stellt bei Lichteinfall zunächst mehr oder weniger Leistung zur Verfügung. Die Summe der sich – ggf. sekundlich – ändernden Leistungswerte über eine Stunde ergibt erst die erzeugten kWh. Würde die Anlage über 1 Stunde in der Summe 3 kWh erzeugt haben und auch in dieser Stunde genau 3 kWh Strom benötigt worden sein, heißt dies nicht, dass der Eigenverbrauch 100 % beträgt. Die wäre nur dann der Fall, wenn die Last im Haushalt jederzeit exakt zum Leistungsangebot der PV-Anlage gepasst hätte. Dies ist in der Praxis eben nicht der Fall, weil der Leistungsbedarf häufig unter dem Angebot liegt (siehe Abbildung 3-1).

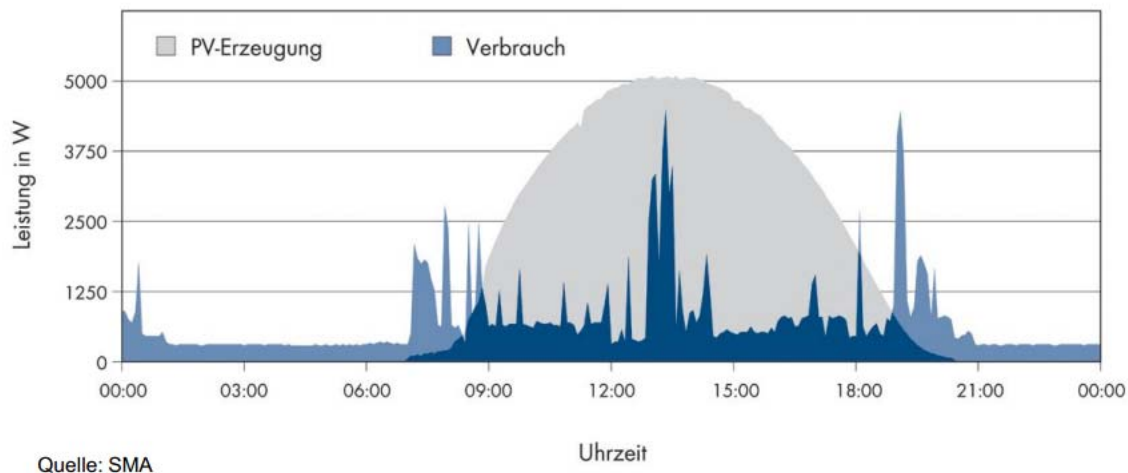


Abbildung 3-1: Tageslastprofil eines 4-Personen-Haushaltes im Vergleich zum Leistungsangebot einer 5 kW-Anlage an einem wolkenlosen Sommertag

Viele Stromanwendungen im Haushalt werden in den Tagesrandstunden oder gar nachts betrieben (z. B. Kühlgeräte, Beleuchtung, Umwälzpumpen, Kochen, TV/Audio/ITK und weitere Kleingeräte). So schätzen Untersuchungen das Lastverschiebepotenzial bei Haushalten nur auf 10 % bis 20 % des durchschnittlichen Haushaltsstromverbrauchs (z. B. Nabe et al. 2009, 175).

Untersucht man die typischen Stromverbrauchsanwendungen eines 4-Personenhaushaltes auf ihr Lastverschiebepotenzial in die Tagesstunden, so zeigt sich, dass bei Nutzung der vorhandenen Potenziale durchschnittlich etwa 40% (ggf. auch etwas mehr) des Stromverbrauchs über EV gedeckt werden könnten (siehe Tabelle 3-2), sofern bestimmte Stromanwendungen nach Möglichkeit während des Tages benutzt werden. Ohne bewusste Lastverschiebungen sind eher Deckungsgrade zwischen 20 % und 30 % des Stromverbrauchs realistisch.

Insbesondere thermische Speicher (Kühlgeräte) sowie Wasch- und Spülmaschinen können bei geeigneter Steuerung zur Lastverschiebung herangezogen werden. Auch die gezielte Steuerung von ggf. bereits vorhandenen elektrischen Warmwasserspeichern kann den EV zusätzlich erhöhen. Die gezielte Steuerung einer Wärmepumpe kann bei einem bereits vorhandenem und ausreichend großen Wärmespeicher ebenso zur Erhöhung der Lastverschiebung beitragen.

Tabelle 3-2: Stromverbrauch nach Anwendungen im Haushalt und Abdeckungspotenzial aus PV-Eigenerzeugung

	Strombedarf p.a.	Ohne Lastmanagement		Bei optimalem Lastmanagement		
Anwendungsbereich	[kWh]	jährliche Lastdeckung durch PV		[kWh]		Annahmen für Lastmanagement
Kühlen	460	30%	138	30%	138	
Gefrieren	260	30%	78	50%	130	Gezieltes Herunterkühlen tagsüber, weniger Strombedarf nachts
Kochen	444	10%	44	30%	133	Mit Zeitsteuerung
Spülmaschine	297	25%	74	70%	208	Mit Zeitsteuerung
Waschmaschine	255	25%	64	70%	179	Mit Zeitsteuerung
Trockner	413	20%	83	70%	289	Mit Zeitsteuerung
Beleuchtung	482	10%	48	10%	48	
TV / Audio	537	20%	107	20%	107	
Büro/IKT	585	40%	234	40%	234	
Umwälzpumpe	304	20%	61	30%	91	Abschaltung Nachts
Diverse	324	20%	65	30%	97	Nutzungsverschiebung im Einzelfall
Kleingeräte	95	20%	19	30%	28	Nutzungsverschiebung im Einzelfall
	4456		1015		1683	

Quelle: Energieagentur NRW (Anteile Anwendungsbereiche), eigene Abschätzungen (EV-Abdeckung)

Bei der Beschaffung von größeren Haushaltsgeräten (weiße Ware) wäre darauf zu achten, dass diese über eine integrierte Zeitsteuerung verfügen, da mit einer einfachen Stecker-Zeitschaltuhr in der Regel die elektronisch gesteuerten Geräte nicht mehr eingeschaltet werden können. Bei Kühlgeräten gibt es aus dem mobilen Bereich Kühlschränke, die einen Kältespeicher integriert haben und so mehrere Stunden ohne Stromzufuhr überbrücken können. Kühlgerätehersteller wollen in Kürze Kühlgeräte für den Hausgebrauch auf den Markt bringen, die über eine programmierbare Zeit-/Temperatursteuerung verfügen.

Darüber hinaus können Haushalte nach Möglichkeit versuchen, Anwendungen mit höherem Leistungsbedarf wie Kochen, Backen oder auch Staubsaugen in die Zeiten zu verlegen, wo die PV-Anlage entsprechende Leistung bereitstellt. Für die Nachtzeit sollte geprüft werden, welche Geräte wirklich zwingend nötig weiter betrieben werden müssen und nicht stattdessen ganz abgeschaltet werden können (z. B. Umwälzpumpen während der Nachtabsenkung).

Bei gewerblichen Anwendungen ist von vornherein darauf zu achten, dass auch die Anlagenspitzenleistung die Mindestlast in der Regel nicht übersteigt. So sind sehr hohe Eigenverbräuche bei hoher Wirtschaftlichkeit möglich, wenn insbesondere tagsüber ein hoher Strombedarf besteht, der gut zur Einspeisecharakteristik von PV-Anlagen passt. Exemplarische Lastverläufe für spezielle Einzelfälle (Supermarkt, landwirtschaftlicher Betrieb und Schule) zeigt Abbildung 3-2.³⁷

³⁷ Am Beispiel von mit einer PV-Anlage ausgestatteten Gewerbebetrieben mit Lastschwerpunkt am Tag, d. h. Supermarkt (mit 100 kW PV-Anlage), landwirtschaftlicher Betrieb (500 kW-Anlage) sowie Schule (200 kW-Anlage) wurde in einer Studie untersucht, welcher Eigenverbrauch dort realisiert werden kann. Ohne weitere Energiemanagement-Maßnahmen wurde beim landwirtschaftlichen Betrieb wegen der erheblichen Größe der Anlage (500 kW) nur ein „natürlicher EV“ von 10% ermittelt, während der Supermarkt dagegen auf fast 90% kam, die Schule noch auf 23% EV (EEG-EB IIc 2011, 149).

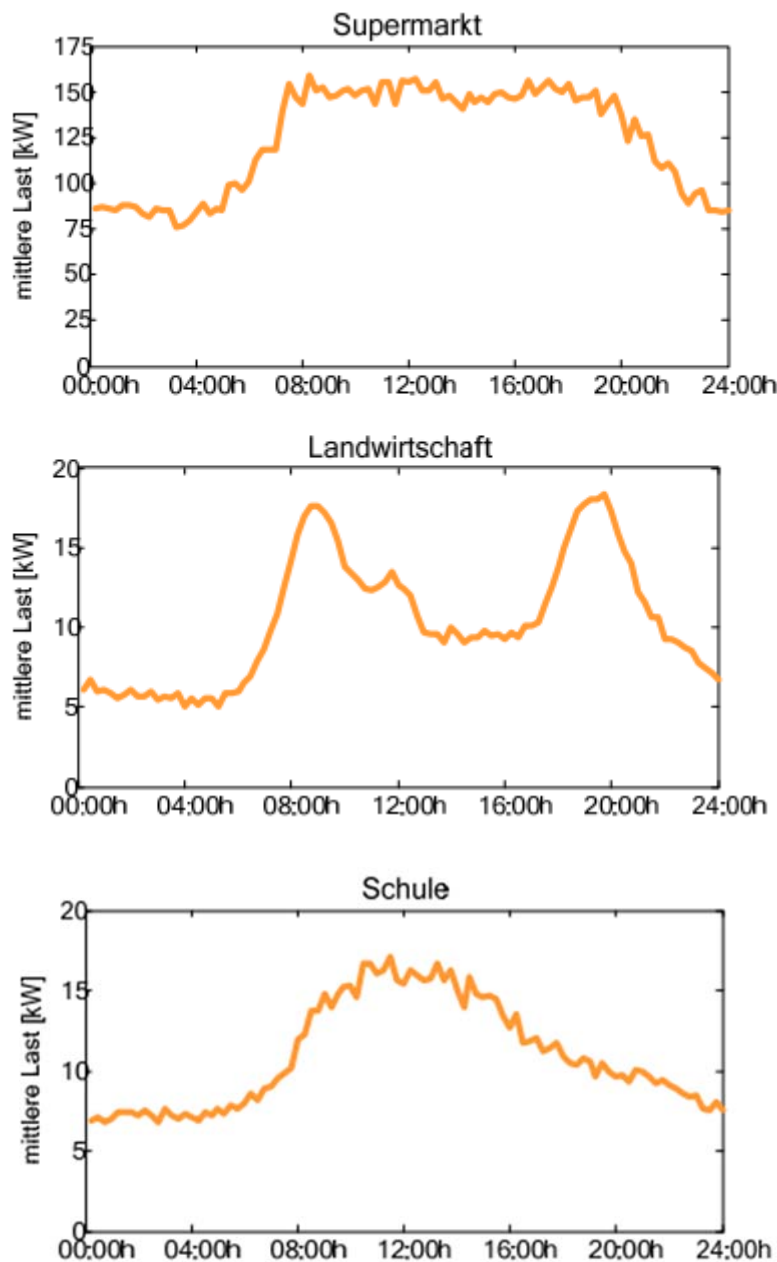


Abbildung 3-2: Mittlere Tageslastgänge für Supermarkt, Landwirtschaft und Schule

Quelle: (EEG-EB IIc 2011, 148)

Die exemplarisch dargestellten Lastverläufe bei Supermärkten, Landwirtschaft oder Schule (auch Verwaltung) zeigen eine sehr gute Eignung für einen hohen Eigenverbrauch, weil tagsüber die Last deutlich über der Nachthälfte liegt.

3.2.2 Smart Metering

Ein Smart Meter bzw. „intelligenter“ Zähler ist ein Zähler für Energie (hier Strom), der den aktuellen Stromverbrauch misst, die Verbrauchsdaten in digitale Signale umwandelt und sie in einem internen Speicher ablegt. Der Speicher kann über eine Datenfernabfrage vom Nutzer

oder Energieversorger ausgelesen werden. So stehen dem Anlagenbetreiber umfangreich Daten zur Verfügung, die er mit einem Computer und z. B. einem Tabellenkalkulationsprogramm auswerten kann. Diese Zähler sind in unterschiedlichen Modellen bereits verfügbar.

Ein „intelligenter“ Zähler ist eine wesentliche Voraussetzung zur Erzielung eines hohen Selbstverbrauchs, da neben der richtigen Anlagendimensionierung eine gute Kenntnis über den tatsächlichen Lastverlauf im Haushalt erforderlich ist. Diese Daten sollten über einen längeren Zeitraum gesammelt werden, da bei kleineren Anlagenleistungen schon der Parallelbetrieb z. B. von Waschmaschine und Spülmaschine dazu führen kann, dass trotz PV-Leistungsangebot Fremdstrom bezogen wird, weil die aktuelle Anlagenleistung (einstrahlungsabhängig) nicht ausreicht, um die abgeforderte Leistung bereitzustellen.

Einige Zweizegler – die bei EV sowieso benötigt werden, bringen diese Funktionalität bereits mit, sodass diese Zähler sowohl für die Abrechnung wie auch für die Auswertung genutzt werden können. Hieraus können dann gezielt Maßnahmen zur Lastverschiebung abgeleitet werden.

3.2.3 Weiterverkauf an Dritte bzw. Direktvermarktung

Eine Option zur Erhöhung des Eigenverbrauchs besteht in der direkten Strombelieferung anderer Abnehmer im gleichen Haus (z. B. Mieter) oder von Gemeinschaftsräumen (Keller, Treppenhäuser, Außenanlagen). Diese Abnehmer würden dann zu bestimmten Zeiten zusätzlich Solarstrom direkt verbrauchen. Denkbar ist auch die Versorgung direkt angrenzender Nachbarn (unmittelbare räumliche Nähe) über ein eigens dafür zu installierendes Versorgungskabel.

Damit das praktisch funktioniert, ist der richtige Anschluss der PV-Anlage (Wechselrichter, Phasen) innerhalb des Hausanschlusses zentral, und mit hohen Installationskosten für zusätzliche Zähler verbunden. Weiter ist auch die Abrechnung eines internen Stromverkaufs aufwendig, sodass heute daraus noch kein finanzieller Vorteil zu ziehen ist.

