

Technische Universität München

Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

Entwicklung eines Modells zur techno-ökonomischen und ökologischen Analyse dezentraler Stromversorgungssysteme für private Haushalte

Thomas Staudacher

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der
Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann

Prüfer der Dissertation:

1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner

2. apl. Prof. Dr. rer. nat. Wolfram Münch

Die Dissertation wurde am 10.03.2016 bei der Technischen Universität München eingereicht
und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am
12.08.2016 angenommen.

Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Simulationsmodell der ökonomischen und ökologischen Folgen des Einsatzes von dezentralen Stromversorgungssystemen in privaten Haushalten entwickelt und angewandt. Zur Identifikation der optimalen Anlagenauslegung werden dabei genetische Algorithmen verwendet. Es wird gezeigt, dass bei entsprechender Systemauslegung und Eigenverbrauchsoptimierung die Systemkosten im Vergleich zum reinen Netzstrombezug gesenkt werden können. In Abhängigkeit der Fördermodalitäten und weiterer Kostendegressionen, vor allem im Bereich von Batteriespeichersystemen, sind empfindliche Auswirkungen auf die Einnahmen aus dem Verkauf von Netzstrom und damit auf den Strompreis zu erwarten.

Abstract

In this thesis the economic and environmental consequences concerning the use of distributed power supply systems in private households are analysed through development of a simulation model. To identify the optimal system design genetic algorithms are used. It is shown that with an appropriate system design and the optimization of self-consumption the total system costs can be reduced compared with the electricity tariffs. Depending on the funding modalities and further cost reductions, especially in the field of battery storage systems, severe impacts on the sales revenue of grid electricity and therefore of the electricity price can be expected.

Inhalt

1	Einleitung.....	1
1.1	Ausgangslage und Motivation	2
1.2	Ziele der Arbeit.....	3
1.3	Aufbau der Arbeit	3
2	Dezentrale Stromversorgung	5
2.1	Privathaushalte	5
2.2	Verbrauchslastgänge	7
2.3	Dezentrale Stromerzeugung, Speicherung und Umwandlung	9
2.4	Niederspannungsnetz und Netztopologie	14
2.5	Eigenverbrauch, Eigendeckung und Einspeisung.....	15
2.6	Förderprogramme und gesetzliche Rahmenbedingungen	16
3	Vorgehensweise und Methodik.....	18
3.1	Vorgehensweise.....	18
3.2	Modell dezentraler Versorgung.....	19
3.3	Simulationsablauf Systemanalyse	21
3.4	Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	22
3.5	Umweltauswirkung	24
3.5.1	CO _{2äq} -Emissionen	24
3.5.2	CO ₂ -Vermeidungskosten.....	26
3.5.3	Lebenszyklusanalyse	27
3.6	Systemoptimierung.....	31
3.6.1	Genetischer Algorithmus	31
3.6.2	Autarkes PV-Hybridssystem.....	32
3.7	Finanzielle Auswirkungen.....	34
3.7.1	Analyse des Haushaltsstrompreises.....	34
3.7.2	Einnahmeverluste der Allgemeinheit	40
3.7.3	Haushaltsstrompreis und Eigenverbrauch	42
4	Systemmodellierung.....	44
4.1	Verbraucher	44
4.2	Stromerzeugungsanlagen	48
4.3	Batteriespeicher	56
4.4	Wärmepumpe.....	58
4.5	Wärmespeicher	64

4.6	Elektroauto	65
5	Ergebnisse Systemanalyse	67
5.1	Netzgekoppelte Stromversorgung	67
5.1.1	PV-Anlage	67
5.1.2	PV-Anlage, Batteriespeicher und Lastverschiebung	74
5.1.3	PV- und Kleinwindkraftanlage	80
5.1.4	PV-Anlage, Mikro-BHKW-Anlage und Batteriespeicher	83
5.1.5	PV-Anlage, Wärmepumpe und thermischer Speicher.....	88
5.1.6	PV-Anlage, Batteriespeicher und Elektroauto.....	98
5.2	Netzautarke Stromversorgung.....	98
5.2.1	Stromaggregate	99
5.2.2	Stromaggregate und PV-Anlage.....	100
5.2.3	PV-Anlage und Batteriespeicher	101
5.2.4	PV-Anlage, Batteriespeicher und Stromaggregate	102
5.2.5	Zusammenfassung Autarkie.....	103
5.3	Primärenergieverbrauch und Lebenszyklusanalyse dezentraler Erzeugung.....	104
5.3.1	Elektrizität	104
5.3.2	Wärme	105
5.4	Auswirkungen dezentraler Erzeugung auf die Niederspannungsnetze	106
6	Finanzielle Auswirkungen dezentraler Erzeugung.....	108
6.1	PV-Eigenverbrauch am Beispiel eines 4-Personenhaushaltes	108
6.2	PV-Eigenverbrauch contra EEG-Vergütung	110
6.3	Einnahmeverluste durch Eigenverbrauch im Haushaltssektor	114
6.4	Auswirkungen von Eigenverbrauch auf den Strompreis	115
7	Zusammenfassung und Ausblick.....	121
8	Literaturverzeichnis	126

1 Einleitung

Eine dezentrale Stromversorgung zeichnet sich durch die räumliche Nähe von Verbraucher und Erzeuger elektrischer Energie aus. Die Stromeinspeisung erfolgt dabei in der Nieder- oder Mittelspannungsebene. Die Übergänge von dezentralen zu zentralen Stromversorgungsanlagen sind nicht definiert, so werden Wind- und Solarparks meistens als dezentrale Erzeuger gesehen, können aber bei einer entsprechenden Größe auch als zentrale Versorgungseinheit bezeichnet werden. In der Regel wird es sich bei den erneuerbaren Energien im Vergleich zu den klassischen Großkraftwerken um kleinere dezentrale Einheiten handeln, so dass die Umgestaltung der deutschen Stromversorgung hin zu einem immer größeren Anteil an erneuerbarer Energie auch eine Entwicklung von großen zentralen zu vielen kleineren Einheiten bedeutet.

Historisch gesehen war die dezentrale Stromversorgung der Beginn der Elektrifizierung. Erste regionale Gleichstromnetze entstanden in den Jahren von ca. 1880 bis 1900 als kleinere Inselnetze. Erzeugung und Verbrauch lagen vor allem aus technischen Gründen räumlich dicht zusammen. Die in erster Linie in Ballungsräumen entstehenden so genannten Versorgungsinseln summierten sich bis zum ersten Weltkrieg in Deutschland auf 4.040 Unternehmen mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.096 MW. Da der Ausfall einer Erzeugungsanlage in diesen Inselnetzen einen totalen Stromausfall für alle daran angeschlossenen Verbraucher bedeutete, wurden sukzessive einzelne Kraftwerke auf der Niederspannungsebene miteinander verbunden. Die so entstehenden, sich räumlich ausdehnenden Netzstrukturen, wurden später zur Überwindung größerer Entfernungen zwischen Erzeugung und Verbrauch durch die Mittelspannungsebene verbunden. Eine Steigerung hin zur Hochspannungsebene in den Regionalnetzen wurde durch die weitere Zunahme von Last und Verbrauch nötig. Ab 1930 wurden dann die ersten Höchstspannungsnetze zum Stromtransport zwischen den Regionalnetzen gebaut. /HERTZ-01 99/

Vorteile der Stromversorgung mit großen zentralen Erzeugungseinheiten sind in der hohen Versorgungssicherheit durch die Redundanz in der Erzeugung und die Effizienz durch die Vergleichmäßigung der Last aufgrund der großen Zahl an Verbrauchern zu sehen. Die dezentrale Versorgung ermöglicht den Einsatz kleiner leicht beherrschbarer Einheiten, so dass der vormalige ausschließliche Stromkunde zum „Prosument“, also Stromerzeuger und Stromverbraucher in einer Person wird. Da sich Strom bisher nur durch einen beträchtlichen Kostenaufwand speichern lässt, ist gerade bei der Stromversorgung am Verbrauchsstandort ein hoher Eigenverbrauch erstrebenswert. Sofern die dezentrale Versorgung autark ist, ergibt sich der Vorteil der Einsparung von Netzinfrastuktur. Teilautarkie führt hingegen durch den reduzierten Strombezug bei gleichzeitiger permanenter Vorhaltung von Leistung bei den meisten bestehenden Tarifsystemen zu finanziellen Einbußen der Netzbetreiber. Der Stromkunde, der seinen gesamten Strombedarf durch ein Versorgungsunternehmen bezieht, zahlt das Netzentgelt zur Finanzierung und Aufrechterhaltung der Netzinfrastuktur auch für den teilautarken Stromkunden mit. Die Förderung dezentraler Versorgung führt einerseits zu der angestrebten Erhöhung des erneuerbaren Stromanteils, vermindert aber gleichzeitig, abgesehen von der Mehrwertsteuer, alle im Strompreis enthaltenen Einnahmen. Dabei dient gerade die EEG-Umlage, als größter Einnahmenanteil, dem Ausbau erneuerbarer

Energien. Die Aufgabe diese Widersprüche zwischen betriebswirtschaftlicher Optimierung aus Sicht des Stromkunden und energiepolitischen Zielen zu beheben, wird, getrieben von techno-ökonomischen Veränderungen, wie die zu erwartende Kostendegression bei Hausspeichersystemen, allen beteiligten Akteuren als Herausforderung auf lange Sicht erhalten bleiben.

1.1 Ausgangslage und Motivation

Die Möglichkeit privater Haushalte ihren Strom zu niedrigeren Kosten als durch den Bezug durch die allgemeine Versorgung und zu Grenzkosten nahe Null zu erzeugen, motiviert sie zunehmend ihren Autarkiegrad zu steigern. Dieses Streben nach mehr Unabhängigkeit und der Vereinigung von Anbieter und Nutzer ist als gesellschaftlicher Trend auch in anderen Bereichen, wie etwa dem Carsharing oder Weitervermieten privater Wohnungen, zu erkennen. Sinkende Preise bei der Finanzierung dezentraler Stromsysteme bei gleichzeitiger Verteuerung des Haushaltsstroms sowie der besondere Reiz der Verwirklichung kann die Anzahl von Haushalten mit vollständiger Autarkie und damit die Netzabkopplung steigern. So wie beim Autokauf auch muss dabei nicht einmal die Wirtschaftlichkeit das ausschlaggebende Argument sein. Gleichzeitig fehlen so Einnahmen, die über einen höheren Strompreis kompensiert werden müssen. Dies führt zu einem grundsätzlichen Dilemma, das zur Lösung eines übergeordneten Plans bedürfte, da dem unstrittigen Ziel einer Versorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien sowohl eine eher zentrale Versorgung mit starker Netzinfrastruktur als auch eine standortnahe Versorgung dient.

Die Aussicht der zunehmenden Verbindung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr stellt auch im dezentralen Bereich privater Haushalte einen wichtigen Aspekt dar. Dem starken Zuwachs der erneuerbaren Stromerzeugung in den letzten Jahren stehen nur geringfügige Zunahmen des Anteils erneuerbarer Energie in den Bereichen Wärme und Verkehr gegenüber. Da der weitere Ausbau dezentraler Stromversorgung in der Regel durch Photovoltaik und Windkraft erfolgen wird, bieten sich durch Flexibilisierung in der Nutzung des volatilen Angebots auch hier, wie bei der konventionellen Versorgung, Möglichkeiten für strombasierte Heiztechniken sowie Elektromobilität. Für den Prosument hieße das, dass der Eigenverbrauch durch Zwischenspeicherung in einem Hausspeichersystem, durch hybride Wärmerzeugung oder gegebenenfalls durch Elektromobilität gesteigert werden kann. Die große Anzahl an möglichen Systemen gilt es zu analysieren und zu bewerten sowie mit den entsprechenden Referenztechnologien hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit zu vergleichen.

Die herausragende Bedeutung einer effizienten, sicheren und nachhaltigen Energieversorgung sowohl für Deutschland als auch für die Welt steht außer Frage. Forschungs- und Diskussionsbedarf besteht hingegen in der Umsetzung und Gestaltung dieser von technologischen und geografischen Randbedingungen sowie gesellschaftlichen Einstellungen geprägten Aufgabe. Offen ist auch, wie dezentral die zukünftige Stromversorgung sein sollte und ob der Umbau der Stromversorgung wie er gegenwärtig in Deutschland verfolgt wird ein nachahmenswertes Modell für andere Staaten der Welt sein kann. Motor und Antrieb dieses Wandels sind im Wunsch nach einer ressourcen- und umweltschonenden, unabhängigen Energieversorgung zu sehen. Dieser Paradigmenwechsel stellt schon heute große Herausforderungen an die Finanzierung und

Planung der zugehörigen Energieinfrastruktur. Das Erreichen der gesteckten Ziele erfordert daher einen auf Grundlage von Forschungsergebnissen basierenden wissenschaftlichen und gesellschaftlichen Diskurs darüber, welche Energieversorgung angestrebt wird und welche Kompromisse man dabei bereit ist einzugehen. Nur durch das umfassende Verständnis der komplexen Zusammenhänge unter Einschluss unterschiedlicher Wissenschaftsdisziplinen können Entscheidungen getroffen werden, die eine planmäßige und erfolgreiche Energiewende ermöglichen.

1.2 Ziele der Arbeit

Ziel der Arbeit ist die Untersuchung dezentraler Stromversorgungskonzepte in privaten Haushalten hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit sowie möglicher Auswirkungen auf die Strompreise, die Niederspannungsnetze und den Klimaschutz. Darüber hinaus werden Wärmeversorgungsmodelle betrachtet - sofern sie auf Strom aufbauen - sowie Elektroautos als mobile Verbraucher des Haushalts berücksichtigt.

Die Simulation dieser Systeme dient als Grundlage zur Optimierung mit genetischen Algorithmen. Dadurch und durch intelligente Steuerungsmethoden soll ein möglichst wirtschaftliches und effizientes Vorgehen bei der Systemauslegung und Betriebsweise aufgezeigt werden.

Der steigende Eigenverbrauch aus dezentralen Erzeugungseinheiten erhöht zumindest den von den Abgaben dominierten Strompreisanteil, da weniger Stromabsatz Verluste bei den Steuern, Umlagen und Abgaben, die mehr als 50 % des Strompreises ausmachen, bedeuten. Dieser Sachverhalt ist unabhängig davon, ob erneuerbare Energien mehr oder weniger als eine konventionelle Stromversorgung kosten, entscheidend ist allein die Frage welche Steuern, Umlagen und Abgaben der Letztverbraucher insgesamt zu entrichten hat. Gleichzeitig erhöht eine Strompreissteigerung der allgemeinen Versorgung die Wirtschaftlichkeit dezentraler Eigenverbrauchssysteme, so dass ein stärkerer Anreiz für die Eigenerzeugung und somit eine positive Rückkopplung geschaffen wird. Die Analyse dieses Zusammenhangs von Strompreis und Ausbau der dezentralen Stromversorgung in Deutschland stellt ein weiteres Ziel der Arbeit dar.

1.3 Aufbau der Arbeit

Die Arbeit gliedert sich in die zwei Hauptteile Modellierung, Simulation und Optimierung dezentraler Stromversorgungssysteme sowie deren Auswirkungen auf die den Strompreis und die Umwelt.

Zunächst werden in Kapitel 2 für die weitere Arbeit Grundlagen in Form von Begriffsdefinitionen, Datenbasis, interpolierte Preiskurven und Rahmenbedingungen gelegt.

In Kapitel 3 wird beschrieben wie aus den vorhandenen energiewirtschaftlichen Daten und dem technischen Wissen die Simulation aufgebaut wird und die Optimierung mit einem genetischen Algorithmus durchgeführt wird. Zur besseren Orientierung werden ein Standardhaushalt und techno-ökonomische Standardparameter festgelegt, die in der Darstellung der Ergebnisse besonders hervorgehoben werden. Es wird gezeigt wie sich aus der Merit-Order der zeitaufgelöste Strommix errechnet und mit welcher Methode eine

verursachergerechte Zuordnung der CO₂-Emissionen erzielt werden kann. Daran schließt sich die Definition von CO₂-Vermeidungskosten und die Beschreibung des Verfahrens der Lebenszyklusanalyse an.

In Kapitel 4 werden die für die Simulation nötigen Verbrauchslastgänge durch Datenaufbereitung und technische Analyse bereitgestellt sowie Stromerzeuger und Speicher modelliert.

Die Darstellung der Ergebnisse in Kapitel 5 beginnt jeweils mit der energietechnischen Analyse der Systeme durch die Berechnung und Darstellung von Eigenverbrauch und Eigendeckung (Autarkiegrad). Es schließt sich die Wirtschaftlichkeit in Form der Systemkosten an. Dies bedeutet sämtliche Kosten und Einnahmen aus Betreibersicht, dem Haushalt, werden im Zeitfenster von 20 Jahren berechnet. Dabei werden sowohl die jährlichen annuitätischen Kosten als auch die Umrechnung auf die Kilowattstunde angegeben. Des Weiteren folgen die CO₂-Äquivalente und CO_{2äq}-Vermeidungskosten. Zu jedem Abschnitt gibt es eine Zusammenfassung in der die wichtigsten Ergebnisse der Berechnungen tabellarisch dargestellt sind.

Im Teil 2 der Ergebnisse werden die einzelnen Auswirkungen durch den Ausbau dezentraler Stromversorgung und der Zunahme von Eigenverbrauch analysiert. Zusammenfassung und Ausblick in Kapitel 7 führen noch einmal die wichtigsten Ergebnisse u.a. in tabellarischer Form auf und liefern eine umfassende Schlussbetrachtung.

2 Dezentrale Stromversorgung

In diesem Kapitel werden die in der Arbeit nötigen Begriffsdefinitionen, die Datenbasis, interpolierte Preiskurven und Rahmenbedingungen dargestellt. Zum einen handelt es sich um allgemeine Informationen, die eine Rolle für das Verständnis und den energiewirtschaftlichen Kontext der Untersuchungen spielen. Zum anderen werden die für die Simulationen verwendeten, aufbereiteten und benötigten Daten offengelegt. Die benötigten meteorologischen Daten, wie Außentemperatur, solare Einstrahlung und Windgeschwindigkeiten entstammen der Software „Meteonorm“ und wurden nicht gesondert aufgeführt.

2.1 Privathaushalte

In Deutschland gab es im Jahr 2011 40,4 Millionen Privathaushalte, bei einer Einwohnerzahl von ca. 82 Millionen, dies entspricht durchschnittlich zwei Personen pro Haushalt. Bei etwa 40 % handelt es sich um 1-Personenhaushalte. Der Endenergiebedarf aller Privathaushalte beträgt ca. 667 TWh und damit rund ein Viertel des Gesamtaufkommens. Wiederum rund ein Viertel davon wird für Stromwendungen benötigt (ca. 134,5 TWh).

In **Abbildung 2-1** sind der Stromverbrauch und die Endenergie der verschiedenen Sektoren sowie die durchschnittliche Verteilung des Energieverbrauchs im Haushaltssektor aufgeführt.

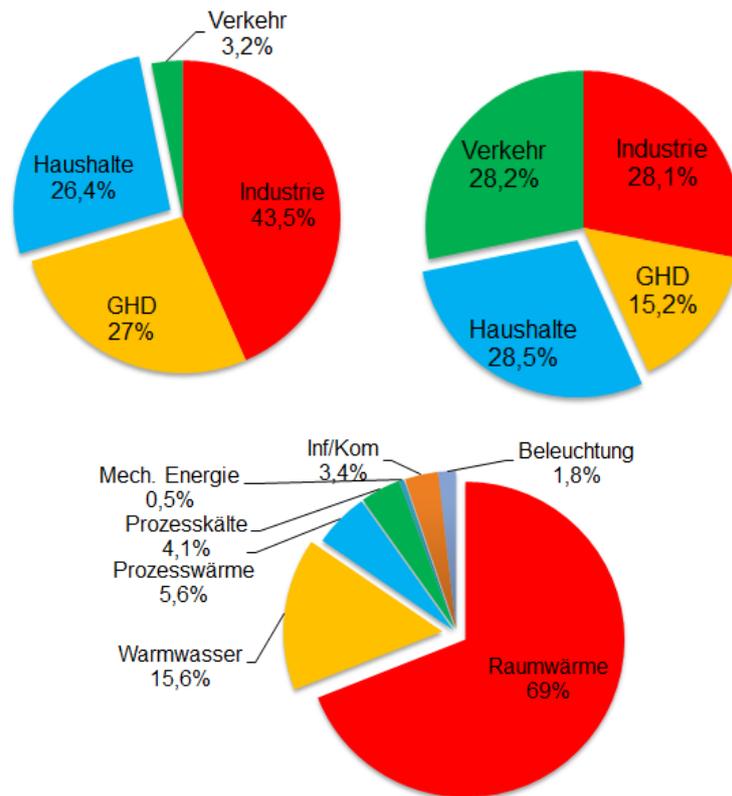


Abbildung 2-1: *Stromverbrauch und Endenergie der verschiedenen Sektoren sowie die durchschnittliche Verteilung des Energieverbrauchs im Haushaltssektor /AGEB-03 14/*

Das Verhältnis von Strom zu Wärme kann sich zukünftig durch den Ausbau der Wärmeversorgung mit Wärmepumpen und hybriden Heizsystemen in Richtung Strom verschieben. Zusätzlich kann sich der Stromverbrauch durch häusliches Laden im Bereich Elektromobilität erhöhen. Die energiebedingten CO₂-Emissionen der Haushalte belaufen sich auf rund 200 Millionen Tonnen. Ca. ein Drittel wird dabei durch Strom verursacht, der Rest ist Raumwärme und Warmwasser.

Abbildung 2-2 zeigt die Verteilung der Haushaltsgrößen und die Aufteilung des Stromverbrauchs nach Anwendungsarten.

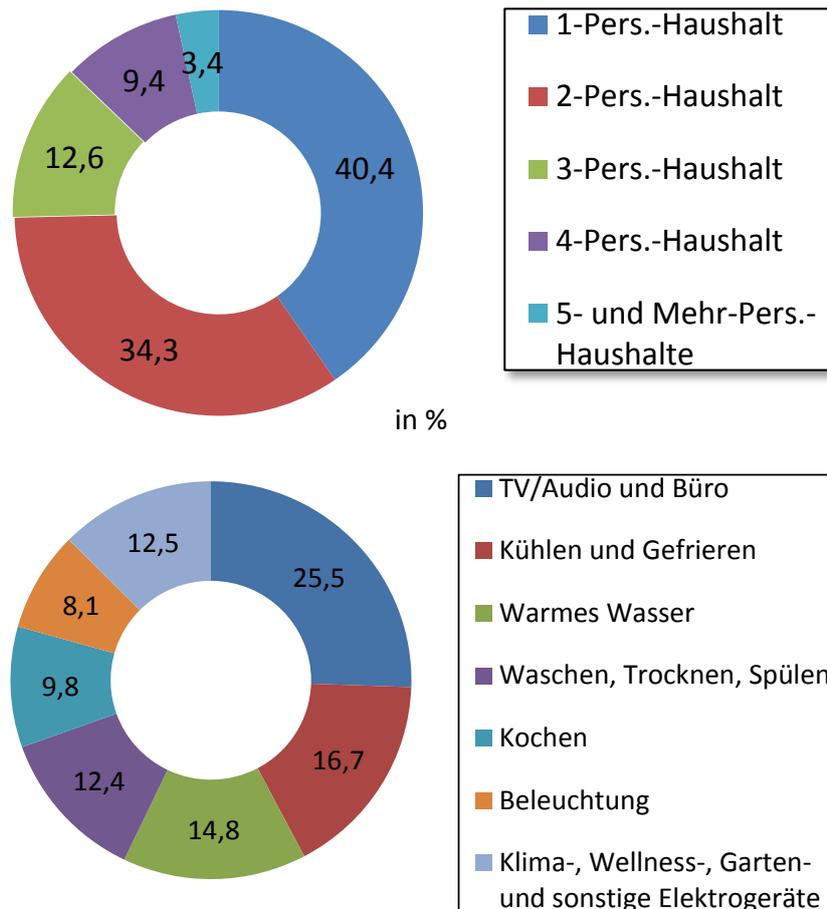


Abbildung 2-2: Verteilung der Haushaltsgrößen und Aufteilung des Stromverbrauchs nach Anwendungsarten in Prozent/BDEW-04 11/

2.2 Verbrauchslastgänge

Haushaltskunden werden über einen SLP-Zähler abgerechnet, wobei SLP für Standardlastprofil steht. Bei einem Verbrauch größer 100.000 kWh pro Jahr kommen in der Regel RLM-Zähler zum Einsatz, RLM bedeutet Registrierte-Leistungs-Messung. In **Abbildung 2-3** sind viertelstündlich an einem Wochentag gemessene Smart-Meter-Daten eines 4-Personenhaushalts gegenüber dem Werktag-HO-Lastprofil des BDEW (bis 2007 VDEW) sowie ein aus Verbrauchsmessungen synthetisierter 4-Personenlastgang in drei unterschiedlichen Simulationsschrittweiten dargestellt. Die größeren Simulationsschrittweiten führen zu einer Glättung der Lastkurve. Der Smart-Meter-Lastgang in **Abbildung 2-3** macht deutlich, dass in den Abendstunden und im Winter der Stromverbrauch erhöht ist.

