

Vorteile und Herausforderungen bei der Kombination von Elektrospeicherheizungen mit PV-Anlagen

Daniel Schmidt

Ann-Kathrin Klaas

Dr.-Ing. Eberhard Fries

November 2021

tekmar Regelsysteme GmbH
Möllneyer Ufer 17
45257 Essen-Kupferdreh

Telefon: 0201 48611-0

Mail: mail@tekmar.de

www.tekmar.de

Die in diesem Dokument dargestellten Ergebnisse wurden im Rahmen einer Masterarbeit am Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme der TU Clausthal entwickelt. Die Ergebnisse sind unter der Lizenz CC BY-ND veröffentlicht.

Zusammenfassung

Die Raumwärme für private Haushalte macht ca. 17,9 % des Endenergiebedarfs in Deutschland aus und trägt durch die hauptsächliche Verwendung von fossilen Energieträgern und die dadurch entstehenden Treibhausgasemissionen erheblich zum Klimawandel bei. Abhilfe können Power-to-Heat Technologien wie die Elektrospeicherheizung schaffen. Derzeit sind in Deutschland ca. 1,61 Millionen (2,5 %) Wohneinheiten mit Elektrospeicherheizungen ausgestattet, die emissionsfreie Raumwärme zur Verfügung stellen können, wenn sie mit erneuerbarem Strom geladen werden. Allerdings werden Elektrospeicherheizungen oftmals als unflexibel und unwirtschaftlich wahrgenommen.

Die Kombination einer Elektrospeicherheizung (ESH) mit einer PV-Anlagen birgt mehrere Vorteile. Die natürliche Speicherfähigkeit der ESH kompensiert die tageszeitliche Verschiebung von PV-Einspeisung und Wärmebedarf. Die ESH wird in diesem Fall unabhängig von den Freigabezeiten auch tagsüber geladen, was einen Wärmekomfortgewinn für den Nutzer bewirkt. Der Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlage wird durch den im Vergleich zum Strombedarf des Haushalts hohen Strombedarf der ESH deutlich erhöht. Dieser Aspekt ist vor allem für PV-Anlagen interessant, die eine niedrige Einspeisevergütung aufweisen oder aufgrund ihres Alters aus der Förderung herausfallen.

Bei einer ESH-PV-Kombination in einem Gebäude mit einem Jahresheizbedarf von 15.000 kWh/a (ca. 100 kWh/m²a), einem Haushaltsstrombedarf von 5.500 kWh/a und einer PV-Anlage mit 10 kWp (südliche Ausrichtung) liegt der Autarkiegrad des Heizungssystems bei 20,5 % und der Autarkiegrad des Haushalts bei 42,3 %. Hierbei ist der Deckungsgrad des Heizenergiebedarfs in den Übergangsmonaten (März, April, Oktober) am größten. In den Wintermonaten (November bis Februar) ist der Energiebedarf des Gebäudes so groß, dass keine Rückspeisung von PV-Energie ins Netz erfolgt.

Der Autarkiegrad der Heizung steigt annähernd linear mit der PV-Anlagennennleistung. Bei PV-Anlagen, die auf dem Dach installiert sind, ist der Autarkiegrad bei einer Süd-Ausrichtung höher als bei einer Ost-West-Ausrichtung. Mit einer Fassadenanlage ist der Autarkiegrad der Heizung geringer als mit einer Dachinstallation. Hinsichtlich des Dämmstandards führt ein niedrigerer spezifischer Heizbedarf zu höheren Autarkiegraden des Heizungssystems. Eine Ausnahme ist allerdings das Passivhaus, bei dem der Heizenergiebedarf vor allem in den Übergangsjahreszeiten so gering ist, dass nur wenig PV-Energie für die Heizung verwendet werden kann. Der Autarkiegrad der Heizung variiert in unterschiedlichen Klimaregionen und mit unterschiedlichen typischen Wetterjahren um ca. 3 %-Punkte. Unterschiedliche Haushaltslastprofile beeinflussen den Autarkiegrad um ca. 2 %-Punkte. Die Energiekosten des Beispielgebäudes können mit der ESH-PV-Kombination um ca. 11 % im Vergleich zur alleinigen Nutzung der PV-Energie für den Haushalt, und um ca. 35 % im Vergleich zu einem Gebäude ohne PV-Anlage gesenkt werden.

Eine ESH-PV-Kombination ist allerdings nur sinnvoll, wenn die ESH tagsüber außerhalb der Freigabezeiten mit selbst erzeugter PV-Energie geladen werden kann und trotzdem während der Freigabezeiten vom vergünstigten Heizstromtarif profitiert. Hierfür ist ein Kaskadenmesskonzept notwendig, bei dem das Sperrrelais überbrückt werden kann, wenn überschüssige PV-Leistung registriert wird.

Inhalt

Zusammenfassung.....	i
Inhalt.....	ii
1 Einleitung.....	1
2 Elektrospeicherheizungen.....	3
3 Methodik.....	6
3.1 Datengrundlage.....	6
3.2 Simulationsmodell.....	7
4 Ergebnisse.....	9
4.1 Einfluss der Gebäudeparameter.....	10
4.1.1 PV-Anlagengröße und Ausrichtung.....	10
4.1.2 Dämmstandard.....	12
4.2 Einfluss der Witterungsverhältnisse.....	14
4.2.1 Klimaregion.....	14
4.2.2 Wettermodell.....	15
4.3 Einfluss der Heizungsparameter.....	16
4.3.1 Freigabezeiten.....	16
4.3.2 Elektrische Fußbodenheizung.....	17
4.4 Variation der Lastprofile.....	17
4.5 Wirtschaftlichkeit.....	19
5 Ausblick.....	21
6 Literaturverzeichnis.....	22
7 Abbildungsverzeichnis.....	24
8 Tabellenverzeichnis.....	25

1 Einleitung

Um das globale Klima zu schützen, hat sich Deutschland zum Ziel gemacht, bis 2045 klimaneutral zu werden. Diese Dekarbonisierung muss in jedem Aspekt des privaten und öffentlichen Lebens vollzogen werden und umfasst die Sektoren Strom, Wärme, Kälte und Verkehr sowie die Industrie.

Etwa 26,5 % (666 TWh) der Endenergie in Deutschland wird durch private Haushalte verbraucht [1]. Davon fallen 67,6% für die Raumwärme an [2]. Abbildung 1 zeigt den Anteil der Energieträger in privaten Heizungssystemen. Über 70 % der Wohneinheiten in Deutschland werden mit fossilen Energieträgern beheizt und tragen mit ihren Treibhausgasemissionen erheblich zum Klimawandel bei. Zum Vergleich: Bezogen auf den Endenergieverbrauch aller Sektoren macht die Raumwärme einen Anteil von 25,3 % aus [3]. Im privaten Wärmesektor ist das Potential zur Einsparung von Emissionen somit besonders groß.

Energieträger zum Heizen in privaten Haushalten

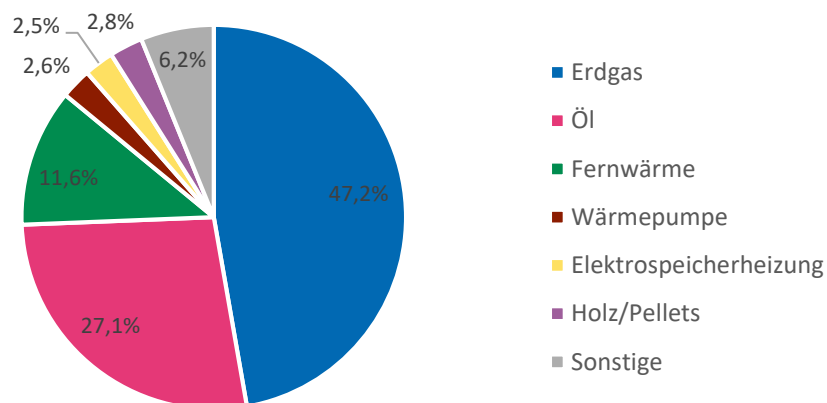


Abbildung 1: Anteil der Energieträger der Heizungssysteme in privaten Wohneinheiten (Datenquelle: [4])

Mit Power-to-Heat-Technologien können die CO₂-Emissionen für die Bereitstellung von Raumwärme gesenkt werden, indem die Wärme aus erneuerbarer elektrischer Energie gewonnen wird. Hierzu kommen derzeit Wärmepumpen und Elektrospeicherheizungen infrage, welche derzeit einen Anteil von 2,6 % bzw. 2,5 % der Heizungssysteme in Wohneinheiten ausmachen [4].

Die Elektrospeicherheizung, auch Nachtspeicherheizung genannt, wurde bereits in den 1950er entwickelt und ersetzte ab den 1960er vermehrt die Kohleheizungen in Ein- und Mehrfamilienhäusern. Ziel war es, die Luftqualität in Großstädten zu verbessern sowie überschüssig Energie aus Grundlastkraftwerken nachts zu speichern und tagsüber als Wärme abzugeben. Hierzu wurde ein vergünstigter Nachtтарif für den Strombedarf der Speicherheizungen eingeführt. Nach der Ölkrise stiegen die Energiepreise deutlich an und trotz der günstigen Nachtтарife wurde das Heizen mit Strom unrentabel gegenüber Gas- und Ölheizungen. Zudem galten die Elektrospeicherheizungen als ineffizient, weil der Strom erst aus konventionellen Kraftwerken unter großen Umwandlungsverlusten erzeugt werden musste. Derzeit sind in Deutschland ca. 1,61 Millionen Wohneinheiten mit Elektrospeicherheizungen ausgestattet, die jährlich ca. 10,4 TWh elektrische Energie verbrauchen [5]. Mit einem steigenden Ausbau der Erneuerbaren Energien sinken jedoch die Umwandlungsverluste im

Einleitung

Strommix. Hinzu kommt, dass immer mehr PV-Anlagen auf Wohngebäuden installiert werden. Da die staatlich garantierte Einspeisevergütung nach dem Erneuerbaren Energie Gesetz immer weiter sinkt oder bei Altanlagen nach 20 Jahren ganz entfällt, wird die eigene Nutzung der selbst erzeugten Photovoltaikenergie finanziell auch für Elektrospeicherheizungen immer interessanter.

2 Elektrospeicherheizungen

Eine Elektrospeicherheizung (ESH) ist eine Widerstandsheizung, die elektrische Energie als Wärme speichert und zu einem späteren Zeitpunkt in Form von Raumwärme abgibt. Die Elektrospeicherheizung kann als Speicherheizgerät oder als Fußbodenspeicherheizung ausgeführt werden.

Speicherheizgeräte bestehen aus einem keramischen Kern, der mittels elektrischer Heizwiderstände auf 600 bis 700 °C aufgeheizt wird. Der Aufbau eines Speicherheizgerätes ist in Abbildung 2 dargestellt. Eine Wärmedämmung begrenzt die ungesteuerte thermische Entladung. In der Regel verfügen Elektrospeicherheizgeräte in Deutschland über einen Ventilator, der eine steuerbare Wärmeentnahme ermöglicht [6]. Elektrospeicherheizgeräte verfügen durch die Wärmedämmung und die steuerbare Wärmeentnahme über eine Wärmespeicherfähigkeit von ca. 18 Stunden.