Der Teil des Stroms, der nicht selbst verbraucht werden kann, wird im Normalfall in das öffentliche Netz eingespeist und vergütet. Dieser Strom kann seit dem 1. Januar 2012 auch über das optionale Marktprämienmodell direkt an andere verkauft werden, wobei für den administrativen Mehraufwand für den Verkauf im Jahr 2012 eine „Managementprämie“ von 1,2 Cent/kWh gezahlt wird. Praktisch ist es für einen PV-Anlagenbetreiber aber kaum möglich, den Strom selbst am Stromgroßhandel anzubieten. Hierfür wird in der Praxis ein Wiederverkäufer benötigt, der Solarstrom von vielen PV-Anlagen einsammelt (poolt) und dann gesammelt vermarktet. Dieser wird dem PV-Anlagenbetreiber einen kleinen Teil der dann ihm zustehenden Managementprämie als Verkaufsanreiz weitergeben. Aus Sicht des Anlagenbetreibers ist jedoch der finanzielle Vorteil aus dieser Zwischenhändler-

Direktvermarktung gegenüber einer normalen Einspeisung mit wenigen Euro pro 1.000 kWh sehr gering, deutlich geringer als beim Eigenverbrauch des Solarstroms.

3.2.4 Batteriespeicher

Wie der Wärmespeicher bei SW-Anlagen, so bietet ein Batteriespeicher bei PV-Anlagen die Möglichkeit zur Erhöhung des Eigenverbrauchs. Am Markt werden daher bereits von verschiedenen Anbietern fertige Eigenverbrauchssysteme mit Batteriespeichern angeboten. Allerdings haben diese Speicherlösungen derzeit nicht nur absolut einen hohen Gesamtpreis von mehreren Tausend Euro, sondern auch relativ hohe spezifische Kosten je abgegebener Kilowattstunde Strom. Die spezifischen Kosten werden vor allem durch die Batteriekosten und deren Lebensdauer (Anzahl der Ladezyklen) bestimmt.

Solarbatterien (Blei-Säure) kosten derzeit etwa 150 bis 250 Euro je kWh Speichervolumen. Deren Lebensdauer weist eine große Bandbreite von einigen Hundert bis zu 2.000 Zyklen³⁸ auf. Entscheidend für die spezifischen Speicherkosten je Kilowattstunde ist die von einer Batterie bzw. Batteriepack am Ende tatsächlich erreichte Zyklenzahl. Verdoppelt sich diese bei gleichen Batteriekosten, halbiert sich der spezifische Preis für eine gespeicherte Kilowattstunde PV-Strom. Neben den Batteriekosten kommen noch Kosten für Laderegler, Spannungswandler 12 V / 230 V sowie Wandlungs-/Ladeverluste hinzu. In Sauer et al. (2011) wurden für verschiedene Anlagenkonfigurationen und Speichertechnologien die Speicherkosten ermittelt. Mit Blei-Säure-Batterien muss heute im Fall der 5 kW-Anlage und einem Batteriespeicher von 2 - 6 kWh Kapazität mit Speicherkosten im Bereich von etwa 40 Cent/kWh ausgegangen werden. Bei Einsatz von Lithium-Ionen-Batterien liegen die spezifischen Kosten heute mit ca. 60 Cent/kWh noch deutlich darüber (Sauer et al 2011, 83).

In welchem Maße und Tempo Batteriespeicher – wie von Experten erwartet – in Zukunft günstiger werden, lässt sich heute nur schwer abschätzen. Aktuell abschätzbar ist ein Kostenrückgang auf voraussichtlich 20 Cent/kWh. Diese spezifischen Speicherkosten könnten dann günstiger als die zu erwartenden Fremdstrombezugskosten sein.

Die Kosten für Speicherlösungen werden – ähnlich wie bei Elektrofahrzeugen – wesentlich von den Batteriekosten bestimmt. In unserem Beispiel (5 kW-Anlage und 4.800 kWh Stromverbrauch) liegt für einen höheren EV (15 bis 20 %-Punkte) bei gleichzeitig geringsten möglichen Speicherkosten die optimale Batteriekapazität im Bereich von 3-4 kWh.

Sollte künftig im Haushalt als Zweitfahrzeug auch ein E-Kfz zur Verfügung stehen, kann die gesteuerte Ladung der Batterie dieses Fahrzeugs zur Zeit der PV-Erzeugungsspitzen den EV in Abhängigkeit von der Fahrleistung erhöhen.

³⁸ Voller Entlade-Lade-Zyklus.

4 Potenziale für solare Selbstversorgung im Jahr 2020

4.1 Potenziale Solarwärme

Um die zukünftigen Eigenverbrauchspotenziale der Solarwärme zu ermitteln, wird davon ausgegangen, dass im Betrachtungszeitraum weiterhin fast ausschließlich kleine Gebäudeanlagen auf Ein- und Mehrfamilienhäusern genutzt werden. Bis 2020 ist Solarwärme weiterhin vollständig dem Eigenverbrauch zuzurechnen (vgl. Fußnote 1; vgl. unveröff. Studie für BSW, 184). Die Ermittlung des Selbstversorgungs-Potenzials entspricht dann der Frage, wie sich die installierte Kollektorfläche und der resultierende Wärmeertrag bis 2020 entwickeln werden. Der folgenden Potenzialeinschätzung liegt das Szenario „Forcierte Expansion“ (FE) (unveröff. Studie für BSW) zugrunde.

Tabelle 4-1 stellt die Eckdaten der Solarwärme im Jahr 2010 und die Ziele des Szenario FE für 2020 dar. Im Folgenden soll der erreichbare Anteil der Solarwärme am Wärmebedarf der Haushalte näher betrachtet werden.

Tabelle 4-1: Solarwärmenutzung 2010 und 2020³⁹

	2010	2020 (Szenario FE)
Installierte Leistung (GW)	9,8	27
Solarthermische Energieerzeugung (TWh)	4,2	14
CO ₂ -Einsparung p. a. (Mio. t CO ₂ -Äq.)	0,95	3,2
Anteil Solarwärme am Wärmebedarf der Haushalte (%)	0,69	2,7

Basis aller Szenarien ist – neben dem deutlichen Zubau an Kollektorfläche und Wärmeertrag – eine rückläufige Entwicklung des Wärmebedarfs im Haushaltssektor, der für 2010 bei 614 TWh liegt. Davon wurden 87 TWh für Warmwasser und 527 TWh für Raumwärme eingesetzt (AGEB 2011, 27). Die verwendete Studie vergleicht unterschiedliche Prognosen der Wärmebedarfsentwicklung in Haushaltssektor und unterscheidet die Annahmen in Referenzszenarien und Zielszenarien. Referenzszenarien rechnen mit einer Fortschreibung der aktuellen Klimapolitik, während Zielszenarien auf dem Bedarfsrückgang basieren, der für die Einhaltung der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung und der EU erreicht werden muss.

³⁹ Datenbasis: Unveröff. Studie für BSW, eigene Berechnung.

In den Referenzszenarien sinken der Raumwärmebedarf um 10 % und der Warmwasserbedarf um 5 % bis 2020. In den Zielszenarien wird sogar von einem Rückgang um 15 % (RW) und 15 % (WW) bis 2020 ausgegangen (unveröff. Studie für BSW, 40).

Tabelle 4-2 stellt den Wärmebedarf der Haushalte dar, der aus den zwei möglichen Bedarfsentwicklungen resultiert (Basisjahr: 2010). Bei einem niedrigeren Wärmebedarf kann die prognostizierte solarthermische Energieerzeugung von 14 TWh (Szenario FE) entsprechend höhere Anteile des Bedarfs decken. Sofern die Zielszenarien erreicht werden, könnten 2020 bereits 2,7 % des Wärmebedarfs der Haushalte solarthermisch gedeckt werden (gegenüber 0,7 % heute). Würde sich der Wärmebedarf gegenüber 2010 nicht ändern, könnten mit den angestrebten 14 TWh Solarwärme 2,3 % des Wärmebedarfs in den Haushalten gedeckt werden. Der gesamte solarthermische Ertrag wurde für 2020 (analog zur Berechnung für 2010, Kapitel 2.1.3) nur auf den Wärmebedarf im Haushaltssektor bezogen.

Tabelle 4-2: Solarwärme Versorgungsgrade für unterschiedliche Wärmebedarfe 2020⁴⁰

	Wärmebedarf Haushalte 2020 (TWh)	Selbstversorgungsgrad 2020 (%)
Gleichbleibender Wärmebedarf	614	2,3
RW -10 %, WW -5 % (Referenzszenarien)	558	2,5
RW -15 %, WW -15 % (Zielszenarien)	523	2,7

Tatsächlich soll die Solarwärme zunehmend auch die Wärmenachfrage der Sektoren GHD und Industrie decken. Das Szenario FE geht für 2020 davon aus, dass 0,4 % des Niedertemperatur-Wärmebedarfs der Industrie solarthermisch gedeckt werden können (unveröff. Studie für BSW, 190).

Aus technischer Perspektive ist die Entwicklung des Solarwärme-Eigenverbrauchs durch die zur Verfügung stehenden Dachflächen begrenzt. Vorliegende Studien sind zu sehr verschiedenen Ergebnissen hinsichtlich der verbleibenden Potenziale gekommen (unveröff. Studie für BSW, 110). Im Folgenden werden die Potenziale auf Wohngebäuden dargestellt.

Maßgeblich für Solarwärmeeinrichtungen ist jeweils eine bestimmte Mindestfläche für die Kollektoren, die mit 12,9 m² beziffert wird. Dafür sind zwischen 45 % und 55 % der Dachflächen geeignet. Zu berücksichtigen sind auch eventuelle Konkurrenzen zwischen PV und SW sowie die bereits mit PV bzw. SW belegten Dächer. Legt man den Gebäudebestand von 17,9 Mio. Wohngebäuden zugrunde, wären etwa 8 – 10 Mio. Dächer geeignet. Abzüglich der bereits belegten Dächer (ca. 1,5 Mio. PV und SW) verbleibt ein Restpotenzial zwischen 6,5 und 8,5 Mio. Dachflächen im Wohnbereich (ebda., 111).

Grundlage der Abbildung 4-1 ist eine Potenzialstudie von EuPD (in unveröff. Studie für BSW, 110). Auf den insgesamt 17,9 Mio. Wohngebäuden (davon 14,8 Mio. EFH und

⁴⁰ Datenbasis: Unveröff. Studie für BSW, eigene Berechnung.

3,1 Mio. MFH) ist eine Bruttofläche von 118 Mio. Quadratmeter (auf EFH) und 67 Mio. Quadratmeter (auf MFH) vorhanden. Davon werden 41,5 % als geeignet angesehen. Das geeignete Dachflächenpotenzial beträgt folglich 77 Mio. Quadratmeter. Aufgeteilt auf die Bundesländer bildet das Flächenpotenzial die Basis für Abbildung 4-1. Darauf wurde die in 2010 bereits installierte Kollektorfläche (vgl. Abbildung 2-2) bezogen. Abbildung 4-1 zeigt damit die jeweils prozentuale Potenzialausschöpfung in den einzelnen Bundesländern. In Deutschland sind demnach erst 18 % der Flächenpotenziale für Solarwärme belegt.

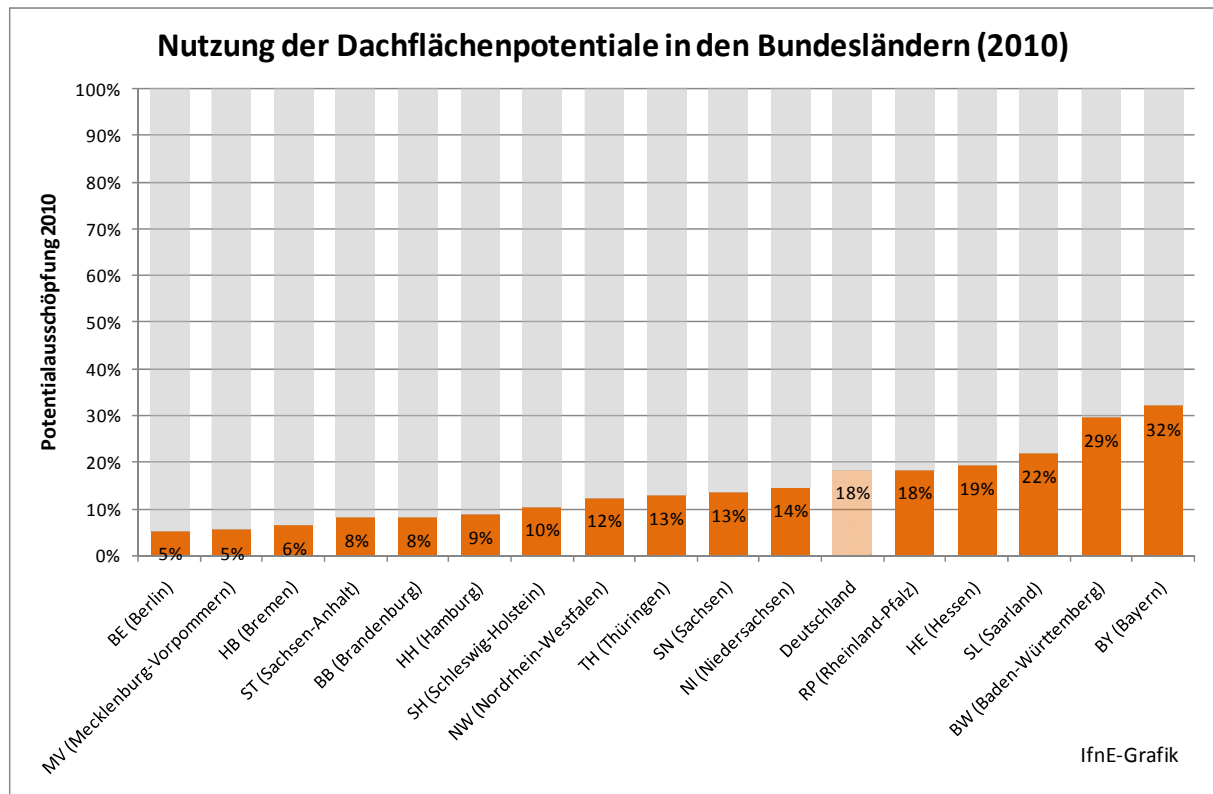


Abbildung 4-1: Ausnutzung der Dachflächenpotenziale für Solarwärme (2010)

Wenn mit einer installierten Leistung von 9,8 GW_{th} (2010) die Dachflächenpotenziale zu 18 % erschöpft sind, läge das maximal verfügbare Dachflächenpotenzial bei 54,4 GW_{th}. Das Szenario FE prognostiziert für 2020 eine installierte Leistung von 27 GW_{th} (vgl. Tabelle 4-1). Damit wären im Jahr 2020 rechnerisch 49,6 % der Dachflächenpotenziale belegt.