Für die Modellierung einer dezentralen Stromversorgung auf Haushaltsebene sind die BDEW-Lastprofile ungeeignet, da die vielen zusammengefassten Einzellastgänge die Simulation auf Häuserebene unzutreffend wiedergibt. Daher werden in dieser Arbeit ausschließlich Einzellastgänge mit einer Simulationsschrittweite von 15 Minuten oder weniger verwendet. Als Standardlastgang dient der in **Abbildung 2-3** dargestellte Smart-Meter-Lastgang in 15-Minutenauflösung.

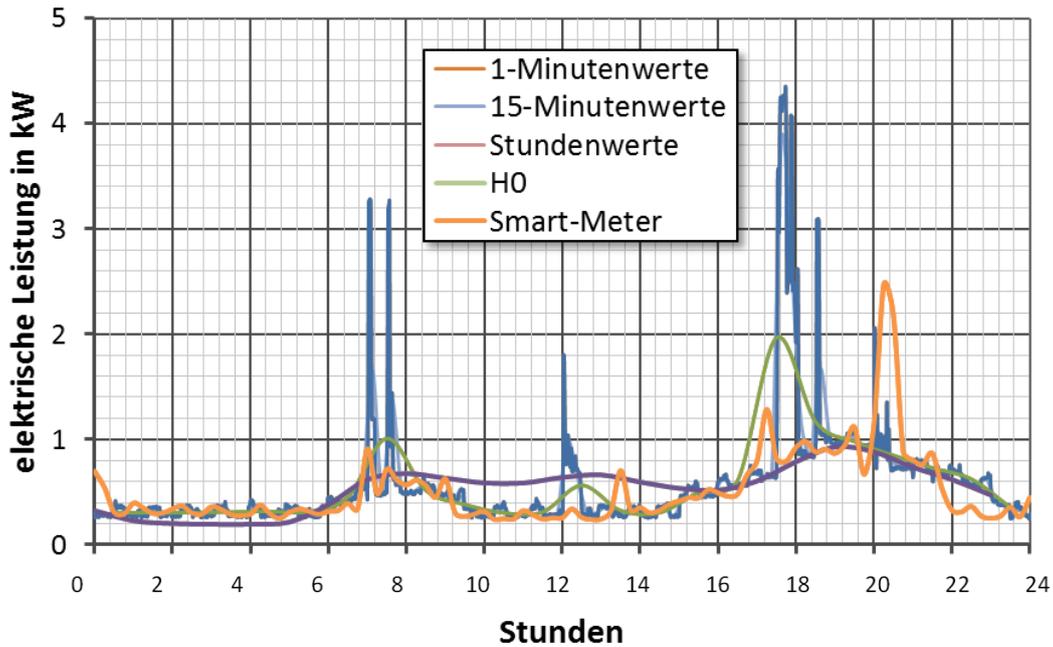


Abbildung 2-3: *Smart Meter Tageslastgang, Standardlastprofil „Haushalt“ (H0) und synthetische Lastgänge in unterschiedlichen Simulationsschrittweiten*

In **Abbildung 2-4** sind Wärmelastgänge nach Höhe des Verbrauchs und der Jahreszeit aufgeführt. In dieser Arbeit wird als Standardwärmelastgang der VDI-Lastgang gewählt.

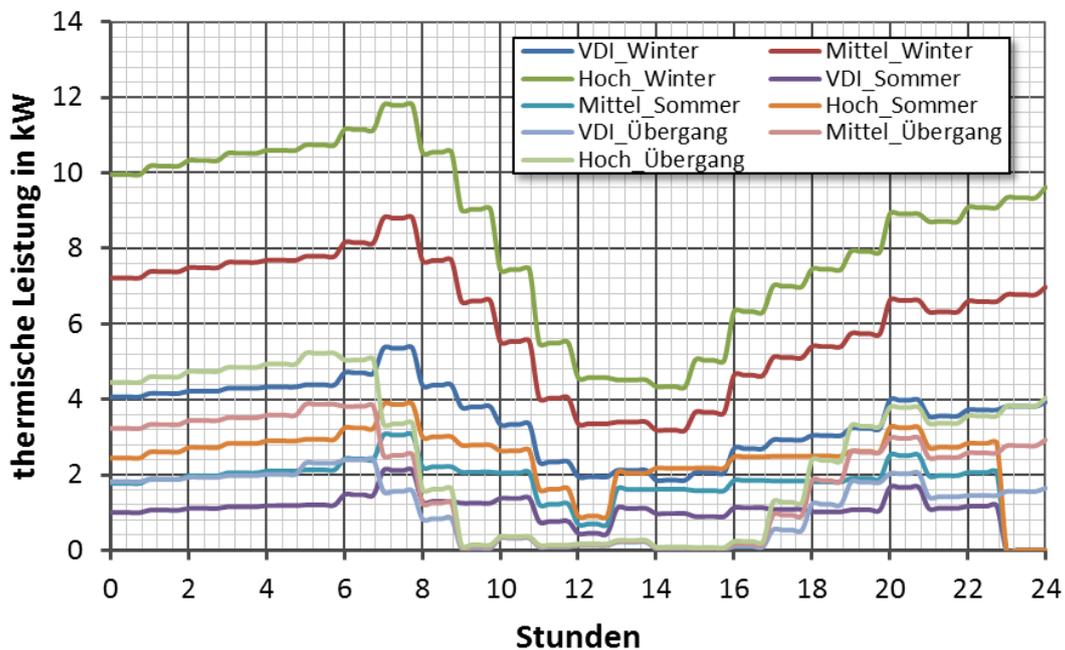


Abbildung 2-4: *Variation von Wärmelastgängen nach Verbrauch und Jahreszeit*

2.3 Dezentrale Stromerzeugung, Speicherung und Umwandlung

Im Folgenden werden die einzelnen möglichen Bestandteile einer dezentralen Versorgung aufgeführt und bedeutende Begriffe, wie Eigenverbrauch und Eigendeckung, definiert. Parameter der Wirtschaftlichkeit, wie vor allem die Preisstruktur, werden dargestellt und Förderprogramme benannt.

PV-Anlage

PV-Anlagen werden aus Solarmodulen aufgebaut. Ein Solarmodul besteht wiederum aus mehreren Zellen. PV-Anlagen werden nach der Struktur des in den Zellen verwendeten Halbleiterwerkstoffs in kristallin und amorph (Dünnschicht) eingeteilt. Bisher wird am häufigsten Silizium als Halbleiterwerkstoff eingesetzt. Bei Dünnschichtzellen werden neben amorphem Silizium vermehrt andere Halbleiterwerkstoffe (z.B. Cadmiumtellurid, Kupfer-Indium-Sulfid etc.) verwendet. In Solarzellen aus polykristallinem Silizium treten an den Korngrenzen Verluste auf. Zur Steigerung des Wirkungsgrads kann in einem weiteren Verfahrensschritt monokristallines Silizium hergestellt werden. Es werden Modulwirkungsgrade bis zu 20 % erreicht. Dünnschichtzellen bestehen meist aus amorphem Silizium. Vorteilhaft gegenüber kristallinen Zellen sind der geringere Materialeinsatz und geringere Herstellungskosten. Der Temperatureinfluss auf den Wirkungsgrad ist bei Dünnschichtzellen geringer als bei kristallinen Zellen. Die Wirkungsgrade liegen jedoch unter den erreichten Werten von kristallinen Zellen, sodass Dünnschichtzellen bei gleicher Nennleistung einen höheren Platzbedarf aufweisen. Bei Dünnschichtzellen sinkt der Wirkungsgrad in den ersten Monaten nach Inbetriebnahme um 1 bis 2 %. /REE-01 09/

Der Zuwachs an PV-Anlagen in Deutschland hat sich deutlich abgeschwächt. Gleichzeitig rückt die sinkende Einspeisevergütung den Eigenverbrauch immer mehr in den Fokus. Die spezifischen Preise spielen für die weitere Entwicklung eine wichtige Rolle. Sie fallen in der Regel mit der Größe der Anlage. In **Abbildung 2-5** sind die konkreten Angebote entnommenen spezifischen Preise unterschiedlicher Hersteller ohne Mehrwertsteuer aufgeführt und durch eine logarithmische Funktion interpoliert worden, da der durch die Größeneffekte verursachte logarithmische Verlauf zu erkennen ist. Dieses Verfahren liefert in stetiger Form für jede bei der Simulation vorgegebene PV-Anlagengröße den entsprechenden berechneten Preis. Diese beziehen sich auf schlüsselfertige Anlagen einschließlich Wechselrichter und Installation exklusive Mehrwertsteuer. Die Interpolationskurve ist im Simulationsprogramm als Berechnungsgrundlage hinterlegt.

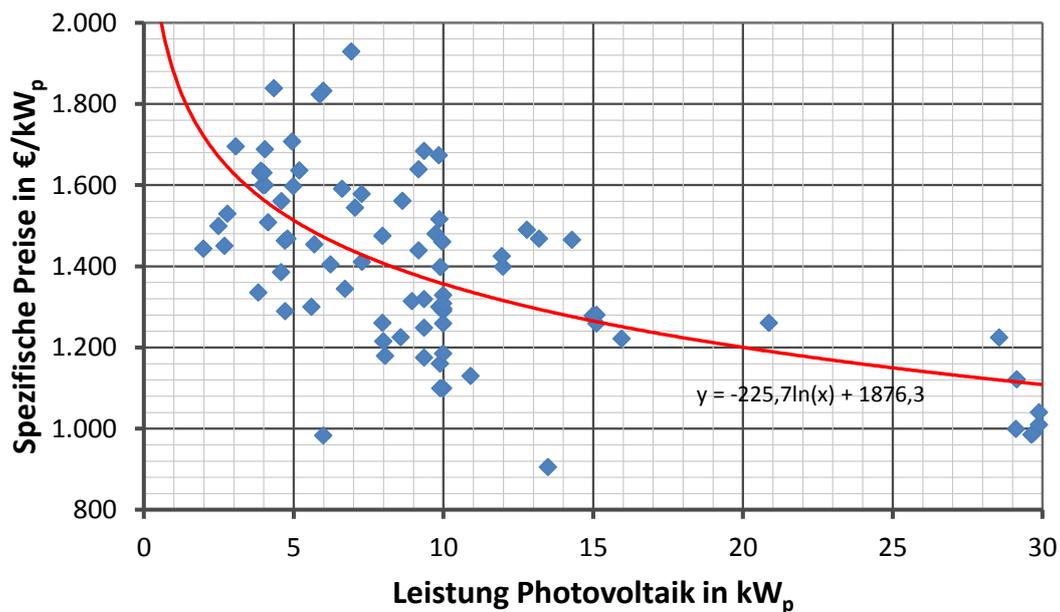


Abbildung 2-5: Preiskurve für PV-Anlagen (ohne Mehrwertsteuer)

Kleinwindkraftanlage

Kleinwindkraftanlagen (KWKA) führen gegenwärtig in Deutschland ein Nischendasein. Im Gegensatz zu Photovoltaik-Anlagen erfordert ihre Planung und Installation einen höheren Aufwand. Bei der Standortwahl ist eine vorherige Eignungsprüfung durch Windmessungen erforderlich und beim Kauf ist darauf zu achten nur am Markt etablierte Hersteller zu wählen. Dies ist bei Kleinwindkraftanlagen besonders wichtig, da es sich in der Praxis gezeigt hat, dass auch unseriöse Anbieter ihre Produkte anbieten. Da die Stromerzeugung aus solarer Strahlung und Wind sich aber gut ergänzen, kann bei den entsprechenden Voraussetzungen eine KWKA den Anteil an erneuerbarer Energie im Bereich privater Haushalte oder im Gewerbe erhöhen. /KLE-01 15/

EEG und Baurecht limitieren Leistung und Höhe von KWKA auf 50 kW respektive 50 m. In Deutschland werden Leistungen und Höhen von 30 kW und 30 m in der Regel nicht überschritten, im Bereich privat betriebener Anlagen werden selten mehr als 5 kW und 20 m erreicht. /KLE-01 15/

Abbildung 2-6 zeigt die spezifischen Preise von KWKA unterschiedlicher Hersteller ohne Mehrwertsteuer. Die Preise schließen die Kosten für Mast und Fundament ein. Um in einem windschwachen Gebiet die gleiche Leistung zu erreichen wie in einem windstarken ist ein höherer Mast und stärkeres Fundament erforderlich, was die Kosten erhöht. Leistungsschwächere Anlagen können auch direkt am Dach montiert werden.

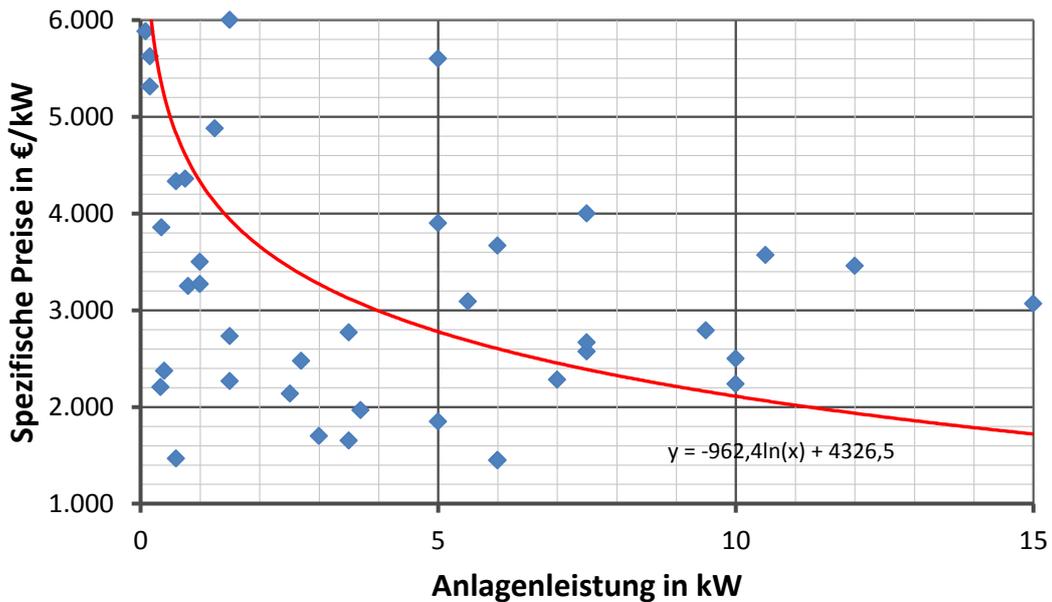


Abbildung 2-6: Preiskurve für Kleinwindkraftanlagen (ohne Mehrwertsteuer)

Deutschland ist nach DIN 1055-4 in vier Windlastzonen eingeteilt, dabei gehen die Windgeschwindigkeiten der Referenz von 22,5 in Schritten von 2,5 bis 30 Meter pro Sekunde.

Batteriespeicher

Batteriespeicher in Verbindung mit PV-Anlagen zur Eigenverbrauchsoptimierung im Privathaushalt haben Zukunft sofern sich die Kostendegression, vor allem getrieben von der Elektromobilität, fortsetzt. In **Abbildung 2-7** sind die Angebote unterschiedlicher Hersteller von Lithium-Ionen- und Bleibatterien aufgetragen. Die Preise beziehen sich auf Komplettanlagen einschließlich Installation ohne Mehrwertsteuer. Im Berechnungsprogramm dieser Arbeit dienen die Interpolationskurven des Angebotspools als Kapitalkosten zur Berechnung der Systemkosten.

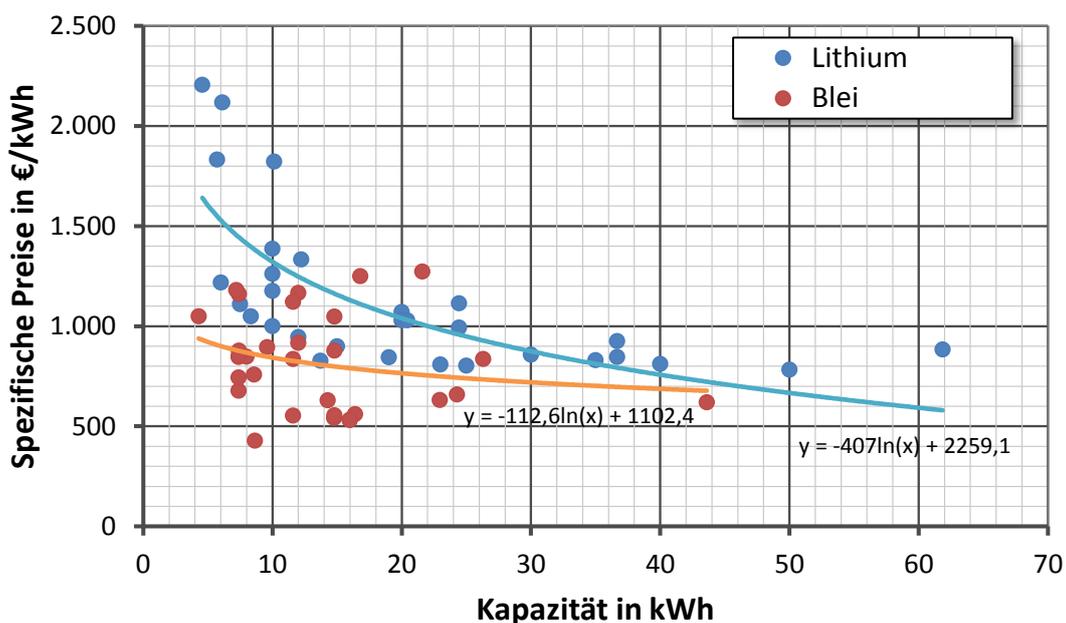


Abbildung 2-7: Preiskurve von Hausspeichersystemen (ohne Mehrwertsteuer)

Der Staat versucht durch das KfW-Programm „Erneuerbare Energien Standard“ einen Anreiz für den Kauf von Hausspeichersystemen zu geben. In **Tabelle 2-1** sind die Zahlen zur bisherigen Inanspruchnahme des Programms wiedergegeben. Es zeigt sich bisher, dass die für die Förderung zur Verfügung gestellten Summen nur teilweise abgerufen werden.

Tabelle 2-1: *Batteriespeicherförderung durch KfW-Programm (*aktuell, **geplant)*

KfW-Programm Erneuerbare Energien Standard - Anzahl Maßnahmen		
Jahr	Ergänzung PV-Speicher an bestehende PV-Anlage	Neue PV-Anlage mit PV-Speicher
2013	201	2.529
2014	690	4.871
Gesamt	891	7.400

KfW-Programm Erneuerbare Energien Standard - Teilbetrag Darlehenszusage Mio. EUR				
Jahr	Darlehenszusage Mio. EUR			Tilgungszuschüsse
	Ergänzung PV-Speicher an bestehende PV-Anlage	Neue PV-Anlage mit PV-Speicher	Gesamt	Mio. EUR
2013	2	43	45	8,8*
2014	7	82	89	10**

Mikro-BHKW-Anlage

Mikro-BHKW-Anlagen stellen eine etablierte Technologie dar. Sie erreichen hohe Effizienzgrade indem sie die Strom- und Wärmeerzeugung aus einer Primärenergiequelle miteinander verbinden. In dieser Arbeit werden nur die für den Einsatz im Einfamilienhaus typischen Anlagen mit einer elektrischen Maximalleistung von 1 kW_{el} betrachtet.

In **Tabelle 2-2** sind die Kapitalkosten der in der Arbeit betrachteten Blockheizkraftwerke einschließlich Spitzenlastkessel und Wärmespeicher aufgeführt.

Tabelle 2-2; *Preise der untersuchten Blockheizkraftwerke einschließlich Spitzenlastkessel und Wärmespeicher /FFE-33 15/*

Systembestandteile	ecoPOWER 1.0 BHKW	Dachs Stirling SE BHKW	Vitowin 300-W BHKW
Gesamt	14.623 €	15.620 €	15.981 €
BHKW	9.585 €	9.585 €	9.585 €
Spitzenlastkessel	2.137 €	3.445 €	3.985 €
Wärmespeicher	2.901 €	2.590 €	2.411 €

Die Integration einer Mikro-BHKW-Anlage in einen Haushalt stellt eine Herausforderung dar, da Strom- und Wärmebedarf in der Regel nicht zusammenfallen. So variiert das jährliche Verhältnis von Wärme- zu Strombedarf in einem privaten Haushalt zwischen

2:1 und 8:1, abhängig von der Größe sowie dem Dämmungs- und Belegungsgrad des Hauses. Zusätzlich ist dieses Verhältnis während des Betriebs der Mikro-BHKW-Anlage nicht konstant. /IEEE-01 10/

Die Betriebsweise der Mikro-BHKW-Anlage kann wärmegeführt oder stromgeführt erfolgen. Wird sie wärmegeführt betrieben, sorgt ein Spitzlastkessel für die Abdeckung der Verbrauchsspitzen. Der erzeugte Strom wird selbst verbraucht, ins Netz eingespeist oder gespeichert. Bei der stromgeführten Betriebsweise kann die erzeugte Wärme in einem Pufferspeicher geladen werden und später verbraucht werden.

Stromerzeugungsaggregate

Stromerzeugungsaggregate werden vor allem als Notstromaggregate bei Stromausfall (z.B. in Krankenhäusern) und bei der Stromversorgung in Inselsystemen verwendet. In Inselsystemen überbrücken sie die Zeiten, in denen kein Strom aus den restlichen Erzeugern (PV-Anlage, Windkraftanlage etc.) und der Batterie zur Verfügung gestellt werden kann. Hauptkomponenten von Stromerzeugungsaggregaten sind ein Verbrennungsmotor und ein Generator, der die Antriebsenergie in elektrische Energie umwandelt. Anstelle des Begriffs Stromerzeugungsaggregat wird auch die Bezeichnung Generator für die Gesamtanlage verwendet.

In Inselsystemen werden häufig Diesel- oder Benzinaggregate mit konstanter Drehzahl eingesetzt. Diese haben in hohen Lastbereichen den maximalen Wirkungsgrad. Im Teillastbereich fällt dieser stark ab.

Dieselaggregate können mit Heiz- oder Pflanzenöl betrieben werden, um die Brennstoffkosten zu verringern. Der Betrieb eines Stromerzeugungsaggregats mit dem steuerbegünstigten Heizöl ist in Deutschland nach § 3 EnergieStG (Energiesteuergesetz) zulässig, wenn

- Die erzeugte „mechanische Energie ausschließlich der Stromerzeugung dient“ (§ 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EnergieStG), und
- Es sich um eine ortsfeste Anlage handelt, d.h. die Anlage „während des Betriebs ausschließlich an ihrem geographischen Standort verbleibt und nicht auch dem Antrieb von Fahrzeugen dient“ (§ 3 Abs. 2 EnergieStG).

Reine Stromaggregate, wie hier betrachtet, dürfen aus steuerlicher Sicht demzufolge mit Heizöl betrieben werden. Für Mikro-KWK-Anlagen - bei denen auch die Wärme genutzt wird - gilt dies hingegen nur dann, wenn ein Jahresnutzungsgrad von mindestens 60 % erreicht wird (§ 3 Abs. 1 Satz 2 EnergieStG).

In **Tabelle 2-3** sind die für die Wirtschaftlichkeitsberechnung relevante Kenndaten aufgeführt.

Tabelle 2-3: *Wirtschaftsdaten Dieselaggregat*

System	Kaufpreis	Heizölpreis	Heizölkosten	Verbrauch	Betriebsstunden
Dieselaggregat	300 €/kW	70 ct/l	28 ct/kWh	0,39 l/kWh	15.000 h

In **Abbildung 2-8** sind die Sensitivitäten der Kosten des Dieselaggregats dargestellt. Erwartungsgemäß haben die Betriebskosten in Form des Heizölpreises den größten

Einfluss auf die Gesamtkosten. Der Anteil der Kapitalkosten ist relativ gering, so dass deren Variation eine untergeordnete Rolle spielt, gleiches gilt damit auch für den Zinssatz. Sind die angesetzten Betriebsstunden gering hat ein vorzeitiger Austausch des Diesellaggregats zu erfolgen, der sich negativ auf die Gesamtkosten auswirkt.