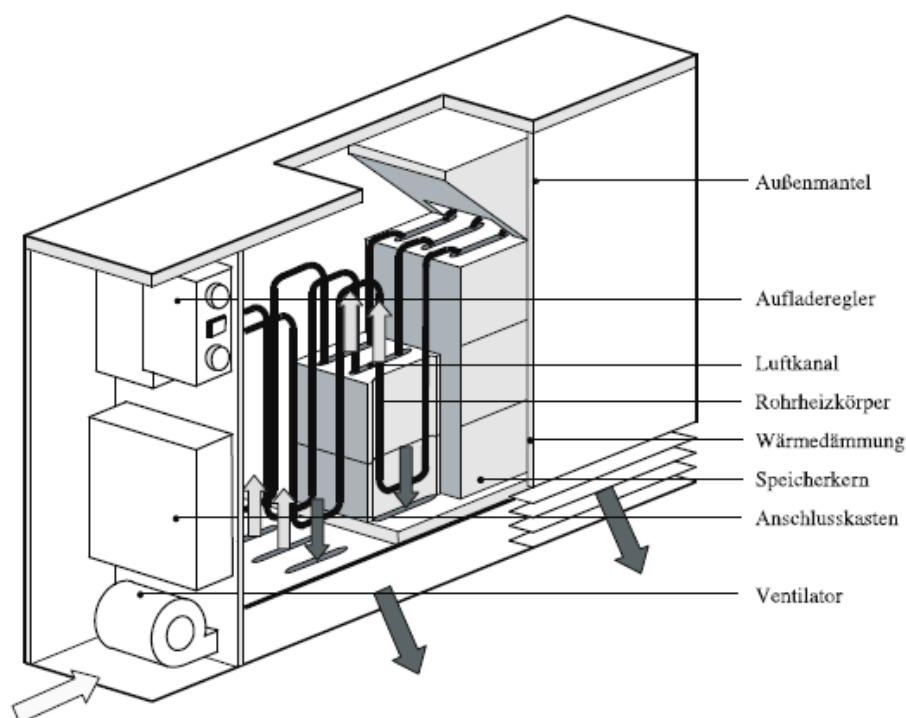


Abbildung 2: Aufbau eines Speicherheizgerät [6]

Bei Fußbodenheizungen werden Heizleitungen im Boden verlegt, die elektrische Energie in Raumwärme umwandeln. Während bei einer Fußbodendirektheizung die Heizelemente direkt unter dem Bodenbelag angebracht sind, sind sie bei einer Fußbodenspeicherheizung in oder unter einer dickeren Speicherschicht aus Estrich eingebracht. Eine Dämmschicht zwischen Mauerwerk und Estrich verhindert, dass die Wärme in den Boden abfließt (siehe Abbildung 3). Damit wird die Wärme zeitversetzt über Wärmestrahlung und Konvektion an den Raum abgegeben. Da Fußbodenspeicherheizungen im Gegensatz zu Speicherheizgeräten nicht gegenüber dem zu beheizendem Raum wärmegeämmt sind, erfolgt eine ungesteuerte thermische Entladung. Zudem sind sie aufgrund ihrer Trägheit nicht aktiv regelbar. Die Wärmespeicherfähigkeit liegt bei etwa neun Stunden.

Elektrospeicherheizungen

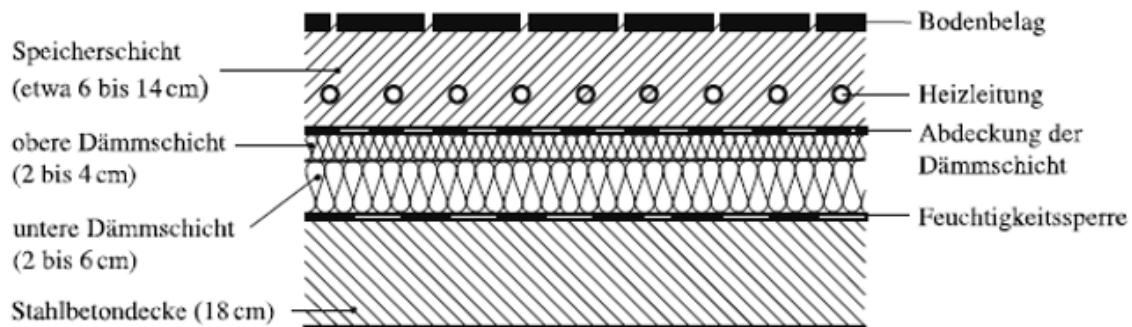


Abbildung 3: Bodenaufbau bei elektrischer Fußbodenspeicherheizung [6]

Elektrospeicherheizungen wurden vermehrt in den 1960er und 70er Jahren als Ersatz für Kohleheizungen verbaut. Hierdurch sollten die Emissionen durch die Kohleheizungen in den Städten reduziert werden. Die Ausführung als Speicherheizung erfolgte, um den überschüssigen Nachtstrom unflexibler thermischer Kraftwerke zu nutzen. Aus diesem Grund wird die Ladung der Speicherheizungen durch sogenannte Sperrzeiten begrenzt. Die klassische Nachtaufladung (8h-Freigabe) erfolgt meist zwischen 22 Uhr und 6 Uhr und wird mit einem vergünstigten Nachtarif abgerechnet. Je nach Freigabemodell kann eine zusätzliche Tagnachladung innerhalb von zwei Stunden am Nachmittag zum Tagtarif erfolgen (8+2h-Freigabe). Die Aufladung wird durch eine automatische Aufladeregulierung gesteuert.

Die Abrechnung des Heizstroms erfolgt meist durch einen Zweitarifzähler. Der Anschluss basiert auf §14 a des EnWG¹, in dem geregelt wird, dass unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen ein vermindertes Netzentgelt berechnet wird, wenn sie im Gegenzug vom Netzbetreiber gesteuert werden können. Das klassische Messkonzept ist in Abbildung 4 links dargestellt. Das Freigabesignal, das vom Netzbetreiber übertragen wird, unterbricht hierbei die Verbindung der Speicherheizung zum Netz. Eine Nutzung von PV-Energie mit diesem Messkonzept ist aus zwei Gründen nicht möglich. Zum einen kann die Leistungsaufnahme der ESH nur während der Freigabezeiten erfolgen und zum anderen würde der Zweitarifzähler der ESH die selbst erzeugte PV-Energie zählen und als Energiebezug abrechnen.

Letzteres Problem löst das Kaskadenmesskonzept (Abbildung 4 rechts), bei dem die PV-Anlage, der Haushalt und die ESH in einer Kaskade verschaltet werden [7]. Die selbst erzeugte PV-Energie wird somit vorrangig für den Haushalt und nachrangig für die Speicherheizung verwendet. Allerdings ist ein weiteres Relais notwendig, das die Sperrung außerhalb der Freigabezeiten überbrückt, wenn ein Überschuss an PV-Erzeugung vorhanden ist (rote Ergänzung in Abbildung 4 rechts). Eine Messung des Überschusses stellt dabei sicher, dass außerhalb der Freigabezeiten kein Heizstrom aus dem Netz bezogen wird. Diese Ergänzung ist derzeit beim Kaskadenmesskonzept nicht vorgesehen.

¹ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 84 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist

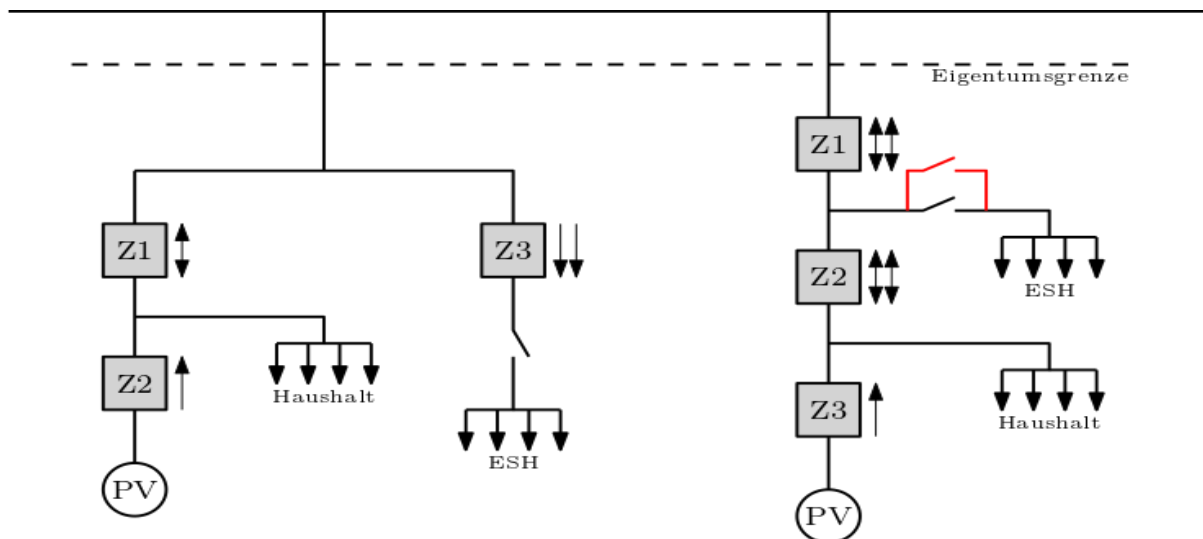


Abbildung 4: Klassisches Messkonzept für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen (links) und Kaskadenmesskonzept (rechts)

Der durchschnittliche Arbeitspreis des Haushaltsstromes liegt derzeit bei 31,94 ct/kWh [8] und somit höher ist als der Arbeitspreis für Heizstrom mit 23,41 ct/kWh [5]. Daher ist es sinnvoll, dass die durch die PV-Anlage erzeugte Energie vorrangig dazu verwendet wird, den Haushalt zu versorgen. Die Nutzung des selbsterzeugten PV-Stromes zur Deckung der Haushaltslast und des Wärmebedarfs ist wirtschaftlich nur dann sinnvoll, wenn die Einspeisevergütung unterhalb des aktuellen Arbeitspreises liegt². Abbildung 5 ist zu entnehmen, dass dies hinsichtlich des Heizstrombedarfs für PV-Anlagen der Fall ist, die ab 2013 an das Netz angeschlossen wurden. Ebenfalls ist eine Eigennutzung für PV-Anlagen sinnvoll für Anlagen, die ihren Förderzeitraum von 20 Jahren überschritten haben und somit keinen Anspruch mehr auf eine Einspeisevergütungen mehr haben.

Strompreise und Vergütung

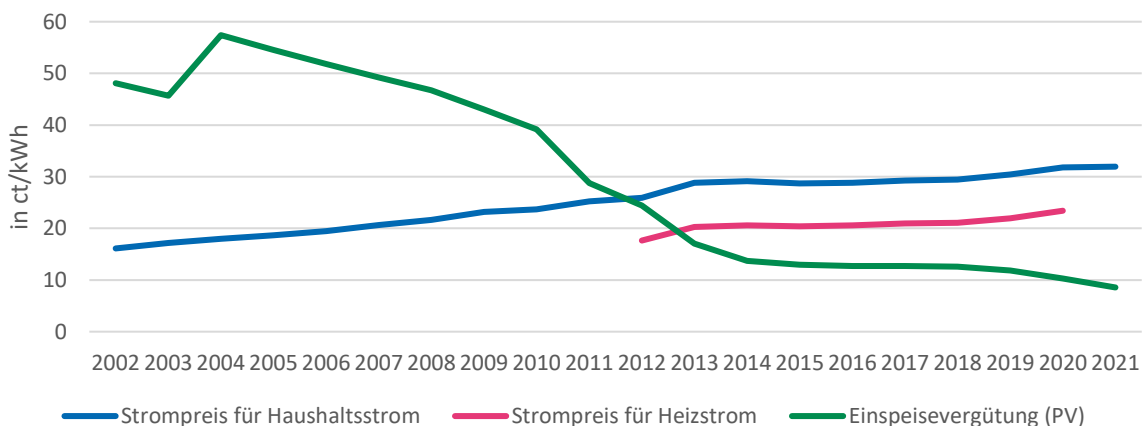


Abbildung 5: Strompreis für Haushaltsstrom und Heizstrom und Vergütung für PV-Einspeisung der Jahre 2002 bis 2021 (Datengrundlage: [8], Monitoringberichte [5] und Vergütungssätze für Dachanlagen mit bis zu 10 kWp nach dem EEG)

² PV-Anlagen, die zwischen Januar 2009 und März 2012 installiert wurden, haben zusätzlich Anspruch auf eine Eigenverbrauchsvergütung. Je nach Höhe der Vergütung ist es auch bei diesen Anlagen wirtschaftlich sinnvoll, die PV-Energie für Haushalt oder Heizung zu nutzen.