In der Studie für den BSW wird weiter ein Zubau von jährlich 100.000 PV-Anlagen (<10kW_{peak}; Basis 2010) berücksichtigt. Bis 2020 können trotzdem ca. 40 % der geeigneten EZFH mit Solarwärme belegt werden. Eine Konkurrenzsituation zwischen Photovoltaik und Solarwärme ist daher „allenfalls beim Investor in seiner individuellen Entscheidung sowie beim Handwerk anzutreffen“ (unveröff. Studie für BSW, 141).

Die Schlussfolgerung daraus lautet, dass die Verfügbarkeit von Dachflächen für den Betrachtungszeitraum (und darüber hinaus) keine Restriktion für den Zubau von Solarwärme darstellt.

4.2 Potenziale Solarstrom

Wie die Auswertungen zur Nutzung der Eigenverbrauchsregelung in den Jahren 2009 und 2010 zeigte, ist der Anteil der zur Eigenverbrauchsvergütung berechtigten Anlagen, die diese bereits nutzen noch gering (erst 4 % der 2009 in Betrieb gegangenen und dazu berechtigten Anlagen im Einspeisejahr 2009, Anstieg bei diesen Anlagen auf 7-8 % im Einspeisejahr 2010 und ca. 15 % Anteil bei den Neuanlagen des Jahres 2010). Mit gerade erst 4,9 Mio. kWh war die absolute Summe des abgerechneten Eigenverbrauchs noch verschwindend gering (0,1 % der gesamten PV-Stromerzeugung im Jahr 2009 (BNetzA 2011, 37)).⁴¹ Würden jedoch heute schon alle zur Eigenverbrauchsvergütung berechtigten Anlagen, die bis zum 31.12.2010 in Betrieb gegangen sind (5.217 MW) diese Option mit einer durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote von etwa 20 % nutzen, läge der gesamte Eigenverbrauch bei rund 1 TWh oder knapp 1 % des Haushaltsstromverbrauchs.

Mit dem erwarteten Zubau der PV-Leistung in den nächsten Jahren auf Basis der Zubaupfade der PV-Roadmap (2011) steigt auch das Eigenverbrauchspotenzial weiter an. Wird als Obergrenze unterstellt, dass 90% des nach 2010 erfolgten Leistungszubaus den Eigenverbrauch im Jahr 2020 auch praktisch nutzt, folgt daraus eine EV-Gesamtleistung von rund 36 GW (NAP) bzw. 52 GW (Dyn.) im Jahr 2020.⁴² Erhöht sich durch erfolgte Lastverschiebemaßnahmen und Lernprozesse die durchschnittliche Eigenverbrauchsquote leicht auf 25 %, dann könnte sich der mögliche Eigenverbrauch verachtfachen und rund 9 (NAP) bis 12 TWh (Dyn.) bzw. etwa 6 % bis 8 % des gesamten Haushaltsstromverbrauchs erreichen.

Sollte sich der Anreiz des Eigenverbrauchs stärker auf Lastverschiebemaßnahmen (und Nutzung von Batteriespeichern) ausgewirkt haben, und so die durchschnittliche EV-Quote auf 30 % angestiegen sein, entspräche dies sogar 10 bis 15 TWh Eigenverbrauch (ca. 7 % bis 11 % des gesamten Haushaltsstromverbrauchs). Diese könnte sich wie in Abbildung 4-2 dargestellt auf die Bundesländer verteilen, wenn sich die leistungsbezogene Verteilung in den kommenden Jahren nicht grundsätzlich ändert.

⁴¹ Werte für 2010 waren zum Redaktionsschluss noch nicht zu ermitteln.

⁴² Zubau gegenüber 2010 bei NAP 34,2 GW und beim dyn. Szenario 52,2 GW.

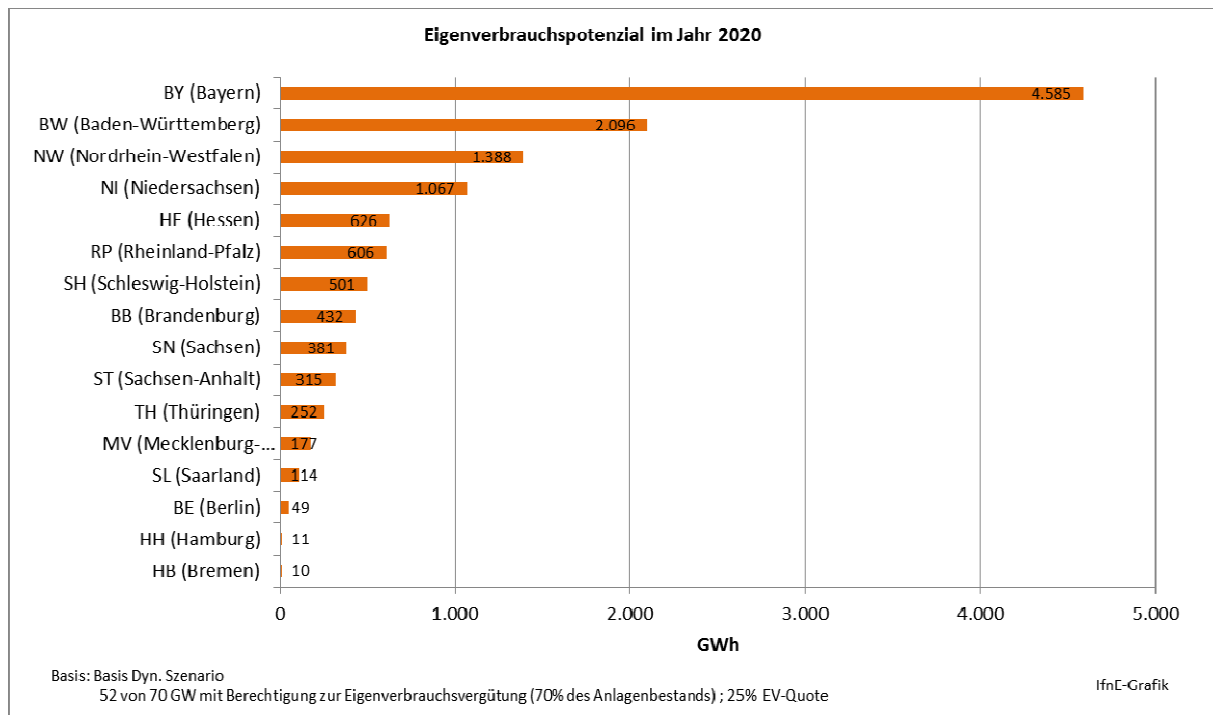


Abbildung 4-2: Eigenverbrauchspotenzial im Jahr 2020 verteilt nach Bundesländern (Anlagen mit Inbetriebnahmejahr 2009 bis 2020, Dyn. Szenario der PV-Roadmap 2020)

4.3 Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage nur über Eigenverbrauch

Der Betrieb einer PV-Anlage ist bei rein wirtschaftlicher Betrachtung nur dann sinnvoll, wenn entweder eine die Kosten der Anlage abdeckende Einspeisevergütung gezahlt wird, oder der Eigenverbrauch maximal gleich hohe Kosten verursacht, wie der Fremdbezug von Strom. Der nicht selbst verbrauchte Strom kann zusätzlich an Dritte verkauft werden. Durch den zu erwartenden Strompreisanstieg für Haushaltskunden und die weiter sinkenden Einspeisevergütungen für Solarstrom nimmt die für den wirtschaftlichen Betrieb mindestens zu erreichende Eigenverbrauchsquote in den kommenden Jahren kontinuierlich ab.

Beträgt die Quote – ohne Verkauf des nicht selbst verbrauchten Strom zu Stromgroßhandelspreisen - für Neuanlagen aus April 2012 noch 93 %, so sinkt der Wert bis zum Jahr 2020 auf voraussichtlich 34 %, sofern der Haushaltsstrompreis um jährlich 3 % steigt und die Vergütungen um durchschnittlich 9 % pro Jahr sinken. Wird zusätzlich der nicht selbst verbrauchte Solarstrom zum durchschnittlichen Börsenpreis an einen Aufkäufer verkauft, dann sinkt die Mindestquote von anfangs 90 % auf nur noch 11 %.

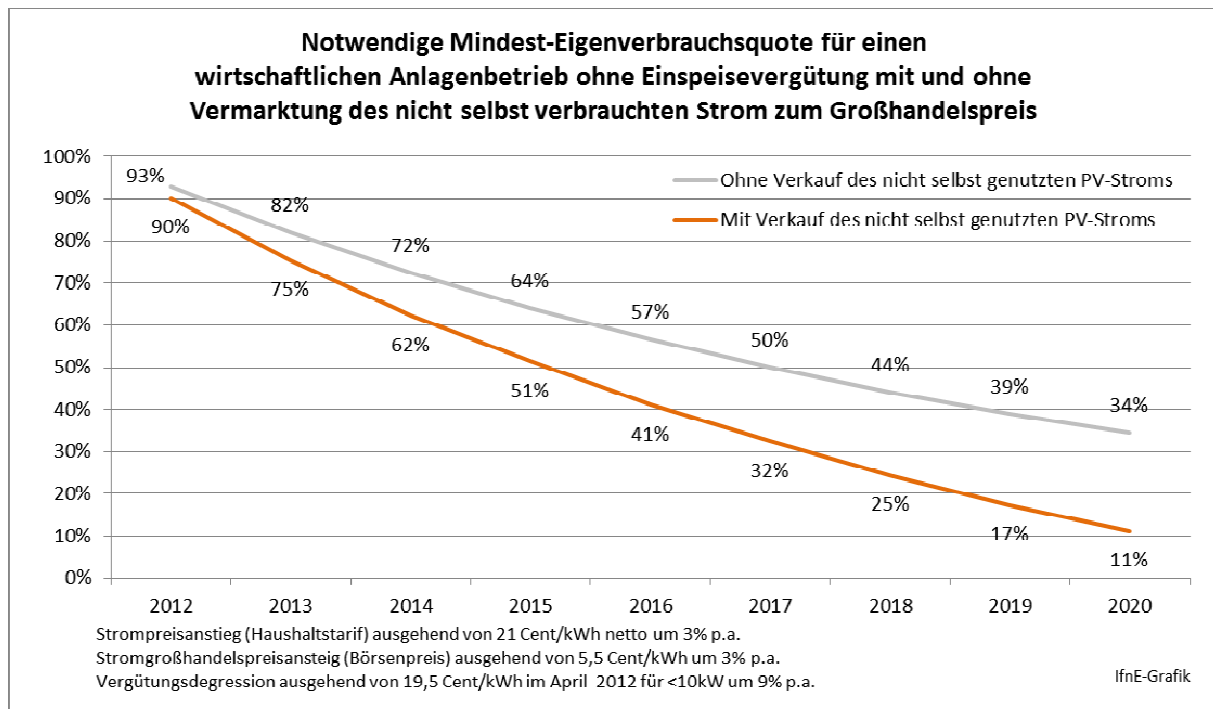


Abbildung 4-3: Notwendige Eigenverbrauchsquoten für einen wirtschaftlichen Betrieb einer PV-Anlagen ausschließlich über den Eigenverbrauch bis 2020

5 Einzel- und volkswirtschaftlicher Nutzen solarer Selbstversorgung

Zu den volkswirtschaftlichen Effekten aus dem Eigenverbrauch zählen insbesondere die resultierenden Strom- bzw. Brennstoffeinsparungen durch die Substitution fossiler Energieträger, die Einsparung damit verbundener Kosten und die Reduktion der CO₂-Emissionen, um dem Klimawandel entgegenzuwirken.

5.1 Reduzierung der CO₂-Emissionen und Einsparungen durch vermiedene Brennstoffimporte

5.1.1 Einsparungen bei Solarwärme

5.1.1.1 Einsparung von Primärenergieträgern 2010 und 2020

Solarthermische Wärme ersetzt zu 45 % Heizöl und zu 51 % Erdgas.⁴³ Der Herstellungsenergieaufwand von Solarwärmesystemen wird durch die Einberechnung der sogenannten Vorketten in Form eines Primärenergiefaktors für Solarwärme ($0,12 \text{ kWh}_{\text{prim}}/\text{kWh}_{\text{end}}$) berücksichtigt, welcher dann von den eingesparten fossilen Energieaufwendungen abgezogen wird (BMU 2011a, 103). Über die Primärenergie- und Substitutionsfaktoren⁴⁴ sowie die Umrechnung in Brennstoffeinheiten ergeben sich die Brennstoffeinsparungen, die in Tabelle 5-1 dargestellt sind. Die Tabelle enthält weiterhin die Brennstoffeinsparungen für die nach Szenario FE prognostizierte solare Wärmeerzeugung von 14 TWh in 2020 (vgl. Tabelle 4-1). Dieser Annahme liegt der Substitutionsmix nach UBA (2009) zugrunde, d. h., es wird unterstellt, dass die Solarwärme auch 2020 Heizöl, Erdgas, Fernwärme und elektrische Heizungen im selben Verhältnis wie 2010 verdrängt.

⁴³ Weiterhin ersetzt Solarwärme zu 1 % Fernwärme und zu 3 % Wärme aus elektrischen Heizungen. Beides sind keine Primärenergieträger, daher wird ihr Anteil wiederum über die Substitutionsfaktoren für Fernwärme und elektrische Heizungen (= fossiler Strommix) in Primärenergieträger umgerechnet. Dies führt dazu, dass die Solarwärme neben den traditionellen Brennstoffen für Einzelfeuerungsanlagen in geringem Umfang auch Steinkohle, Braunkohle und Atomkraft substituiert (vgl. Tabelle 5-1).