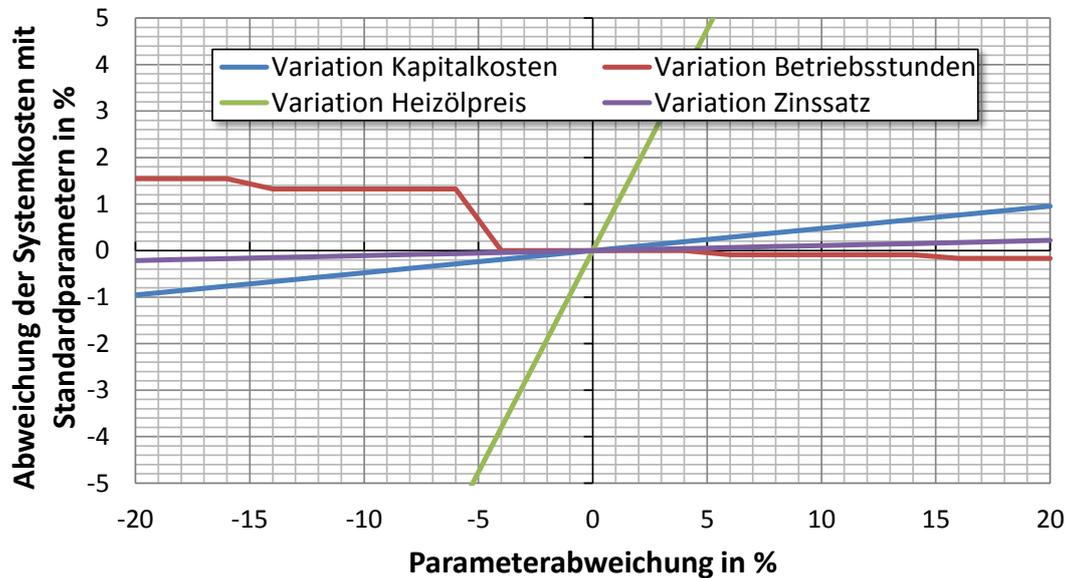


Abbildung 2-8: *Kostenanalyse Diesellaggregat*

Wärmepumpe

Wärmepumpenheizungen werden inzwischen in jedem vierten Neubau in Deutschland installiert. Die Primärenergieeinsparung und CO₂-Bilanz der Wärmeerzeugung kann dabei durch die Erhöhung des regenerativen Stromanteils beim Betrieb von Elektrokompensationswärmepumpen verbessert werden. Dies geschieht entweder durch die Erhöhung des erneuerbaren Stromanteils im Netz oder dezentral durch Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs einer Dachanlage vor Ort. /FFE-44 14/

Wärmespeicher

Kombiniert man eine Wärmepumpe mit einem Wärmespeicher (Pufferspeicher) kann ihre Leistung etwas niedriger gewählt werden.

Ein Wärmespeicher bietet im Fall der Mikro-BHKW-Anlage die Möglichkeit deren Laufzeit zu verlängern, da die gespeicherte Energie die des Spitzenlastkessels ersetzt. Außerdem kann durch den Speichereinsatz die Strom- und Wärmeerzeugung entkoppelt werden. Kosten zum Wärmespeicher sind in Tabelle 2-2 aufgeführt.

2.4 Niederspannungsnetz und Netztopologie

Private Haushalte werden mit Strom über das Niederspannungsnetz, nach einer Transformation der Spannung aus höheren Netzebenen auf 400 bzw. 230 V, versorgt. Die häufigsten Netztopologien sind Strahlen-, Ring- und Maschennetze. Strahlennetze werden von einer zentralen Stelle versorgt, Ring- und Maschennetze werden üblicherweise aus mehreren Quellen gespeist. Durch den Einsatz dezentraler Erzeuger findet Einspeisung in die Niederspannungsnetze statt, wobei es zu unzulässigen Spannungsüberschreitungen kommen kann. Daher ist es notwendig bei netzgekoppelten

Systemen das Niederspannungsnetz bei der Simulation zu berücksichtigen. So dürfen private PV-Anlagen am Netzknotenpunkt maximal 70 % der PV-Nennleistung einspeisen, eine Speicherförderung ist nur unter der Voraussetzung möglich, dass höchstens 60 % der PV-Nennleistung eingespeist werden.

2.5 Eigenverbrauch, Eigendeckung und Einspeisung

In **Abbildung 2-9** wird grafisch die Definition von Eigenverbrauchsanteil (EV) und Eigendeckungsanteil (ED) verdeutlicht.

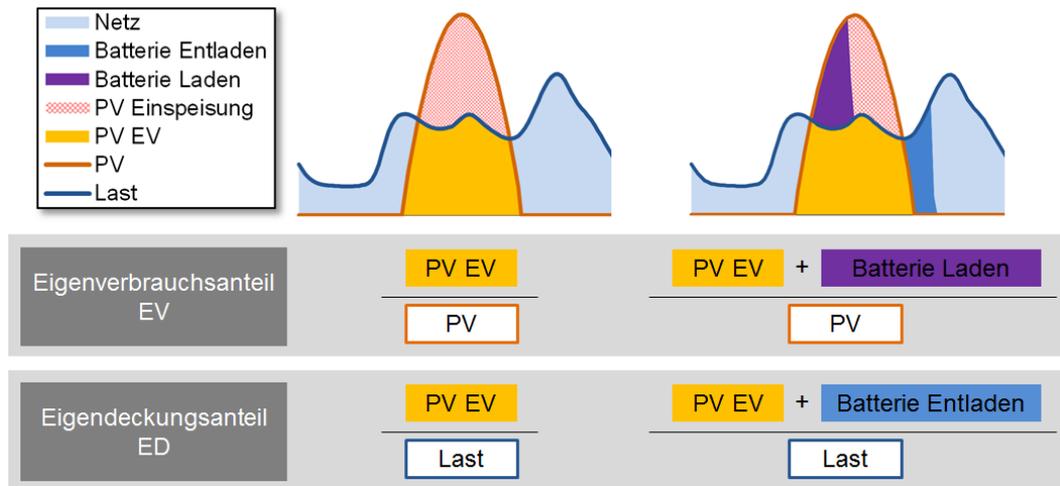


Abbildung 2-9: *Eigenverbrauchs- (EV) und Eigendeckungsanteil (ED)*

Für beide Fälle sind die zeitlichen Verläufe der Stromlast (dunkelblaue Linie) und der PV-Erzeugung (orange Linie) schematisch dargestellt. Aus der zeitgleichen Überdeckung der Last und PV-Erzeugung ergibt sich der eigenverbrauchbare Anteil der PV-Erzeugung (orangene Fläche) sowie die restliche PV-Erzeugung – die im Fall ohne Batterie in das Netz eingespeist wird (rötliche Fläche). Im Fall mit Batterie wird der Überschuss zunächst in der Batterie gespeichert (violette Fläche) und der noch verbleibende Anteil in das Netz eingespeist. Die in der Batterie gespeicherte PV-Erzeugung wird zu einem späteren Zeitpunkt unter Abzug der Speicherverluste durch Entladen der Batterie nutzbar gemacht (dunkelblaue Fläche). Die Stromlast, die nicht direkt oder über die Batterie indirekt gedeckt werden kann, wird vom Netz bezogen (hellblaue Fläche).

Der Eigenverbrauchsanteil EV und der Eigendeckungsanteil ED sind gemäß der Formel 2-1 und 2-2 definiert:

$$EV = \frac{\sum \bar{P}_{EV} \cdot \Delta t + \sum \bar{P}_{Bat,Laden} \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{PV} \cdot \Delta t} \quad (2-1)$$

$$EV = \frac{\sum \bar{P}_{EV} \cdot \Delta t + \sum \bar{P}_{Bat,Entladen} \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{Last} \cdot \Delta t} \quad (2-2)$$

Aus den beiden Formeln kann für einen festgelegten Zeitraum allgemein folgender Zusammenhang für PV-Anlagen mit Speicher abgeleitet werden¹:

¹ Zur besseren Übersichtlichkeit wird anstelle der Summenbildung der elektrischen Leistung P die Energiemenge E verwendet

$$\frac{EV}{ED} = \frac{(E_{PV,EV} + E_{Speicher,Laden})}{(E_{PV,EV} + E_{Speicher,Entladen})} \cdot \frac{E_{Last}}{E_{PV}} \quad (2-3)$$

$$= \frac{(E_{PV,EV} + E_{Speicher,Laden})}{(E_{PV,EV} + \eta_{Wh} \cdot E_{Speicher,Laden})} \cdot \frac{E_{Last}}{P_{PV,Nenn} \cdot t_{V,PV}}$$

$t_{V,PV}$ Volllaststunden der PV-Anlage

$\eta_{Wh} = \frac{E_{Speicher,Entladen}}{E_{Speicher,Laden}}$ Energiewirkungsgrad des Speichers

Das Verhältnis von Eigenverbrauch zu Eigendeckung hängt für das betrachtete Zeitintervall vom Stromverbrauch, der PV-Erzeugung und – aufgrund der geladenen und entladenen Energiemengen – vom Energiewirkungsgrad η_{Wh} des Batteriespeichers ab. Wird eine PV-Anlage ohne Speicher betrachtet, kürzt sich der erste Quotient der Gleichung. Dies gilt näherungsweise auch für Speicher mit einem hohen Energiewirkungsgrad. Das Verhältnis von EV zu ED vereinfacht sich in diesen Fällen wie folgt:

$$\frac{EV}{ED} = \frac{E_{Last}}{E_{PV}} = \frac{E_{Last}}{P_{PV,Nenn} \cdot t_{V,PV}} \quad (2-4)$$

Sind der Stromverbrauch und die PV-Erzeugung für einen festgelegten Zeitraum bekannt, ist das Verhältnis von EV zu ED bei Systemen ohne Speicher (oder bei Speichern mit hohem Energiewirkungsgrad) für diesen Zeitraum festgelegt – unabhängig vom Verlauf der Verbrauchslast und des Leistungsgangs der PV-Anlage.

Entspricht die von der PV-Anlage ohne Speicher erzeugte Energiemenge der Last, es herrscht also ein bilanzielles Gleichgewicht, so ist der Eigenverbrauchsanteil gleich dem Eigendeckungsanteil.

2.6 Förderprogramme und gesetzliche Rahmenbedingungen

Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) löste am 29. März 2000 das seit 1990 geltende Stromeinspeisungsgesetz ab. Es dient der Regelung der Einspeisung erneuerbarer Energien in das Netz und legt die Vergütungssätze der einzelnen Technologien fest.

Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) fördert u. a. die Modernisierung und den Neubau von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) und unterstützt die Markteinführung der Brennstoffzelle. Am 1. April 2002 in Kraft getreten, wurde es seitdem mehrmals novelliert, das letzte Mal am 12. Juli 2012. Betreiber kleiner KWK-Anlagen bis 50 kW haben einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags von 5,41 ct/kWh für 10 Jahre oder alternativ für die Dauer von 30.000 Vollbenutzungsstunden ab Aufnahme des Dauerbetriebs. Bei sehr kleinen KWK-Anlagen sowie Brennstoffzellen mit einer elektrischen Leistung bis zu 2 kW können sich die Betreiber eine pauschalisierte Zahlung der Zuschläge für die Stromerzeugung für die Dauer von 30.000

Vollbenutzungsstunden auszahlen lassen. Die Summe ist innerhalb von zwei Monaten ab Antragstellung vom Netzbetreiber zu entrichten, gleichzeitig erlischt damit die Möglichkeit zur Einzelabrechnung der erzeugten Strommenge.

Neben der Förderung durch das KWK-Gesetz gibt es seit dem 1. April 2012 Investitionszuschüsse für Blockheizkraftwerke (BHKW) bis 20 kW_{el}.

Energieeinsparverordnung

Die Energieeinsparverordnung (EnEV trat am 1. Februar 2002 in Kraft und wurde am 16. Oktober 2013 das letzte Mal novelliert. Darin ist u. a. die Ermittlung des Primärenergieverbrauchs geregelt.

KfW-Programm Erneuerbare Energien „Speicher“

Das KfW-Programm Nummer 275 gilt seit 1. Mai 2013 und fördert die Finanzierung von Batteriespeichersystemen in Verbindung mit einer PV-Anlage und Netzanschluss. Die Förderung gliedert sich in ein zinsgünstiges Darlehen der KfW für die Gesamtinvestition von Batteriespeichersystem und PV-Anlage sowie Tilgungszuschüsse des BMU für das Batteriespeichersystem. Die Zinshöhe des Darlehens wird durch ein Einstufungsverfahren der KfW ermittelt, das unter anderem die Bonität des Antragstellers und die Laufzeit berücksichtigt. Neben der Neuerrichtung von Speichersystem und PV-Anlage gilt die Förderung unter speziellen Bedingungen auch für ein nachträglich zur PV-Anlage installiertes Speichersystem. Die Förderung ist auf PV-Anlagen mit einer maximalen Nennleistung von 30 kW_p begrenzt. Weiterhin besteht die Verpflichtung einer dauerhaften Begrenzung der Leistungsabgabe der PV-Anlage am Netzanschlusspunkt von maximal 60 % der Nennleistung über 20 Jahre. Weitere Details zur Förderung können dem KfW-Merkblatt /KfW-01 13/ entnommen werden.

Der Tilgungszuschuss ist auf 600 €/kW_p (Neuanschaffung Speichersystem + PV-Anlage) bzw. 660 €/kW_p (nachträglich installiertes Speichersystem) begrenzt. Die Berechnung der Zuschusshöhe ist für ersteren Fall in (2-5) dargestellt. /BSW-05 13/

$$\begin{aligned} & \text{Tilgungszuschuss (Neuanschaffung Speichersystem + PV-Anlage)} \\ = & \textit{Maximum} \left(\frac{\textit{Kosten Speichersystem [€]}}{\textit{Nennleistung PV - Anlage [kW}_p\textit{]}} \cdot 30 \% ; 600 \frac{\textit{€}}{\textit{kW}_p} \right) \end{aligned} \quad (2-5)$$

Steuerliche Behandlung von dezentralen Versorgungssystemen

Grundsätzlich sind für die Besteuerung der in dieser Arbeit betrachteten Systeme sowohl die Umsatzsteuer als auch die Einkommenssteuer von Bedeutung. Der Betreiber hat bei der Umsatzsteuer die Wahl. Bei den betrachteten dezentralen Anlagen ist die Abschreibung der Anschaffung zu berücksichtigen. /BMF-01 14/

3 Vorgehensweise und Methodik

3.1 Vorgehensweise

Zur Durchführung der Systemanalysen wurde ein Simulationsmodell in Matlab entwickelt, das unter einer großen Anzahl von wählbaren Parametern die Erzeugung, Speicherung und Einspeisung für jede gewählte Versorgungsstruktur sowie deren Kosten berechnet. Als System werden die dezentrale Anlagenkonfiguration des Privathaushalts und der Strombezug durch die allgemeine Versorgung gesehen, letzteres nur sofern es sich nicht um Vollautarkie handelt.

Bei vorgegebener Systemfahrweise kann die optimale Systemdimensionierung durch genetische Algorithmen (siehe Abschnitt 3.6) ausreichend genau bestimmt werden.

Abbildung 3-1 zeigt schematisch die Vorgehensweise bei der Systemsimulation. Durch eine Analyse auf Anwenderebene wird untersucht, welche Systemauslegungen und Fahrweisen für die verschiedenen dezentralen Stromversorgungssysteme ausgewählt werden müssen, um vorgegebene Ziele in den einzelnen zu optimierenden Bereichen zu erreichen. Das Ziel „Netzdienliche Last“ bedeutet, dass die dezentrale Stromversorgung sich nach den Anforderungen des Netzes beziehungsweise der allgemeinen Versorgung richtet. Eigenverbrauch, -deckung und Residuallast sind Kenngrößen zur Bestimmung der Kosten aus Betreibersicht in Abhängigkeit des jeweiligen staatlichen Fördermodells.

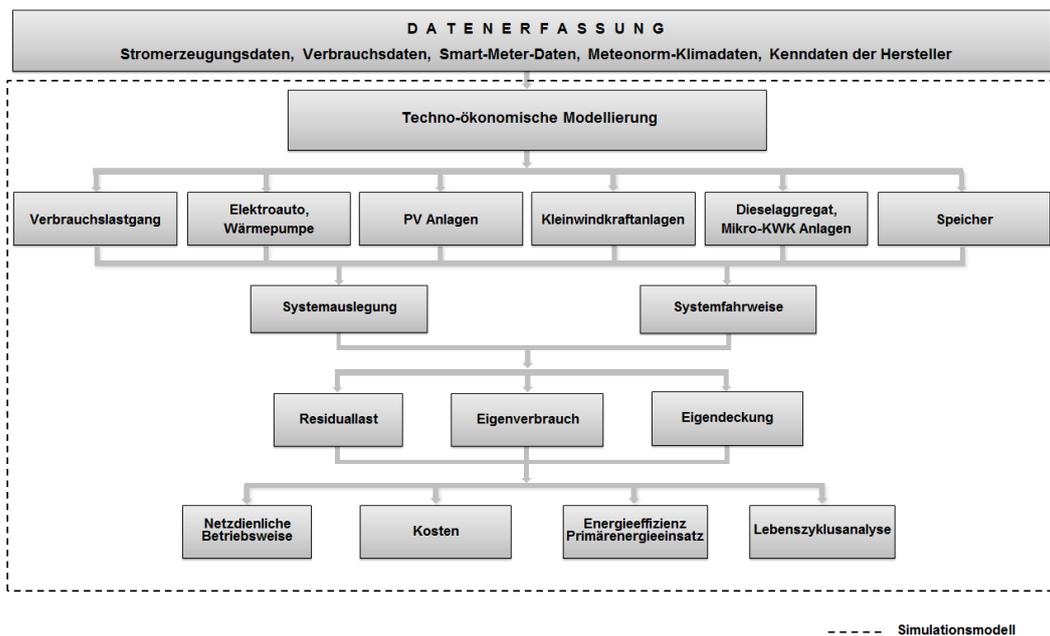


Abbildung 3-1: Übersicht Simulationsmodell

In einem weiteren Schritt wurden die Rückwirkungen einer zunehmend dezentralen Stromversorgung auf die Niederspannungsnetze, Strompreise und Klimaschutzziele analysiert. Dafür wurde eine Strompreismodellierung durchgeführt, die die Effekte dezentraler Versorgung auf den Haushaltsstrompreis betrachtet. Umgekehrt kann durch die Vorgabe einer anderen Strompreistarifordnung die Kostenstruktur der dezentralen Versorgung beeinflusst werden und damit ein Anreiz beim Verbraucher zu einer netzdienlichen Last geschaffen werden.

Auf Grund der Vielzahl der Möglichkeiten der Systemwahl und Analyse der Parameter sowie dem individuellen Charakter dezentraler Versorgung ist im Rahmen dieser Arbeit kein systematischer Ansatz gewählt worden. Vielmehr versuchen die Untersuchungen durch Eingrenzen und Vorauswahl mit einem heuristischen Ansatz allgemeingültige Aussagen zu treffen. Auch wenn durch Methodik und Simulationsmodell prinzipiell der Großteil spezieller Fälle gerechnet werden kann, musste bei der Darstellung eine Auswahl getroffen werden. So wurden beispielsweise ein Referenzhaushalt und eine Auswahl zum Einsatz kommender Systeme gewählt, um den Rahmen der Arbeit nicht zu sprengen und die Ergebnisse zu verdeutlichen. Leitfaden war dabei immer die Frage was die zunehmende dezentrale Stromversorgung für die Privathaushalte sowie die energiewirtschaftliche Landschaft der Bundesrepublik Deutschland bedeutet. Die dadurch gewonnenen Erkenntnisse lassen sich zum Teil auch auf andere Verbrauchssektoren und Länder übertragen.

3.2 Modell dezentraler Versorgung

Die Modellierung der dezentralen Versorgung erfolgt über die einzelnen Komponenten. In jedem Simulationsschritt werden die Ergebnisse zusammengeführt und verarbeitet. Der Detaillierungsgrad der Modellierungen richtet sich nach den Sensitivitäten der Parameter.

Zur besseren Einordnung der Ergebnisse wird ein Standardsystem mit Standardparametern definiert. In **Tabelle 3-1** sind die einzelnen Standardparameter der Simulation definiert.

Tabelle 3-1: *Standardparameter der Simulation*

Parameter	Wert
Arbeitspreis Strom	25,93 ct/kWh
Grundpreis Strom	100,84 €/a
Steigerungsrate Strompreis	2 %/a
Steigerungsrate Grundpreis	2 %/a
Jahresstromverbrauch, 4-Personen	4.307 kWh _{el}
Jahreswärmeverbrauch, 4-Personen	12.705 kWh _{th}
Heizölpreis	70 ct/l
Steigerungsrate Heizölpreis	2 %
Betrachtungszeitraum Annuität	20 a
Zinssatz	5 %
Inflationsrate	2 %
Standort	Würzburg
PV Leistung Peak	5.000 W _p (Süd; Deklination: 30 °)
Einspeisegrenze PV	70% der Nennleistung
Einspeisegrenze PV bei Speicher-Förderung	60% der Nennleistung
Vergütung PV < 10 kW _p	12,43 ct/kWh
Vergütung 10 < PV < 40 kW _p	12,09 ct/kWh
Kleinwindkraftanlage Leistung	5.000 W
Vergütung Windkraft < 50 kW	8,9 ct/kWh
Vergütung gesamt Mikro-KWK	9,7 ct/kWh
Akkumulatortyp	Lithiumeisenphosphat
Speicher-Nennkapazität	5.000 Wh
SOC minimal	10 %
SOC maximal	90 %
Ladewirkungsgrad	95 %
Entladewirkungsgrad	95 %
Lade/-entladeleistung maximal	5.000 W
Vollzyklen	4.135
EOL	80% der Nennkapazität

Zusätzlich zum aus meteorologischer Sicht durchschnittlichen Standort Würzburg werden vier weitere Standorte definiert, die Auswirkungen auf die Ergebnisse durch davon abweichenden Bedingungen widerspiegeln sollen.

In der Simulation wird daher der Modellhaushalt für ein Referenzgebäude gegebenenfalls an verschiedenen Standorten betrachtet. Die Lastgänge für Raumwärme und Warmwasser werden über eine Skalierung viertelstündlicher synthetischer Lastprofile mit typischen spezifischen Wärmebedarfsdaten der Referenzstandorte gebildet. Die Grundlage der Simulation von Haushalten für verschiedene Regionen in Deutschland bilden fünf ausgewählte Referenzstandorte /CORR-01 13/, die sich hinsichtlich der mittleren solaren Einstrahlung und der Gradtagszahl voneinander abgrenzen. Dabei handelt es sich um die Standorte Bochum, Freiburg im Breisgau, Ilmenau, Rosenheim

und Würzburg. **Abbildung 3-2** stellt für die fünf ausgewählten Referenzstandorte einen Vergleich bezüglich der Gradtagszahl in °C und der jährlichen globalen Einstrahlung auf. Die meteorologischen Daten sind dabei aus Meteonorm entnommen. Grundlage für die Berechnung der Gradtagszahl ist zum einen eine Heizgrenztemperatur von 15 °C und zum anderen eine Innenraumtemperatur von 20 °C. **Formel 1** stellt nach VDI 2067 die Berechnung der Gradtagszahl dar. Dabei wird für jeden Heiztag die Differenz aus definierter mittlerer Innenraumtemperatur und mittlerer Tagesaußentemperatur gebildet und über sämtliche Heiztage aufsummiert. Unter Heiztage sind jene Tage definiert, die in die Heizperiode (z.B. 1. September bis 31. Mai) fallen und an denen die mittlere Tagesaußentemperatur unter der Heizgrenztemperatur liegt

$$G_{t_{20/15}} = \sum_{1}^n (t_i - t_a) \tag{1}$$

$G_{t_{20/15}}$ [°C]: Gradtagszahl bei einer mittleren Innenraumtemperatur von 20 °C und einer Heizgrenztemperatur von 15 °C
 t_i [°C]: mittlere Innenraumtemperatur
 t_a [°C]: mittlere Tagesaußentemperatur des Heiztages
 n [-]: Anzahl der Heiztage

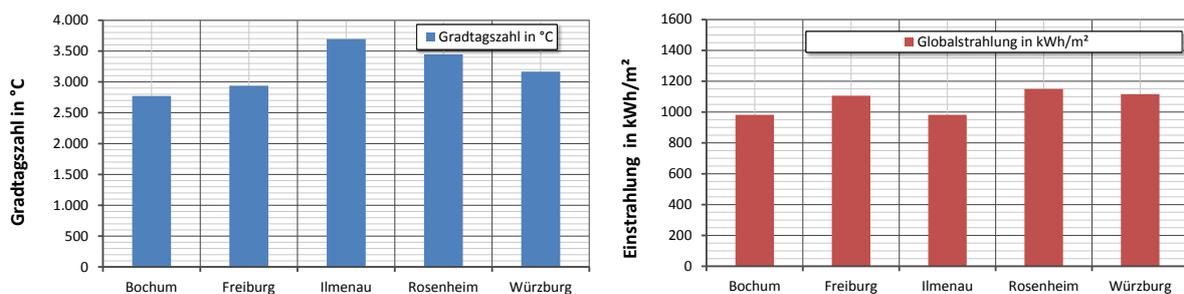


Abbildung 3-2: Gradtagszahl und Globalstrahlung für die gewählten Referenzstandorte

Dabei ist folgendes bezogen auf Deutschland festzustellen:

- Bochum: niedrige Gradtagszahl, niedrige Einstrahlung
- Freiburg: niedrige Gradtagszahl, hohe Einstrahlung
- Ilmenau: hohe Gradtagszahl, niedrige Einstrahlung
- Rosenheim: hohe Gradtagszahl, hohe Einstrahlung
- Würzburg: mittlere Gradtagszahl, mittlere (bis hohe) Einstrahlung

3.3 Simulationsablauf Systemanalyse

Die Umsetzung der Systemanalyse erfolgte durch die Erstellung eines umfangreichen Programms in Matlab. In **Abbildung 3-3** ist der Ablaufplan des zugehörigen Simulationsprogramms zu sehen. Die einzelnen Erzeugungsanlagen und Speicher werden technisch modelliert und durch eine zentrale Hauptfunktion gesteuert. In jedem Zeitabschnitt wird auf Grundlage von Last und erneuerbaren Energieangebot sowie den Speicherparametern und vorgegebenen Algorithmen über die Art der Lastdeckung, Speicherung und Einspeisung entschieden. Die betriebswirtschaftliche Berechnung erfolgt auf Basis der wirtschaftlichen Kennwerte und dem Ablauf der Energieversorgung.