3 Methodik

Das für diese Untersuchungen entwickelte Simulationsmodell besteht aus je einem Modul zur Aufbereitung der Wetterdaten, zur Berechnung des PV-Einspeisung und des Wärmebedarfs und zur Berücksichtigung der Haushaltslast. Die Ergebnisse dieser Module werden als Eingangsdaten im ESH-PV-Modul verwendet, um den Betrieb der Elektrospeicherheizung zu berechnen (Abbildung 6).

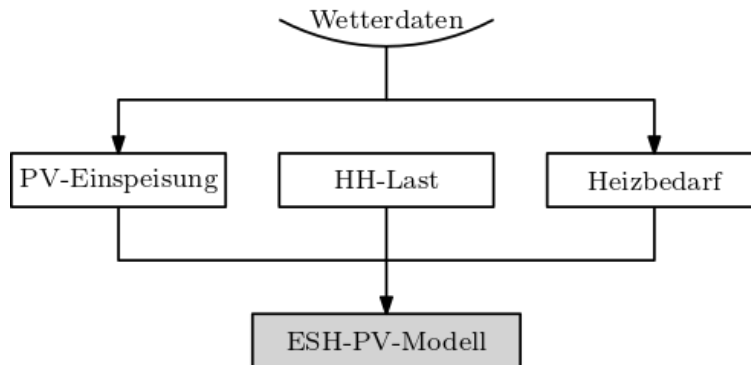


Abbildung 6: Module der ESH-PV-Simulation

Der Nutzen einer ESH-PV-Kombination wird anhand der Kenngrößen Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Kosteneinsparungen untersucht. Der Autarkiegrad AG ist folgendermaßen definiert [9]:

$$AG = \frac{\text{selbst erzeugter Anteil am Verbrauch}}{\text{Verbrauch}} = 1 - \frac{\text{Netzbezug}}{\text{Verbrauch}} \quad (3.1)$$

Der Autarkiegrad wird für den Haushalt, die Heizung und das gesamte Gebäude berechnet. Im Folgenden wird mit dem Autarkiegrad die tatsächliche Autarkie beschrieben. Im Gegensatz dazu beschreibt die bilanzielle Autarkie das Verhältnis der im Jahresverlauf selbst erzeugten Energie und dem Jahresenergiebedarf und berücksichtigt nicht die Gleichzeitigkeit der Energieerzeugung und des Verbrauchs.

Der Eigenverbrauchsanteil EV ist definiert als [9]:

$$EV = \frac{\text{selbst verbrauchter Anteil der erzeugten Energie}}{\text{selbst erzeugte Energie}} \quad (3.2)$$

3.1 Datengrundlage

Für die Berechnung der PV-Leistung und des Wärmebedarfs werden Testreferenzjahre (TRJ) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) genutzt. Anhand von Mess- und Beobachtungsreihen von 114 Klimastationen unterteilt der DWD Deutschland in 15 Klimaregionen [10]. Aufgrund geographischer Begebenheiten oder Bepflanzungen (Stadteffekte) können sich die Klimaverhältnisse auch im kleinen Raum unterscheiden (Mikroklima). Daher wurden die Testreferenzjahre der 15 Klimaregionen im Jahr 2017 durch ortsgenaue Testreferenzjahre ersetzt. Bei diesen ortsgenaue Testreferenzjahren werden die Messdaten für eine räumlichen Auflösung von 1 km² in der Fläche interpoliert [11]. Neben einem charakteristischen Witterungsverlauf eines kompletten Jahres wurden auch extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse generiert, sodass zu jedem Quadratkilometer sechs Datensätze existieren.

Innerhalb dieser Untersuchungen wird für jede Klimaregion für die angegebene Referenzstation aus [10] der entsprechende Datensatz aus [11] verwendet.

Zur Bestimmung der Residuallast (PV-Erzeugung abzüglich Haushaltslast) werden 74 repräsentative, hochaufgelöste Lastprofile der HTW Berlin genutzt [12]. Sie unterscheiden sich sowohl bezüglich des tageszeitlichen und jahreszeitlichen Verlaufes sowie des Jahresenergiebedarfs. Die zeitlichen Verläufe der Lastprofile wurden anhand eines vorgegeben Jahresenergiebedarfs skaliert.

3.2 Simulationsmodell

Zur Ermittlung der PV-Leistung anhand der direkten und diffusen Strahlungsstärke wird die pvlib-Bibliothek der Sandia National Laboratories verwendet [13]. Hierbei werden Einfallswinkel, Albedo, Modulwirkungsgrade und Wechselrichterwirkungsgrade berücksichtigt. Eine Berücksichtigung der Verschattung erfolgt nicht, da diese von den individuellen Gegebenheiten des Gebäudes abhängt.

Der Heizbedarf des Gebäudes wird anhand der Berechnungsvorschrift in der DIN V 4108-6 und den stündlichen Außentemperaturen aus den Wetterdaten ermittelt. Berücksichtigt werden auch solare und interne Gewinne. Die solaren Gewinne werden ebenfalls nach DIN V 4108-6 mit einem solaren Nutzungsfaktor aus [14] bestimmt. Die internen Gewinne stellen die Abwärme von Personen (nach [14]) und elektrischen Geräten (nach [15]) dar. Der Tagesheizwärmebedarf und die Tagesmitteltemperatur sind in Abbildung 7 dargestellt.

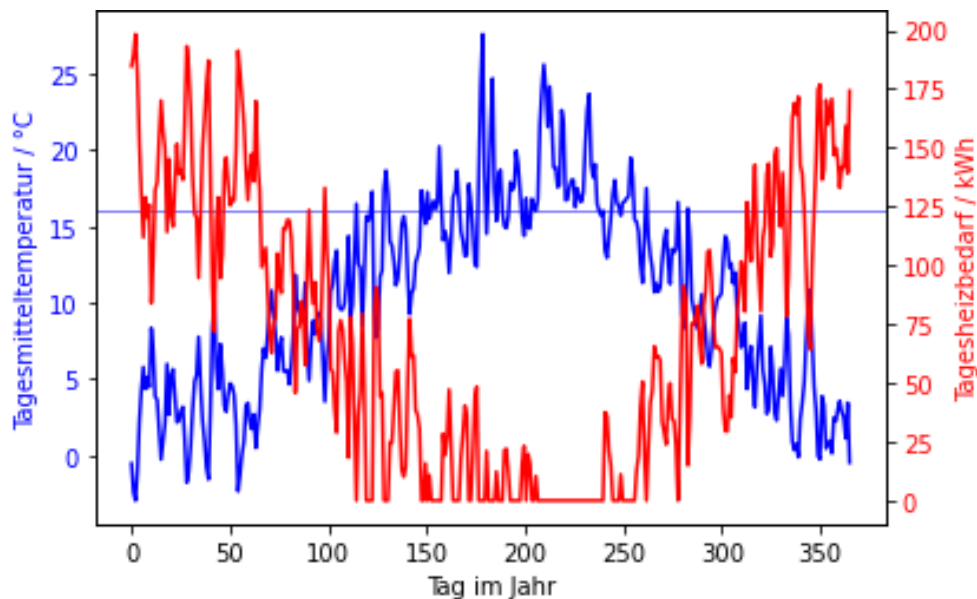


Abbildung 7: Jahresverlauf der Tagesmitteltemperatur, Heizgrenze (17°C) und Jahresverlauf des Tagesheizbedarfs

Anhand der PV-Einspeisung und der Haushaltslast wird die Residuallast bestimmt. Diese entspricht dem Überschuss, der für die Elektrospeicherheizung verwendet werden kann. Ist die Haushaltslast in einem Zeitschritt größer als die PV-Einspeisung, muss die Differenz aus dem Netz gedeckt werden und es steht keine PV-Leistung für die ESH zur Verfügung.

Der sogenannte „Ladegrad“ der Speicherheizung beschreibt den Wärmeinhalt und wird anhand des Ladegrads im vorherigen Zeitschritt, der Aufladung durch den PV-Überschuss und der Entladung durch den Wärmebedarf bestimmt. Ob eine Aufladung der ESH mit PV-Energie in diesem Zeitschritt sinnvoll

Methodik

ist, wird mithilfe einer Wärmebedarfsprognose bestimmt, die das Wärmerückhaltevermögen der ESH berücksichtigt. Kann der Wärmebedarf nicht gedeckt werden, muss zusätzlich Energie aus dem Netz bezogen werden. Es ist also möglich, dass die ESH gleichzeitig geladen und entladen wird und somit in diesem Fall als Direktheizung arbeitet. Es wird ein Wirkungsgrad von 100% angenommen, da die elektrische Energie in der Elektrospeicherheizung vollständig in Wärme umgesetzt wird.

4 Ergebnisse

Als Basisvariante wird ein Einfamilienhaus in Klimaregion 5 (mittleres TRJ 2015) verwendet. Das Gebäude verfügt über eine 10 kWp PV-Anlage mit südlicher Ausrichtung und weist einen Haushaltsstrombedarf von 5.500 kWh auf. Es handelt sich um ein Gebäude mit Speicherheizgeräten und einem mittleren Dämmstandard (spezifischer Wärmebedarf: 100 kWh/(m²a)). Der Jahresheizenergiebedarf beträgt 15.000 kWh. Eine Übersicht der Eingabeparameter gibt Tabelle 1.

Tabelle 1: Parameter des Basisvariante

	Eingabeparameter	Wert
Standort-Parameter	Breitengrad, Längengrad	51.4508, 7.013
	Klimaregion	5
	TRJ Klimamodell	mittleres TRJ 2015
PV-Anlagenparameter	Ausrichtung	180° (Süd)
	Neigung zur Horizontalen	30°
	Anlagen-Nennleistung:	10 kWp
Heizparameter	Jahresheizwärmebedarf	15.000 kWh/a
	Haustyp (Spez. Wärmebedarf)	3 (100 kWh/(m ² a))
	Raumsolltemperatur	20 °C
	Temperatur Nachtabsenkung	17 °C
	Zeit der Nachtabsenkung	22 – 06 Uhr
	Freigabezeiten	flexibel (24 h)
Haushaltslast	Stromverbrauch	5500 kWh/a
	Lastprofil	LP2: Familie

Eine Übersicht der Ergebnisse gibt Tabelle 2. 20,6 % des Heizenergiebedarfs und 42,3 % des Haushaltsenergiebedarfs können durch die PV-Anlage gedeckt werden. Daraus ergibt sich ein Autarkiegrad von 26,4 % bezogen auf den gesamten Energiebedarf des Gebäudes. Bei einer vergleichbaren Gebäudekonfiguration mit Wärmepumpe statt ESH liegt der Autarkiegrad mit etwas über 30 % nur geringfügig höher [9].