⁴⁴ Primärenergiefaktoren vgl. (BMU 2011a, 103). Die Substitutionsfaktoren stellen den Mix derjenigen fossilen Energieträger dar, die durch Solarwärme ersetzt werden (vgl. BMU 2011a, 24). Die Primärenergieeinsparung errechnet sich aus den Substitutionsfaktoren multipliziert mit dem Primärenergieeinsatz der substituierten fossilen Energieträger abzüglich Primärenergieeinsatz für die erneuerbare Wärmebereitstellung.

Tabelle 5-1: Brennstoffeinsparungen in Einheiten Primärenergieträger (2010 und 2020)

Energieträger	2010 (Erzeugung SW: 4,2 TWh)	2020 (Erzeugung SW: 14 TWh)
Heizöl (in Mio. Liter)	203	673
Erdgas (in Mio. m ³)	237	787
Steinkohle (in kt)	3	11
Braunkohle (in kt)	23	75
Atomkraft (in GWh)	54	178

In den einzelnen Solarwärmeanlagen wird natürlich jeweils nur ein Energieträger, ganz überwiegend Erdgas oder Heizöl, substituiert.

5.1.1.2 Vermiedene Energieimporte 2010 und 2020

Die Energieträger Gas und Heizöl werden fast ausschließlich importiert. Durch die Brennstoffeinsparung mit Solarwärme geht darum zu einem hohen Anteil die Importabhängigkeit zurück, d. h., die Abhängigkeit von tendenziell steigenden, volatilen Energiepreisen wird reduziert. Dieser Trend wird sich 2020 durch eine weiterhin steigende Importquote fortsetzen. Tabelle 5-2 enthält die Importquoten und Energiepreise (Netto-Grenzübergangspreise), die im Referenzszenario der PV-Roadmap 2020 angenommen wurden. Sie dienen im Folgenden als Berechnungsgrundlage.

Tabelle 5-2: Importquoten und Energiepreise (Grenzübergangspreise)

Brennstoff	Importquote 2010	Importquote 2020	Energiepreise 2010 (€₂₀₀₉/MWh)	Energiepreise 2020 (€₂₀₀₉/MWh)
Heizöl	97 %	97 %	36	50
Erdgas	84 %	87 %	20	30
Steinkohle	71 %	100 %	8	11
Braunkohle	0 %	0 %	-	-
Atomkraft	100 %	100 %	-	-

Quelle: PV-Roadmap (2011), 58; 74

Tabelle 5-3 zeigt die durch Solarwärme vermiedenen Energieimporte für die Jahre 2010 sowie 2020. Für die Prognose 2020 werden wiederum die Wärmeerzeugung des Szenario FE (vgl. Tabelle 4-1) sowie die Substitutionsfaktoren nach UBA (2009) angesetzt. Durch die steigenden Energiepreise nimmt der Wert der vermiedenen Energieimporte parallel zur höheren substituierten Wärmemenge zu. 2010 konnten Brennstoffimporte im Gesamtwert von 109 Mio. €₂₀₀₉ vermieden werden. Dabei handelt es sich um die un versteuerten Grenzübergangspreise, die Einsparungen beim Verbraucher sind um ein Vielfaches höher. Im Jahr 2020 haben die Energieimporte, die durch Solarwärme vermieden werden können, bereits einen Gegenwert von 525 Mio. €₂₀₀₉.

Tabelle 5-3: Durch Solarwärme vermiedene Energieimporte 2010 und 2020 (in €₂₀₀₉)

	Heizöl	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Atomkraft
Substituierte Primärenergie 2010 (GWh)	2.012	2.314	28	56	54
Vermiedene Brennstoffimporte 2010 (Mio. € ₂₀₀₉)	70,3	38,9	0,16	-	-
Substituierte Primärenergie 2020 (GWh)	6.685	7.654	94	187	178
Vermiedene Brennstoffimporte 2020 (Mio. € ₂₀₀₉)	324	200	1	-	-

Braunkohle wird vollständig in Inland gewonnen und trägt nicht zur Importvermeidung bei. Atomkraft wurde ebenfalls nicht weiter berücksichtigt, weil ihr Anteil nur über die sehr geringe Substitution elektrischer Heizungen überhaupt auftaucht und durch den Atomausstieg voraussichtlich noch deutlich niedriger ausfallen wird, als der Substitutionsmix von 2009 nahelegt. Die eingesparten Importkosten durch beispielhafte Einzelanlagen werden in Kapitel 5.2.1 dargestellt.

5.1.1.3 Reduzierung der CO₂-Emissionen

Die Reduktion der CO₂-Emissionen (bzw. CO₂-äquivalenter Emissionen) wird auf den Gesamtwärmeertrag aller solarthermischen Anlagen sowie auf die Anwendungsbeispiele aus Kapitel 2.1.4 bezogen dargestellt. Seitens des UBA (2009, 54; vgl. auch BMU 2011a, 58) wurde für die Solarwärme ein Vermeidungsfaktor von 225 g/kWh errechnet.⁴⁵ Dabei handelt es sich um den Quotienten aus vermiedener Emission und der Wärmebereitstellung aus einer Solarwärmeanlage. Auch hier werden also die Vorketten der Solarwärme einbezogen. Abbildung 5-1 zeigt die so errechnete und prognostizierte CO₂-Einsparung.

Die Werte liegen wegen des niedriger angesetzten spezifischen Kollektorertrages etwas unterhalb der vom BMU veröffentlichten CO₂-Einsparung durch Solarwärme im Jahr 2010 in Höhe von 1.168.000 t (BMU 2011a, 12). Dieser Wert wird aber mutmaßlich im Jahr 2012 auch mit dem im Rahmen dieser Studie angesetzten spezifischen Kollektorertrag erreicht werden können.

Das mittlere Szenario FE der noch unveröffentlichten Studie für den BSW geht für 2020 von 3,2 Mio. t CO₂-Einsparung aus. Ausschlaggebend für die eingesparten Emissionen ist neben dem Zubau von Solarwärme immer auch die Frage, welche fossilen Brennstoffe durch Solarwärme ersetzt werden. Wenn mehr Ölheizungen und weniger Erdgasheizungen ersetzt würden, würde sich dies ebenfalls in einer stärkeren CO₂-Reduktion niederschlagen.

⁴⁵ Der Vermeidungsfaktor entspricht der Rechnung (Substitutionsfaktoren (Solarwärme) * Emissionsfaktoren (fossil) abzgl. Emissionsfaktor (Solarwärme)).

Hintergrund ist der deutlich höhere Emissionsfaktor einer Ölheizung gegenüber der Gasheizung.

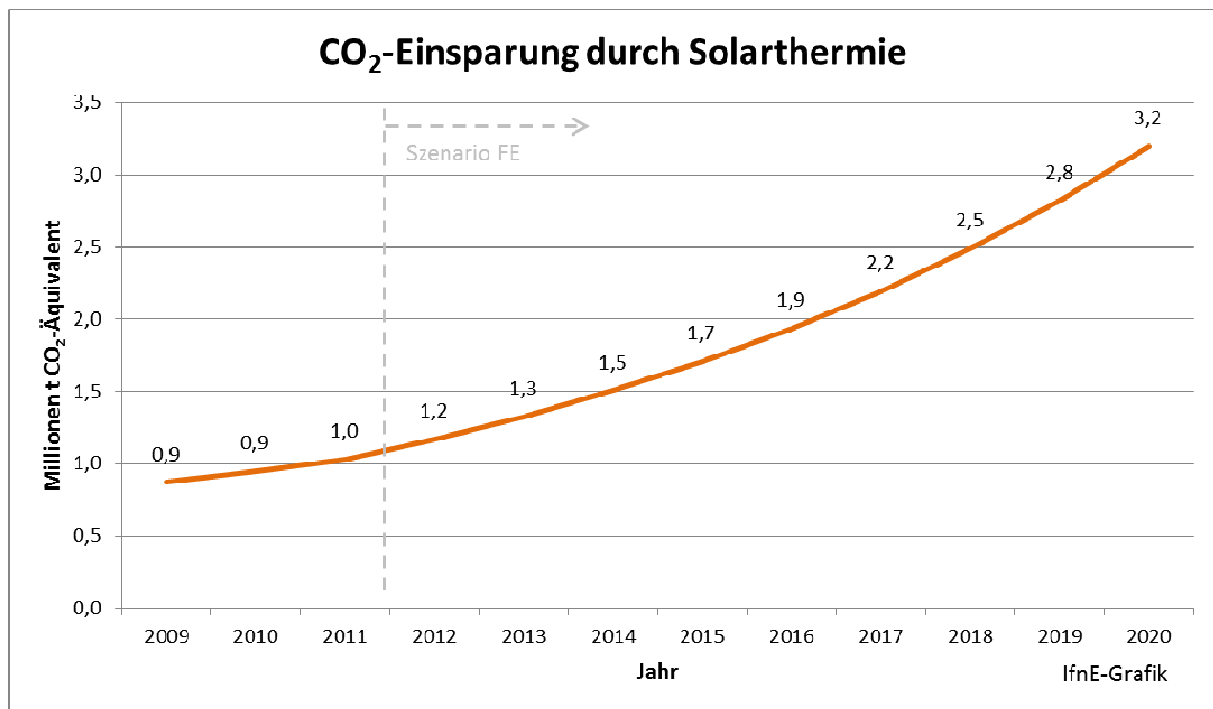


Abbildung 5-1: CO₂-Einsparung durch Solarwärme (2009-2020)

Bezogen auf Einzelanlagen wird jeweils nur ein Energieträger, fast immer Erdgas oder Heizöl, substituiert. Entsprechend werden für die Emissionsberechnung in Einzelfeuerungsanlagen die vermiedenen CO₂-Emissionen direkt aus den Emissionswerten des ersetzten fossilen Brennstoffs abzüglich der Emissionswerte des Solarwärme-Mix (71 g/kWh) generiert. Der Solarwärme-Mix in Abbildung 5-2 basiert auf den Beispielhäusern aus Kapitel 2.1.4, für die jeweils eine anteilige solare Deckung des Warmwasserbedarfs sowie des Warmwasser- plus Heizwärmebedarfs angenommen wird. Über die solaren Deckungsgrade (vgl. Abbildung 2-5 und Tabelle 2-2) wird der solare Anteil am Gesamtwärmebedarf ermittelt und daraus die eingesparten CO₂-Emissionen abgeleitet.

Die eingesparten CO₂-Emissionen sind in erster Linie vom eingesetzten Heizungssystem abhängig. Eine reine solare Warmwasseranlage kann im Einfamilienhaus (Altbau) im Jahr rund 450 kg CO₂ einsparen, wenn damit die Wärme einer Gasheizung ersetzt wird. Bei Substitution einer Ölheizung sind es sogar über 600 kg CO₂. Im Falle eines auf der EnEV 2009 basierenden KfW70 Hauses mit 60 % Anteil Solarwärme⁴⁶ können bis zu 1,8 Tonnen CO₂ vermieden werden. Abbildung 5-2 zeigt die CO₂-Reduktionen durch Solarwärme bei drei Einfamilienhausbeispielen.

⁴⁶ Zum Vergleich: Bei einer Flugreise Berlin-London fallen für Hin- und Rückflug ca. 540 kg CO₂ an. Der CO₂-Fußabdruck pro Person in Deutschland liegt bei ca. 11.000 kg CO₂/a.

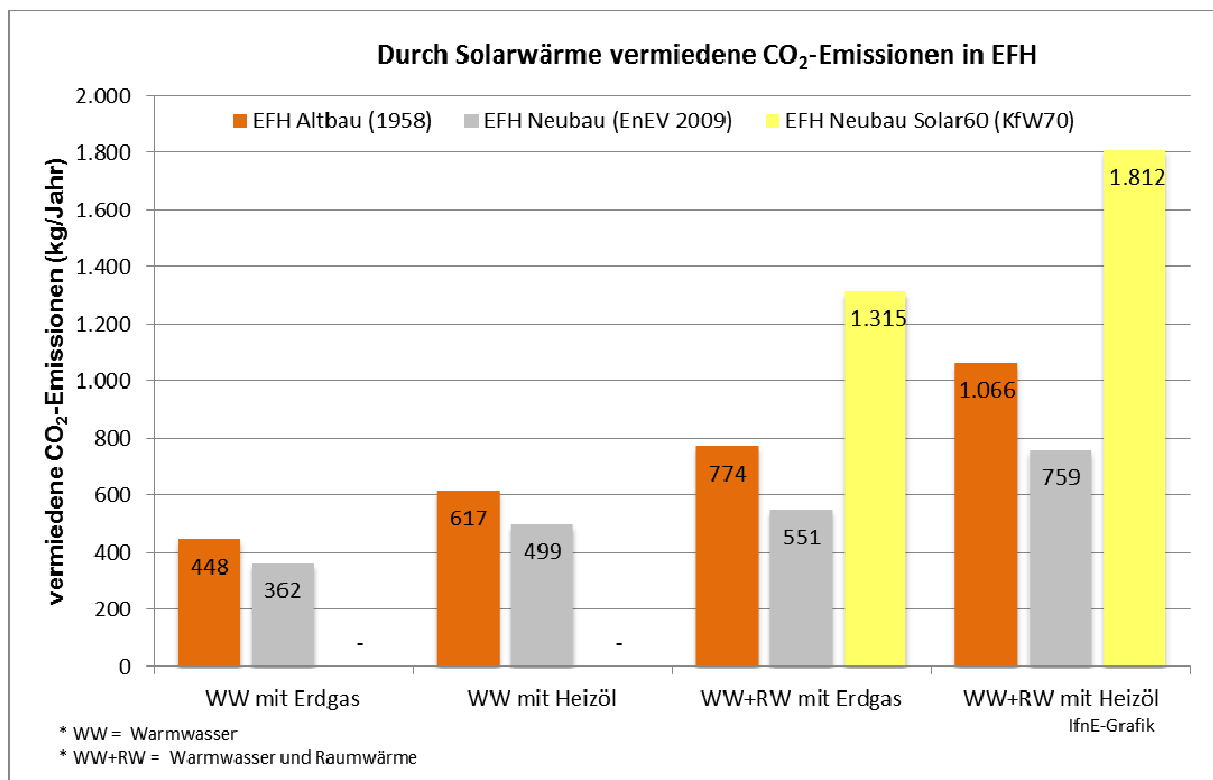


Abbildung 5-2: Durch Solarwärme vermiedene CO₂-Emissionen in Einfamilienhäusern

5.1.2 Einsparungen bei Solarstrom

Noch mehr als die SW trägt die solare Stromerzeugung zu der vom Gesetzgeber beabsichtigten Wirkung verminderter CO₂-Emissionen und geringeren Importen bei fossilen Brennstoffen bei. Spezifische Werte für vermiedene CO₂-Emissionen und Brennstoffimporte wurden bereits in der PV-Roadmap 2020 für den BSW (PV-Roadmap 2011, 57ff.) für die gesamte PV-Stromerzeugung ermittelt und in dieser Studie übernommen, da der hier im Fokus stehende PV-Eigenverbrauch nur eine Teilmenge der gesamten PV-Stromerzeugung darstellt, wie sie in PV-Roadmap 2020 (2011, 59) als Ausgangspunkt diente. Für den gesamten potenziell möglichen PV-Eigenverbrauch zeigt Abbildung 5-3 die damit verbundenen CO₂-Minderungen und Einsparungen bei fossilen Brennstoffimporten.⁴⁷

Im Jahr 2020 wären auf Basis des NAP-Szenario (Dyn. Szenario) rund 8,8 (12,7) TWh Eigenverbrauch möglich⁴⁸, wodurch die CO₂-Emissionen um rund 6 (9) Mio. Tonnen und der Wert der fossilen Energieimporte um rund 190 (260) Mio. €₂₀₁₀ reduziert würden.