Zusätzlich werden die CO₂-Emissionen berechnet, die im Verein mit der Wirtschaftlichkeitsrechnung die CO₂-Vermeidungskosten bestimmen.

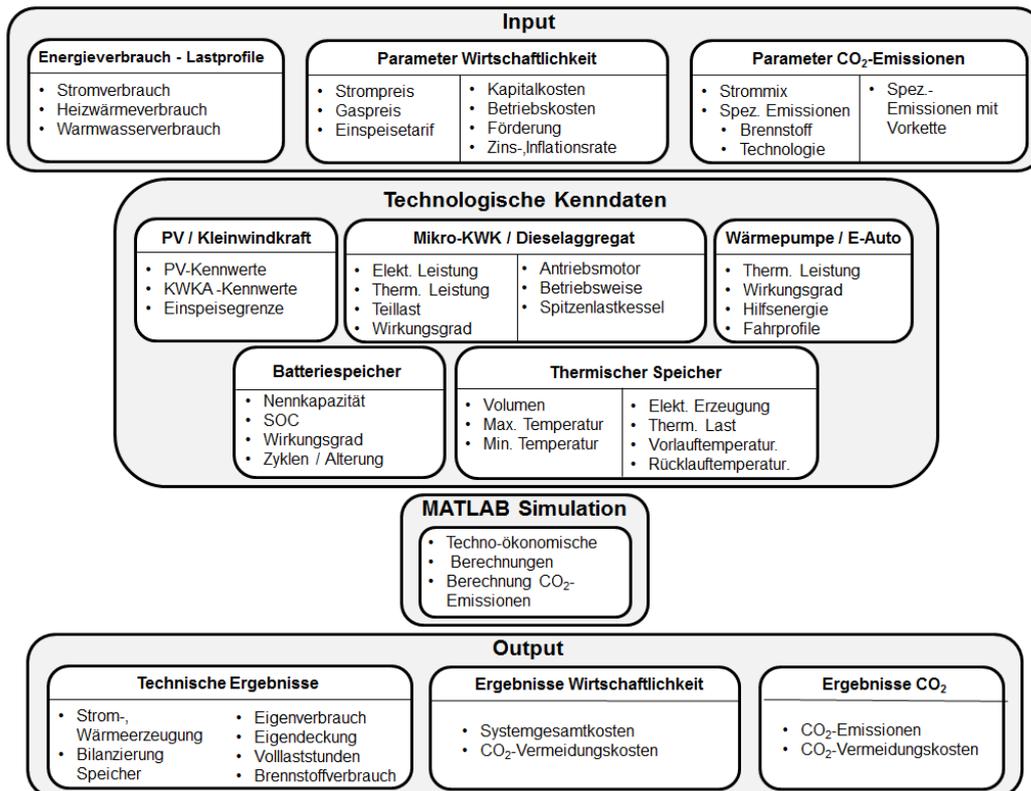


Abbildung 3-3: Ablaufdiagramm der Simulation

3.4 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgt anhand der Annuitätenmethode entsprechend dem „Praxisbuch Energiewirtschaft“ /KON-01 08/. Durch diese Methode werden auf nominaler und realer Basis über den Betrachtungszeitraum jährlich gleichbleibende Zahlungen gebildet (€/a). Alle Zahlungen werden auf den Betrachtungszeitraum (erstes Jahr) gebiarwertet. Einmalige Investitionszahlungen zu Beginn werden in annuitätische Zahlungen umgerechnet. Aus jährlichen Zahlungsreihen (z. B. EEG-Vergütung, Strompreis) werden finanzmathematische Mittelwerte (FMM) gebildet.

Dazu werden die jährlichen Zahlungen über den Betrachtungszeitraum aufgelistet. In dem Beispiel unterliegen die nominalen Stromkosten einer jährlichen Steigerung von 2 %. Die realen Zahlungen werden durch den Inflationsfaktor p berechnet (siehe **Formel (2)**).

$$Z_r(i) = \frac{Z_n(i)}{p^i} \quad (2)$$

i [-]:	Jahr i
$Z_n(i)$ [€], [ct/kWh], etc.:	Nominale Zahlung im Jahr i
$Z_r(i)$ [€], [ct/kWh], etc.:	Reale Zahlung im Jahr i
r [-] bzw. [%/a]:	Inflationsrate (in Rechnungen als Dezimalzahl)
p [-]:	Inflationsfaktor $p=1+r$

Aus den nominalen und realen Zahlungsreihen $Z_n(i)$ und $Z_r(i)$ werden die Barwerte $BW_n(i)$ und $BW_r(i)$ (siehe **Formel (3)** und **Formel (4)**) durch Abzinsung mit dem Abzinsungsfaktor q_n bzw. q_r gebildet. Der Barwert stellt dabei den Wert einer Zahlung zum Betrachtungszeitraum dar, in diesem Fall also den heutigen Wert einer zukünftigen Zahlung.

$$BW_n(i) = \frac{Z_n(i)}{q_n^i} \quad (3)$$

$$BW_r(i) = \frac{Z_r(i)}{q_r^i} \quad (4)$$

i_n [-] bzw. [%/a]:	Nominaler Zinssatz (in Rechnungen als Dezimalzahl)
i_r [-] bzw. [%/a]:	Realer Zinssatz (in Rechnungen als Dezimalzahl) $i_r = q_n/p - 1$
q_n [-]:	Nominaler Zinsfaktor $q_n = 1 + i_n$
q_r [-]:	Realer Zinsfaktor $q_r = 1 + i_r$
$BW_n(i)$ [Einheit der Zahlung $Z_n(i)$]:	Nominaler Barwert von Jahr i
$BW_r(i)$ [Einheit der Zahlung $Z_r(i)$]:	Realer Barwert von Jahr i

Anschließend wird die nominale und reale Barwertsumme durch **Formel (5)** und **Formel (6)** gebildet.

$$BWS_n = \sum_{i=1}^n BW_n(i) \quad (5)$$

$$BWS_r = \sum_{i=1}^n BW_r(i) \quad (6)$$

n [-]:	Betrachtungszeitraum in Jahren
BWS_n [Einheit der Zahlungen $Z_n(i)$]:	Nominale Barwertsumme über Betrachtungszeitraum
BWS_r [Einheit der Zahlungen $Z_r(i)$]:	Reale Barwertsumme über Betrachtungszeitraum

Die benötigte Größe für die Berechnung des FMM ist der Annuitätsfaktor in **Formel (7)** und **Formel (8)**.

$$a_n = \frac{q_n^n \cdot (q_n - 1)}{q_n^n - 1} \quad (7)$$

$$a_r = \frac{q_r^n \cdot (q_r - 1)}{q_r^n - 1} \quad (8)$$

a_n [-]:	Nominaler Annuitätsfaktor
a_r [-]:	Realer Annuitätsfaktor

Abschließend werden die finanzmathematischen Mittelwerte FMM_n und FMM_r durch **Formel (9)** und **Formel (10)** berechnet.

$$FMM_n = BWS_n \cdot a_n \quad (9)$$

$$FMM_r = BWS_r \cdot a_r \quad (10)$$

FMM _n [Einheit der Zahlungen Z _{n(i)} pro Jahr]:	Nominaler finanzmathematischer Mittelwert
FMM _r [Einheit der Zahlungen Z _{r(i)} pro Jahr]:	Realer finanzmathematischer Mittelwert

Durch die Bildung von FMM können Annuitäten von sich jährlich verändernden Zahlungsreihen berechnet werden sowie die nominalen und realen Annuitäten der Stromkosten durch Multiplikation der FMM mit dem Jahresstromverbrauch gebildet werden.

Die Erfassung von einmaligen Zahlungen ist ein Spezialfall der Erfassung von Zahlungsreihen für die über den Betrachtungszeitraum nur eine Zahlung auftritt. Meist ist eine einmalige Zahlung der Investitionsbetrag einer Anlage zu Beginn des Betrachtungszeitraums. Die Annuität der Anfangsinvestition wird dann entsprechend **Formel (11)** und **Formel (12)** durch Multiplikation des Investitionsbetrags mit dem Annuitätsfaktors gebildet.

$$AN_n = a_n \cdot I_n \quad (11)$$

$$AN_r = a_r \cdot I_r \quad (12)$$

AN _n [€/a]:	Nominale Annuität
AN _r [€/a]:	Reale Annuität
I _n [€]:	Nominale Investitionszahlung zu Betrachtungsbeginn
I _r [€]:	Reale Investitionszahlung zu Betrachtungsbeginn

Die Annuität beinhaltet immer einen Rückzahlungsbestandteil des geliehenen Kapitals und den Anteil für die zu zahlenden Zinsen. Treten eine oder mehrere Zahlungen nicht am Anfang, sondern erst im Verlauf des Betrachtungszeitraumes auf, können diese durch eine Zahlungsreihe mit den Zahlungen in den entsprechenden Jahren und fehlenden Zahlungen in den restlichen Jahren berücksichtigt werden.

3.5 Umweltauswirkung

In den folgenden Abschnitten wird die Methodik zur Darstellung der wichtigsten Umweltauswirkungen der Energieversorgung in Deutschland erläutert. Die Abschnitte 3.5.1 und 0 widmen sich den CO_{2äq}-Emissionen und CO₂-Vermeidungskosten, in Abschnitt 3.5.3 wird die Vorgehensweise bei einer Lebenszyklusanalyse beschrieben.

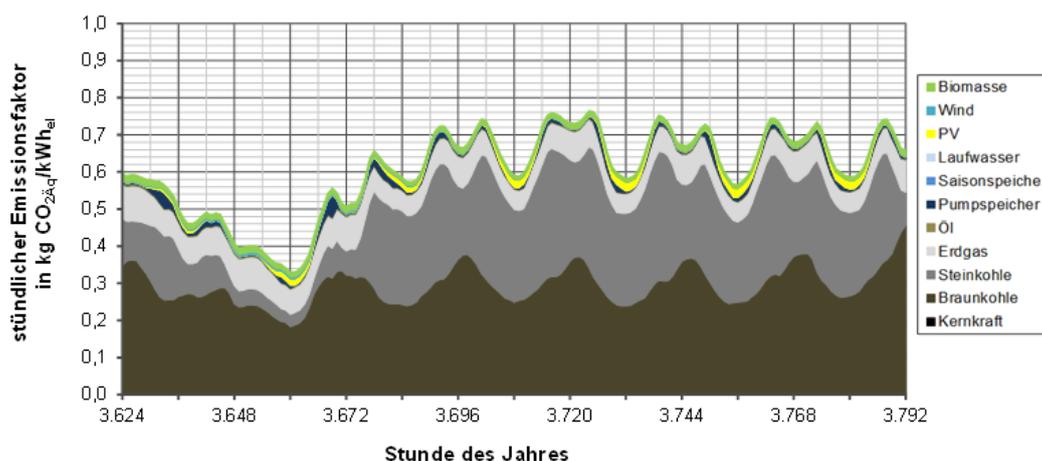
3.5.1 CO_{2äq}-Emissionen

In **Tabelle 3-2** sind spezifische CO_{2äq}-Emissionsfaktoren der für die Berechnung der in der dezentralen Versorgung vorkommenden Systeme aufgeführt. Die Vorketten wurden in allen Fällen einbezogen. Sie vernachlässigen die Herstellung der zur Produktion notwendigen Infrastruktur, da deren Beitrag zu den Emissionen umgerechnet auf die gesamte Lebenszeit gering ist. Diese wird somit auch nicht bei den Emissionsfaktoren des zeitaufgelösten deutschen Strommix berücksichtigt.

Tabelle 3-2: Spezifische CO_{2äq}-Emissionsfaktoren der dezentralen Versorgung

Spezifische Emissionen der Systemkomponenten und verwendeten Brennstoffe in g/kWh _{el}		
Komponente/Brennstoff	Ohne Vorkette	Vorkette
PV	0	85
Pellet Kessel	0	27
BHKW	0	50
SLK/BK	0	20
Batteriespeicher	0	151
Wärmespeicher	0	25,5
Erdgas	202	44
Holzpellet	0	35

Für die Berechnungen der CO₂-Bilanz von Referenz und System wurde der deutsche Strommix in stündlicher Auflösung auf Grundlage der Merit-Order an der Strombörse in Leipzig berechnet (siehe **Abbildung 3-4**) /FFE-08 15/.

**Abbildung 3-4:** Stündlich gemittelte Emissionsfaktoren im deutschen Strommix (Sommer) /FFE-08 15/

Da die Strombörse nicht die gesamte Stromerzeugung widerspiegelt, wurden die Werte auf die Gesamterzeugung skaliert. Für sämtliche dezentrale Stromerzeuger und Speicher wurden ebenfalls die Vorketten berücksichtigt, beim Strommix nur die Vorketten der fossilen Brennstoffe und nicht die der Infrastruktur.

Sowohl der Netzstrom als auch die Einspeisung durch erneuerbare Energien werden mit dem stündlichen deutschen Strommix bilanziert, der Netzstrom positiv und die Einspeisung negativ. Eigenverbrauch wirkt sich nur über die Vorketten der dezentralen Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie aus. Es ist nicht notwendig einen Verdrängungsmix zu berechnen, da dieser durch die stündliche Auflösung der CO₂-Emissionen berücksichtigt ist. Die verwendete Methode ist deutlich genauer als ein stationärer Verdrängungsmix. In **Tabelle 3-3** sind die spezifischen Emissionsfaktoren des deutschen Strommix aufgeführt. Bei dem in den Berechnungen verwendeten stündlichen Strommix wird die Vorkette mit einbezogen, so wie dies auch bei der dezentralen Versorgung erfolgt.

Tabelle 3-3: Spezifische CO_{2äq}-Emissionsfaktoren des deutschen Strommix /FFE-08 15/

Spezifische Emissionen des deutschen Strommix in g/kWh _{el}		
Stromquelle	Ohne Vorkette	Vorkette
Steinkohle	894	37
Braunkohle	1.152	23
Mineralöl	776	83
Erdgas	469	49
Pumpspeicher	741	206
Kernenergie	0	11
Biomasse	0	193
Wind	0	19
PV	0	85
Saisonspeicher	0	14
Laufwasser	0	5

3.5.2 CO₂-Vermeidungskosten

CO₂-Vermeidungskosten beschreiben die Kosten, die für die Reduzierung einer bestimmten CO₂-Menge gegenüber einer Referenztechnologie oder einem Referenzsystem anfallen. Vermeidungskosten werden üblicherweise spezifisch in € pro Tonne CO₂ angegeben. Die statischen Vermeidungskosten einer Maßnahme gegenüber einer anderen ergeben sich zu:

$$k_{V, \text{statisch}} = \frac{k_M - k_{Ref}}{e_{Ref} - e_M} = \frac{\Delta k}{\Delta e_M} \quad (3-1)$$

$k_{V, \text{statisch}}$ statische Vermeidungskosten einer Maßnahme in €/t

Ref Referenz

k_{Ref} spez. Kosten in €/kWh

e_{Ref} spez. Emissionen in t/kWh

Δk Mehrkosten einer Maßnahme gegenüber der Referenz in €/kWh

i Index der Referenz

M technische Maßnahme zur Reduzierung von CO₂

k_M spez. Gesamtkosten in €/kWh

e_M spez. Emissionen in t/kWh

Δe_M spez. Vermeidung in t/kWh

j Index der Maßnahme

Dieser Ansatz gilt, wenn eine Maßnahme zu einer CO₂-Reduzierung gegenüber der Referenztechnologie führt, d.h. für einen positiven Nenner. Deshalb müssen die CO₂-Einsparungen Δe_M immer größer Null sein. Negative Vermeidungskosten entstehen unter dieser Voraussetzung nur, wenn die Durchführung einer Maßnahme mehr Geld einspart als ihre Umsetzung kostet. Einsparmaßnahmen mit negativen

Vermeidungskosten sind in jedem Fall wirtschaftlich im Vergleich zum Referenzsystem. /IFO-01 12/

3.5.3 Lebenszyklusanalyse

CO₂-Emissionen sind häufiger Bestandteil von Untersuchungen dezentraler Systeme. Sie sind allerdings nur ein Teilaspekt der Umweltauswirkungen. Um diese bei den verschiedenen Systemen umfassender zu bewerten, wird die Methode der Ökobilanzierung oder Lebenszyklusanalyse (englisch: Life Cycle Assessment) verwendet.

Die Ökobilanzierung schätzt die Umweltauswirkungen eines Produktes über dessen gesamten Lebenszyklus ab, d.h. von der Rohstoffentnahme bis zur Entsorgung. Im Kern besteht sie aus zwei separaten Schritten, der Sachbilanz und der Wirkungsabschätzung.

Sachbilanz

Die Sachbilanz ist eine Stoffbilanz, bei der alle Rohstoffe und Emissionen, die direkt und indirekt bei der Umwandlung von Stoffen und Energieformen entstehen, erfasst werden. Als Beispiel ist das Produkt „1 kWh Wärme ab Wärmepumpe“ in **Abbildung 3-5** dargestellt.

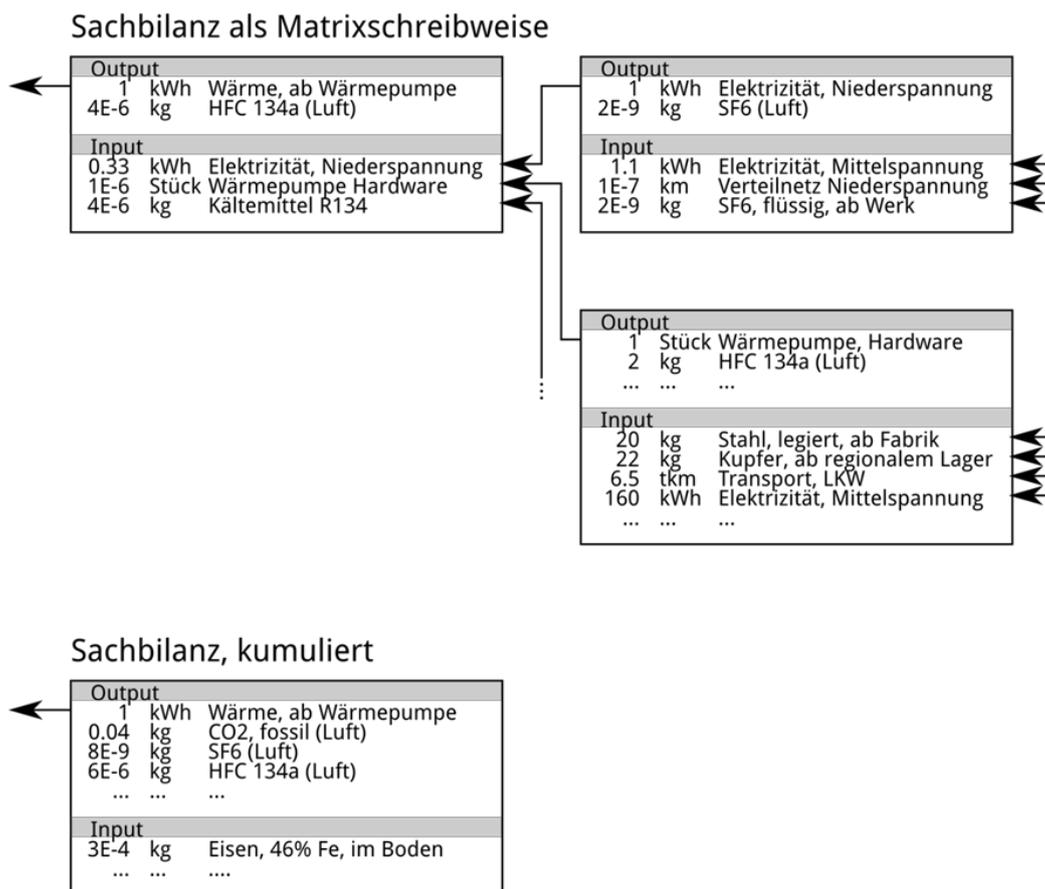


Abbildung 3-5: Sachbilanz in Matrix- und in kumulierter Form am Beispiel des Produktes „1 kWh Wärme ab Wärmepumpe“

Um „1 kWh Wärme ab Wärmepumpe“ zu erzeugen, werden 0,33 kWh „Elektrizität, Niederspannung“ (deutscher Elektrizitätsmix) benötigt – sowie die Wärmepumpe selbst. Es wird im Beispiel angenommen, dass eine Wärmepumpe 1.000.000 kWh Wärme im Laufe ihrer Lebensdauer erzeugt, sodass pro 1 kWh Wärme 1/1.000.000 Wärmepumpen

Hardware zugewiesen werden. Während des Betriebes verdunstet zudem ein Teil des Kältemittels in die Umwelt und muss deswegen nachgefüllt werden. Jedes der drei Inputprodukte (Elektrizität, Wärmepumpe Hardware und Kältemittel) zieht wiederum eine Lieferkette nach sich: Zur Herstellung der Wärmepumpe Hardware werden z.B. 20 kg legierter Stahl, 22 kg Kupfer und viele weitere Produkte benötigt. Hinter all diesen Produkten stehen letzten Endes Rohstoffe, z.B. Eisenerz zur Stahlherstellung oder Gas, Öl und Kohle zur Stromerzeugung. Wertet man nun die Sachbilanz in Matrixweise rechnerisch aus, gelangt man zur kumulierten Sachbilanz, in der nur Rohstoffe und Emissionen gelistet sind (siehe Abbildung 3-5 unten, in engl.: Life Cycle Inventory).

Aufbauend auf dieser kumulierten Sachbilanz können nun die Umweltauswirkungen abgeschätzt werden. Wie am Beispiel einsehbar, ist fast jedes Produkt mit unzähligen weiteren Produkten über die Lieferkette verknüpft. Um eine vollständige Sachbilanz aufzustellen, bedarf es daher einer Datenbank. Es gibt einige kostenlose Datenbanken, wie z.B. die „European Life Cycle Database (ELCD)“ oder die Datenbank des „U.S. National Renewable Energy Laboratory“. Für dieses Projekt wurde die kostenpflichtige ecoinvent Datenbank, gegründet von den Schweizer Institutionen ETHZ, EPFL, PSI, EMPA und ART, aufgrund ihrer Größe, Konsistenz und wissenschaftlicher Reputation verwendet. Alle hier untersuchten Produkte sind in dieser Datenbank modelliert. Es wurden in der Datenbank allerdings einige wenige Modifikationen vorgenommen, z.B. wurde die Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen geändert.

Wirkungsabschätzung

Eine von vielen Umweltauswirkungen ist die anthropogene Klimaerwärmung. Bestimmte Stoffe verändern dabei die Absorptionseigenschaften der Atmosphäre, was zur Klimaerwärmung führt. Die wichtigsten Stoffe sind dabei CO_2 , CH_4 und N_2O . Sie unterscheiden sich in ihrer Wirksamkeit, so ist 1 kg CH_4 um ein vielfaches klimawirksamer als 1 kg CO_2 . Die Wirksamkeit eines Stoffes auf die Klimaerwärmung lässt sich mittels eines Modells berechnen, z.B. mit einem Modell des IPCC.

Um die Umweltauswirkungen des Produktes „1 kWh Wärme ab Wärmepumpe“ abzuschätzen, werden die relevanten Stoffe aus der kumulierten Sachbilanz mit ihrer Wirksamkeit gewichtet und aufsummiert. Dieser Summenwert ist der Wert des Indikators GWP100a, der die Auswirkungen auf die Klimaerwärmung widerspiegelt. Neben dem GWP100a Indikator gibt es zahlreiche andere Indikatoren, die weitere Umweltauswirkungen repräsentieren (z.B. Abiotische Ressourcenverarmung, Eutrophierung, Versauerung von Böden usw.). Die Vorgehensweise ist dabei identisch, d.h. relevante Stoffe aus der kumulierten Sachbilanz werden mit ihrer Wirksamkeit gewichtet und aufsummiert. **Abbildung 3-6** veranschaulicht diese Vorgehensweise.