Tabelle 2: Ergebnisse der Basisvariante

Größe	Wert
PV-Ertrag:	9.548 kWh/a
PV-Energie → Netz	4.173 kWh/a
Eigenverbrauch PV	56,66 %
PV-Energie → Haushalt	2.327 kWh/a
Autarkiegrad Haushalt	42,32 %
PV-Energie → Heizung	3.083 kWh/a
Netz → Heizung	11.917 kWh/a
Autarkiegrad Heizung	20,55 %
Autarkiegrad Gesamt	26,39 %

Ergebnisse

Der Eigenverbrauchsanteil der PV-Energie liegt bei 56,7 %. Zum Vergleich: Wird die PV-Anlage nur für die Versorgung des Haushalts genutzt, liegt der Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlage bei maximal 18 % ohne Batteriespeicher und bei maximal 45 % für eine nutzbare Batteriespeicherkapazität von 13,75 kWh [9].

Abbildung 8 zeigt den monatlichen Verlauf der Deckung des Energiebedarfs. In den Sommermonaten (Mai bis September) können über 50 % des Wärmebedarfs durch die PV-Anlage gedeckt werden. Im Juli ist der Wärmebedarf null. In den Wintermonaten liegt der Autarkiegrad nur bei 4 % bis 13 %. Der Haushaltsverbrauch verhält sich ähnlich und ist in Abbildung 8 rechts dargestellt. Auch hier ist der Anteil, der durch die PV-Anlage gedeckt werden kann, im Sommer größer als im Winter. Insgesamt ist jedoch sowohl der monatliche Haushaltsenergiebedarf als auch der Autarkiegrad des Haushalts im Jahresverlauf gleichmäßiger. In den Wintermonaten November bis Februar wird keine überschüssige PV-Energie ins Netz eingespeist.

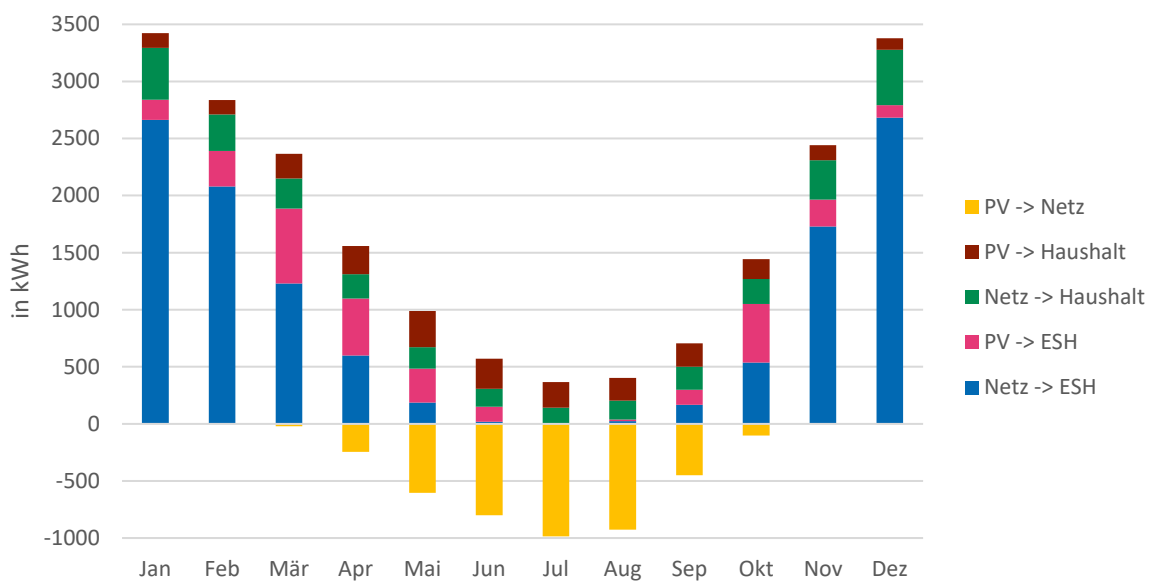


Abbildung 8: Monatliche Verteilung des Heizenergiebedarfs und des Haushaltsenergiebedarfs, jeweils gedeckt durch die PV-Anlage oder das Netz, sowie der PV-Rückspeisung ins Netz

Im Folgenden werden Gebäudeparameter, Wetterdaten, Heizungsparameter und Verbrauchscharakteristiken verändert. Wenn es nicht anders angegeben ist, werden zur Vergleichbarkeit dieselben Parameter wie in der Basisvariante verwendet.

4.1 Einfluss der Gebäudeparameter

4.1.1 PV-Anlagengröße und Ausrichtung

Der Autarkiegrad der Speicherheizung, das heißt der Anteil der Heizenergie, der durch selbst erzeugte PV-Energie gedeckt werden kann, steigt annähernd linear mit der Anlagennennleistung der PV-Anlage (siehe Abbildung 9). Der Autarkiegrad des Haushalts zeigt im Gegensatz dazu ein asymptotisches Verhalten. Im Anlagenbereich unter 5 kWp nimmt der Autarkiegrad stark mit steigender Anlagenleistung zu und bei höheren Anlagenleistungen nimmt die Steigung ab, um sich einem Grenzwert von etwa 50 % zu nähern. Dass nicht mehr Haushaltsstrom durch die PV-Anlage gedeckt werden kann, liegt daran, dass Teile des Haushaltsstroms bei Dunkelheit anfallen. Der Autarkiegrad der Haushaltslast kann nur in Verbindung mit Batteriespeichern weiter erhöht werden.

Ergebnisse

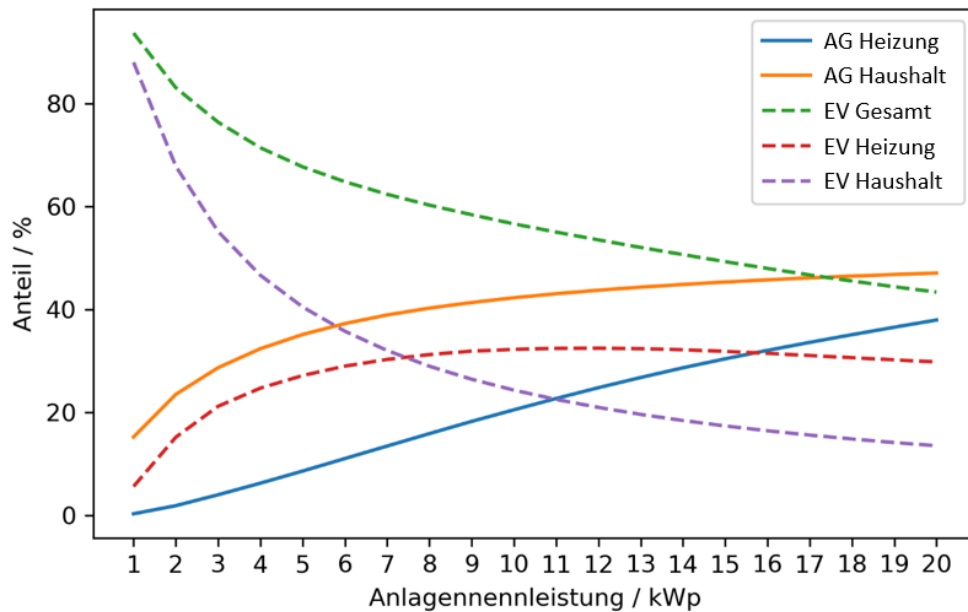


Abbildung 9: Autarkiegrad der Heizung und der Haushaltslast und Eigenverbrauchsanteil der PV-Energie für Heizung, Haushalt und das gesamte Gebäude in Abhängigkeit von der Anlagennennleistung

Hier zeigt sich der Vorteil der Speicherrfähigkeit von Elektrospeicherheizungen. Aus energiesystemtechnischer Sicht sollte die Nennleistung der PV-Anlage so groß wie möglich gewählt werden, wenn die PV-Energie für die ESH genutzt werden kann. Allerdings sinkt der Anteil der PV-Energie, die für die Heizung genutzt werden kann, ab einer Anlagengröße von ca. 11 kWp. Das bedeutet, dass der Anteil, der ins Netz eingespeist wird, mit steigender Anlagengröße steigt (Kehrwert des Gesamt-Eigenverbrauchsanteils). Aus wirtschaftlicher Sicht müssen somit die Investitionskosten, die Strompreise für Haushalt und ESH und die Einspeisevergütung bei der Auslegung der Anlagen berücksichtigt werden (siehe Kapitel 0).

Die Ausrichtung der PV-Anlage beeinflusst den zeitlichen Verlauf der PV-Erzeugung und die maximal sowie insgesamt erzeugte Energie. Um die Auswirkungen auf den ESH-PV-Kombibetrieb zu untersuchen, wurden Anlagen unterschiedlichen Aufbaus simuliert. Folgende Parameter werden im Vergleich zur Basisvariante variiert:

- Variante A: Süden 10 kWp, 30° Dachneigung, Jahresertrag: 9.548 kWh/a
- Variante B: Süden 4 kWp, 30° Dachneigung, Osten und Westen je 3 kWp, 15° Dachneigung, Jahresertrag: 8.901 kWh/a
- Variante C: Osten und Westen je 5 kWp, 30° Dachneigung, Jahresertrag: 8.258 kWh/a
- Variante D: Süden 10 kWp, 90° Dachneigung (Fassadenanlage), Jahresertrag: 6.964 kWh/a

Die Ergebnisse sind in Abbildung 10 dargestellt. Der Autarkiegrad des Haushalts ist bei Dachanlagen annähernd konstant. Der Autarkiegrad der Heizung sinkt, wenn die Ausrichtung von Süden abweicht. Bei Fassadenanlagen ist der Autarkiegrad des Haushalts geringer, da der Jahresertrag insgesamt geringer ist. Der Autarkiegrad der Heizung ist schlechter als bei Dachanlagen mit Südausrichtung, aber besser als bei Dachanlagen mit anderer Ausrichtung. Das liegt vor allem daran, dass eine Fassadenanlage im Winter bei niedrigen Sonnenständen einen guten Wirkungsgrad aufweist. Allerdings ist zu beachten, dass unter realen Bedingungen die Verschattung vor allem bei Fassadenanlagen berücksichtigt werden muss.