⁴⁷ Diese Werte sind eine Teilmenge der gesamten PV-Stromerzeugung, wie sie in der PV-Roadmap 2020 (PV-Roadmap 2011) ermittelt wurden. Gesamteinsparung der Importe im Jahr 2020: 1,1 (1,4) Mrd. €₂₀₁₀.

⁴⁸ Unterstellte durchschnittliche EV-Quote: 25 %.

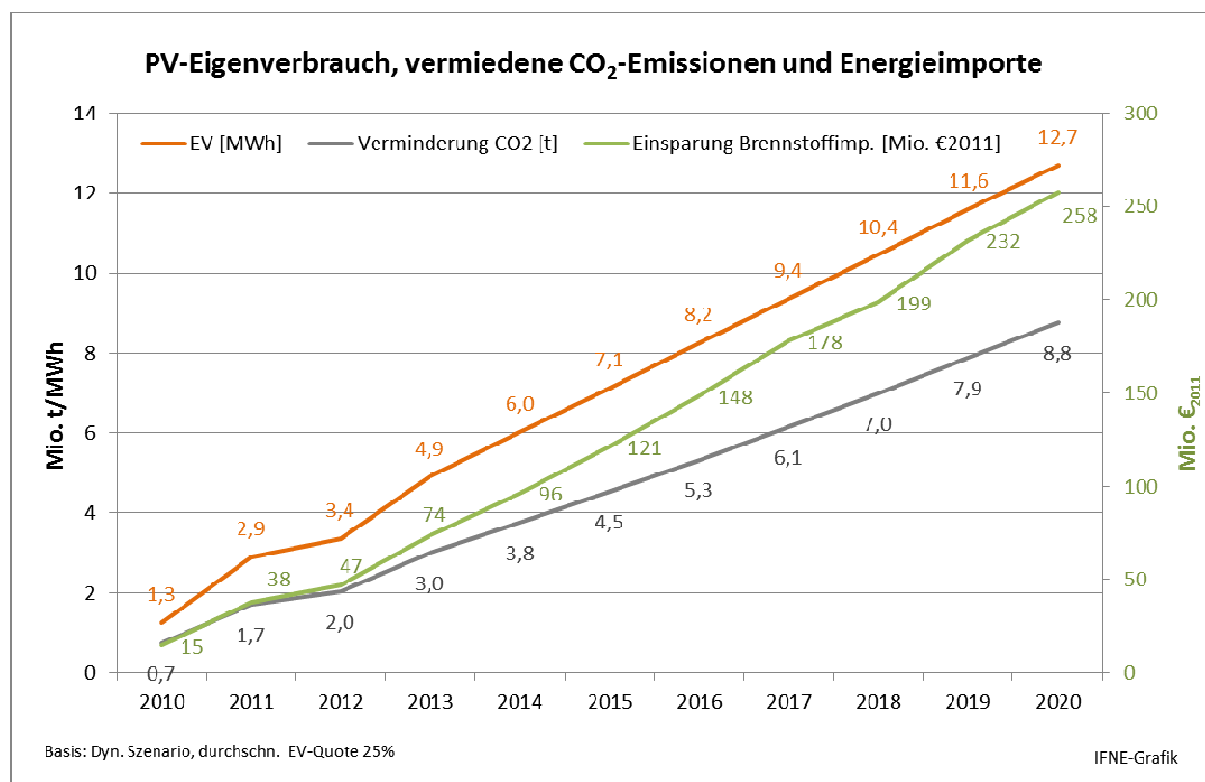


Abbildung 5-3: Potenziale des PV-Eigenverbrauchs und Wirkung auf CO₂-Minderung und Einsparung fossiler Energieimporte (Dyn. Szenario der PV-Roadmap 2020)

Heruntergebrochen auf den Eigenverbrauch im Einzelfall (Haushalt oder Gewerbe) sind die verminderten CO₂-Emissionen und die vermiedenen Kosten für Brennstoffimporte geringer. Sie stellen auch wiederum nur eine *Teilmenge* der insgesamt durch die Stromproduktion dieser Anlage vermiedenen CO₂-Emissionen und Importkostenverringerung dar. Bei den für EFH typischen Anlagengrößen bis 10 kW liegen die durch den EV vermiedenen CO₂-Emissionen im Bereich von etwa 1 Tonne CO₂ pro Jahr (vgl. Tabelle 5-4). Größere und gezielt auf hohen EV hin ausgelegte Anlagen können natürlich auch noch deutlich höhere CO₂-Einsparungen pro Jahr erzielen.

Tabelle 5-4: Vermiedene CO₂-Emissionen und Energieimportkosten durch PV-Eigenverbrauch für ausgewählte Anlagenbeispiele im Jahr 2020

Anlagen- größe [kW]	Erzeugung [kWh/a]	EV-Quote	EV [kWh/a]	CO ₂ - Vermeidung durch EV (2020) [kg/a]	verminderte Kosten bei Energieimporten (2020)
Inbetrieb- nahme					
3	2.910	39%	1.135	783	25 €
5	4.850	31%	1.504	1.037	33 €
7	6.790	26%	1.765	1.218	39 €
9	8.730	22%	1.921	1.325	42 €

Das große Potenzial der Solarenergie zur CO₂-Emissionsminderung für Hausbesitzer zeigt Abbildung 5-4. So können in einem Einfamilienhaus-Neubau nach EnEV 2009 durch den gemeinsamen Einsatz einer üblichen Solarwärme-Kombianlage (12,3 m²) und 5 kW-PV-Anlage⁴⁹ die jährlichen CO₂-Emissionen von rund 6 Tonnen auf nur noch 2 Tonnen gesenkt werden.

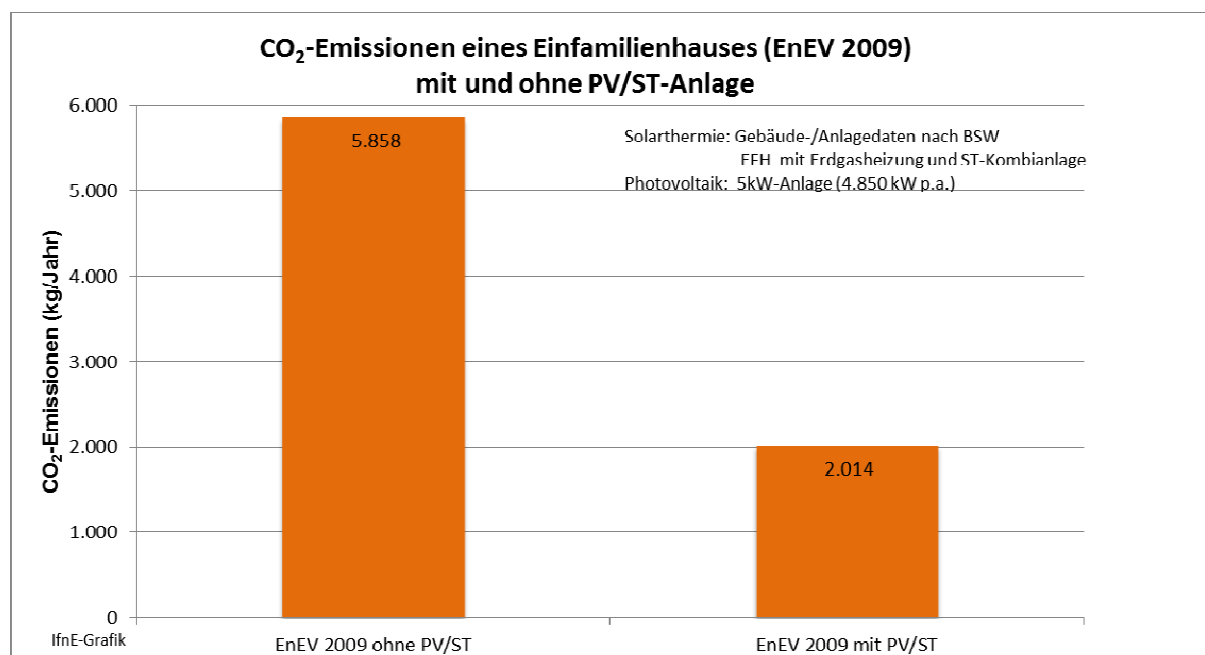


Abbildung 5-4: Potenzial zur CO₂-Minderung am Beispiel eines EFH-Neubaus nach EnEV 2009

⁴⁹ Analog zur Solarwärme wird die Stromerzeugung von 4.850 kWh/a vollständig auf die Emissionsminderung angerechnet.

5.2 Kostenvorteile für Anlagenbetreiber

5.2.1 Kostenvorteile bei Solarwärme

Das mit Abstand bedeutendste Anreizinstrument für den Eigenverbrauch der Solarwärme ist das Marktanreizprogramm (MAP). Solarthermische Kleinanlagen werden mit direkten und einmaligen Investitionszuschüssen unterstützt.⁵⁰ Über diesen sogenannten BAFA-Teil werden Anlagen bis 40 m² Kollektorfläche gefördert. Für größere Anlagen können zinsgünstige Kredite mit Tilgungszuschüssen im KfW-Teil beantragt werden. Das Fördervolumen des MAP fließt fast ausschließlich über den BAFA-Teil an Privathaushalte mit Kleinanlagen. Ein weiterer Anreiz für den Erwerb einer Solarwärmeanlage ergibt sich aus den deutlich gestiegenen Energiepreisen für Heizöl und Erdgas.

Die Privathaushalte beziehen neben „harten“ wirtschaftlichen Kriterien auch „weichere“ Aspekte, wie persönliche Unabhängigkeit und aktuelle Marktstimmungen oder Image einer regenerativen Wärmeversorgung bei der Investitionsentscheidung mit ein. Die Förderung leistet dann als „staatliche Belohnung“ wertvolle Motivationshilfe. So ist zu erklären, warum die MAP-Förderung trotz der im Vergleich zur Photovoltaik schlechteren Förderbedingungen gut angenommen wird.

Die Bedeutung der Förderung scheint jedoch zugunsten anderer Motivationsfaktoren abzunehmen, zumal bestimmte SW-Anlagen komplett aus dem MAP herausfallen sind. So werden Warmwasseranlagen und Anlagen in Neubauten (selbst wenn sie die Nutzungspflicht nach dem EEWärmeG übererfüllen) nicht mehr gefördert, werden aber weiterhin als eine Möglichkeit zur Erfüllung der Anforderungen des EEWärmeG installiert.

Da bei Solarwärme nahezu in allen Fällen ein weiteres konventionelles Heizsystem installiert ist, sind als Ersparnis nur die tatsächlichen Brennstoffeinsparungen anzusetzen. Tabelle 5-5 enthält, basierend auf den Beispielhäusern aus Kapitel 2.1.4, die eingesparten Erdgas- und Heizölmengen sowie die eingesparten Brennstoffkosten jeweils für den Anwendungsfall Warmwasser- und Kombianlage.

⁵⁰ Derzeit 90 Euro/m² Kollektorfläche plus ggf. eine Bonusförderung (Kesseltauschbonus, Kombinationsbonus, Effizienzbonus).

Tabelle 5-5: Primärenergie- und Kosteneinsparungen durch Solarwärme in Beispielanlagen (2010)

	Substitution Primär- energie Gas (m ³ /a)	Substitution Primär- energie Heizöl (l/a)	Eingesparte Kosten Gas 2011 (in € ₂₀₁₁ /a)	Eingesparte Kosten Heizöl 2011 (in € ₂₀₁₁ /a)	Eingesparte Kosten Gas 2020 (in € ₂₀₁₁ /a)	Eingesparte Kosten Heizöl 2020 (in € ₂₀₁₁ /a)
EFH alt (1958): WW	179	189	116	154	155	214
EFH alt (1958): WW+RW	313	332	204	270	271	376
EFH neu (EnEV 2009): WW	146	154	95	125	126	174
EFH neu (EnEV 2009): WW+RW	221	234	144	191	191	265
EFH Solar60 (EnEV 2009, KfW70): WW+RW	749	737	487	600	648	828
MFH (alt+neu): WW	1.598	1.692	1.040	1.378	1.383	1.915
MFH (alt+neu): WW+RW	2.079	2.201	1.353	1.792	1.799	2.491

Quelle: unveröff. Studie für BSW; eigene Berechnungen

Die Mengen der substituierten Primärenergieträger (Spalten 2 und 3) wurden aus der noch unveröffentlichten Studie für den BSW übernommen.⁵¹ Die eingesparten Brennstoffkosten (Spalte 4 und 5) beziehen sich auf die vom Besitzer einer Solarwärmanlage individuell eingesparten Brutto-Energiepreise. Grundlage sind die durchschnittlichen Energiepreise für private Haushalte in 2011 (BMW i 2012, Folie 26a). Weil der Kollektorertrag und auch die Anlagendimensionierung sehr konservativ bzw. klein angesetzt sind, kann davon ausgegangen werden, dass diese Kostenersparnis den Minimalwert darstellt.