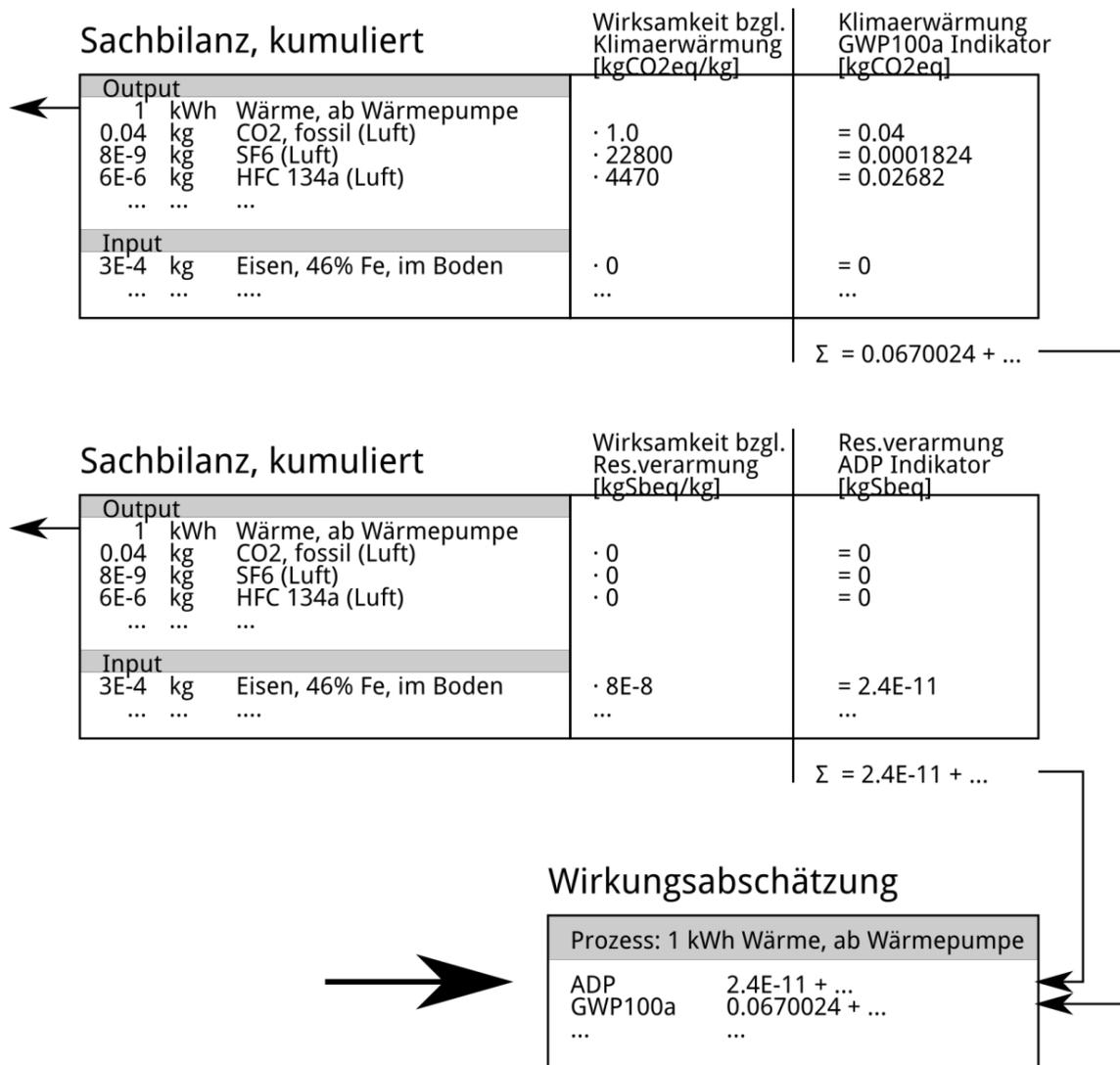


Abbildung 3-6: Die Umweltauswirkungen eines Produktes werden berechnet, indem alle Stoffe der Sachbilanz summiert werden (gewichtet mit der spezifischen Wirksamkeit des Stoffes hinsichtlich der untersuchten Umweltauswirkung).

Für die Klimaerwärmung sind u.a. die Stoffe CO₂, SF₆ und HFC 134a aus der kumulierten Sachbilanz relevant. Diese werden mit ihrer Wirksamkeit gewichtet (1, 22.800 und 4.370 für jeweils CO₂, SF₆ und HFC 134a) und aufsummiert. Die Summe von 0,067 kg CO₂eq ist der Wert des GWP100a Indikators.

Es stellt sich die Frage, welche Indikatoren zur Bewertung der Umweltfreundlichkeit benutzt werden sollen. **Abbildung 3-7** zeigt 18 verschiedene Umweltauswirkungen, die jeweils von einem Indikator repräsentiert werden können.

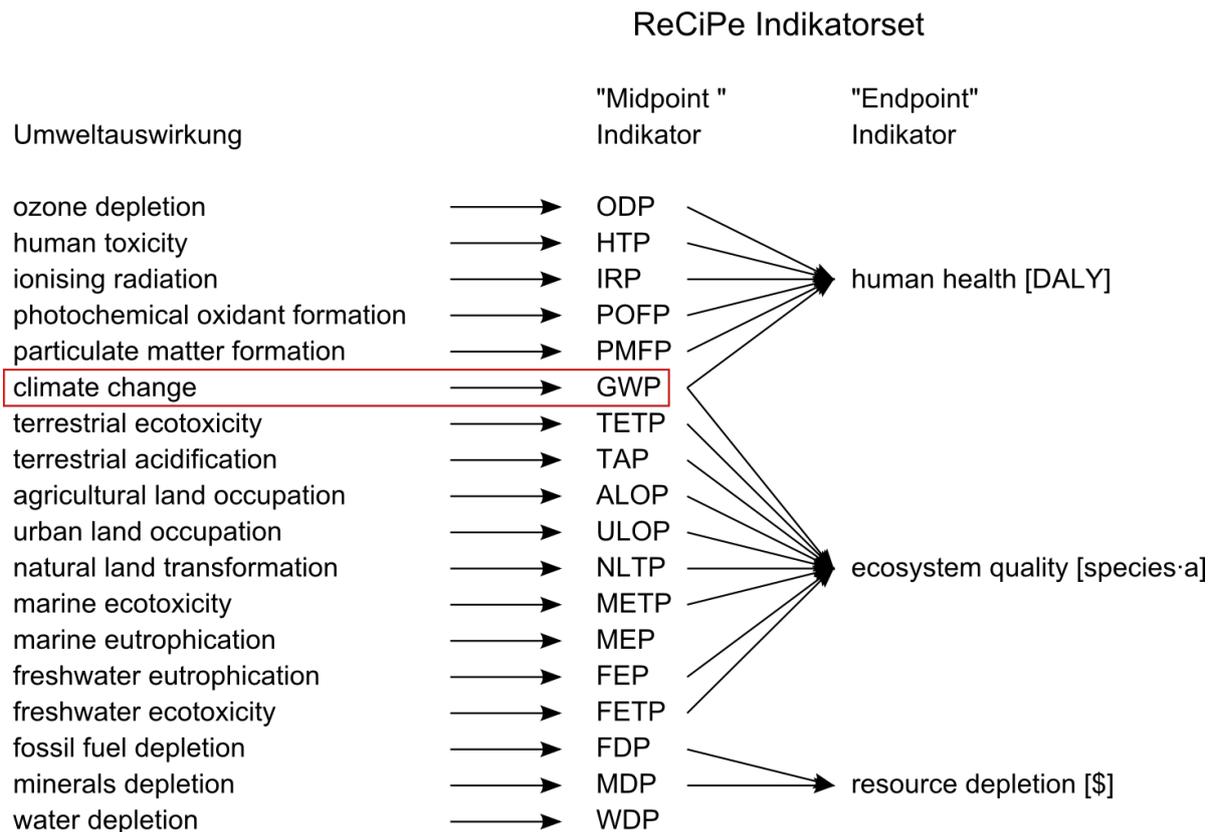


Abbildung 3-7: Das Indikatorset ReCiPe bündelt 16 verschiedene "Midpoint" Indikatoren zu den drei "Endpoint" Indikatoren ‚human health‘, ‚ecosystem quality‘ und ‚resource depletion‘

Für jede Umweltauswirkung existiert ein Modell, welches die Wirksamkeit von Stoffen hinsichtlich dieser Umweltauswirkung berechnen kann. Eine Option ist es, für jedes Produkt diese 18 Indikatoren zu berechnen und anzugeben; der Nachteil dabei ist die mangelnde Übersichtlichkeit und Vergleichbarkeit. Eleganter erscheint es, die 18 Indikatoren auf wenige Indikatoren zu bündeln. Diese Idee wird beim Indikatorsatz ReCiPe /VROM-01 13/ verfolgt. Der Nachteil bei dieser Bündelung ist eine gewisse Subjektivität und Unsicherheit. Trotzdem wurden in diesem Projekt die drei ReCiPe Indikatoren „human health“, „ecosystem quality“ und „resource depletion“ verwendet, sowie auch der GWP100a Indikator, v.a. um die Ergebnisse mit anderen Studien vergleichen zu können. Das ReCiPe Indikatorset basiert auf der Vergleichsstudie /ILCD-01 10/. Eine große Anzahl von Stoffen wird bzgl. ihrer Wirksamkeit analysiert und es werden die beschriebenen gebündelten Indikatoren verwendet. Indikatorsets sind meist kostenfrei zugänglich; viele sind bereits in die ecoinvent Datenbank integriert.

Das ReCiPe Indikatorset bewertet nicht die Umweltauswirkungen Lärm, Geruch oder soziale Umweltauswirkungen. Dazu fehlt es u.a. auch an Daten in der ecoinvent Datenbank, so müssten z.B. die Lärmemissionen in Pa²s sowie soziale Faktoren als Input/Output hinzugefügt werden. Die Erweiterung der Ökobilanzierungs-Methode ist ein aktuelles Forschungsthema.

Normen

Bzgl. der Ökobilanzmethode hat die internationale Organisation für Normierung zwei Normen veröffentlicht, die ISO 14040 (s. **Abbildung 3-8**) und ISO 14044.

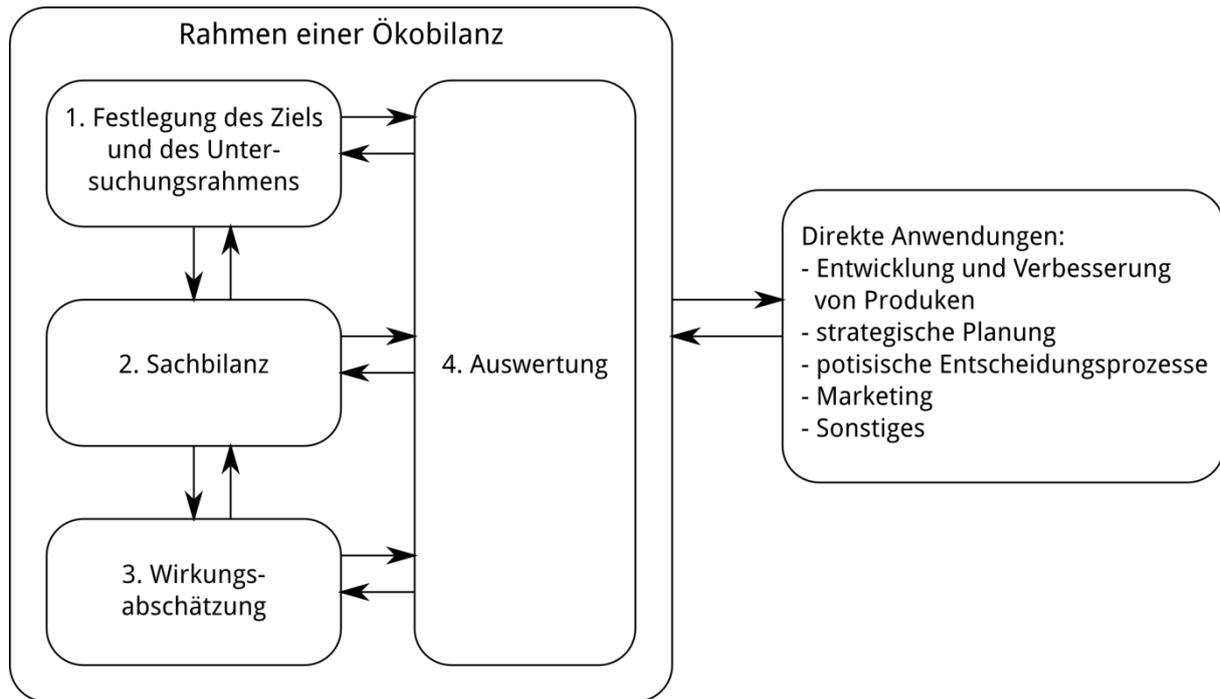


Abbildung 3-8: Ökobilanzierung nach der ISO Norm 14040

Demnach ist die Ökobilanzierung in vier Phasen aufgeteilt: In der ersten Phase wird festgelegt, was untersucht werden soll und welches Ziel mit der Ökobilanz verfolgt wird. Die zweite und dritte Phase, Sachbilanz und Wirkungsabschätzung, wurden schon ausführlich erklärt (s.o.). In der vierten Phase, der Auswertung, werden die Ergebnisse interpretiert und Handlungsempfehlungen ausgesprochen.

3.6 Systemoptimierung

Ziel der Systemoptimierung ist es unter technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Vorgaben sowie bei gegebener Last und meteorologischen Randbedingungen die optimale Systemauslegung und Fahrweise mit den niedrigsten Kosten und/oder der besten CO₂-Bilanz während der Systemlebensdauer zu finden. Im Fall der netzgekoppelten Systeme ohne Speicher ist die betriebswirtschaftliche Optimierung trivial, da sie mit der Eigenverbrauchsoptimierung zusammenfällt. Für die autarken Systeme mit Dieselaggregat ist ein anderer Ansatz notwendig. Die gängigste Methode sind hier heuristische Lösungsansätze, da eine analytische Lösung entweder nicht existiert oder aber die Rechenzeit zu groß ist. Selbst bei dem in dieser Arbeit gewählten nicht analytischen Ansatz mit einem genetischen Algorithmus liegt die Rechenzeit noch zwischen einigen Stunden und Tagen.

Im Fall des autarken PV-Hybridsystems wird zusätzlich die Möglichkeit untersucht den Batteriespeicher durch das Dieselaggregat zu Be- und Entladen. Dadurch kann die Effizienz des Dieselaggregats gesteigert werden und Brennstoff eingespart werden.

3.6.1 Genetischer Algorithmus

Abbildung 3-9 zeigt schematisch die Abfolge eines genetischen Algorithmus. Zunächst muss die Optimierungsaufgabe formuliert und die daraus abgeleitete Zielfunktion oder Fitnessfunktion definiert werden. Die Eingangsparameter stellen die 0.Generation dar.

Es wird die in /SMA-01 12/ dargestellte Wirkungsgradkennlinie für typische kleine Dieselgeneratoren verwendet. Der maximale Wirkungsgrad wird bei dieser Kennlinie bei maximaler Leistung (Nennleistung) erreicht und beträgt etwa 25 %. Mit sinkender Leistung verringert sich der Wirkungsgrad, so dass im unteren Teillastbereich nur sehr niedrige Werte erreicht werden können. Die Fahrweise der simulierten Gesamtanlage ist schematisch in **Abbildung 3-11** dargestellt.

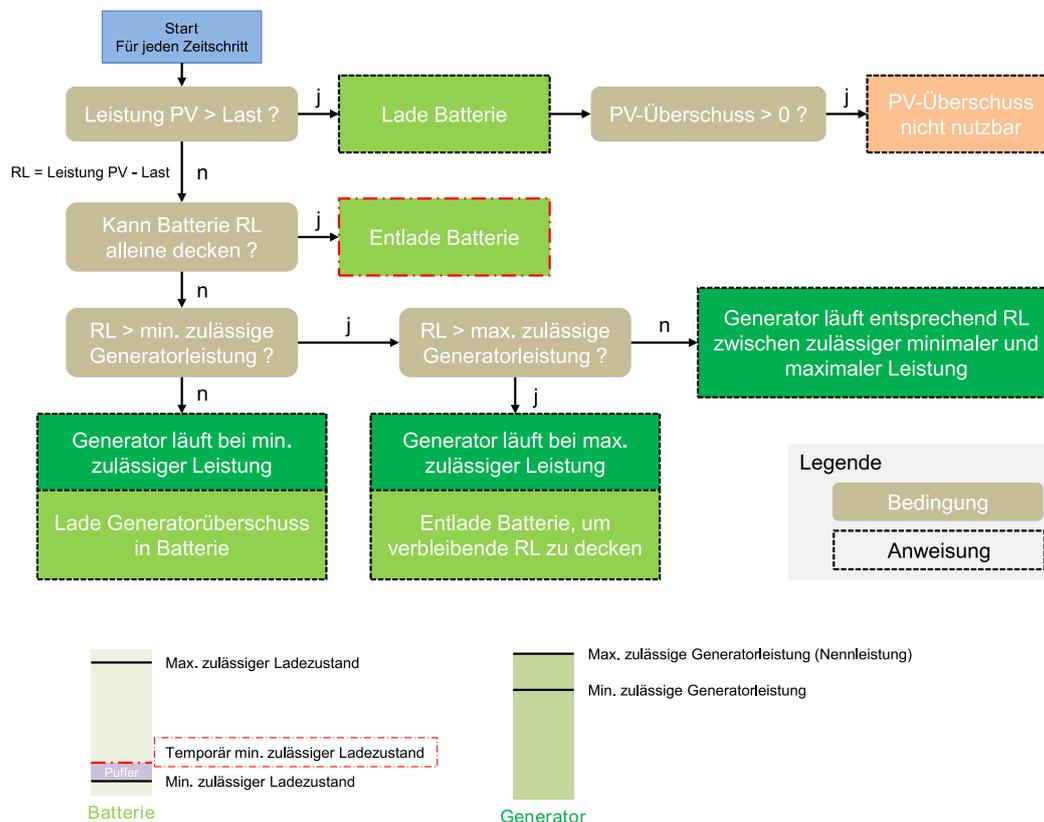


Abbildung 3-11: Schematische Darstellung des Simulationsablaufs

Die PV-Erzeugung wird vorrangig selbst verbraucht. Überschüsse werden bis zur maximalen Ladekapazität in der Batterie gespeichert, wobei ein verbleibender Überschuss im Inselfsystem nicht mehr genutzt werden kann. Verbleibt bei zu geringer PV-Erzeugung eine Restlast, soll diese allein durch Entladung der Batterie gedeckt werden.

Erlaubt es der Ladezustand der Batterie nicht, die zeitlich variierende Restlast zu decken, kommt im untersuchten System der Generator zum Einsatz. Der Generator kann gesteuert und dynamisch betrieben werden. Eine dynamische Betriebsweise in niedrigen Teillastbereichen ist jedoch mit starken Wirkungsgradeinbußen verbunden. Es wird daher ein hoher Leistungs- und damit Wirkungsgradbereich vorgegeben, in dem der Generator gefahren werden soll. Die Grundlage für eine derartige Betriebsweise ist der in /IJICIC-01 10/ vorgestellte Algorithmus. Dieser wurde für die Deckung von hohen Restlastspitzen durch einen vorgehaltenen Batteriepuffer weiterentwickelt. Da der Generator ausschließlich im vorgegebenen optimalen Bereich läuft, kann bei geringerer Last ein Überschuss entstehen, der zum Laden der Batterie eingesetzt wird.

Übersteigt die Restlast die maximale Leistung des Generators, erfolgt die Lastdeckung zusätzlich durch die Batterie, die für diesen Fall immer einen einstellbaren temporären

Puffer vorhält. Andernfalls fährt der Generator im optimalen Betriebsbereich dynamisch der Last nach.

3.7 Finanzielle Auswirkungen

Eigenverbrauch und Eigendeckung führen bei sonst gleichen Voraussetzungen dazu, dass weniger Netzstrom verkauft wird. Dadurch entfallen Einnahmen aus dem Strombezug der öffentlichen Versorgung. Die Art der betroffenen Einnahmen lassen sich aus der Analyse der Zusammensetzung des Haushaltsstrompreises analysieren (siehe Abschnitt 3.7.1).

Die Methode zur Berechnung der Einnahmeverluste der Allgemeinheit durch Eigenverbrauch bzw. durch Nichtverbrauch von Strom aus dem öffentlichen Netz wird in Abschnitt 3.7.2 dargestellt. Bei Bestandsanlagen, die in ihrer Funktion von reiner Stromeinspeisung auf teilweisen Eigenverbrauch erweitert werden, müssen die entgangenen Einnahmen aus dem nicht mehr bezogenen Netzstrom mit der nicht mehr zu zahlenden EEG-Vergütung verrechnet werden.

In Abschnitt 3.7.3 folgt eine Analyse zur Entwicklung des Strompreises unter dem Einfluss von Eigenverbrauch mit entsprechenden Szenarien zum Ausbau von PV-Anlagen und Hausspeichersystemen. Es wird angenommen, dass die in Abschnitt 3.7.2 benannten Verluste durch eine entsprechende Erhöhung der betroffenen Strompreisbestandteile kompensiert werden.

3.7.1 Analyse des Haushaltsstrompreises

Die Strompreise für Haushaltskunden in Deutschland sind in den letzten Jahren merklich angestiegen. **Abbildung 3-12** zeigt die Preisentwicklung seit 2006. Bei der Darstellung handelt es sich um mengengewichtete Mittelwerte über alle Tarife – hierin sind auch die jeweiligen Grundgebühren der Tarife enthalten. Die Mehrwertsteuer ist grundsätzlich auf alle Preisbestandteile aufzuschlagen, also auch auf Stromsteuer und EEG-Umlage. Im Jahr 2006 betrug die Mehrwertsteuer 16 %, in den Folgejahren ab 2007 dann 19 %.

Für Haushalte, die über einen Stromanschluss verfügen, fällt die monatliche Grundgebühr unabhängig von der verbrauchten Menge an. In der Kalkulation der Wirtschaftlichkeit einer teilautarken Stromversorgung ist daher nur der reine Arbeitspreis zu berücksichtigen.

Die Abbildung 3-12 zeigt den deutlich ansteigenden Verlauf des Haushaltsstrompreises in den letzten Jahren, der vorwiegend auf die steigenden Kosten für Elektrizitätsbeschaffung und Vertrieb sowie die EEG-Umlage zurückzuführen ist. Lediglich die Netzentgelte und der KWK-Aufschlag hatten eine rückläufige Tendenz. Der durchschnittliche Endkundenpreis für Haushalte in Deutschland mit einem Verbrauch von 4.000 kWh pro Jahr lag im Jahr 2014 bei 29,5 ct/kWh inkl. aller Gebühren.

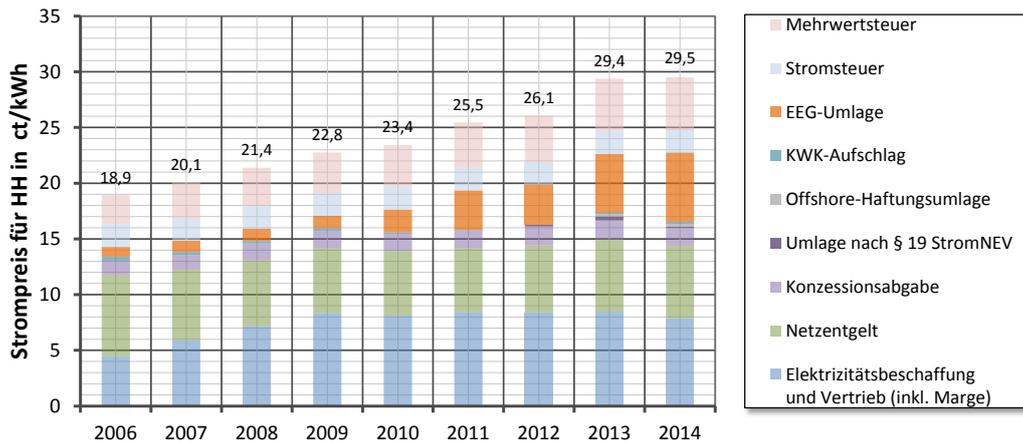


Abbildung 3-12: *Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises für Haushalte in Deutschland (mengengewichteter Mittelwert über alle Tarife) /BNETZA-12 14/, /eigene Berechnungen/*

Entwicklung der EEG-Umlage bis 2016

Am 15. Oktober 2015 haben die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TransnetBW sowie TenneT TSO ihre Prognose für die Einspeisemengen erneuerbarer Energien, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütet werden, veröffentlicht. Aus dieser Prognose errechnet sich die EEG-Umlage, welche für das Jahr 2016 mit 6,354 ct/kWh bekanntgegeben wurde.

Gesamte EEG-Vergütung

Die gesamte EEG-Vergütung ist die Gesamtsumme aller Zahlungen eines Jahres an Erzeugungsanlagen, die nach dem EEG vergütet werden. Hierbei ist zu beachten, dass nicht alle Anlagen erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland förderberechtigt nach dem EEG sind. Die im Jahr 2013 erzeugten Strommengen aus erneuerbaren Energien (EE) sind in **Tabelle 3-4** dargestellt. Hieraus geht hervor, dass nur etwa drei von vier Kilowattstunden erneuerbaren Stroms eine EEG-Förderung erhielten.