Ergebnisse

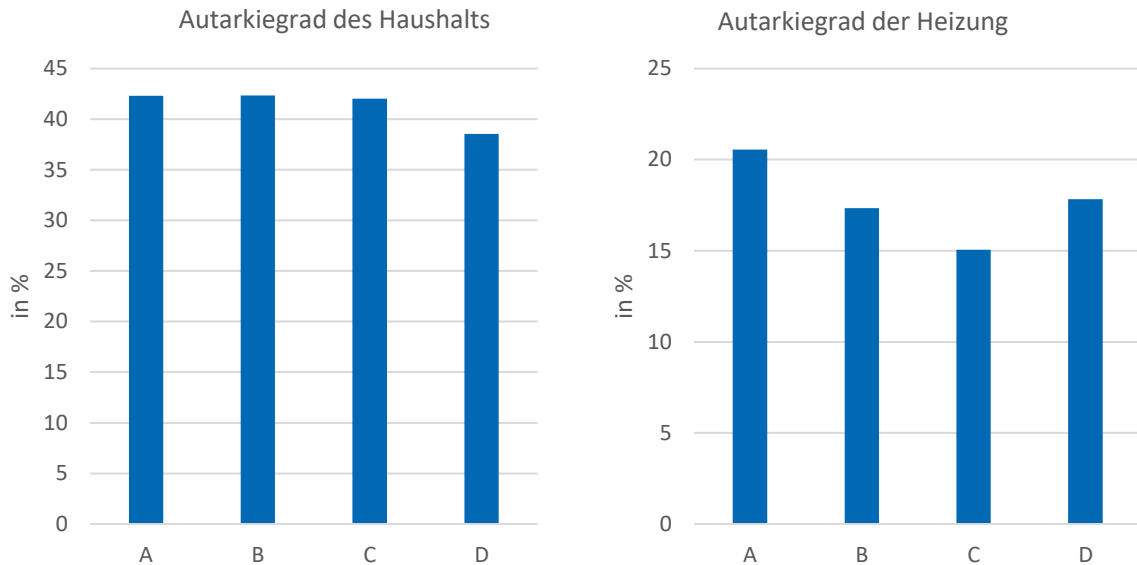


Abbildung 10: Autarkiegrad des Haushalts (links) und der Heizung (rechts) für verschiedene PV-Anlagen mit insgesamt 10 kWp Nennleistung

4.1.2 Dämmstandard

Mit steigendem Dämmstandard und somit steigender Gebäudeeffizienz sinken die Transmissions- und Lüftungsverluste des Gebäudes, während die Wärmegewinne konstant bleiben. Dies beeinflusst sowohl die Höhe als auch den Jahresverlauf des Heizwärmebedarfes. Um den Einfluss auf den Autarkiegrad der Heizung zu untersuchen, werden sechs Gebäudetypen definiert:

- Typ 1: Altbau, unsaniert
- Typ 2: Altbau, leicht saniert
- Typ 3: Durchschnittlicher Gebäudebestand, Heizgrenze bei 15°C
- Typ 4: energetisch gut saniert nach Wärmeschutzverordnung 1995
- Typ 5: Niedrigenergiehaus
- Typ 6: Passivenergiehaus

Der spezifische Wärmebedarf der Gebäudetypen ist in Abbildung 11 links dargestellt und liegt zwischen 184 und 10,2 kWh/(m² a). Der resultierende Autarkiegrad der Heizung ist in Abbildung 11 rechts dargestellt. Der Autarkiegrad steigt mit sinkendem Wärmebedarf. Bei einem Niedrigenergiehaus liegt der Autarkiegrad mit 33,5 % am höchsten. In Abbildung 11 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ist der monatliche Heizenergiebedarf sowie die Deckung durch die PV-Anlage für die Gebäudetypen 2 und 5 dargestellt. In den Wintermonaten bleibt die Energiemenge, die von der PV-Anlage für die Heizung genutzt wird, unabhängig vom Dämmstandard konstant. Da sich jedoch der Wärmebedarf insgesamt verringert, steigt somit der Autarkiegrad.

Ergebnisse

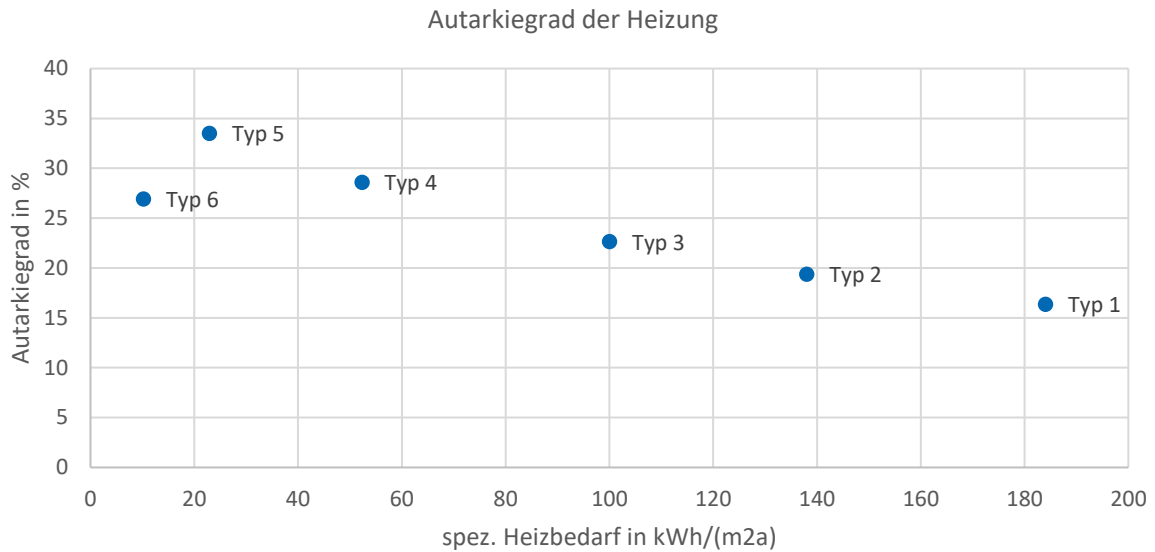


Abbildung 11: Autarkiegrad der Heizung in Abhängigkeit vom spezifischen Wärmebedarf des Gebäudes für verschiedene Gebäudetypen

Beim Passivenergiehaus liegt der Autarkiegrad nur bei 26,9 %, da der Wärmebedarf insgesamt sehr gering und somit das flexible Speicherpotential geringer ist. In Abbildung 12 ist der monatliche Verlauf des Heizbedarfs dargestellt für den Gebäudetyp 2 (Altbau leicht saniert) und Gebäudetyp 5 (Niedrigenergiehaus). In den Wintermonaten beträgt der Heizenergiebedarf des Niedrigenergiehauses nur ca. 20 % des Bedarfs des leicht sanierten Altbaus. Im Vergleich zum Altbau kann beim Niedrigenergiehaus auch im Winter ein hoher Anteil der Heizenergie mit der PV-Anlage gedeckt werden. Im Sommer, wenn der Heizenergiebedarf des Altbaus fast vollständig durch PV gedeckt werden kann, verzeichnet das Niedrigenergiehaus keinen Heizenergiebedarf.

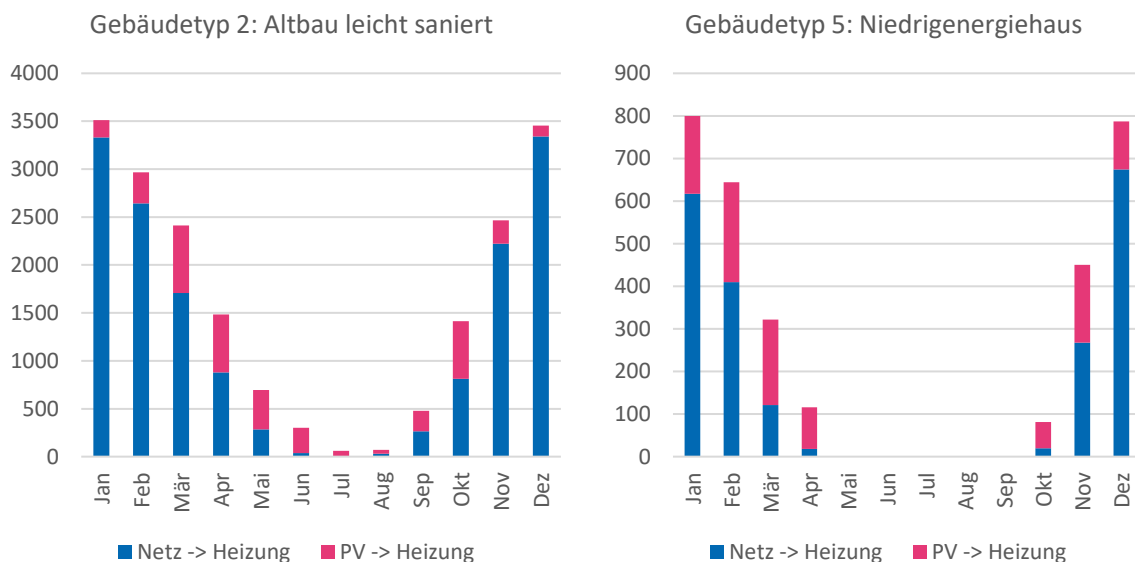


Abbildung 12: Monatlicher Heizenergiebedarf, gedeckt durch die PV-Anlage oder das Netz, von Gebäuden unterschiedlicher Energieeffizienzklassen

4.2 Einfluss der Witterungsverhältnisse

Die Datensätze der Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes [11] werden im Modell für die Berechnung des PV-Ertrags und des Wärmebedarfs verwendet. Diese liegen für verschiedene Klimaregionen und für verschiedene Witterungsbedingungen in Form von Modelljahren vor.

4.2.1 Klimaregion

Der Standort nimmt aufgrund unterschiedlicher Witterungsverhältnisse sowohl Einfluss auf die PV-Erzeugung als auch auf den Heizenergiebedarf. Grund hierfür ist die Verteilung des Heizwärmebedarfes und der PV-Erzeugung über das Jahr. Dabei ist für den Autarkiegrad der Heizung entscheidend, wie viel Heizenergiebedarf in die Sommermonate fällt. Aus diesem Grund werden vier verschiedene Klimaregionen untersucht:

- O: Ortsgenauer Datensatz für Essen-Kupferdreh
- Klimaregion 5: Niederrhein, westfälische Bucht, Emsland, Referenzstation: Essen
- Klimaregion 7: zentrale nördliche und westliche Mittelgebirge, Referenzstation: Kassel
- Klimaregion 10: südöstliches Mittelgebirge, Referenzstation: Hof
- Klimaregion 12: Oberrheingraben und unteres Neckartal, Referenzstation: Mannheim

In Abbildung 13 links ist der PV-Ertrag für diese vier Klimaregionen für eine PV-Anlage mit 10 kWp in Südausrichtung dargestellt. Der Ertrag schwankt zwischen 9.548 und 10.905 kWh/a, wobei die südlichen Klimaregionen einen höheren PV-Ertrag verzeichnen. Hierbei sind die Witterungsverhältnisse und die Sonnenstunden entscheidend. Der Einfluss des Standorts hinsichtlich des Längen- und Breitengrades ist vernachlässigbar.

In Abbildung 13 mittig ist der Heizwärmebedarf für Gebäudetyp 3 (Bestandsgebäude mit einem spezifischen Heizbedarf von 100 kWh/(m²a) dargestellt. Der Heizenergiebedarf ist abhängig von der Außentemperatur und den solaren Gewinnen. Die Mittelgebirge verzeichnen hier aufgrund der höheren Lage und somit der niedrigeren Temperaturen einen höheren Heizenergiebedarf.

Obwohl die Referenzstation der Klimaregion 5 und Essen-Kupferdreh nur wenige Kilometer voneinander entfernt liegen, wird mit dem ortsgenauen Datensatz ein höherer PV-Ertrag ermittelt. Zusätzlich ist der Heizenergiebedarf durch die Stadtlage auf Basis der ortsgenauen Daten geringer als für die Referenzstation, die außerhalb des Stadtgebiets liegt.

Der Autarkiegrad der Heizung liegt mit 21,8 % in Klimaregion 5 am höchsten. In Klimaregion 7 bewirkt ein geringer PV-Ertrag aber ein höherer Heizenergiebedarf einen Abfall des Autarkiegrads auf 18,6 %. Obwohl in Klimaregion 10 der Heizenergiebedarf deutlich höher ist als in Klimaregion 12, liegen beide Autarkiegrade bei etwa 20 %.