Mit einer Solarwärmanlage nur für die Warmwassererzeugung, die in einem Einfamilienhaus (Altbau) installiert ist, kann der Hauseigentümer demnach knapp 190 Liter Heizöl einsparen, die er 2011 für durchschnittlich 154 € hätte kaufen müssen. In der Rechnung ist nur die reine Brennstoffeinsparung berücksichtigt; die Vorteile, die sich z. B. im Sommer durch die komplette Abschaltung der Heizungsanlage ergeben, sind nicht einbezogen. Durch die kontinuierliche Steigerung der Energiepreise erhöhen sich die Einsparungen von Jahr zu Jahr.

Der Einsatz von Solarwärme im Gebäudebestand steht bei aktuellen Anlagenpreisen und einer Gaspreissteigerung von 5 % p. a. bereits an der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit. Dies gilt insbesondere für das unsanierte EFH (Altbau) und die beiden MFH. Solarwärme lohnt sich – aus dieser Perspektive – besonders in älteren Bestandsgebäuden und könnte z. B. ein erster Schritt noch vor der kostenintensiveren Gebäudedämmung sein. Im Neubau liegen die Wärmegestehungskosten noch 6 % (Warmwasser) bzw. 13 % (Kombianlagen) über den Kosten der Wärmeerzeugung durch einen Gas-Brennwertkessel. Die Wirtschaftlichkeit im

⁵¹ Der Solarertrag für die Mehrfamilienhäuser in Tabelle 5-5 wurde über den spezifischen Solarertrag pro Quadratmeter Kollektorfläche ermittelt (vgl. unveröff. Studie für BSW, 86). Daher ist auch die Menge der Substitution der Primärenergieträger in alten und neuen MFH identisch. Die Einsparungen in den EFH wurden aus der unveröffentlichten Studie für den BSW (2011, 86) übernommen. Die Einsparung im Solar60-EFH wurde über den solaren Deckungsgrad von 60 % des Gesamtwärmebedarfs ermittelt.

EFH (Neubau) ist bei einer Steigerung der Gaspreise um 8 % p. a. erreicht, für die Kombianlagen werden mehr als 8 % benötigt (unveröff. Studie für BSW, 75, 85).

5.2.2 Kostenvorteile bei Solarstrom

Die im EEG 2009 eingeführte Eigenverbrauchsvergütung hatte u. a. den Zweck, die EEG-Differenzkosten⁵² durch für das EEG kostengünstigeren Eigenverbrauch von Solarstrom zu entlasten. Der Anreiz für den einzelnen Anlagenbetreiber, auf Eigenverbrauch zu setzen, ergibt sich daraus, dass die Summe der eingesparten Strombezugskosten (künftig steigend) plus der Eigenverbrauchsvergütung (20 Jahre konstant), die gegenüber der Einspeisevergütung (20 Jahre konstant) höher ist, als die Einspeisevergütung.

Trotz Abschaffung der Eigenverbrauchsvergütung zum 1. April 2012 ist der Solarstrom-Eigenverbrauch nach wie vor mit wirtschaftlichen Vorteilen verbunden, gerade weil bei Anlagen bis 10 kW⁵³ für 20 % des erzeugten Stroms grundsätzlich keine EEG-Vergütung mehr gezahlt wird. Dieser Pauschalabzug kann auch als notwendiger Pflichteigenverbrauch interpretiert werden. Mindestens diesen Anteil selbst zu verbrauchen lohnt auch wirtschaftlich: Da der Netto-Strombezugspreis im Jahr 2012 durchschnittlich bei 21 Cent/kWh liegen dürfte, entsteht aus 20 % Eigenverbrauch ein kleiner finanzieller Vorteil von 1,5 Cent/kWh, da die Einspeisevergütung mit 19,5 Cent/kWh bereits niedriger liegt. Mit dem weiteren monatlichen Abschmelzen der Einspeisevergütung und den ansteigenden Haushaltsstrompreisen (unterstellt wurden 3 % p. a.) wird sich dieser zunächst kleine Vorteil jedoch kontinuierlich vergrößern und für diese Anlagen (Inbetriebnahme April 2012) im Jahr 2020 bei etwa 7 Cent/kWh liegen (vgl. auch Abbildung 5-5). Neuanlagen im Jahr 2020 werden sogar einen voraussichtlichen Vorteil von über 17 Cent/kWh erzielen können.⁵⁴

Das gilt dann natürlich auch für jede kWh Eigenverbrauch, die die ohnehin nicht vergüteten 20 % Solarstrom übersteigt.

⁵² Betriebswirtschaftliche Mehrkosten der EEG-Stromerzeugung ggü. der konventionellen Stromerzeugung.

⁵³ Bei Anlagen zwischen 10 und 1.000 kW werden nur 10 % nicht mehr vergütet.

⁵⁴ Hierfür wurde eine durchschnittliche Degression von 9 % p. a. unterstellt und nicht 12 %, wie es nach dem EEG der Fall wäre. Hintergrund ist die Ansicht des BSW, dass diese hohe Degression nicht bis 2020 aufrechterhalten werden kann.

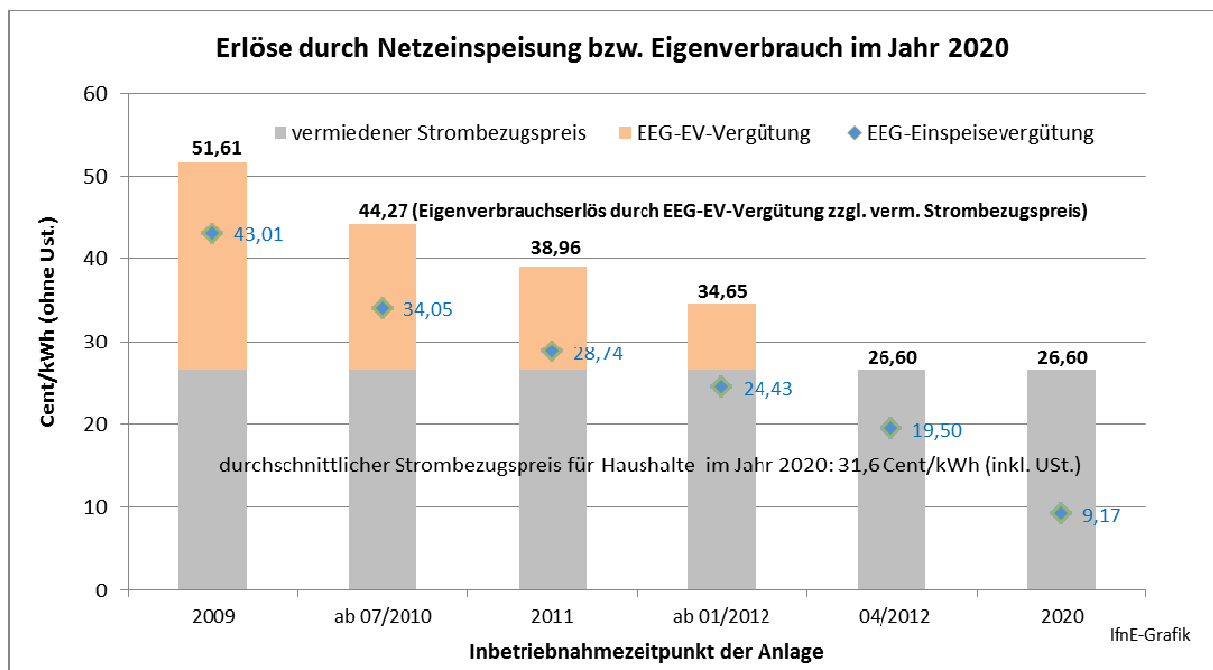


Abbildung 5-5: Erlöse durch Netzeinspeisung bzw. Eigenverbrauch für das Jahr 2020 (bis 10 kW)⁵⁵

Die zusätzlichen Installationskosten zur Messung des Eigenverbrauchs (Zweiwegezähler) betragen etwa 100 bis 200 Euro, bei nachträglicher Umstellung auf die EV-Vergütung kommen noch etwa 100 Euro Kosten durch den Netzbetreiber sowie die Installationskosten hinzu. Insgesamt entstehen so Kosten von etwa 300 bis 400 Euro. Diese sind von den über 20 Jahre insgesamt zu erwartenden Mehreinnahmen aus dem Eigenverbrauch abzuziehen. Weil aber die Mehreinnahmen in einigen Jahren aufgrund der Geldentwertung nicht mehr dem heutigen Geldwert entsprechen, werden sie mit 2 % p. a. auf ihren heutigen Wert (Barwert) diskontiert. Wie Abbildung 5-6 zeigt, liegt der reale zusätzliche Gewinn (bzw. Ersparnis gegenüber dem Strombezug aus dem Netz) über 20 Jahre im Beispiel der 5 kW-Anlage zwischen 100 und 4.400 €₂₀₁₂, abhängig vom Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlage und Höhe des Eigenverbrauchsanteils an der Gesamterzeugung.

⁵⁵ Die EEG-Vergütungssätze bleiben über die EEG-Laufzeit von 20 Jahren konstant. Da sich die Strombezugskosten aber in den nächsten Jahren weiter erhöhen werden (grauer Teil des Balkens), stellt diese Grafik nur eine Momentaufnahme für das Betriebsjahr 2012 dar, um die unterschiedlich hohen Nutzen des Eigenverbrauchs abhängig vom Inbetriebnahmejahr zu verdeutlichen. Steigende Strompreise vergrößern den Vorteil des Eigenverbrauchs weiter. Ein Ausblick auf das Jahr 2020 findet sich in Kapitel 4.2.

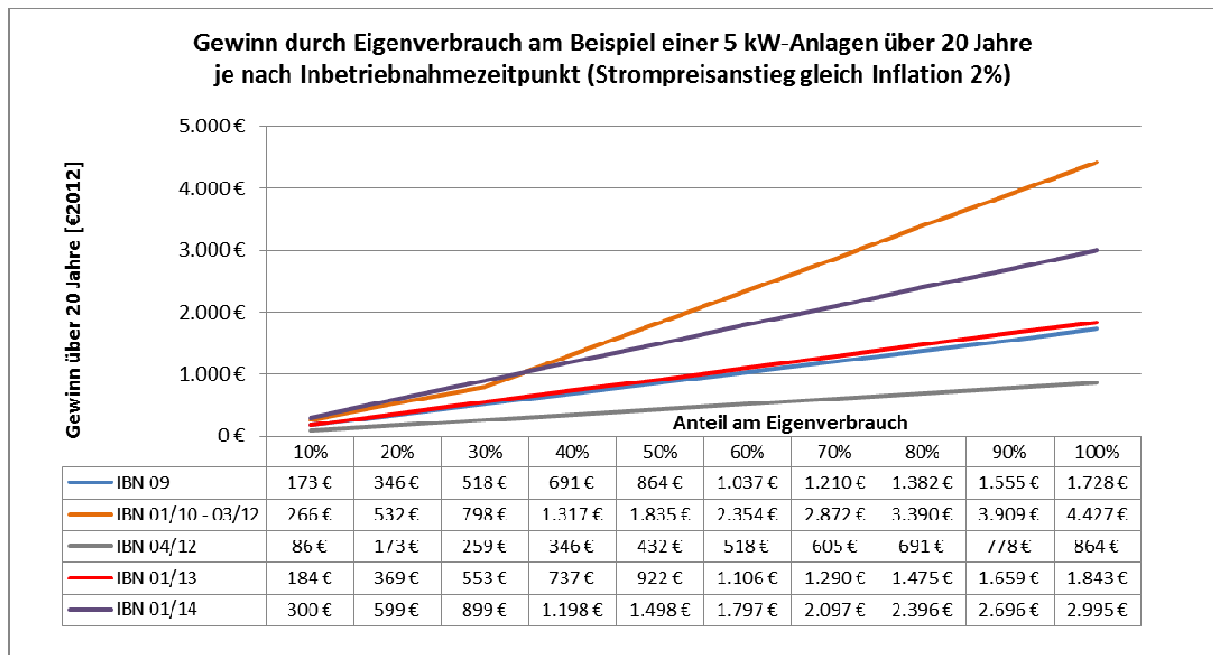


Abbildung 5-6: Ersparnis durch Stromselbstversorgung in Abhängigkeit von Anlagengröße, Eigenverbrauchsanteil und Inbetriebnahmezeitpunkt über 20 Jahre am Beispiel einer 5 kW-Anlage (4.800 kWh Verbrauch p. a.)

Ein hoher Eigenverbrauch ist damit nach wie vor ein erstrebenswertes Ziel für PV-Anlagenbetreiber. Dies gilt auch für größere gewerbliche Dachanlagen (über 10 kW), deren Einspeisevergütungssätze⁵⁶ nun bereits im Jahr 2012 für viele Gewerbebetriebe im Bereich oder unter den Fremdbezugskosten für Strom liegen dürften.

⁵⁶ Anlagen von 10 bis 1.000 kW erhalten anfänglich 16,5 Cent/kWh, > 1.000 kW sind es nur noch 13,5 Cent/kWh, d. h. auf dem vergleichbaren Niveau wie die bisherigen Differenzbeträge von Einspeise- zu Eigenverbrauchsvergütungssatz (16,38 / 12 Cent/kWh). Wirtschaftlich gesehen hat sich bzgl. des Eigenverbrauchs bei diesen Anlagengrößen zunächst nur wenig geändert und auch hier sinken die Einspeisevergütungssätze künftig weiter.

6 Zusammenfassung

6.1 Solare Selbstversorgung – wie ist der Stand?

Die solare Selbstversorgung mit Strom und Wärme ist insbesondere unter dem Aspekt einer möglichst hohen Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffen für Anlagenbetreiber erstrebenswert. Für den Bereich der Wärmeerzeugung wurde im Rahmen der Studie die Gesamtmenge der durch Solarwärmeanlagen bereitgestellten Wärme betrachtet. Für den Bereich der Stromerzeugung wurde der Teil der bereitgestellten Strommenge untersucht, der allein für den sogenannten Eigenverbrauch verwendet wurde. Diese Strommenge stellt damit im Jahr 2009/2010 nur einen minimalen Teil der durch PV-Anlagen erzeugten Gesamtstrommenge dar.