Tabelle 3-4: *Aus erneuerbaren Energien erzeugter Strom in Deutschland (im Jahr 2013)*

Strommengen 2013	EE-Strom gesamt	davon nach EEG vergütet	Davon		
			PV	Wind	Biomasse
in TWh	152,4	55,9	26,3	7,5	19,5

Die Tabelle zeigt die Bedeutung der drei größten erneuerbaren Energieträger Photovoltaik (PV), Wind und Biomasse. Etwa jede zweite nach EEG vergütete kWh stammt aus Photovoltaik, dagegen nur etwa jede dritte kWh aus Biomasse. Im Jahr 2011 lag der Wert für Windkraft noch bei 45,6 TWh an Stelle von 7,5 TWh. Durch die Marktprämie ab 2012, das Grünstromprivileg und sonstige Direktvermarktung wurde er stark verringert.

Ein etwas anderes Bild ergibt sich bei Betrachtung der Vergütungszahlungen an EEG-Anlagen (siehe **Tabelle 3-5**). Von den insgesamt im Jahr 2011 vergüteten 16,8 Mrd. € wurden fast die Hälfte für die PV-Förderung und lediglich jeweils ein Viertel für Wind und Biomasse aufgewandt.

Tabelle 3-5: *EEG-Vergütungszahlungen 2011 in Mrd. € sowie prozentuale Aufteilung auf die einzelnen Energieträger, nach /BMU-02 14/, /BDEW-04 14/, /eigene Berechnungen/*

EEG-Gesamtvergütung 2014	insgesamt	PV	Wind	Biomasse
in Mrd. €	23,7	45 %	27 %	26 %

In der Gesamtvergütung von 23,7 Mrd. € sind die vermiedenen Netznutzungsentgelte bereits abgezogen, nicht jedoch der Marktwert des eingespeisten Stroms. Maßgeblich für die Berechnung der EEG-Umlage sind hingegen die „Differenzkosten“ – d.h. die Gesamtvergütung abzüglich des Marktwerts – und ein eventueller Nachholbetrag aus dem Vorjahr.

Berechnungsbeispiel zur EEG-Umlage

Basis für die Berechnung der EEG-Umlage sind die Differenzkosten, die durch das EEG geförderte Anlagen gegenüber der konventionellen Stromerzeugung verursachen. Die Differenzkosten setzen sich zusammen aus den Auszahlungen an die EEG-Anlagen-Betreiber, abzüglich der Einnahmen aus der Stromvermarktung und der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Die Differenzkosten zuzüglich der Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ergeben die Deckungslücke für das jeweilige Jahr, die durch die EEG-Umlage ausgeglichen werden muss.

Die Berechnung der EEG-Umlage eines Jahres erfolgt jeweils im Vorjahr anhand von Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber und wird Mitte Oktober bekanntgegeben. Nachfolgend wird die Berechnungsmethodik beispielhaft für das Jahr 2011 vorgestellt.

Für das Jahr 2011 erwarteten die ÜNB Ausgaben von insgesamt 17,1 Mrd. € (davon Auszahlungen an Anlagenbetreiber 17,1 Mrd. €, abzüglich 0,4 Mrd. € vermiedener Netznutzungsentgelte, zuzüglich Kosten für Aufwendungen von ebenfalls 0,4 Mrd. €) /UNB-01 10/, /BMU-07 12/.

Der EEG-Strom wiederum wird über die Strombörse EEX vermarktet, weshalb für die Berechnung eine Prognose der zukünftigen Börsenpreise und Vermarktungserlöse erforderlich ist. Insgesamt rechneten die ÜNB für das Jahr 2011 mit Vermarktungserlösen von 4,7 Mrd. € /UNB-01 10/. Hieraus ergab sich eine prognostizierte Deckungslücke von $(17,1 - 4,7)$ Mrd. € = 12,4 Mrd. €.

Abweichungen von den Prognosewerten werden im nächsten Jahr ausgeglichen. Für die EEG-Umlage 2011 war ein Nachholbetrag von 1,1 Mrd. € aus dem Jahr 2010 erforderlich; je nach Entwicklung ist aber auch ein Gutschriftbetrag möglich. Insgesamt ergab sich für 2011 daher ein Umlagebetrag von 13,5 Mrd. €, der auf die sogenannten Letztverbraucher umgelegt wird.

Bei den Letztverbrauchern wird unterschieden zwischen privilegierten und nicht privilegierten Verbrauchern, siehe dazu das nachfolgende Kapitel 0. Der Umlagebetrag für privilegierte Letztverbraucher ist dabei konstant und auf maximal 0,05 ct/kWh begrenzt. Die Umlage für nichtprivilegierte Verbraucher ist variabel und wird so festgesetzt, dass der Restbetrag gedeckt werden kann. In 2011 ergab die Berechnung eine Umlage für nichtprivilegierte Verbraucher von 3,53 ct/kWh.

Entwicklung des Letztverbrauchs und der Gesamtvergütung

Aufgrund der Privilegierung energieintensiver Unternehmen wird der Hauptteil der EEG-Finanzierung von Privathaushalten sowie mittelständischen Gewerbe- und Industriebetrieben getragen. In nachfolgender **Abbildung 3-13** ist dazu die Entwicklung der Gesamtvergütung aller EEG-Anlagen sowie des für die EEG-Umlage maßgeblichen Letztverbrauchs dargestellt. Hier wird deutlich, dass die Gesamtvergütung in den letzten Jahren kontinuierlich angestiegen ist, wohingegen der nichtprivilegierte Letztverbrauch zurückging. Es ist zu beachten, dass bei der Berechnung der EEG-Umlage – wie oben beispielhaft dargestellt – von der Gesamtvergütung der Marktwert des EEG-Stroms abgezogen wird, also nur die Differenzkosten in die Kalkulation eingehen.

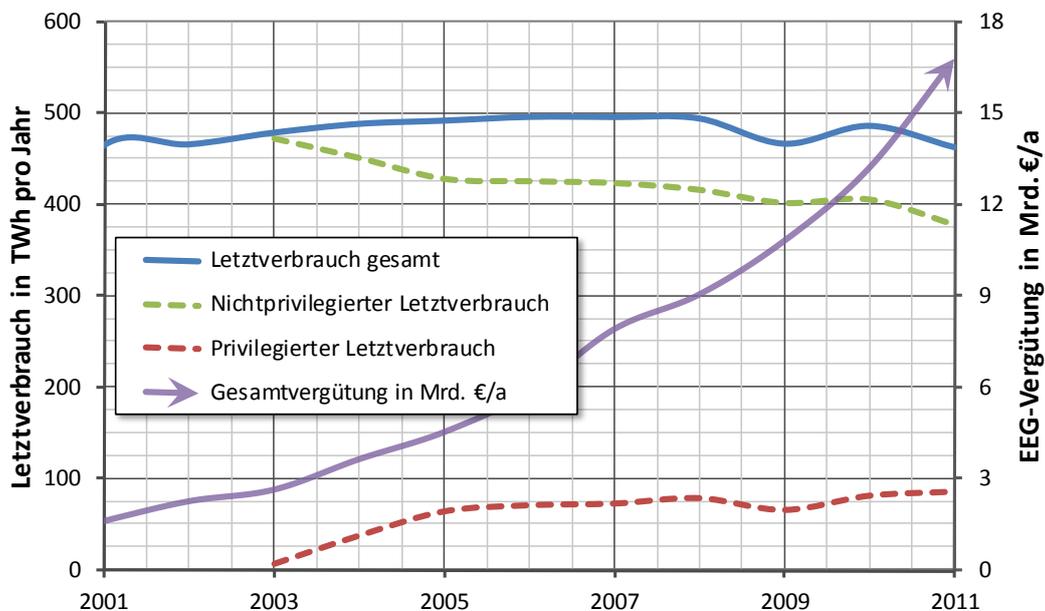


Abbildung 3-13: *Entwicklung des für die EEG-Umlage maßgeblichen Letztverbrauchs und der EEG-Gesamtvergütung, nach /BMU-02 12/*

Da der privilegierte Letztverbrauch in der Regel nur mit 0,05 ct/kWh belastet wird, tragen nichtprivilegierte Verbraucher den Großteil der notwendigen Umlage. Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft hat in diesem Zusammenhang berechnet, dass bei einem kompletten Wegfall der Privilegierung im Jahr 2013 die EEG-Umlage 4,23 ct/kWh betragen würde (nach Datenbasis aus /UNB-01 12/), aber damit gleichwohl höher wäre als in den zurückliegenden Jahren.

Netzentgelte

Vor dem Hintergrund, dass die Netzinfrastruktur stets auf die maximal auftretenden Spitzenlasten ausgelegt sein muss, ist auch bei steigendem Anteil dezentraler

Stromversorgung mit weitgehend gleichbleibenden Netzkosten zu rechnen, solange der Netzanschluss generell beibehalten wird.

Die Finanzierung der Stromnetze erfolgt in Deutschland über die Belastung des Strompreises mit Netznutzungsentgelten. Die Berechnungsmethodik ist in § 17 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) gesetzlich geregelt /STROMNEV-01 07/.

Die Höhe der Netznutzungsentgelte ist unabhängig von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Stromeinspeisung und dem Ort der Entnahme (§ 17 Abs. 1). Das Entgelt besteht dabei aus einem Jahresleistungspreis in € pro kW und zusätzlich einem Arbeitspreis in ct pro kWh (§ 17 Abs. 2). Es ist abhängig von der Entnahmeebene (Hoch-, Mittel- oder Niederspannungsebene). Für Entnahmestellen ohne Leistungsmessung im Niederspannungsnetz – zu denen die meisten Haushalte und kleineren Gewerbebetriebe zählen – ist vom Netzbetreiber nach § 17 Abs. 6 ein reiner Arbeitspreis in ct/kWh festzulegen.

Weiterhin wird bei den Entnahmestellen ohne Leistungsmessung oftmals nach Anwendungszweck der Stromentnahme unterschieden. Neben dem Standardtarif bestehen meist günstigere Tarife für Speicherheizungen, Wärmepumpen oder das Laden von Elektrofahrzeugen. Die Durchschnittswerte der Netznutzungsentgelte seit 2006 sind in **Abbildung 3-14** dargestellt, unterteilt in Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden /BNETZA-08 11/.

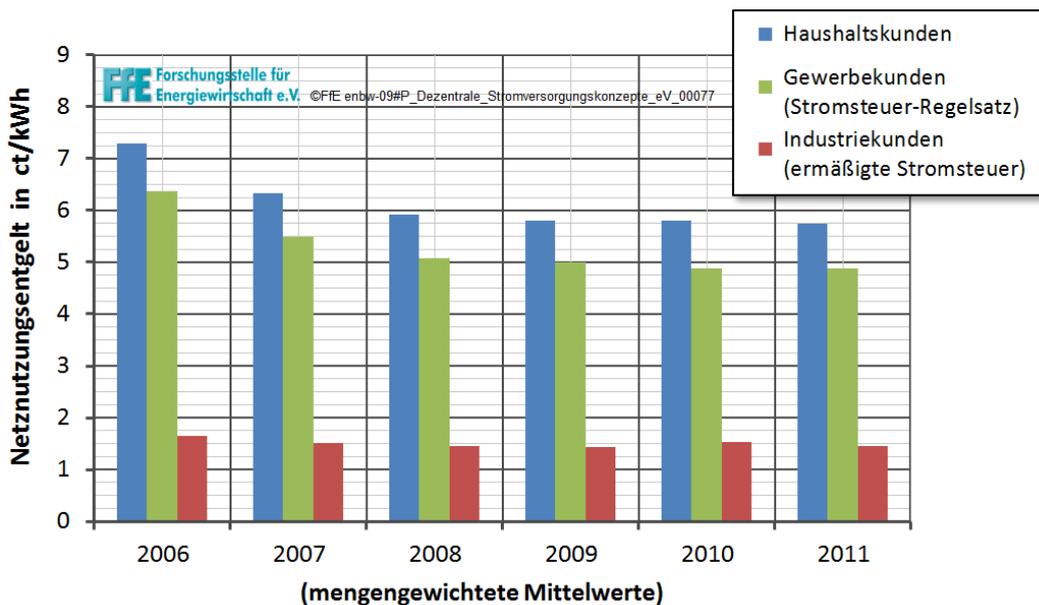


Abbildung 3-14: *Entwicklung der Netznutzungsentgelte für Haushalte, Gewerbe- und Industriekunden /BNETZA-08 11/*

Die Abbildung zeigt eine sinkende Entwicklung der Netzentgelte besonders bei Haushalts- und Gewerbekunden, was vorwiegend auf die Regulierung der Netze zurückzuführen ist. Die Senkung der Netzentgelte konnte jedoch das allgemein steigende Preisniveau des Elektrizitätspreises nicht abwenden, sondern allenfalls leicht dämpfen, was vor allem bedingt war durch höhere Steuern und Abgaben und höhere Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb.

Weiterhin ist in der Abbildung zu erkennen, dass Haushalte einen überproportional hohen Anteil an der Finanzierung der Netze leisten. Bei einer im Jahr 2010 insgesamt an Haushalte abgegebenen Strommenge von 142,8 TWh /BNETZA-08 11/ und einem durchschnittlichen Netzentgelt von 5,81 ct/kWh in 2010 ergibt sich rechnerisch ein Gesamtaufkommen von 8,30 Mrd. €.

KWK-Aufschlag

In Deutschland wird der Betrieb von Stromerzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Rahmen des „Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG) gefördert, das zuletzt am 12.07.2012 geändert worden ist /KWKG-01 09/.

Zahlungen, die in Zusammenhang mit dem KWKG stehen, werden von den Netzbetreibern als Aufschlag auf die Netzentgelte den Letztverbrauchern belastet. Dieser so genannte KWK-Aufschlag ist in § 9 Abs. 7 KWKG gesetzlich geregelt. Wieder wird zwischen drei Letztverbrauchergruppen unterschieden /ÜNB-06 12/. Angegeben sind die Umlagebeträge für das Jahr 2013:

- Letztverbrauchergruppe A: 0,126 ct/kWh
(Für die ersten 100.000 kWh je Abnahmestelle)
- Letztverbrauchergruppe B: 0,060 ct/kWh
(Für jede über 100.000 hinausgehende kWh je Abnahmestelle, außer im Fall C)
- Letztverbrauchergruppe C: 0,025 ct/kWh
(Für jede über 100.000 hinausgehende kWh je Abnahmestelle, wenn die Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr 4 % des Umsatzes überstiegen haben und es sich um ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes, des schienengebundenen Verkehrs oder der Eisenbahninfrastruktur handelt)

Der KWK-Aufschlag eines Jahres ist für Gruppe C gesetzlich begrenzt bei maximal 0,025 ct/kWh, für Gruppe B bei maximal 0,05 ct/kWh. Aufgrund von Nachholbeträgen der Vorjahre liegt Verbrauchergruppe B in 2013 leicht über dem maximal zulässigen Aufschlag.

Anders als die EEG-Umlage, die § 19-Umlage sowie die Offshore-Umlage hat der KWK-Aufschlag eine eher sinkende Tendenz. Das Maximum in der für Haushalte und Kleinbetriebe relevanten Letztverbrauchergruppe A lag im Jahr 2006 bei einem KWK-Aufschlag von 0,34 ct/kWh. Bis 2012 sank der Betrag auf nur noch 0,002 ct/kWh und stieg zuletzt wieder leicht an auf 0,13 ct in 2013.

Sonstige

Mit der Offshore-Haftungsumlage sollen Entschädigungszahlungen der Netzbetreiber an die Offshore-Windanlagen-Betreiber finanziert werden, die aufgrund verspäteter Netzanbindung fällig werden. Es handelt sich um eine allgemeine Umlage auf den Strompreis, die zusätzlich zu den Netzentgelten anfällt.

Die Konzessionsabgabe ist eine kommunale Abgabe, die von Gemeinden erhoben werden kann – als Gegenleistung für das Recht der Nutzung öffentlicher Verkehrswege zum Zwecke der Verlegung und des Betriebs von Leitungen. Sie bezieht sich ausschließlich auf die Versorgung der Letztverbraucher im Gemeindegebiet. Sie trägt in nicht unerheblichem Maße zur Finanzierung der kommunalen Aufgaben bei. Bei einer

gesamten Stromabgabe an Haushalte von 142,8 TWh im Jahr 2010 /BNETZA-08 11/ und dem Durchschnittswert für Haushaltskunden von 1,53 ct/kWh errechnet sich ein Gesamtaufkommen von 2,2 Mrd. €. Es wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass das Aufkommen der Konzessionsabgabe auch zukünftig stabil gehalten werden soll, es also nicht zu Einnahmeausfällen der öffentlichen Hand kommt. Bei einem steigenden Anteil dezentraler Stromversorgung und einem entsprechend geringeren Strombezug privater Haushalte aus dem Netz führt dies zu einer ansteigenden Konzessionsabgabe pro kWh. Aufgrund der Maximalbeträge nach § 2 KAV ist dieser Anstieg in vielen Fällen derzeit nicht möglich. Hier wird davon ausgegangen, dass die Beträge in der Konzessionsabgabenverordnung zukünftig angepasst werden.

Die Stromsteuer wurde im Zuge der ökologischen Steuerreform eingeführt und trat zum 01.04.1999 in Kraft. Sie ist gesetzlich geregelt im Stromsteuergesetz (StromStG), in dem sowohl die Höhe des Steuersatzes als auch mögliche Ausnahmetatbestände festgeschrieben sind /STROMSTG-01 11/. Der Regelsteuersatz betrug 2 Pf/kWh bei der Einführung zum 01.04.1999 und wurde zuletzt am 01.01.2003 auf 2,05 ct/kWh erhöht /BMF-01 09/. Der Steuersatz blieb seitdem konstant, jedoch wurde zum 01.01.2007 der ermäßigte Steuersatz für Nachtspeicherheizungen von damals 1,23 ct/kWh abgeschafft und auf das allgemeine Niveau angehoben. Die Einnahmen der Stromsteuer sind heute, wie alle im Zuge der ökologischen Steuerreform angehobenen Verbrauchssteuern, für die Finanzierung eines beachtlichen Anteils der öffentlichen Haushalte erforderlich. Im weiteren Projektverlauf wird daher angenommen, dass das Aufkommen an Stromsteuer zukünftig zumindest auf dem heutigen Niveau gehalten werden soll. Analog zur Konzessionsabgabe kann auch hier davon ausgegangen werden, dass bei einem steigenden Anteil dezentraler Stromversorgung die Stromsteuersätze erhöht werden, um Einnahmeausfälle zu kompensieren.

Der Verkauf von Strom an den Endverbraucher unterliegt in Deutschland der Mehrwertsteuer. Die Erhebung der Mehrwertsteuer ist im Umsatzsteuergesetz (UStG) gesetzlich geregelt. Der allgemeine Mehrwertsteuersatz beträgt heute 19 % des steuerpflichtigen Umsatzes (§ 12 Abs. 1 UStG). Der Steuersatz wurde zuletzt zum 01.01.2007 geändert und von damals 16 % auf 19 % erhöht. Die Mehrwertsteuer wird beim Stromverkauf grundsätzlich auf den Gesamtbetrag erhoben, also auch auf die Steuer- und Abgabenanteile. Ein steigender Anteil dezentraler Stromversorgung senkt zunächst die Mehrwertsteuer-Einnahmen aus dem Stromverkauf. Es ist jedoch davon auszugehen, dass private Haushalte ersatzweise andere Konsumausgaben tätigen werden, die ebenfalls dem regulären Mehrwertsteuersatz von 19 % unterliegen. Dazu zählen etwa die meisten Ausgaben, die mit dem Aufbau einer dezentralen Stromversorgung in Zusammenhang stehen, wie etwa der Kauf von PV-Anlagen, Generatoren oder Batteriesystemen. Im Gegensatz zur Stromsteuer und Konzessionsabgabe wird angenommen, dass die dezentrale Stromversorgung zu keinen größeren Einnahmeausfällen bei der Mehrwertsteuer führt. Daher wird ein konstanter Mehrwertsteuersatz von 19 % zugrunde gelegt.

3.7.2 Einnahmeverluste der Allgemeinheit

„Allgemeinheit“ wird im Kontext dieser Arbeit als Summe der Mitglieder der deutschen Volkswirtschaft verstanden. Die Einnahmeverluste der Allgemeinheit durch Nichtverbrauch von Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen sich auf alle

Strompreisbestandteile mit Ausnahme von Elektrizitätsbeschaffung und Vertrieb sowie der Mehrwertsteuer. Der eigenverbrauchte Strom ist in der Regel in der Höhe des Strombezugstarifs mehrwertsteuerpflichtig, so dass bei der Betrachtung von Einnahmeverluste durch Eigenverbrauch die Mehrwertsteuer nicht weiter berücksichtigt werden muss (siehe auch 3.7.3). Zudem wäre das eingesparte Geld bei der Ausgabe an anderer Stelle ja wiederum steuerpflichtig.

Es werden für den Eigenverbrauchsanteil und Eigendeckungsanteil je 30 % angenommen, was einem bilanziellen Gleichgewicht von Haushaltsstromverbrauch und PV-Erzeugung entspricht. Das Verhältnis von Verbrauchslast zu PV-Erzeugung, der Eigenverbrauchsanteil und die Vergütung sollen bei Festhalten der genannten Standardeinstellung der beiden anderen Größen abgeändert werden. Die Vergütung wird dabei sukzessive auf null abgesenkt. In **Abbildung 3-15** sind die Ergebnisse für die Einbußen der Strombestandteile außer Elektrizitätsbeschaffung und Vertrieb sowie Mehrwertsteuer dargestellt.

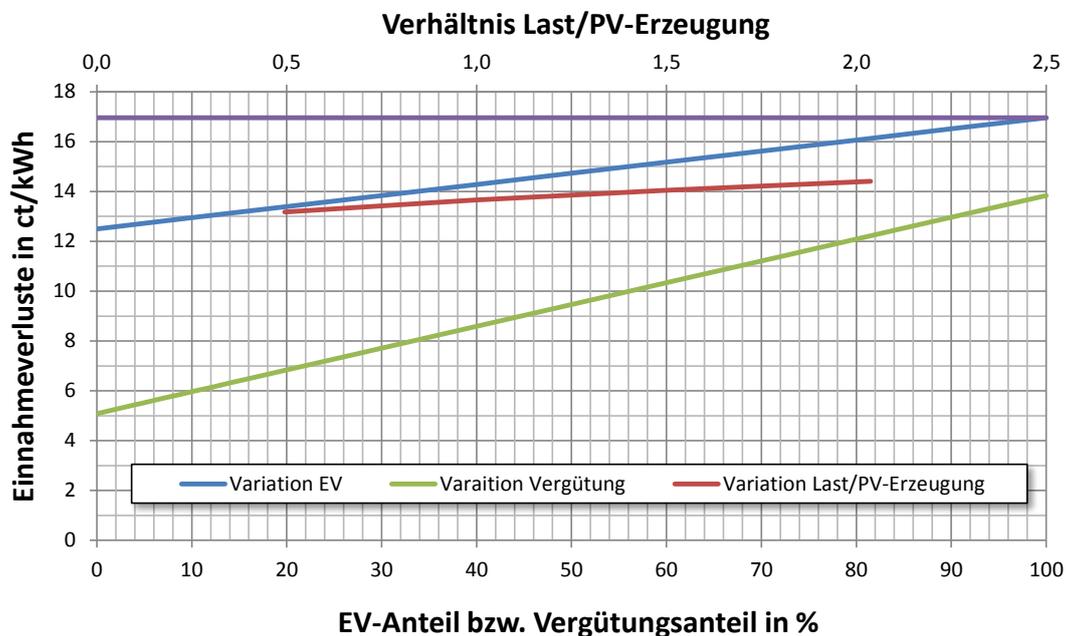


Abbildung 3-15: Sensitivitätsanalyse der Einnahmeverluste bei Steuern, Abgaben und Umlagen (ohne MWSt. und Elektrizitätsbeschaffung, Vertrieb inkl. Marge)

Die waagrechte Linie markiert die ca. 17 ct/kWh, die durch den Strombezug aus dem Netz an Steuern, Abgaben und Umlagen eingenommen werden. Wird kein eigenerzeugter Strom selbst verbraucht, werden 12,47 ct/kWh an den Betreiber gezahlt, dieser Betrag ist zwar kein direkter Einnahmeverlust, aber ein Kostenfaktor für die Zahler, der bei den Berechnungen berücksichtigt werden muss. Steigt der Eigenverbrauch auf 100 % ist der Einnahmeverlust total (blaue Linie). Wird das Verhältnis von Last zu PV-Erzeugung größer steigen der Eigenverbrauch und damit auch die Einnahmeverluste (rote Linie). Gibt es keine Vergütung entspricht der Verlust den durch den Eigenverbrauch verursachten 30 %, steigt die Vergütung auf das heutige Niveau von 12,47 ct/kWh erreichen die Einnahmeverluste knapp 14 ct/kWh.