Ergebnisse

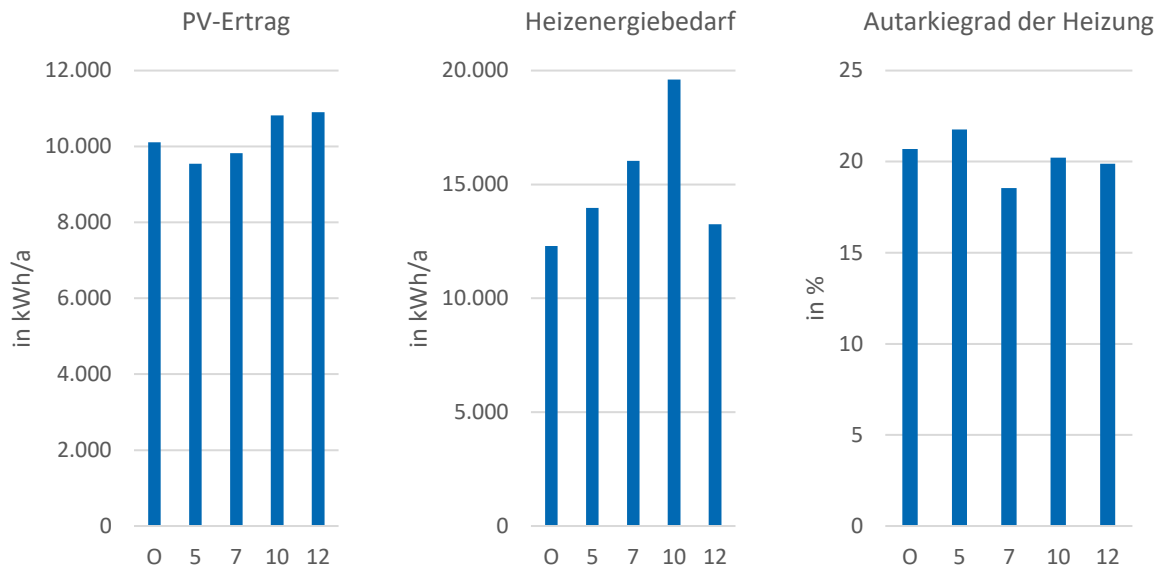


Abbildung 13: PV-Ertrag (links), Heizenergiebedarf (mittig) und Autarkiegrad der Heizung (rechts) für verschiedene Klimaregionen (O: ortsgenauer Datensatz für Essen-Kupferdreh)

4.2.2 Wettermodell

Um den Einfluss verschiedene Wetterjahre auf den Autarkiegrad zu untersuchen, werden vier verschiedene Datensätze der Klimaregion 5 (Niederrhein, westfälische Bucht, Emsland) verwendet:

- Variante A: TRJ 2015 (aktuelles durchschnittliches Wetterjahr)
- Variante B: TRJ 2015 Sommer (aktuelles extremes Sommerhalbjahr, aktuelles durchschnittliches Winterhalbjahr)
- Variante C: TRJ 2015 Winter (aktuelles durchschnittliches Sommerhalbjahr, aktuelles extremes Winterhalbjahr)
- Variante D: TRJ 2045, durchschnittliches Wetterjahr für den Zeitraum 2031 bis 2060

Auch hier wird von einer PV-Anlage mit 10 kWp in südlicher Ausrichtung und einem Gebäudetyp 3 (durchschnittliches Bestandsgebäude) ausgegangen. Der PV-Ertrag in Abbildung 14 links ist für ein gegenwärtiges extremes Wetterjahr höher als für ein durchschnittliches Wetter, wobei in einem winterfokussierten Wetterjahr mehr PV-Energie erzeugt wird als in einem sommerfokussierten Jahr. Dies ist vor allem auf den höheren Wirkungsgrad von PV-Anlagen bei geringeren Temperaturen zurückzuführen. Der PV-Ertrag ist in einem zukünftigen, durchschnittlichen Wetterjahr ca. 11 % höher als im gegenwärtigen durchschnittlichen Wetterjahr.

Der Heizenergiebedarf (Abbildung 14 mittig) ist sowohl für das sommerfokussierte als auch für das winterfokussierte Extremjahr höher als für das durchschnittliche Wetterjahr. In Zukunft wird der Heizenergiebedarf allerdings, anhand dieser TRJ-Datensätze, sinken.

In Abbildung 14 rechts ist der Autarkiegrad der Heizung dargestellt. Für gegenwärtige, extrem Wetterjahre liegt der Autarkiegrad der Heizung niedriger als für ein gegenwärtiges, durchschnittliches Wetterjahr. Hier zeigt sich, dass der etwas höhere PV-Ertrag übers Jahr den höheren Heizbedarf nicht ausgleichen kann. Der Autarkiegrad für ein zukünftiges, durchschnittliches Wetterjahr liegt mit 23,4 %

Ergebnisse

über den gegenwärtigen Autarkiegraden, was vor allem durch den deutlich geringeren Heizbedarf bedingt wird.

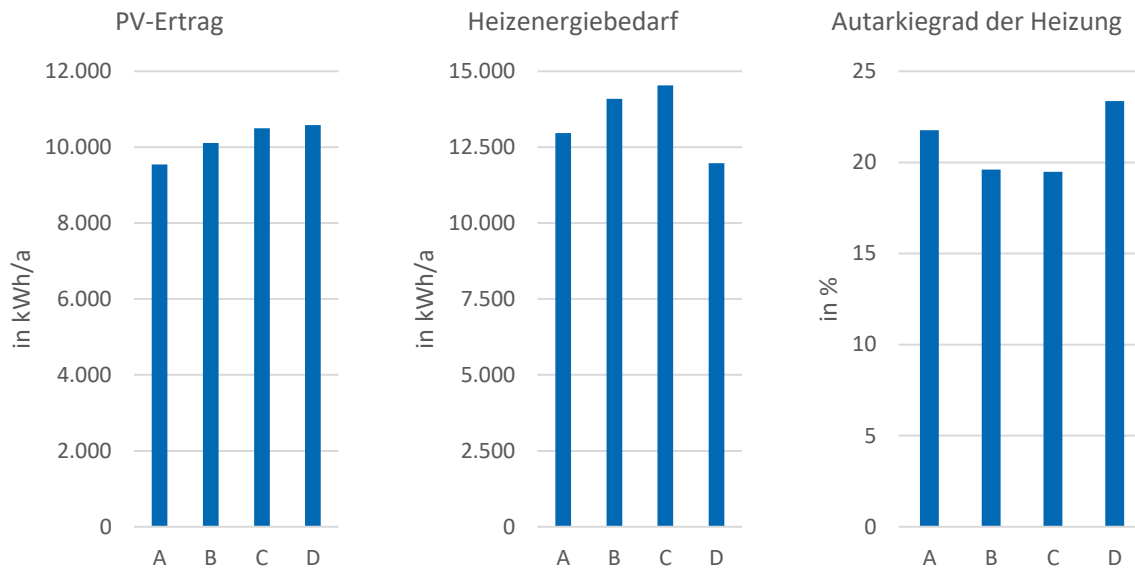


Abbildung 14: PV-Ertrag, Heizenergiebedarf und Autarkiegrad der Heizung für verschiedene Wetterdatensätze

4.3 Einfluss der Heizungsparameter

4.3.1 Freigabezeiten

Beim klassischen Messkonzept und auch beim Kaskadenmesskonzept wird die Stromversorgung während der Sperrzeiten der Elektrospeicherheizung unterbrochen. Es ist somit nicht möglich, die Elektrospeicherheizung außerhalb der Freigabezeiten mit PV-Energie zu laden. Aus diesem Grund wird der Einfluss der Freigabezeiten auf den Autarkiegrad der Speicherheizungen untersucht. Die klassische Freigabezeit von 22 Uhr bis 6 Uhr ohne Tagnachladung wird nicht berücksichtigt, da diese ungeeignet für eine ESH-PV-Kombination ist. Das Freigabemodell „8+2h“ wird mit einem 19h-Freigabemodell, das unter anderem von Westnetz angeboten wird, und den Ergebnissen der Basisvariante ohne Sperrzeiten vergleichen. Folgende Freigabezeiten werden angenommen:

- Flexible Ladung unabhängig von Freigabezeiten (24 Stunden)
- Freigabemodell 8+2h (22 - 6 Uhr und 14 – 16 Uhr)
- Freigabemodell 19h Block 1 (19 - 10 Uhr und 13 – 17 Uhr)
- Freigabemodell 19h Block 3 (20 - 11 Uhr und 14 - 18 Uhr)

In Abbildung 15 sind der Autarkiegrad der Heizung und der Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlage für diese Freigabemodelle dargestellt. Bei einer 8+2h-Freigabe kann 6,6 % des Heizbedarfs durch PV-Energie gedeckt werden, obwohl die Heizung tagsüber nur zwischen 14 Uhr und 16 Uhr geladen werden kann. Verlängert sich die Freigabezeit auf 19 Stunden, erhöht sich der Autarkiegrad auf 13 % und der Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlage auf 42 %. Dabei ist es energetisch sinnvoller, wenn der Freigabezeitraum am Nachmittag früher liegt, wie bei Block 1. Bei der 24h-Freigabe liegen der Autarkiegrad mit 21,5 % und der Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlage mit 55,2 % am höchsten. Es wird deutlich, dass eine PV-ESH-Kombination energetisch nur sinnvoll ist, wenn die ESH auch außerhalb der vom Netzbetreiber vorgegebenen Freigabezeiten mit selbst erzeugter PV-Energie geladen werden

Ergebnisse

kann. Hierfür ist eine Anpassung des Kaskadenmesskonzepts notwendig, die eine Überbrückung des Sperrsignals dann zulässt, wenn ein PV-Überschuss gemessen wird. Da die ESH in diesem Fall aus Netzsicht weiterhin als unterbrechbarer Verbraucher nach § 14a des EnWG angeschlossen ist, besteht weiterhin das Anrecht auf ein vermindertes Netzentgelt und somit einen günstigeren Heiztarif.