Rund 4 % der Haushalte haben bereits eine Solarwärmeanlage installiert und decken einen Teil ihres Wärmebedarfs mit Solarwärme. Insgesamt war 2011 eine thermische Leistung von 10,7 GW installiert. Beim Solarstrom war 2011 bereits eine Leistung von rund 25 GW installiert. Der Eigenverbrauch des selbst erzeugten Stroms bei Haushalten lag noch im Promillebereich, weil nur ein sehr kleiner Teil der berechtigten Anlagenbetreiber die Eigenverbrauchsregelung tatsächlich nutzte.⁵⁷

Während der Anteil der Solarwärme in dieser Globalbetrachtung über alle Haushalte mit 0,7 % noch sehr klein ist, kann er im konkreten Einzelfall jedoch bis zu 100 % betragen, sofern das Haus einen entsprechend ausgelegten (teil-) saisonalen Wärmespeicher hat. Die Selbstversorgungsgrade sind abhängig vom spezifischen Kollektorertrag sowie vom Wärmebedarf des Gebäudes. In der Praxis werden heute überwiegend solare Deckungsgrade zwischen 10 % und 50 % erreicht, je nachdem, ob es sich um eine reine Warmwasseranlage oder eine Kombianlage zur Warmwasser- und Heizungsunterstützung in einem gut gedämmten (meist neuen) Gebäude handelt (siehe Abbildung 2-5). Bei solarthermischer Heizungsunterstützung sind 8 bis 25 % die heutige Realität. Deutlich höhere solare Deckungsgrade im Bereich bis 60 % und mehr sind nur in gut gedämmten Gebäuden mit größer dimensionierten Solaranlagen in Verbindung mit größeren Wasserspeichern erreichbar. Der Restwärmebedarf wird in der Regel durch eine Heizöl- oder Erdgasheizung gedeckt, wobei auch andere Heizungstechniken möglich sind (Biomasse, Erdwärme).

⁵⁷ An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die statistischen Auswertungen zur solaren Selbstversorgung auf den aktuellsten öffentlich verfügbaren Daten für Photovoltaik und Solarwärme basieren. In vorliegenden Fall liegen vollständige Daten insbesondere für Photovoltaik bislang nur für das Jahr 2009 vor. Ein vollständiger, vor allem detaillierter Datensatz mit Einspeisedaten für das 2010 war zum Zeitpunkt der redaktionellen Fertigstellung dieser Untersuchung noch nicht verfügbar. Eine Trendanalyse war dennoch möglich, weil vollständige Daten von zwei Übertragungsnetzbetreibern bereits verfügbar waren.

Bei der Stromerzeugung aus PV-Anlagen kann durch die für Ein- und Zweifamilienhäuser typischen Anlagengrößen bis 10 kW ein solarer Selbstversorgungsgrad mit Strom von bis zu 40 % erzielt werden. In der Regel liegt der Wert jedoch deutlich niedriger im Bereich zwischen 10 % und 30 % **des Stromverbrauchs**. Bezogen auf die **Solarstromerzeugung** beträgt der Eigenverbrauchsanteil im Durchschnitt etwa 23 %, wobei eine große Bandbreite zu beobachten war (vgl. Abbildung 2-9 auf Seite 28). Im Jahr 2009 machten erst 4 % (66 MW) aller zum Eigenverbrauch berechtigten PV-Anlagen (3.735 MW) davon Gebrauch. Im Jahr 2010 werden es geschätzte 7 % aller berechtigten Neuanlagen (5.217 MW) sein, im Jahr 2011 voraussichtlich etwa 12 % der dazu berechtigten Anlagen. Von den Anlagen, die ab April 2012 in Betrieb gehen, werden 100 % Eigenverbrauch praktizieren, wenn man wirtschaftliches Handeln voraussetzt.

Sowohl bei Solarwärme als auch bei Photovoltaik führen die südlichen Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg hinsichtlich der installierten Anlagenzahl und Leistung die deutsche Rangliste an. Rund 50 % der gesamten jeweiligen Anlagenleistung ist in diesen beiden Ländern installiert. Bei der Solarwärme sind die Stadtstaaten die Schlusslichter, weil sich in Mehrfamilienhäusern die Vermieter bzw. die gesamte Eigentümergemeinschaft für eine solare Wärmeversorgung entscheiden müssten.

6.2 Welche Optionen zur Erhöhung der Selbstversorgung gibt es?

Solarthermische Anlagen erzeugen die Wärme ausschließlich für die Selbstversorgung, da es sich in der Regel um sogenannte Inselanlagen handelt, die in kein Wärmenetz einspeisen. Demgegenüber sind solare Stromerzeugungsanlagen in das Stromnetz eingebunden und können den erzeugten Strom jederzeit in das Netz einspeisen, wenn kein Eigenbedarf besteht. Weil der typische Lastverlauf bei Wärme und Strom in einem Haus/Haushalt nicht optimal zum saisonalen/täglichen Einspeiseprofil einer Solarwärme-/PV-Anlage passt, sind zur Erhöhung der solaren Selbstversorgung gezielte Maßnahmen durch den Anlagenbetreiber erforderlich.

Um den Grad der solaren Selbstversorgung zu erhöhen, bieten sich für Solarwärme und Photovoltaik unterschiedliche Optionen an. Grundsätzlich gilt es aber in beiden Fällen, eine Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch durch Lastverschiebung oder Speicherung zu erreichen.

6.2.1 Optionen bei Solarwärme

Solarthermische Anlagen sind nahezu immer Inselanlagen zur reinen Objektversorgung, die bisher ganz überwiegend auf Ein- und Zweifamilienhäusern und teilweise bei Mehrfamilienhäusern installiert wurden. Die Kollektorfläche ist so ausgelegt, dass auch in der Übergangszeit und sogar im Winter bei Sonneneinstrahlung eine Wärmegewinnung möglich ist. Im Sommer kommt es dadurch natürlich zu einem deutlichen Wärmeüberschuss, weil die

Wärmenachfrage zu klein und der vorhandene Wasserspeicher (bei reinen Warmwasseranlagen) nicht für größere Wärmemengen ausgelegt ist. Mit folgenden technischen und organisatorischen Möglichkeiten kann der Grad der Selbstversorgung erhöht werden:

- Die bedeutendste Maßnahme zur Erhöhung des solaren Deckungsgrades liegt in der **Vergrößerung der Kollektorfläche** in Verbindung mit einem wesentlich **größeren Wasserspeicher** mit mehreren Tausend Litern Volumen. Auf diese Weise kann der Grad der solaren Selbstversorgung mit Wärme auf bis zu 100 % vergrößert werden. Damit die Wärmeverluste nicht ungenutzt verpuffen, ist ein solcher Großspeicher – auch wegen seiner Größe – bereits bei der Konstruktion des Hauses als integraler Bestandteil zu berücksichtigen. In Deutschland zeigen zum Beispiel über 1.000 sogenannte Sonnenhäuser, dass dies problemlos möglich ist.
- Sehr hilfreich für hohe Solardeckungsgrade sind mit niedriger Temperatur arbeitende **Fußboden- oder Wandflächenheizungen**, die bei Neubauten oft zum Einsatz kommen, aber auch in Bestandsbauten bei Sanierungen nachträglich eingebaut werden können.
- Wesentliche Voraussetzung für einen hohen solaren Deckungsgrad ist ein **gut gedämmtes Gebäude**, weil durch geringe Wärmeverluste insbesondere in der Übergangszeit die Erträge der SW-Anlage länger und mit höheren Anteilen zur Bereitstellung der Restwärme beitragen können.
- Wichtig ist ein **hydraulisch optimal abgestimmtes Heizsystem** (in Verbindung mit hocheffizienten Umwälzpumpen), damit die meist konventionelle Heizung nicht gegen die SW-Anlage arbeitet bzw. zu hohe Vorlauftemperaturen erforderlich sind, um die gewünschte Raumtemperatur zu erreichen.
- Schließlich kann auch die Nutzung von solarthermisch erzeugtem Warmwasser in **Spül- und Waschmaschinen** den solaren Deckungsgrad erhöhen. Dies gilt insbesondere in den Sommermonaten, in denen ganz besonders Kombianlagen wegen der größeren Modulfläche Wärmeüberschüsse produzieren.
- Auch die gewünschte **Raumtemperatur** spielt bei Kombianlagen eine Rolle, da die konventionelle Heizung zur Lastdeckung früher mitwirken muss, wenn die Wärmeleistung der solaren Heizungsunterstützung nicht ausreicht. Richtiges Lüftungsverhalten und nicht zu hohe Raumtemperaturen sind hierfür förderlich.

Der nachträgliche Einbau einer SW-Anlage ist dann am kostengünstigsten, wenn dies in Verbindung mit einer energetischen Gebäude- bzw. Heizungssanierung verbunden werden kann.

6.2.2 Optionen bei Solarstrom

Je größer eine PV-Anlage ist (Leistung in kW), desto mehr Strom (Arbeit in kWh) kann sie produzieren. Damit steigt in der Regel⁵⁸ auch die als Eigenverbrauch verwendete Strommenge (solarer Deckungsgrad), obwohl die im EEG definierte Eigenverbrauchsquote (Anteil der selbst verbrauchten Strommenge zur insgesamt von der Anlage erzeugten Strommenge) dadurch kleiner wird (siehe Tabelle 2-8 auf Seite 31). Für eine hohe Eigenverbrauchsmenge ist somit eine größere Anlage vom Grundsatz her zunächst eine gute Voraussetzung.

Im Unterschied zu SW-Anlagen entstehen bei PV-Anlagen auch in der Regel noch keine ungenutzten saisonalen Erzeugungsüberschüsse in den Sommermonaten, da über das EEG eine Einspeisung in das öffentliche Stromnetz möglich ist und der Strom an anderer Stelle verbraucht wird. Die mit dem EEG 2009 eingeführte und zum 31. März 2012⁵⁹ wieder abgeschaffte gesonderte Vergütung für selbst verbrauchten PV-Strom macht die Selbstversorgung interessant, da hierdurch auf lange Sicht zusätzliche Einnahmen (s. u.) gegenüber einer reinen Netzeinspeisung möglich sind. Neuanlagen nach dem 1. April 2012 profitieren weiterhin von einem hohen Eigenverbrauch, da der Stromfremdbezug heute bereits teurer ist, als der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms. Die ab April 2012 gültige Einspeisevergütung liegt bereits etwa 1,5 Cent/kWh niedriger, als der durchschnittliche Netto-Strombezugspreis für das Jahr 2012.⁶⁰

Um einen hohen Eigenverbrauch in der Praxis zu realisieren, müssen genauere Kenntnisse über den tatsächlichen Lastverlauf beim Anlagenbetreiber vorliegen. Diese lassen sich in Verbindung mit einem („intelligenten“) elektronischen Stromzähler (auch Smart Meter) gewinnen. Dieser kann die zeitlichen Lastverläufe speichern und ermöglicht eine spätere computergestützte Auswertung. Im Wesentlichen bestehen dann **drei Optionen zur Erhöhung** des Eigenverbrauchs:

- Da gerade bei Haushalten der Lastverlauf der Strombedarfs häufig nicht besonders gut mit dem Leistungsangebot einer PV-Anlage korrespondiert (siehe Abbildung 3-1), ist die wichtigste Option das sogenannte **Lastmanagement**. Dabei wird der Einschaltzeitpunkt der Stromverbraucher im einfachsten Fall über Zeitschaltuhren in die Tageszeit verlegt, wenn die PV-Anlage Leistung bereitstellt. Das aktuelle einstrahlungsabhängige Leistungsangebot der PV-Anlage muss dabei beachtet werden, weil sonst die benötigte Leistung der elektrischen Anwendung (bei Wasch- und Spülmaschinen z. B. über 2 kW in der Aufheizphase) ggf. größer ist als die aktuelle Leistung der PV-Anlage. Dann wird trotzdem Strom vom Versorger

⁵⁸ Abhängig vom zeitlichen Verlauf des Strombedarfs (Lastkurve) beim Anlagenbetreiber.

⁵⁹ Nach Beschluss des Bundestages. Die Bundesratsbestätigung erfolgt erst Anfang Mai 2012 und kann noch zu Änderungen führen.

⁶⁰ 20% der erzeugten Strommenge wird bei Anlagen bis 10 kW (10 % über 10 kW) gar nicht mehr vergütet und pauschal abgezogen.

bezogen und der durch den Eigenverbrauch erzielbare Vorteil schwindet.

Mit einem guten Lastmanagement ist es beim Durchschnittshaushalt möglich, bis zu 40 % des Stromverbrauchs selbst über die PV-Anlage zu decken (siehe Tabelle 3-2). Als Faustregel muss die PV-Anlage dafür im Jahr etwa genauso viel Strom erzeugen können, wie Strom verbraucht wird. Das bedeutet, ein typischer Vierpersonen-Haushalt mit 4.800 kWh Stromverbrauch benötigt eine 5 kW-Anlage, die durchschnittlich diese Strommenge im Jahr erzeugen kann.

- Eine zweite Option besteht in der **direkten Strombelieferung anderer Abnehmer** im gleichen Haus (z. B. Mieter) oder von Gemeinschaftsräumen (Keller, Treppenhäuser, Außenanlagen). Denkbar ist auch die Versorgung direkt angrenzender Nachbarn über ein eigens dafür zu installierendes Versorgungskabel. Der richtige Anschluss und die Abrechnung dieser Variante sind allerdings aufwendig.
- Die dritte Möglichkeit besteht in der **Installation eines Batteriespeichers**. Hierfür gibt es am Markt mehrere Anbieter für fertige Lösungen. Die Größe des Batteriespeichers hängt zum einen von der Größe der PV-Anlage als auch vom Lastprofil im Haushalt ab. Bei dem Beispiel des Vierpersonen-Haushalts mit einer 5 kW-Anlage bewegt sich die optimale Batteriespeicherkapazität zwischen 3 und 4 kWh. Damit kann der Anteil des Eigenverbrauchs am selbst **erzeugten Strom** von etwa 40 % auf 50-60 % erhöht werden. Allerdings zu derzeit noch hohen Kosten von etwa 40 Cent/kWh⁶¹ aus dem Batteriespeicher, die parallel zu den prognostizierten Kostensenkungen bei Batterien künftig sinken könnten. Ergänzend dazu kann künftig ein ggf. auch im Haushalt vorhandenes Elektroauto gezielt geladen werden. Damit könnte der Eigenverbrauch weiter deutlich erhöht werden, da ein E-Kfz pro Jahr fahrleistungsabhängig leicht 3.000 kWh und mehr benötigt.