3.7.3 Haushaltsstrompreis und Eigenverbrauch

Im Folgenden wird die Berechnungsmethodik dargelegt, wie PV-Eigenverbrauch die Entwicklung des Haushaltsstrompreises beeinflusst. PV-Anlagen und zukünftig wahrscheinlich Hausspeichersysteme spielen beim Stromeigenverbrauch im Bereich privater Haushalte die entscheidende Rolle. Es werden zwei Ausbau-Szenarien für die Photovoltaik gewählt, das Erreichen einer PV-Nennleistung von 59,9 GW bis 2035 nach dem Netzentwicklungsplan (NEP) und ein sehr starker Ausbau bis 197 GW durch Ausnutzung des gesamten Dachflächenpotenzials. Der Zuwachs der PV-Anlagen erfolgt über die Jahre gleichmäßig, ab 2020 wird bei der Neuanschaffung einer PV-Anlage zusätzlich ein Batteriespeicher installiert. Für die Berechnung des PV-Potenzials privater Haushalte werden die Zielwerte für diese beiden Ausbaupfade mit dem Faktor 0,56 multipliziert. Dieser basiert auf Daten der Statistischen Landesämter, dem Solarkataster und der Analyse von typischen Siedlungsstrukturen. **Tabelle 3-6** zeigt dazu die Aufschlüsselung der Häuser in Deutschland nach Anzahl der Wohnungen bzgl. der unterschiedlichen Häuserkategorien.

Tabelle 3-6: *Aufschlüsselung der Häuser nach Anteil und Anzahl der Wohnungen*

	Anteil	Anzahl
Haushalte	100%	40.032.000
Einfamilienhäuser	33,10%	13.250.592
Zweifamilienhäuser	11,10%	4.443.552
3 und mehr Wohnungen	53,90%	21.577.248
Sonstige	2%	800.640

Es werden durchschnittlich 845 Volllaststunden der PV-Anlagen angesetzt. Der Stromverbrauch privater Haushalte wird bis 2035 mit 135 TWh als konstant betrachtet, da angenommen wird, dass der prognostizierte Zielwert von 109 TWh für 2035 durch das Hinzukommen neuer Verbraucher kompensiert wird.

Zunächst wird bestimmt wie sich PV-Anlagen und Batteriespeicher auf die privaten Haushalte in den nächsten 20 Jahren verteilen. Ausgehend vom Status Quo wird durch eine Markow-Kette die Entwicklung der nächsten 20 Jahre beschrieben. Dadurch spielt der Ausbau in der Vergangenheit keine Rolle. Der zukünftige Ausbaugrad wird vor allem von den förderpolitischen Rahmenbedingungen und der Strompreisentwicklung abhängen. In **Abbildung 3-16** wird der Markow-Prozess schematisch dargestellt. Bei den Wahrscheinlichkeiten wird angenommen, dass sich ab 2020 immer mehr Privathaushalte entsprechend den beiden Szenarien Hausspeichersysteme zulegen.

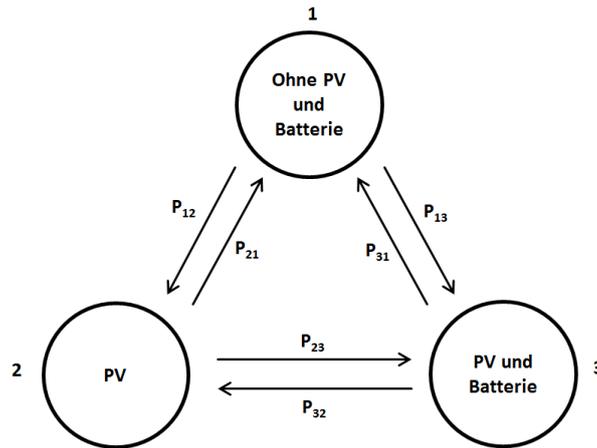


Abbildung 3-16: *Übergang der Zustände 1(A), 2 (B), 3 (C) im Markow-Prozess*

In 3-2 ist die mathematische Vorgehensweise der Berechnung durch den Markow-Prozess dargestellt. Dabei stellen die Parameter A (Anteil PHH ohne PV-Anlage und Batteriespeicher), B (Anteil PHH mit PV-Anlage), C (Anteil PHH mit PV-Anlage und Batteriespeicher) den jeweiligen Anfangszustand dar, dieser wird dann mit den Übergangswahrscheinlichkeiten der Zustände multipliziert. Die Wahrscheinlichkeiten ergeben sich aus den oben gemachten Annahmen über den jährlichen Ausbau der PV-Anlagen und Batteriespeicher in Relation zur Anzahl der privaten Haushalte.

$$(A \ B \ C) \cdot \begin{pmatrix} p_{11} & p_{12} & p_{13} \\ p_{21} & p_{22} & p_{23} \\ p_{31} & p_{32} & p_{33} \end{pmatrix} = (A' \ B' \ C') \tag{3-2}$$

Die Annahme ist, dass ein durchschnittlicher Haushalt mit PV-Anlage 30 % Eigenverbrauch erreicht respektive 60 % mit Speicher. Eigenverbrauchsanteil und Eigenverbrauch errechnen sich somit für das jeweilige Jahr wie folgt:

$$\text{Eigenverbrauchsanteil} = (B \cdot 0,3 + C \cdot 0,6) / (B + C) \tag{3-3}$$

$$\text{Eigenverbrauch} = \text{Erzeugung PV-Anlagen} \cdot 0,56 \cdot \text{Eigenverbrauchsanteil} \tag{3-4}$$

Bei der PV-Erzeugung werden neben dem fortlaufenden jährlichen Zubau nach dem jeweiligen PV-Szenario auch Altanlagen berücksichtigt, die nach 20 Jahren keine Einspeisevergütung mehr erhalten und auf Eigenverbrauch umsteigen.

Der neue Strompreis wird in Abhängigkeit vom Eigenverbrauch exklusive der Mehrwertsteuer nach 3-5 berechnet:

$$\text{Strompreis}_{\text{neu}} = \text{Strompreis}_{\text{alt}} \cdot (1 + \text{Strompreissteigerung}) \cdot (1 + (\text{Eigenverbrauch}_{\text{neu}} - \text{Eigenverbrauch}_{\text{alt}}) / \text{Stromverbrauch}) \tag{3-5}$$

4 Systemmodellierung

In der Systemanalyse werden die wesentlichen Komponenten technisch modelliert, so dass alle wichtigen Parameter für die Berechnung bzw. der Prognose der Wirtschaftlichkeit, der Umweltauswirkungen und der Strompreisbildung zur Verfügung stehen.

4.1 Verbraucher

Im Rahmen der Arbeit wurde ein Programm entwickelt, das auf Basis von Messungen einzelner Verbraucher, wie Kühlschrank, Waschmaschine etc., Lastgänge erzeugt. In **Abbildung 4-1** sind vier Verbrauchsmessungen exemplarisch abgebildet. Die Gebrauchszeiten sowie die Gebrauchsdauer werden ausgewählt und durch Smart-Meter-Daten validiert.

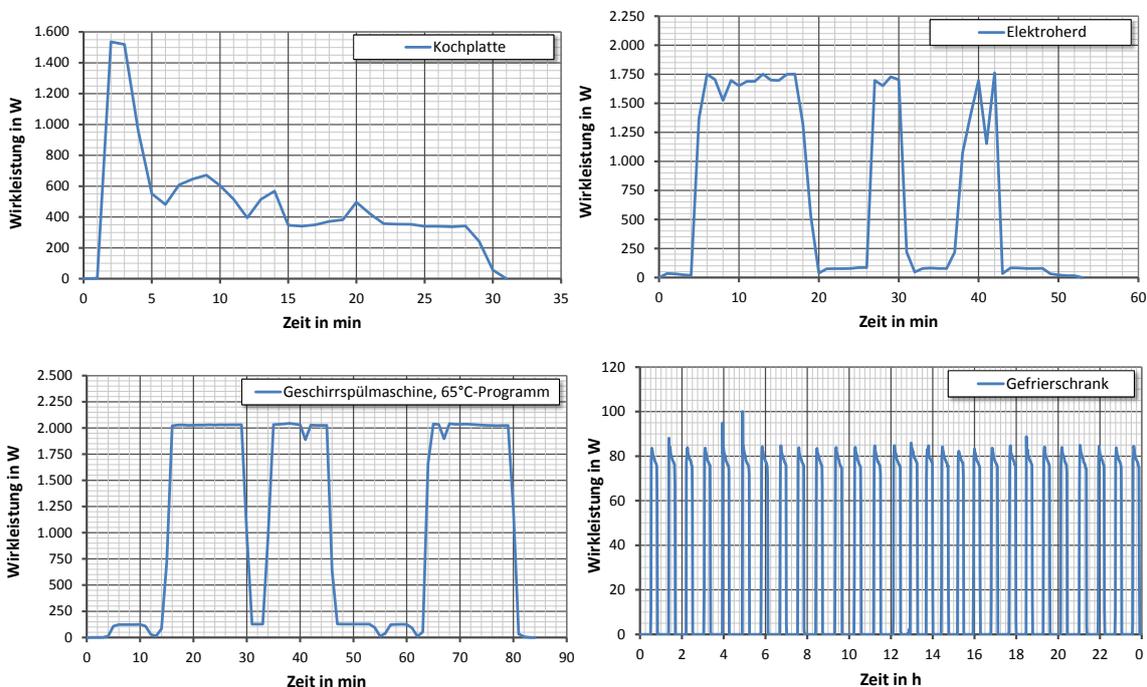


Abbildung 4-1: Gemessene Lastgänge von Elektroherd, Kochplatte, Geschirrspülmaschine und Gefrierschrank

In **Abbildung 4-2** sind die Ergebnisse verschiedener definierter Verbrauchstypen für eine Woche dargestellt. Die Verbrauchsspitzen sind in der Höhe erwartungsgemäß mit der Größe des Haushalts korreliert.

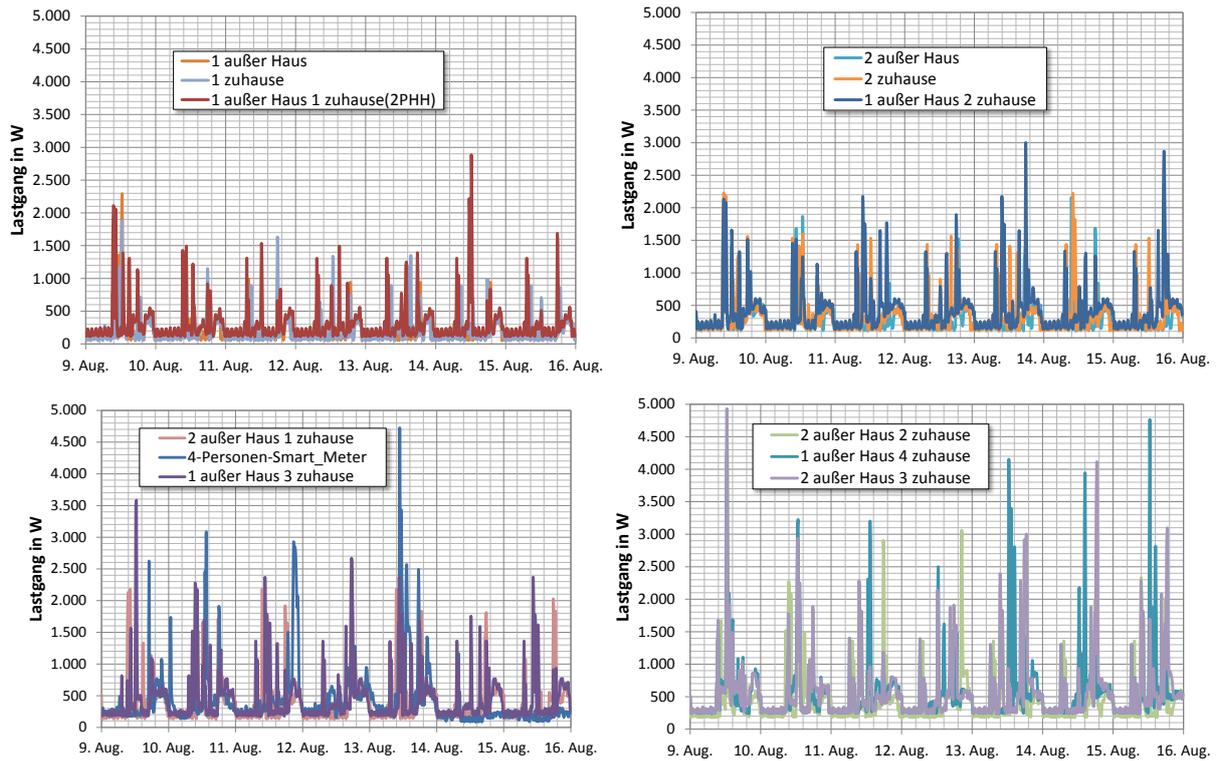


Abbildung 4-2: Synthetische Wochenlastgänge unterschiedlicher Größe und Verbrauchsmuster

In **Abbildung 4-3** sind entsprechend Tageslastgänge dargestellt. In der Abbildung unten ist auch der Smart-Meter-Lastgang eines 4-Personenhaushalts zu finden, der sich gut zu den synthetischen Lastgängen einfügt. Sofern keine anderen Angaben gemacht werden, dient dieser als Standardlastgang in den Simulationen dieser Arbeit.

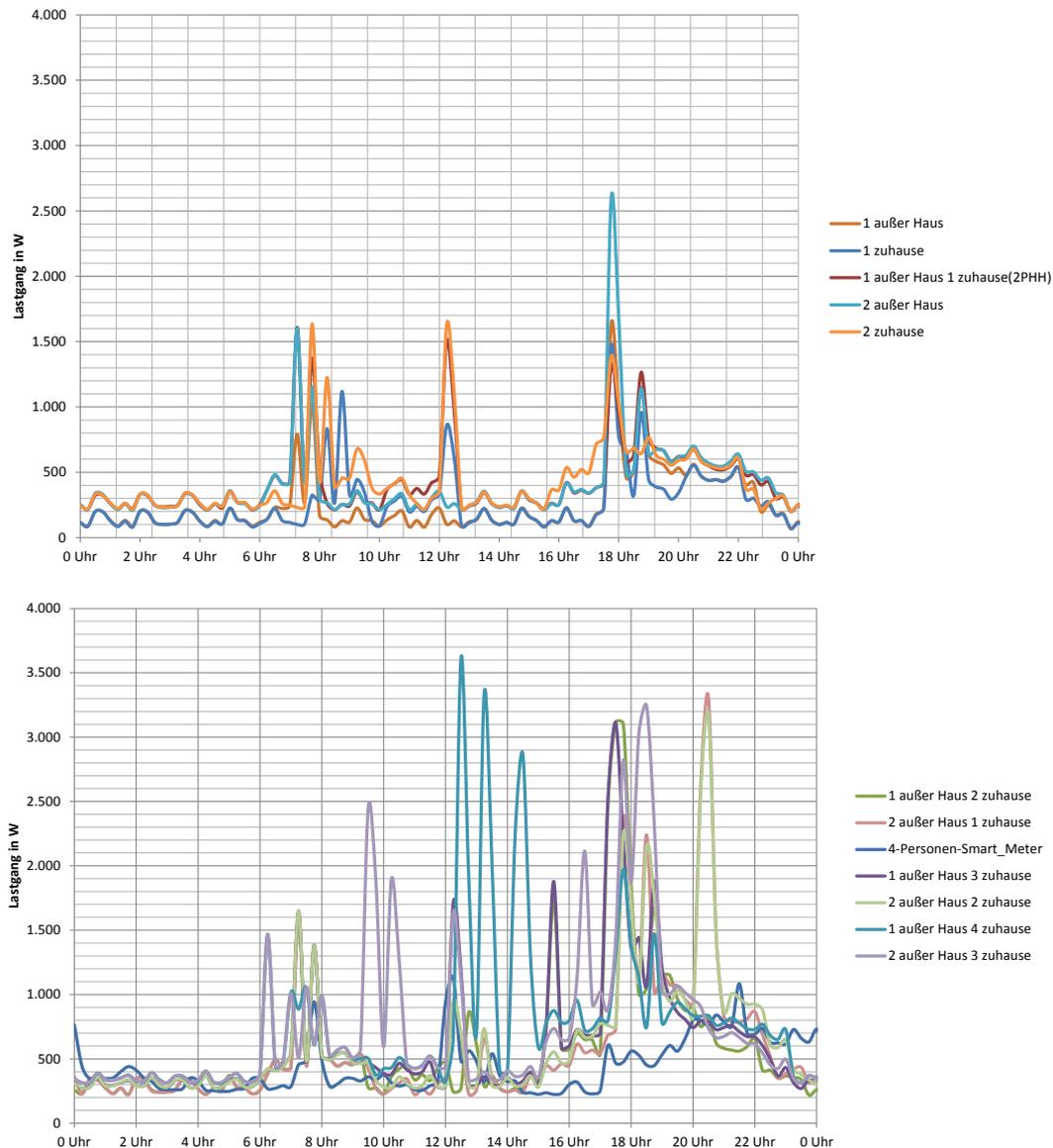


Abbildung 4-3: Synthetische Tageslastgänge unterschiedlicher Größe und Verbrauchsmuster

In **Tabelle 4-1** sind die Jahresverbräuche der 1 bis 5-Personenhaushalte in der Modellierung und als statistische Durchschnittswerte dargestellt.

Tabelle 4-1: Jahresverbrauch 1-5-Personenhaushalt /BDEW-05 10/, /HEA-01 10/

Haushaltsgröße	Modellierung	BDEW/HEA, 2010
1-Personenhaushalt	2.061 kWh	2.050 kWh
2-Personenhaushalt	3.432 kWh	3.440 kWh
3-Personenhaushalt	4.040 kWh	4.050 kWh
4-Personenhaushalt	4.938 kWh	4.940 kWh
5-Personenhaushalt	5.782 kWh	-

Abbildung 4-4 zeigt die Stromverbräuche der Modellierung in monatlicher Auflösung. Erwartungsgemäß zeigt sich eine unterschiedliche Ausprägung des Stromverbrauchs, mit den Verbrauchsspitzen in den Wintermonaten.

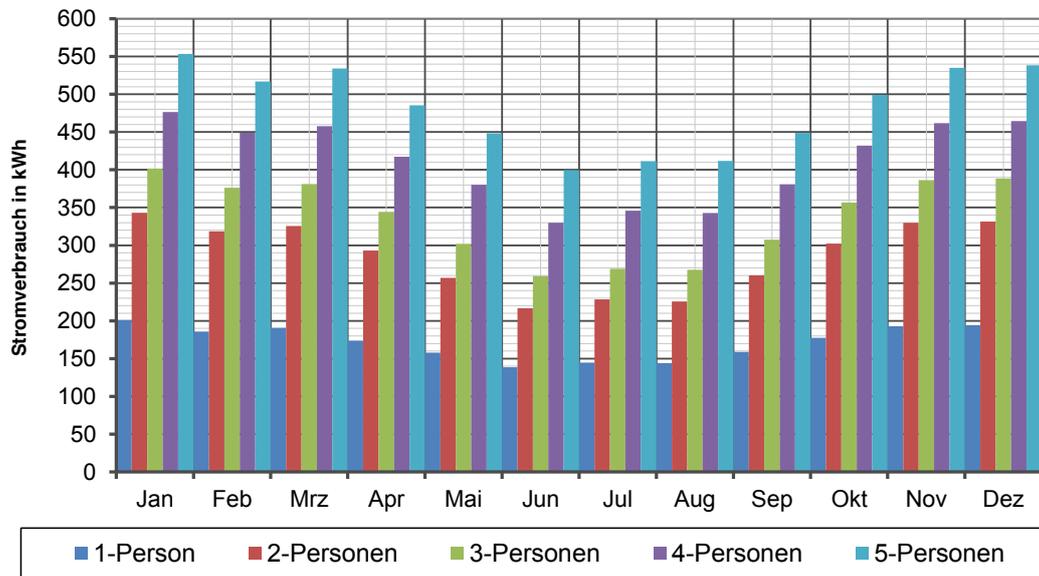


Abbildung 4-4: *Modellierung von Privathaushalten, Monatsstromverbräuche 2012 /FFE-23 12/*

Anhand des Standardlastgangs soll der Einfluss der Simulationsschrittweite auf den Eigenverbrauch und die Eigendeckung aufgezeigt werden. Der Verbrauch des zu Grunde liegenden Haushalts liegt bei 4.940 kWh im Jahr, die Leistung der PV-Anlage (Ausrichtung: Süd, Neigung: 30°) wird in 2,5 kW_p-Schritten bis 10 kW_p variiert. Ein Li-Ionen-Speicher (maximale Leistung: 6.000 W, SOC-Min: 10 %, SOC-Max: 90 %) wird mit zunehmender Speicherkapazität in 5 kWh-Schritten einbezogen.

Abbildung 4-5 zeigt die Ergebnisse für die 1-Minuten-, 15-Minuten- und 60-Minuten-Simulationsschrittweiten.

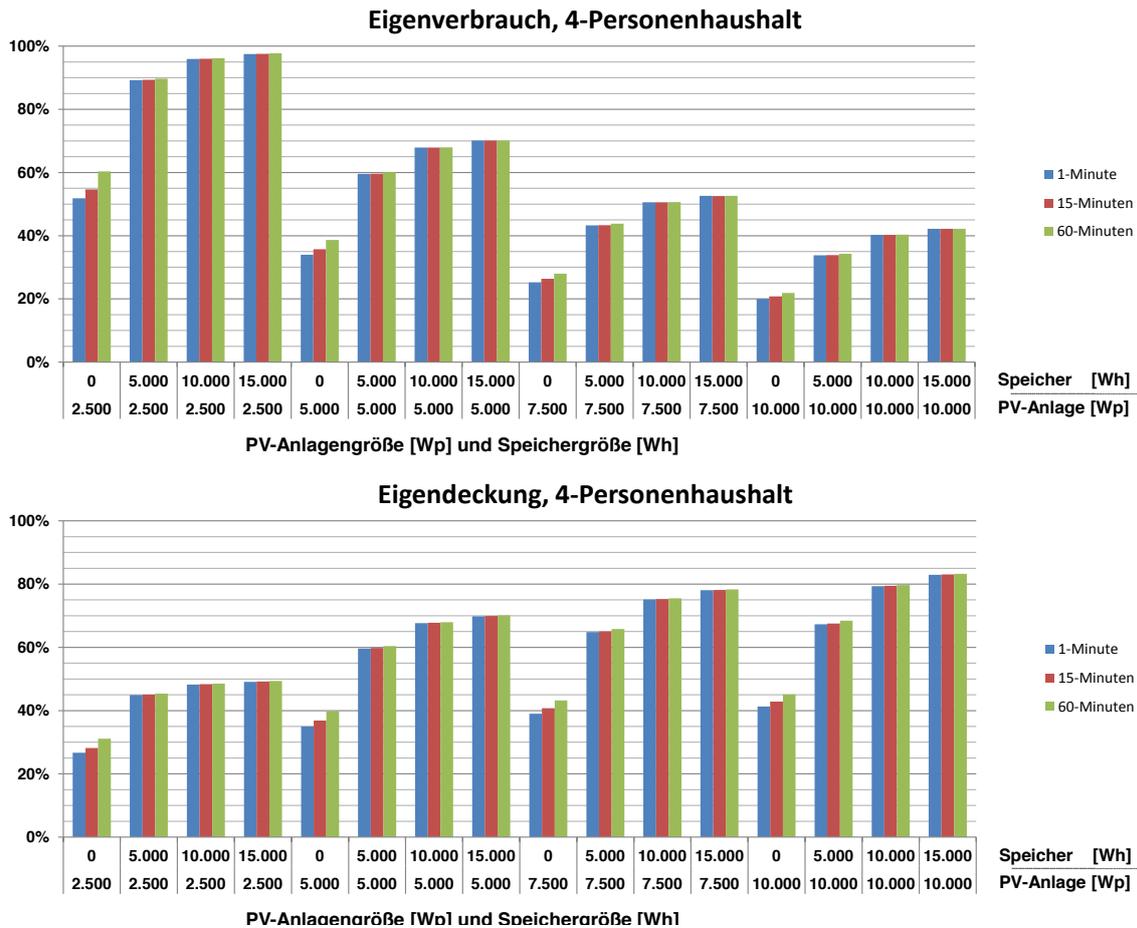


Abbildung 4-5: *EV und ED, 4-Personenhaushalt, mit unterschiedlichen Simulationsschrittweiten*

Es zeigt sich, dass sich der Einfluss der unterschiedlichen Simulationsschrittweiten bei Systemen ohne Batterie sichtbar auf die Berechnung von Eigenverbrauch und Eigendeckung auswirkt. Eine größere Simulationsschrittweite führt zu einer Verbreiterung der Kurven und damit zu einer höheren Wahrscheinlichkeit der Überdeckung. Da die meisten Prognoserechnungen der am Markt tätigen Systemanbieter mit 60- oder höchstens 15-Minutenauflösung arbeiten, ist anzunehmen, dass die errechneten Eigenverbrauchsquoten etwas zu hoch liegen – was eine leicht verringerte reale Wirtschaftlichkeit der Anlage im Vergleich zur Prognose bedeutet.

Der Einsatz einer Batterie führt erwartungsgemäß dazu, dass der Unterschied bezüglich der Simulationsschrittweite geringer wird. Momentan nicht direkt eigenverbraucher Solarstrom wird unter geringen Verlusten in der Batterie zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt genutzt.