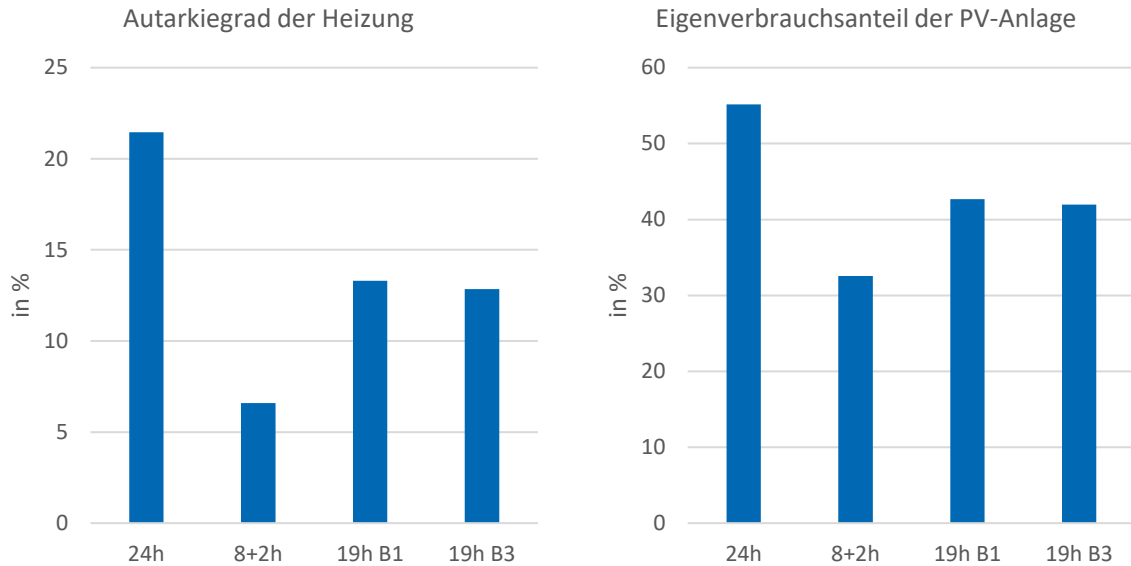


Abbildung 15: Autarkiegrad der Heizung und Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlage für verschiedene Freigabemodelle

4.3.2 Elektrische Fußbodenheizung

Die elektrische Fußbodenspeicherheizung weist im Vergleich zu Speicherheizgeräten ein geringeres Wärmerückhaltevermögen auf. Fußbodenheizungen können die Wärme im Schnitt aufgrund der ungesteuerten Wärmeabgabe ca. 9 Stunden speichern. Speicherheizgeräte weisen bei sinnvollem Lüftereinsatz eine Wärmespeicherfähigkeit von 18 Stunden auf. Allerdings ist der Energiebedarf einer Fußbodenheizung geringer, da die Wärme besser verteilt wird. Es wurden zwei Szenarien untersucht: der Jahresenergiebedarf entspricht dem der Speicherheizgeräte (15.000 kWh/a) und der Jahresenergiebedarf ist aufgrund der besseren Wärmeverteilung um 10% geringer als der der Speicherheizgeräte. Da bei Fußbodenspeicherheizungen auf Grund der thermischen Trägheit und der ungesteuerten Wärmeabgabe kaum eine Nachtabsenkung möglich ist, werden die Ergebnisse mit der Basisvariante ohne Nachtabsenkung verglichen.

Im Basisszenario mit Speicherheizgeräten liegt der Autarkiegrad bei 21,5 %. Bei gleichem Heizwärmebedarf fällt der Autarkiegrad der Heizung bei Fußbodenheizungen auf 17,2 %. Wird berücksichtigt, dass die Fußbodenspeicherheizung einen geringeren Jahresheizenergiebedarf hat, liegt der Autarkiegrad bei 18,4 %.

4.4 Variation der Lastprofile

Das Lastprofil der Haushaltslast wird durch die Gewohnheiten der Bewohner bestimmt. Das Lastprofil bedingt nicht nur den Autarkiegrad der Haushaltslast, sondern auch den Autarkiegrad der Heizung, da die zur Verfügung stehende PV-Energie ggf. anders verteilt wird. Ein hoher Bedarf in den Mittagsstunden führt aufgrund der gleichzeitigen Einspeisung von PV-Energie zu einem höheren Autarkiegrad des Haushalts. Um den Einfluss des Lastprofils zu untersuchen, werden in der

Ergebnisse

Basisvariante sechs verschiedene Lastprofile eingesetzt. Hierfür werden die Lastprofile des HTW Berlin genutzt [12].

- Lastprofil 2: Familie (hoher Vormittagsanteil)
- Lastprofil 12: vermehrter Energiebedarf im Winter (niedriger Sommeranteil)
- Lastprofil 17: durchschnittlicher Tagesverlauf
- Lastprofil 22: Berufstätige (hoher Nachtanteil)
- Lastprofil 31: durchschnittlicher Jahresverlauf
- Lastprofil 28: vermehrter Energiebedarf im Sommer (hoher Sommeranteil)

Die Ergebnisse für den Autarkiegrad des Haushalts und den Autarkiegrad der Heizung für je eine PV-Anlage mit 5.000 kWh/a und 10.000 kWh/a Ertrag sind in Abbildung 16 dargestellt. Der Autarkiegrad des Haushalts ist bei einem durchschnittlichen Tagesverlauf am höchsten und beim Lastprofil von Berufstätigen am niedrigsten. Die Differenz liegt zwischen 8 % und 9,3 %-Punkten in Abhängigkeit vom PV-Jahresertrag. Der Unterschied zwischen 5.000 kWh/a und 10.000 kWh/a PV-Jahresertrag liegt nur bei 4,7 % bis 6,6 %-Punkten.

Der Autarkiegrad der Heizung wird weniger stark vom Lastprofil und deutlich stärker von der Höhe des PV-Jahresertrags beeinflusst. Hier zeigt Lastprofil 22 (Berufstätige) den höchsten Autarkiegrad, da durch den geringeren Haushalts-Autarkiegrad vor allem tagsüber mehr PV-Energie für die Heizung zur Verfügung steht. Der Unterschied zwischen den Lastprofilen liegt bei 1,8 %-Punkten. Wird der PV-Jahresertrag von 5.000 kWh/a auf 10.000 kWh/a erhöht, erhöht sich der Autarkiegrad der Heizung um ca. 12 %-Punkte.

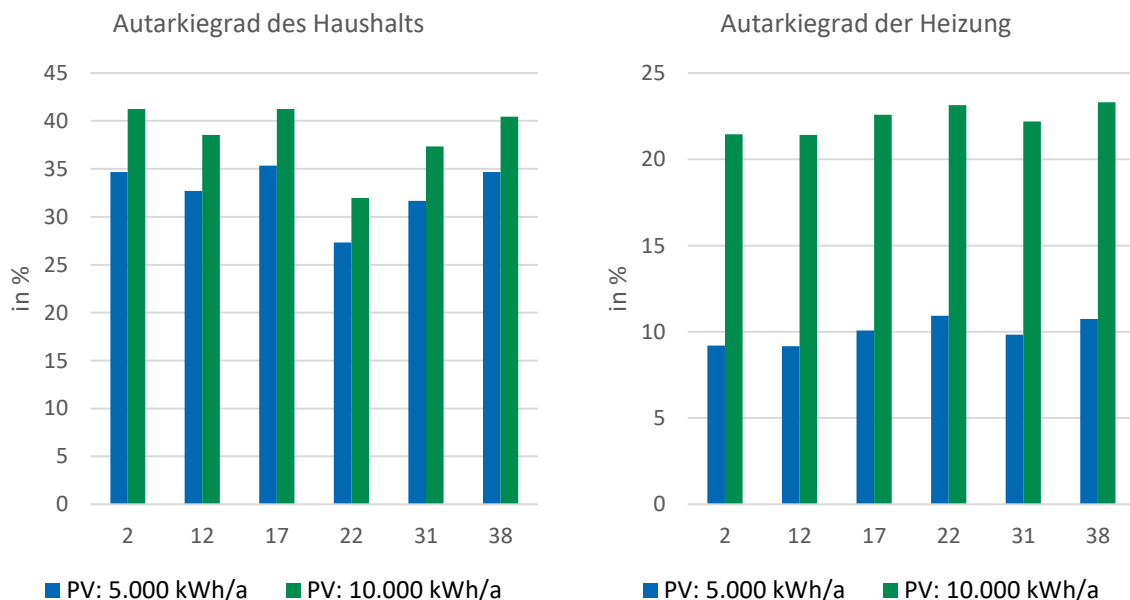


Abbildung 16: Autarkiegrad des Haushalts und der Heizung für unterschiedliche Lastprofile

4.5 Wirtschaftlichkeit

Neben den energetischen Vorteilen kann eine ESH-PV-Kombination auch zu einem wirtschaftlichen Vorteil führen. Dieser ergibt sich aus den geringeren Energiekosten für den Bezug des Heizstroms, da ein Teil des Jahresheizbedarfs aus der eigenen PV-Anlage bedeckt wird. Dem gegenüber steht eine geringere Vergütung für die Einspeisung von PV-Energie ins öffentliche Netz, da durch den vermehrten Eigenverbrauch weniger PV-Energie eingespeist wird. Die Jahresenergiekosten ergeben sich somit aus den Kosten für den Haushaltsstrom und für die Heizenergie abzüglich der Einspeisevergütung. Es wird ein Haushaltsstrompreis von 30 ct/kWh, ein Heizstrompreis von 20 ct/kWh und eine Einspeisevergütung von 8,04 ct/kWh angenommen.

In Tabelle 3 werden vier Varianten verglichen: Das Gebäude verfügt nicht über eine PV-Anlage, die PV-Anlage speist vollständig ins Netz ein, die PV-Energie kann für den Haushalt genutzt werden und die PV-Energie kann für Haushalt und Elektrospeicherheizung genutzt werden (ESH-PV-Kombination). Ohne PV-Anlage betragen die Kosten für Haushalt und Elektrospeicherheizung jährlich 4.650,00 €. Dieser Betrag kann mithilfe einer PV-Anlage um 16,5 % gesenkt werden. Wird die selbst erzeugte PV-Energie für den Haushalt genutzt, liegen die Ersparnisse bei 27,5 %. Durch eine ESH-PV-Kombination können die jährlichen Energiekosten um 35 % gesenkt werden.

Tabelle 3: Jahresenergiemengen und Jahresenergiekosten für ein Gebäude ohne PV-Anlage und für verschiedene Anschlüsse der PV-Anlage

	Keine PV-Anlage	Kein Eigenverbrauch	Eigenverbrauch nur Haushalt	ESH-PV-Kombination
PV-Ertrag	-	9.547 kWh/a	9.547 kWh/a	9.547 kWh/a
Haushaltsstrombedarf	5.500 kWh/a	5.500 kWh/a	5.500 kWh/a	5.500 kWh/a
Heizenergiebedarf	15.000 kWh/a	15.000 kWh/a	15.000 kWh/a	15.000 kWh/a
PV-Energie → Haushalt	-	-	2.327 kWh/a	2.327 kWh/a
PV-Energie → ESH	-	-	-	3.083 kWh/a
Einspeisevergütung	-	767,58 €	580,49 €	332,66 €
Haushaltsstromkosten	1.650,00 €	1.650,00 €	951,90 €	951,90 €
Heizenergiekosten	3.000,00 €	3.000,00 €	3.000,00 €	2.383,40 €
Summe Energiekosten	4.650,00 €	3.882,42 €	3.371,41 €	3.002,64 €

In Abbildung 17 sind die Jahresenergiekosten für eine Gebäude ohne PV-Anlage sowie mit ESH-PV-Kombination für verschiedene Simulationsvarianten dargestellt. Ausgehend von der Basisvariante³ werden die Ausrichtung der PV-Anlage, der Dämmstandard, die Klimaregion, das Wetterjahr, die Freigabezeiten, die Art der Heizung und das Lastprofil variiert.

Ohne PV-Anlage liegen die Energiekosten um 55 % höher als in der Basisvariante der ESH-PV-Kombination. Die Basisvariante weist die geringsten Energiekosten für die derzeitigen Witterungsverhältnisse auf. Lediglich mit den Wetterdaten für 2045 als Basis liegen die Jahresenergiekosten um 22 % niedriger. Das bedeutet, dass die Kosten aufgrund des Klimawandels in Zukunft bei konstant bleibenden Haushalts- und Heizstrompreisen sinken werden. Kaum Auswirkungen auf die Jahresenergiekosten hat die Klimaregion, das Lastprofil und die Ausführung als

³ Basisvariante: PV-Anlage mit 10 kWp (Süden), Gebäudetyp 3, Jahresheizenergiebedarf: 15.000 kWh/a, Speicherheizgeräte, Klimaregion 5, durchschnittliches TRJ 2015, 24h-Freigabe, Lastprofil: Familie

Ergebnisse

Speicherheizgerät oder als Fußbodenheizung. Mit einer je zur Hälfte nach Osten und Westen ausgerichteten PV-Anlage liegen die Jahresenergiekosten um 7 % höher. Mit einem Freigabemodell von 8+2h liegen die Energiekosten ebenfalls um 7 % höher, verlängert sich die Freigabezeit auf 19 Stunden, liegen die Jahresenergiekosten um 3 % höher. In einem unsanierten Altbau ist der Jahresheizbedarf deutlich höher und aus diesem Grund sind die Jahresenergiekosten mit 5.019 € ebenfalls deutlich höher. Allerdings würden die Jahresenergiekosten ohne PV-Anlage bei 9.378 € liegen.