Der Teil des Stroms, der nicht selbst verbraucht werden kann, wird im Normalfall in das öffentliche Netz eingespeist und vergütet. Dieser Strom kann seit dem 1. Januar 2012 auch über das **optionale Marktprämienmodell** direkt an Dritte verkauft werden, wobei für den administrativen Mehraufwand des Verkaufs im Jahr 2012 eine „Managementprämie“ von 1,2 Cent/kWh gezahlt wird. Praktisch ist es für einen PV-Anlagenbetreiber aber kaum möglich, selbst den Strom im Stromgroßhandel anzubieten. Hierfür wird in der Praxis ein Wiederverkäufer benötigt, der Solarstrom von vielen PV-Anlagen aufkauft (sog. Pooling) und gesammelt vermarktet. Dieser wird dem PV-Anlagenbetreiber einen kleinen Teil der ihm zustehenden Managementprämie als Verkaufsanreiz weitergeben. Aus Sicht des Anlagenbetreibers ist jedoch der finanzielle Vorteil aus dieser Zwischenhändler-Direktvermarktung gegenüber einer normalen Einspeisung mit wenigen Euro bei 1.000

⁶¹ Der tatsächlich erreichbare Wert hängt neben den Batteriekosten wesentlich von der letztlich erreichten Lebensdauer (erreichte Vollladezyklen) der Batterie ab. Dafür müssten die gespeicherten und wieder entnommenen kWh über die Lebensdauer kontinuierlich gezählt werden.

verkauften kWh sehr gering, in jedem Fall deutlich geringer als beim Eigenverbrauch des Solarstroms.

Die Änderung der Solarstromvergütung zum 1. April 2012 mit Abschaffung der Eigenverbrauchsvergütung verpflichtet in der Praxis zu 20 % Eigenverbrauch bei Anlagen bis 10 kW, da für diesen Teil keine EEG-Vergütung durch den Netzbetreiber mehr gezahlt wird. In den meisten Fällen dürften bei nicht zu groß dimensionierten Neuanlagen diese 20 % auch erreichbar sein, sodass wegen der ggü. dem Strompreis niedrigeren EEG-Vergütung trotzdem noch ein wirtschaftlicher Vorteil erzielt wird. Dieser Vorteil ist zunächst deutlich kleiner als unter der alten Eigenverbrauchsvergütung, wird in der Zukunft mit weiter sinkenden EEG-Vergütungen bei Neuanlagen und steigenden Strompreisen aber anwachsen.

6.3 Ausblick 2020

Der gesamte Beitrag von Solarwärme und Solarstrom zur Eigenversorgung wird sich in den kommenden Jahren kontinuierlich weiter steigern. So kann sich der Beitrag der Solarwärme bis zum Jahr 2020 ggü. 2010 mehr als verdreifachen (siehe Tabelle 4-1 auf Seite 45). Insgesamt könnten rund 14 TWh Wärme erzeugt werden, die rund 700 Mio. Liter Heizöl und 800 Mio. m³ Erdgas sowie auch etwas Kohle und Atomstrom ersetzen (siehe Tabelle 5-1 auf Seite 52). Der Anteil der Solarwärme am Wärmebedarf der Haushalte könnte dann knapp 3% betragen. Doch damit wären die Potenziale noch lange nicht ausgereizt, da erst zwischen 40 und 50% der für Solarwärme als geeignet eingeschätzten Dachflächen belegt wären.

Auch bei Solarstrom wird der Beitrag zur Selbstversorgung in den kommenden Jahren deutlich anwachsen. Finanzielle Vorteile (trotz neuer Vergütungsregelungen ab dem 1. April 2012) machen den Eigenverbrauch kontinuierlich interessanter. Auf Basis des weiter erwarteten Zubaus bei Photovoltaik könnten im Jahr 2020 – je nach Zubau - bei einer durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote von 25% zwischen 8 und 15 TWh Strom selbst verbraucht werden. Das entspricht etwa 7 bis 10% des heutigen Haushaltsstromverbrauchs.

Auch der wirtschaftliche Betrieb einer PV-Anlage ohne Einspeisevergütung wird bei Neuinbetriebnahmen in den kommenden Jahren immer einfacher und ist spätestens im Jahr 2020 problemlos möglich. Voraussetzung dafür ist ein weiterer leichter Anstieg der Strompreise für Haushaltskunden und eine Kostendegression bei PV-Anlagen von durchschnittlich 9% pro Jahr. Dies gilt insbesondere dann, wenn der nicht selbst verbrauchte Strom zum Börsenpreis an Aufkäufer verkauft werden kann (vgl. Abbildung 4-3 auf Seite 50).

6.4 Was ist der Nutzen einer solaren Selbstversorgung?

An erster Stelle steht natürlich ein möglicher finanzieller Zusatznutzen durch den PV-Eigenverbrauch. Dort ist der selbst erzeugte Strom für Tarifkunden billiger als gekaufter Strom. Der gesamte finanzielle Zusatznutzen gegenüber einer Netzeinspeisung durch PV-

Eigenverbrauch kann heute bereits etwa 30 Euro und 2020 etwa 150 Euro pro Jahr⁶² betragen und wird mit steigenden Strompreisen künftig noch größer. Über 20 Jahre addiert und in heutigen Preisen bewertet, liegen die Zusatzerlöse zwischen knapp Hundert und mehreren Tausend Euro, je nachdem wie hoch die Eigenverbrauchsquote ist (siehe Abbildung 5-6 auf Seite 62).

Durch die Selbstversorgung mit Solarwärme können derzeit in den genannten Beispielhaushalten zwischen 140 und 270 Euro pro Jahr für Heizöl oder Erdgas eingespart werden (vgl. Tabelle 5-5 auf Seite 59). Im Solarhaus mit einem Deckungsgrad von 60 % können 500 bis 600 Euro für Erdgas oder Heizöl eingespart werden. Dieser Wert wird durch die zu erwartenden Preissteigerungen bei Heizöl und Erdgas künftig weiter anwachsen und den wirtschaftlichen Vorteil der Solarwärme weiter anheben, so dass im Jahr 2020 zwischen 350 und über 800 Euro Einsparung - je nach solarem Deckungsgrad - bei Erdgas oder Heizöl möglich sind (vgl. auch Tabelle 5-5 auf Seite 16).⁶³ Es ist hervorzuheben, dass die Solarwärme diese Werte trotz einer sehr geringen Förderung erreicht.

Hinzu kommt als wichtiger Klimaschutzbeitrag in beiden Fällen die Verminderung der CO₂-Emissionen durch den selbst erzeugten und verbrauchten Strom oder vermiedene Heizbrennstoffe. Im Haushaltsbeispiel liegt beim Eigenstromverbrauch die Emissionsreduzierung im Bereich von 1.000 kg pro Jahr, da ein hoher Anteil an Kohlestrom verdrängt wird. Durch die Solarwärme können weitere 450 kg bis über 1.000 kg hinzukommen, je nach Umfang der solarthermischen Unterstützung und Art des verdrängten Brennstoffs (Heizöl oder Erdgas). Im Solarhaus⁶⁴ mit 60 % Solarwärmeanteil können über 1.800 kg CO₂ vermieden und schon heute die Anforderungen an die Primärenergieeinsparung der EU-Gebäudestandards für 2019 erfüllt werden.

Auch bei einem „nur“ nach der EnEV 2009 errichteten Neubau können durch die Nutzung von Solarwärme und -strom die nutzungsbedingten CO₂-Emissionen um zwei Drittel von 6 auf 2 Tonnen pro Jahr gesenkt werden (vgl. Abbildung 5-4 auf Seite 57). Diese Reduzierung beim Neubau zeigt sehr deutlich das Potenzial für Hausbesitzer, CO₂-Emissionen über die gesetzlichen Anforderungen hinaus zu mindern.

Bezogen auf den gesamten in Deutschland durchschnittlich möglichen PV-Eigenverbrauch (25 %) könnten heute schon rund 2 Mio. Tonnen CO₂ vermieden werden und im Jahr 2020 etwa 6 Mio. Tonnen (siehe dazu Abbildung 5-3 auf Seite 56). Hinzu kommt der Beitrag der Solarwärme, der derzeit bei insgesamt etwa 1 Mio. Tonnen liegt und im Jahr 2020 über 3 Mio. Tonnen erreichen könnte (vgl. Abbildung 5-1 auf Seite 54). Dabei ist in den verwendeten

⁶² Durchschnittswerte für verschiedene Inbetriebnahmejahre, Eigenverbrauch bei einer 5 kW-Anlage anfangs 23 % und Anstieg bis 2020 auf 38 %, Strompreissteigerung bis 2020 von 3 % p.a..

⁶³ Werte in heutigen Preisen, realer Preisanstieg bei Erdgas 33% und Heizöl 38%.

⁶⁴ KfW70 auf Basis der EnEV 2009.

CO₂-Vermeidungsfaktoren bereits berücksichtigt, dass auch durch die Herstellung von Solarwärme- und PV-Anlagen CO₂-Emissionen verursacht werden.

Volkswirtschaftlich vorteilhaft wirkt sich auch die verminderte Abhängigkeit von Steinkohle-, Erdgas- und Erdölimporten durch die Substitution eines wachsenden Teils des Energiebedarfs durch Solarenergie aus. Politische und Preisrisiken können reduziert werden. Die Importkosten für diese Brennstoffe reduzieren sich deutlich. Durch alle erneuerbaren Energien konnten im Jahr 2010 insgesamt rund 7 Mrd. Euro an Energieimporten vermieden werden. Da die solare Selbstversorgung (PV+SW) nur einen kleinen Teil der gesamten erneuerbaren Energien in Deutschland ausmacht, ist der Wert folglich deutlich kleiner und liegt bei ca. 140 Mio. €₂₀₀₉. Im Jahr 2020 könnte dieser Wert aber bereits um die 700 Mio. €₂₀₀₉ liegen. Grund der Vervielfachung sind einerseits der Zuwachs an Solarwärme- und Photovoltaikanlagen sowie andererseits die steigenden Importpreise.

7 Literatur

- AEE (2012) Agentur für erneuerbare Energien: föderal erneuerbar. Bundesländer mit neuer Energie. Online unter <http://www.foederal-erneuerbar.de/startseite> , Abrufdatum: 15.01.2012.
- AGEB (2011) Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2009 und 2010.
- BDE (2012) Bund der Energieverbraucher: Waschmaschinen ans Warmwasser.
- BDEW (2011a) Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken vom 15. Dezember 2011.
- BDEW (2011b) Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Umsetzungshilfe zum EEG 2009. Empfehlungen für Netzbetreiber zur Umsetzung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) und der damit verbundenen Verordnungen. Version 2.0 vom 23. August 2011.
- BMU (2011a) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Berlin.
- BMU (2011b) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt vom 11. März 2011.
- BMU (2012) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) Erneuerbare Energien in Zahlen. Internet-Update ausgewählter Daten. Januar 2012. Berlin.
- BMW (2012) Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi. Stand 25.01.2012.
- BNetzA (2011) EEG Statistikbericht 2009 der Bundesnetzagentur. Bonn, März 2011.
- Böhnisch & Kelm (2007) H. Böhnisch; T. Kelm: Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2006 bis Dezember 2006.
- BSW (2012) Bundesverband Solarwirtschaft: Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarwärme).
- dena (2010) Deutsche Energieagentur: Wärme aus erneuerbaren Energien. Kosten sparen, Wohnwert steigern, Umwelt schonen.

- Dena (2012) Deutsche Energieagentur: Warmwasseranschluss für Waschmaschinen und Geschirrspüler.
- DGS (2012) Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie: Sonnenwärme. Online unter <http://www.dgs.de/137.0.html>
- DLR et al. (2010) DLR, Fraunhofer IWES, IfnE: Leitstudie 2010. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Studie im Auftrag des BMU.
- EEG-EB IIc (2011) IE Leipzig: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2011 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIc - Solare Strahlungsenergie.
- FronDEL et al. (2011) Manuel FronDEL, Peter Grösche, Nolan Ritter, Harald Tauchmann, Colin Vance: Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2006-2008. Im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums. 2011.
- Futterlieb (2011) Solarthermische Wärmeerzeugung - Rahmenbedingungen und Förderstrategien im regenerativen Wärmesektor in Deutschland und Spanien. <http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2011/3112/>
- IWU (2005) Institut Wohnen und Umwelt: Deutsche Gebäudetypologie.
- Langniß et al. (2004) Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2002 bis August 2004.
- Langniß et al. (2008) Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm). Kurzbericht für den Zeitraum Januar 2007 bis Dezember 2007.
- Langniß et al. (2010) Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2009 bis 2011. Evaluierung des Förderjahres 2009.
- Langniß et al. (2011) Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2009 bis 2011. Ergebnisse der Förderung für das Jahr 2010.
- Nabe et al. (2009) C. Nabe, C. Beyer, N. Brodersen, H. Schäfer, D. Adam, C. Heinemann, T. Tusch, J. Eder, C. de Wyl, J-H. vom Wege, S. Mühe: Einführung von last-variablen und zeitvariablen Tarifen“, Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Dezember 2009.
- PV-Roadmap (2011) Roland Berger Strategy Consultants, Prognos AG: Wegweiser Solarwirtschaft - PV Roadmap 2020. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Solarwirtschaft, 2011.
- Sauer et al. (2011) U. Sauer, M. Leuthold, D. Magnor, B. Lunz: Dezentrale Energiespeicherung zur Steigerung des Eigenverbrauchs bei netzgekoppelten PV-Anlagen. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW), Juli 2011.

- Sonnenhaus-Institut (2011) Effiziente Balance zwischen Dämmung und Solarthermie. Studie im Auftrag des Bundesverbands Solarwirtschaft (BSW), Juni 2011.
- UBA (2009) Emissionsbilanz erneuerbare Energieträger. Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2007. Climate Change 12/2009.