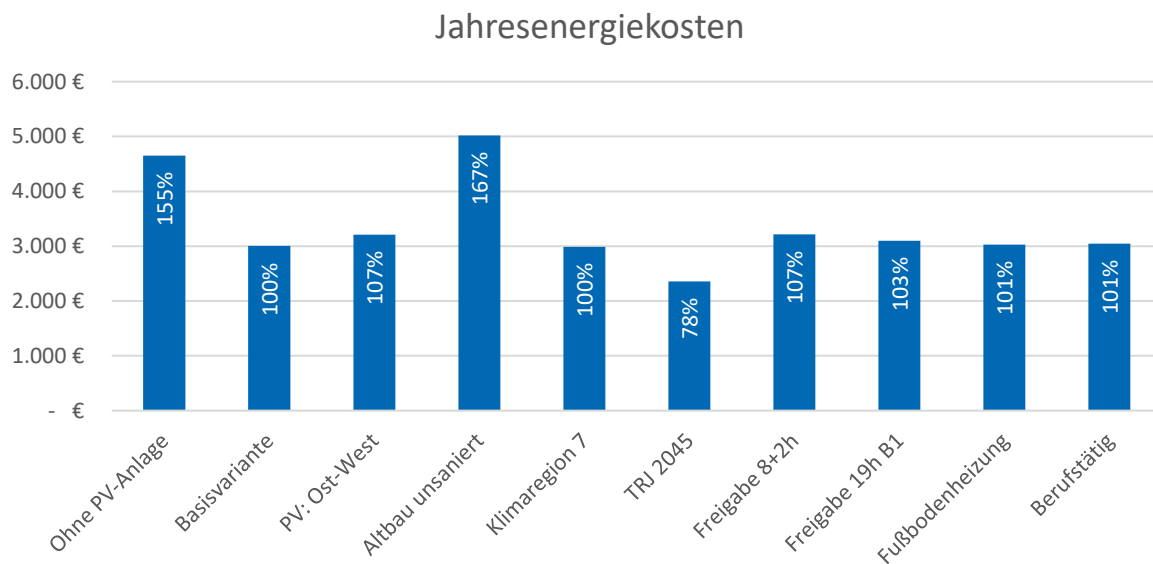


Abbildung 17: Jahresenergiekosten für Haushaltsenergiebedarf und Heizenergiebedarf abzüglich der Einspeisevergütung bei variierenden Eingangsdaten (Es wird je ein Parameter im Vergleich zur Basisvariante variiert, die Prozentzahlen geben die Energiekosten im Bezug auf die Basisvariante an)

5 Ausblick

Die Elektrospeicherheizung bietet mit insgesamt noch 1,6 Mio. Heizungssystemen in Deutschland ein erhebliches Potential zur CO₂-Vermiedung im Raumwärmesektor. Mit der Kombination mit einer PV-Anlage und einer intelligenten Steuerung können bis zu 20 % des Heizenergiebedarfs mit selbst erzeugter PV-Energie gedeckt werden. Die Kombination wirkt sich außerdem positiv auf die Energiekosten des Gebäudes und den Wärmekomfort der Nutzer aus.

Für die Implementierung einer ESH-PV-Kombination ist eine Anpassung des Kaskadenmesskonzeptes notwendig. Es muss möglich sein, die Elektrospeicherheizung außerhalb der Freigabezeiten laden zu können, ohne auf den vergünstigten Heizstrom verzichten zu müssen. Ein Verzicht auf den Heizstromtarif ist aus finanzieller Sicht des Kunden nicht sinnvoll und aus Sicht des Netzbetreibers nicht notwendig, da sich die Elektrospeicherheizung aus Netzsicht weiterhin als unterbrechbarer Verbraucher nach § 14a des EnWG verhält. Das Kaskadenmesskonzept muss mit einer intelligenten Steuerung kombiniert werden, die das Sperrsignal überbrücken kann, sobald ein Überschuss an PV-Energie gemessen wird.

Die Elektrospeicherheizung bietet außerdem ein erhebliches Potential im Demand Side Management, das heutzutage häufig nicht ausgenutzt wird. Die weit verbreiteten Freigabezeiten von 8+0h oder 8+2h sind historisch bedingt und bilden nur selten die aktuellen tageszeitlichen Situationen im Netz ab. Eine Anpassung oder Variation der Freigabezeiten innerhalb eines Netzgebietes kann hier schon zu einer Netzentlastung führen. Durch die Verlängerung von Freigabezeiten kann der maximale Leistungsbezug verringert werden, da die Energieabnahme über einen längeren Zeitraum stattfindet. Häufig hat die derzeit eingesetzte 19h-Freigabe bereits eine Reduzierung der maximalen Bezugsleistung als Bedingung. Alternativ kann eine Elektrospeicherheizung mit der richtigen Steuerungstechnik auch über dynamische Freigabesignale als Demand Side Management Asset betrieben werden.

Eine Elektrospeicherheizung kommt unter Umständen auch für Neubauten infrage, wenn es sich um wenig genutzte Wohngebäude wie z.B. Ferienhäuser oder um Gebäude mit geringem Heizbedarf wie Niedrigenergie- oder Passivhäuser handelt. In diesem Fall müssen die höheren Investitionskosten von wassergeführte Heizungssystemen mit Pufferspeicher mit den Investitionskosten einer Elektrospeicherheizung verglichen und mit den Betriebskosten verrechnet werden. Es ist außerdem zu beachten, dass eine Elektrospeicherheizung vor allem bei seltenem Betrieb deutlich seltener gewartet werden muss.

6 Literaturverzeichnis

- [1] Umweltbundesamt, „Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren,“ Umweltbundesamt, 10 Mai 2021. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren>. [Zugriff am 21 September 2021].
- [2] Umweltbundesamt, „Energieverbrauch privater Haushalte,“ Umweltbundesamt, 1 Juli 2020. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/energieverbrauch-privater-haushalte#endenergieverbrauch-der-privaten-haushalte>. [Zugriff am 21 September 2021].
- [3] Umweltbundesamt, „Energieeffizienz in Zahlen,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2019.html>. [Zugriff am 22 September 2021].
- [4] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Wie heizt Deutschland 2019? - BDEW-Studie zum Heizungsmarkt,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/energie/studie-wie-heizt-deutschland/>. [Zugriff am 22 September 2021].
- [5] Bundesnetzagentur, „Monitoringbericht 2020,“ 2020. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring_Berichte_node.html. [Zugriff am 19 September 2021].
- [6] K. Fitzner, Raumklimatechnik Band 3: Raumheiztechnik, Berlin: Springer-Verlag, 2005.
- [7] Verband der Bayerischen Energie und Wasserwirtschaft e.V., „VBEW-Messkonzepte - Messkonzepte und Abrechnungshinweise für Erzeugungsanlagen,“ Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e. V. - VBEW, 2019.
- [8] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „BDEW-Strompreisanalyse Juni 2021,“ 2021. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_no_halfjaehrlich_Ba_online_10062021.pdf. [Zugriff am 21 September 2021].
- [9] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden und V. Quaschnig, „Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende,“ 2015. [Online]. Available: <https://www.volker-quaschnig.de/publis/studien/solarstromspeicher/HTW-Berlin-Solarspeicherstudie.pdf>. [Zugriff am 29 September 2021].
- [10] Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, Climate & Environment Consulting Potsdam GmbH, Deutscher Wetterdienst, „Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse,“ Deutscher Wetterdienst, Offenbach, 2014.

Literaturverzeichnis

- [11] Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, Deutscher Wetterdienst, „Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse,“ Deutscher Wetterdienst, Offenbach, 2017.
- [12] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger und V. Quaschnig, „Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis,“ Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW), Berlin.
- [13] Sandia National Laboratories, „PVPerformance Modeling Collaborative,“ [Online]. Available: <https://pvpmc.sandia.gov/>. [Zugriff am 21 September 2021].
- [14] T. Tjaden, F. Schnorr, J. Weniger, J. Bergner und V. Quaschnig, „Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten,“ in *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2015.
- [15] W. Streicher, „Benutzerfreundliche Heizungssysteme für Niedrigenergie- und Passivhäuser,“ Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2004.

7 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anteil der Energieträger der Heizungssysteme in privaten Wohneinheiten	1
Abbildung 2: Aufbau eines Speicherheizgerät	3
Abbildung 3: Bodenaufbau bei elektrischer Fußbodenspeicherheizung	4
Abbildung 4: Klassisches Messkonzept für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen (links) und Kaskadenmesskonzept (rechts).....	5
Abbildung 5: Strompreis für Haushaltsstrom und Heizstrom und Vergütung für PV-Einspeisung der Jahre 2002 bis 2021.....	5
Abbildung 6: Module der ESH-PV-Simulation	6
Abbildung 7: Jahresverlauf der Tagesmitteltemperatur, Heizgrenze (17°C) und Jahresverlauf des Tagesheizbedarfs.....	7
Abbildung 8: Monatliche Verteilung des Heizenergiebedarfs und des Haushaltsenergiebedarfs, jeweils gedeckt durch die PV-Anlage oder das Netz, sowie der PV-Rückspeisung ins Netz	10
Abbildung 9: Autarkiegrad der Heizung und der Haushaltslast und Eigenverbrauchsanteil der PV-Energie für Heizung, Haushalt und das gesamte Gebäude in Abhängigkeit von der Anlagennennleistung	11
Abbildung 10: Autarkiegrad des Haushalts (links) und der Heizung (rechts) für verschiedene PV-Anlagen mit insgesamt 10 kWp Nennleistung	12
Abbildung 11: Autarkiegrad der Heizung in Abhängigkeit vom spezifischen Wärmebedarf des Gebäudes für verschiedene Gebäudetypen.....	13
Abbildung 12: Monatlicher Heizenergiebedarf, gedeckt durch die PV-Anlage oder das Netz, von Gebäuden unterschiedlicher Energieeffizienzklassen.....	13
Abbildung 13: PV-Ertrag (links), Heizenergiebedarf (mittig) und Autarkiegrad der Heizung (rechts) für verschiedene Klimaregionen	15
Abbildung 14: PV-Ertrag, Heizenergiebedarf und Autarkiegrad der Heizung für verschiedene Wetterdatensätze.....	16
Abbildung 15: Autarkiegrad der Heizung und Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlage für verschiedene Freigabemodelle.....	17
Abbildung 16: Autarkiegrad des Haushalts und der Heizung für unterschiedliche Lastprofile	18
Abbildung 17: Jahresenergiekosten für Haushaltsenergiebedarf und Heizenergiebedarf abzüglich der Einspeisevergütung bei variierenden Eingangsdaten	20

8 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Parameter des Basisvariante	9
Tabelle 2: Ergebnisse der Basisvariante	9
Tabelle 3: Jahresenergiemengen und Jahresenergiekosten für ein Gebäude ohne PV-Anlage und für verschiedene Anschlüsse der PV-Anlage.....	19