4.2 Stromerzeugungsanlagen

Photovoltaik-Anlage und Wechselrichter

Allgemein hängt der Wirkungsgrad von PV-Anlagen von der Einstrahlung auf die geneigte Ebene und Modultemperatur ab. Die Modultemperatur wird vor allem durch die Einstrahlung und Umgebungstemperatur beeinflusst. Im Folgenden wird die Vorgehensweise bei der Modellierung am Beispiel mikromorpher Dünnschichtmodule

dargestellt. In **Abbildung 4-6** sind die Kennlinien zur Temperaturabhängigkeit angegeben, die auf Angaben aus /IST-01 09/ basieren.

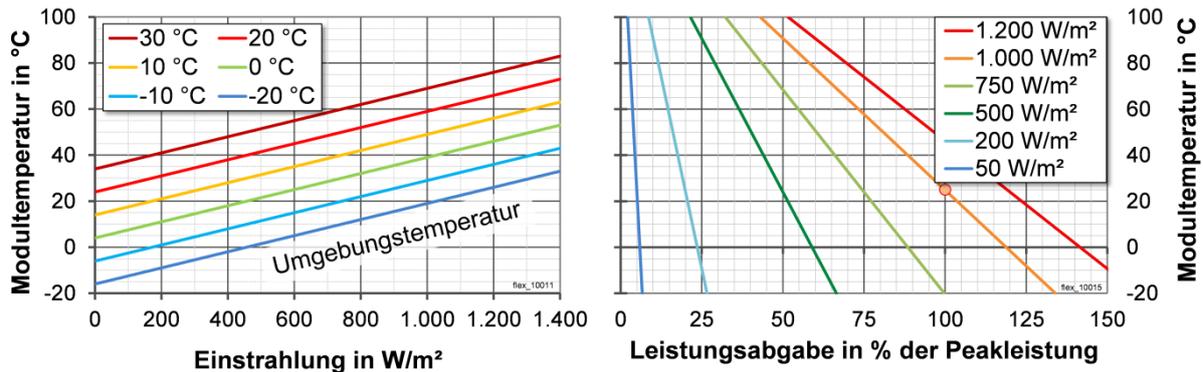


Abbildung 4-6: Modulkennlinien Dünnschicht /BEER-01 12/

Abhängig von der Einstrahlung auf die geneigte Ebene und der Umgebungstemperatur kann die normierte Leistungsabgabe in % der Peakleistung berechnet werden. Diese normierte Leistung wird am Ausgang der PV-Anlage in Form von Gleichstrom abgegeben. Die benötigten Einstrahlungs- und Umgebungstemperaturdaten für einen Standort werden mit der Software Meteonorm erstellt. Aus beiden Kennlinien kann der Zusammenhang in **Formel 4-1** zwischen normiertem Leistungsgang und den Eingangsdaten (Einstrahlung auf die geneigte Ebene, Umgebungstemperatur) ermittelt werden:

$$P_{PV,norm} = \frac{-0,9}{1.200} \cdot G_T \cdot (0,035 \cdot G_T + T_a + 4 \text{ °C}) + \frac{141,6}{1.200} \cdot G_T \tag{4-1}$$

- $P_{PV,norm}$ [%]: normierte Leistung der PV-Anlage (DC)
- G_T [W/m^2]: Einstrahlung auf die geneigte Ebene
- T_a [$^{\circ}C$]: Umgebungstemperatur

Die Kennlinie ist in **Abbildung 4-7** in Abhängigkeit der Einstrahlung und Umgebungstemperatur beispielhaft für den Standort „Flughafen München“ dargestellt.

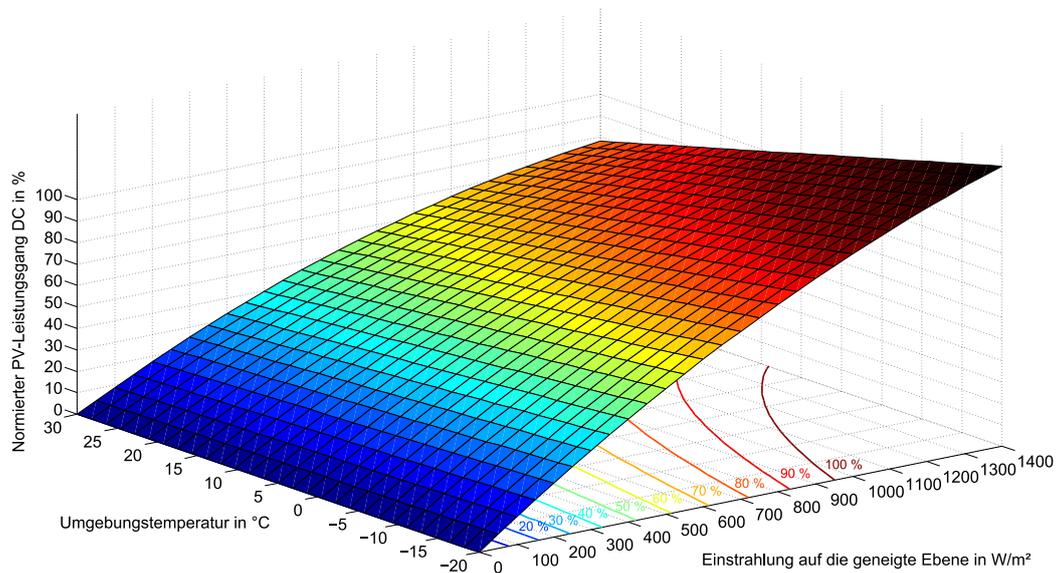


Abbildung 4-7: Kennliniendarstellung 3D (Standortdaten: Flughafen München, Konturlinien für die normierte PV-Leistung)

Die Leistung steigt mit der Einstrahlung. Bei einer konstanten Einstrahlung sinkt die normierte Leistung (und damit der Wirkungsgrad) mit steigender Umgebungstemperatur. Es sind Konturlinien dargestellt, die festgelegte Anteile an der Nennleistung markieren. Allgemein sind bei hohen Einstrahlungen und niedrigen Umgebungstemperaturen normierte Leistungen über 100 % möglich. Für den betrachteten Standort „Flughafen München“ wird die Nennleistung jedoch nicht erreicht, wie **Abbildung 4-8** zeigt.

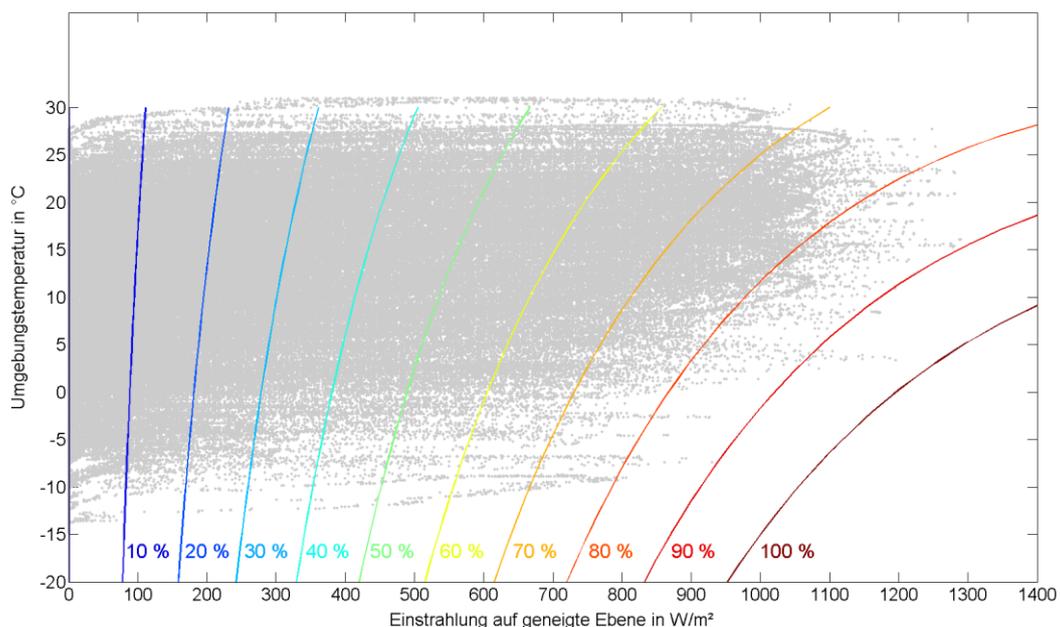


Abbildung 4-8: Kennliniendarstellung 2D (Standortdaten: Flughafen München, Konturlinien für die normierte PV-Leistung)

Photovoltaik-Anlage und Batteriespeicher

Es gibt zwei unterschiedliche Systeme zur Verschaltung der Batterie, die in **Abbildung 4-9** dargestellt sind.

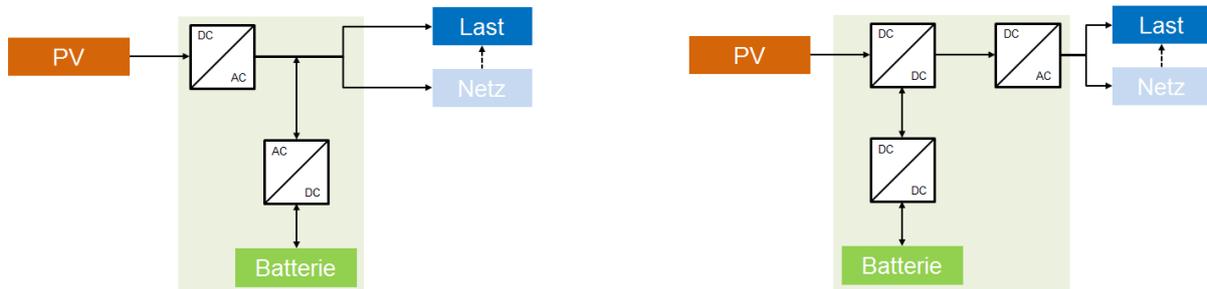


Abbildung 4-9: Verschaltungsmöglichkeiten bei PV-Speichersystemen; Batterie im DC-Zwischenkreis vor dem Wechselrichter (rechts)

Entweder die Systeme haben, so wie in der Modellierung angenommen, einen eigenen Wechselrichter für die Batterie (links) oder die Batterie ist in den DC-Zwischenkreis eingegliedert (rechts).

Im modellierten PV-Leistungsgang sind die Verluste des Wechselrichters schon berücksichtigt. In **Abbildung 4-10** ist die im Modell verwendete Wechselrichterkennlinie abgebildet.

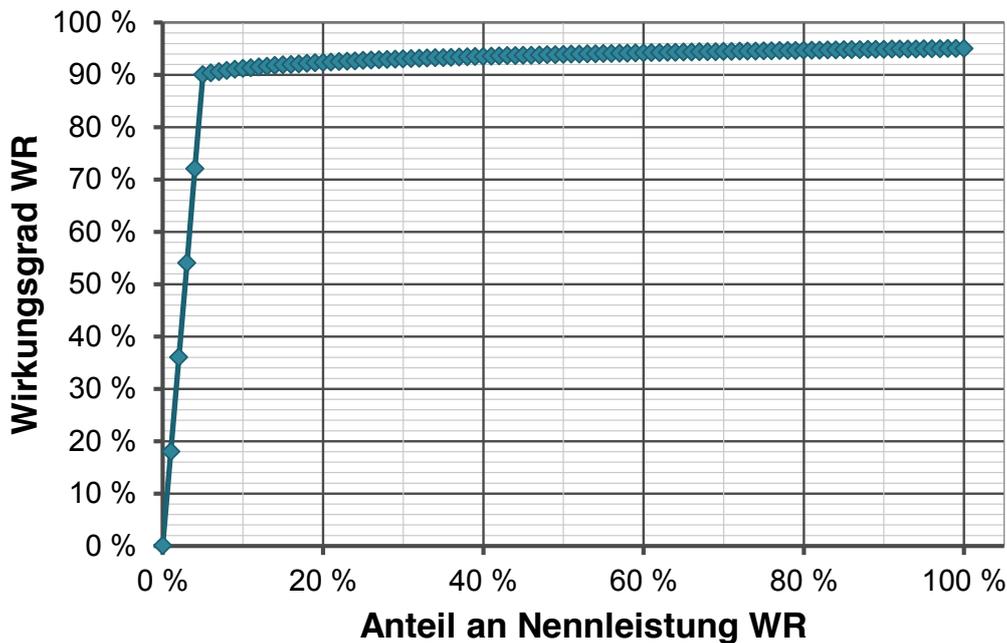


Abbildung 4-10: Modellkennlinie Wechselrichter

Das prinzipielle Vorgehen bei der Modellierung des PV-Eigenverbrauchssystems ohne und mit Batterie ist in **Abbildung 4-11** dargestellt.

Es zeigt sich, dass die Wahl des Modultyps keinen großen Einfluss auf die energetische Amortisation hat. Diese ist schon nach ca. einem Jahr erreicht. Die CO₂-Emissionen, die bei der Herstellung anfallen, sind erst nach ca. 3 Jahren Betrieb aufgeholt.

Kleinwindkraftanlage

Die Eingangsdaten für die Modellierung sind die Windgeschwindigkeiten in 10 m Höhe. Die Windgeschwindigkeiten bei einer abweichenden Höhe kann mit der **Formel 4-2** berechnet werden /REE-01 09/:

$$v(h_2) = v(h_1) \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_2-d}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1-d}{z_0}\right)} = v(h_1) \cdot \frac{\ln(h_2-d) - \ln(z_0)}{\ln(h_1-d) - \ln(z_0)} \quad (4-2)$$

d [m]:	Versatz durch Hindernisse
h ₁ [m]:	Höhe der Windmessaanlage
h ₂ [m]:	Höhe der Windanlage
v [-]:	Windgeschwindigkeit
z ₀ [m]:	Rauhigkeitslänge

Mit **Formel 4-3** lässt sich die elektrische Leistung der Windkraftanlage berechnen.

$$P_{el} = c_p \cdot 0,5 \cdot \rho \cdot A_R \cdot (v_w)^3 \quad (4-3)$$

c _p :	Leistungsbeiwert
ρ:	Dichte der Luft
A _R :	Rotorfläche
v _w :	Windgeschwindigkeit

Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlage

Zur Spitzenlastdeckung der Wärme sind in die Geräte Spitzenlastkessel integriert. **Abbildung 4-13** zeigt die Jahresdauerlinie des Vaillant ecoPOWER 1.0.

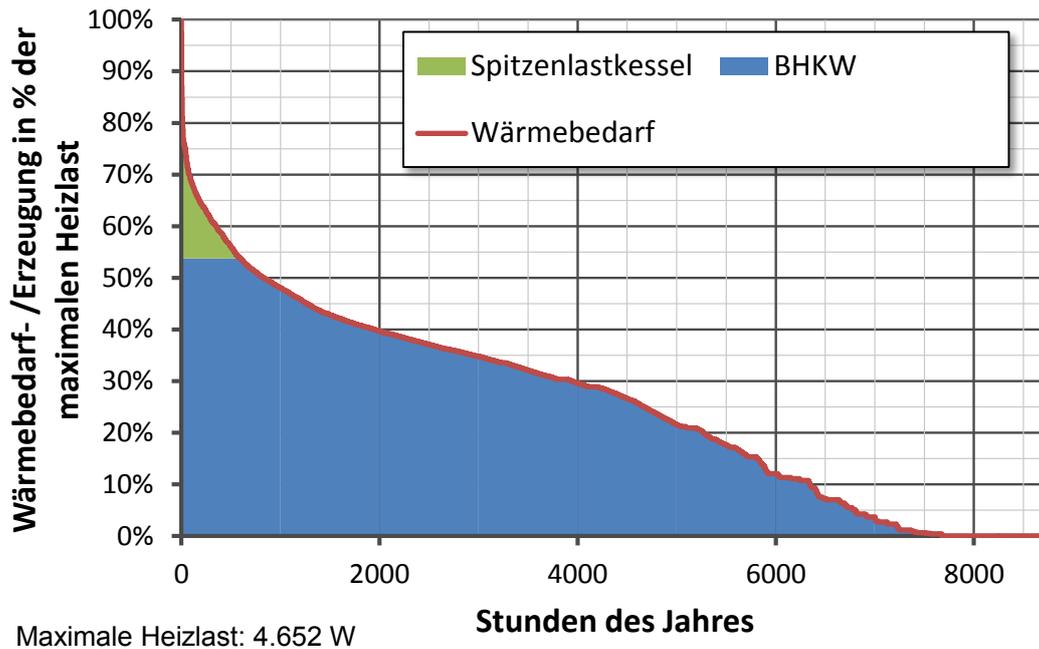


Abbildung 4-13: Jahresdauerlinie des Vaillant ecoPOWER 1.0

Eine Wärmemenge von 12.705 kWh wird durch das BHKW abgedeckt, die restlichen 248 kWh durch den Spitzenlastkessel.

Die Simulation erfolgt auf Basis unterschiedlicher Mikro-KWK-Anlagen, die auf dem Prinzip eines Otto-Motors respektive eines Stirlingmotors basieren. Durch die unterschiedlichen Stromkennzahlen und Wirkungsgrade können die erzielten Eigendeckungs- und Eigenverbrauchsgrade beträchtlich variieren. Bei der Vorauswahl der Systeme mit PV-Anlage wurde der Stirlingmotor gewählt. In diesem Fall ist die Hinzunahme einer PV-Anlage erfolgsversprechender als beim Ottomotor, da sie die geringere Stromproduktion des Stirlingmotors auf Grund des schlechten elektrischen Wirkungsgrads ausgleicht. Außerdem kann damit ein höherer Eigenverbrauch erreicht werden, was die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems erhöht. Als Betriebsweisen werden sowohl „wärmegeführt“ als auch „stromgeführt“ untersucht. Zusätzlich werden die ausgewählten Systeme mit einem Batteriespeicher erweitert.

Stromerzeugungsaggregat

Abbildung 4-14 zeigt eine typische Wirkungsgradkennlinie für Dieselaggregate in Inselfsystemen und die Approximation durch eine Polynomfunktion (**Formel 4-4**).

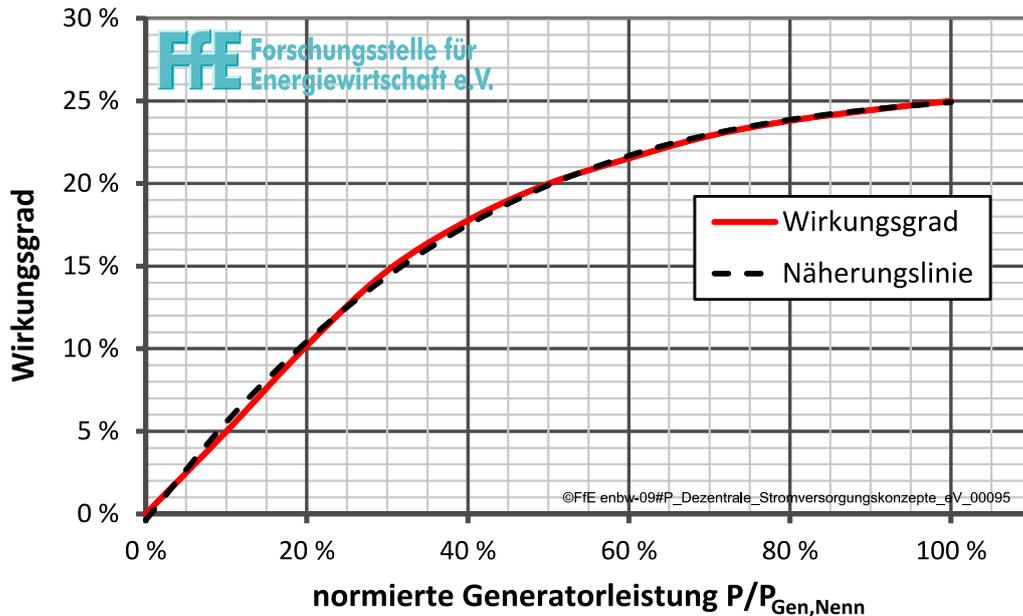


Abbildung 4-14: Wirkungsgradkennlinie eines kleineren Dieselaggregats /SMA-01 12/, /eigene Darstellung/

$$\eta_{Aggr} = 0,1811 \cdot \left(\frac{P_{Aggr}}{P_{N,Aggr}} \right)^3 - 0,5765 \cdot \left(\frac{P_{Aggr}}{P_{N,Aggr}} \right)^2 + 0,6483 \cdot \left(\frac{P_{Aggr}}{P_{N,Aggr}} \right) \quad (4-4)$$

η_{Aggr} [%]:	Wirkungsgrad des Stromerzeugungsaggregats (Diesel)
P_{Aggr} [W]:	Erzeugte elektrische Leistung des Stromerzeugungsaggregats
$P_{N, Aggr}$ [W]:	Elektrische Nennleistung des Stromerzeugungsaggregats

Der Brennstoffbedarf des Stromerzeugungsaggregates ergibt sich aus dem Brennstoffbedarf des Verbrennungsmotors. Dieser wird nach /TEU-01 06/ durch **Formel (4-5)** berechnet.

$$\dot{m}_B = \frac{P_e}{\eta_e \cdot H_u} \quad (4-5)$$

\dot{m}_B [kg/s]:	Brennstoffmassenstrom/Brennstoffbedarf des Verbrennungsmotors
P_e [W]:	effektive Leistung
η_e [-]:	effektiver Wirkungsgrad
H_u [kJ/kg]:	unterer Heizwert des Brennstoffs

Die effektiven Werte bezeichnen dabei Größen des realen Motorprozesses. Der Wirkungsgrad von Synchrongeneratoren ist sehr hoch (bis zu 95-99 %) und hat daher im Vergleich zum Motorwirkungsgrad (maximal 40 %) wenig Einfluss auf die Effizienz. Daher wird zur Berechnung des Brennstoffbedarfs je nach Datenverfügbarkeit der Wirkungsgrad des Verbrennungsmotors oder des gesamten Stromerzeugungsaggregats verwendet.

4.3 Batteriespeicher

Die Systemauslegung und Fahrweise des Gesamtsystems sowie Last und meteorologische Parameter beeinflussen die Alterung der Batterie und diese wiederum rückwirkend das System. Zur Berücksichtigung dieser wechselseitigen Wirkungen ist es notwendig den Batteriespeicher jenseits von Wirkungsgrad und DoD zu modellieren. In **Abbildung 4-15** ist eine schematische Übersicht des Batteriemodells dargestellt.

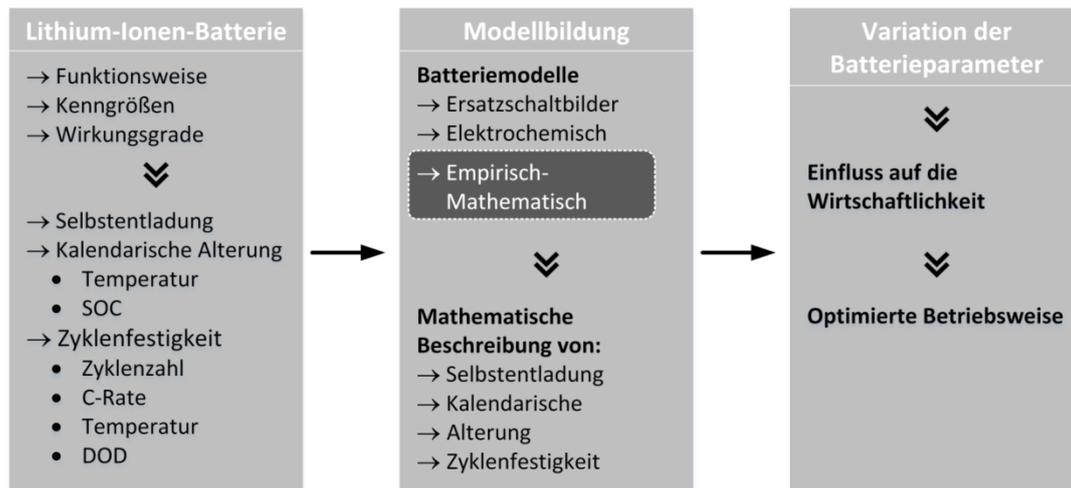


Abbildung 4-15: Übersicht Batteriemodell /FFE-22 15/

Für die Modellbildung stehen vor allem drei Vorgehensweisen zur Verfügung. In dieser Arbeit wird die Entwicklung eines empirisch-mathematischen Modells gewählt. In diese Kategorie fallen sämtliche Ansätze, die nicht physikalisch-chemischen Abläufe beschreiben, sondern mit Hilfe mathematischer Gleichungen Ein- und Ausgangsgrößen verknüpfen. Oftmals fließen hier empirische Kenntnisse mit ein, um bestimmte Parameter an das System anzupassen. Darüber hinaus werden hier auch stochastische Batteriemodelle oder neuronale Netze implementiert. Diese werden mit Messdaten gespeist und „erlernen“ daraus, eine Batterie zu simulieren. /TUM-06 12/

Die Batteriealterung wird u.a. durch den State-of-Health (SOH) ausgedrückt. Bei der Batteriealterung ist sowohl die kalendarische als auch die zyklische Alterung zu betrachten. Temperatur und SOC nehmen Einfluss auf die Alterungsgeschwindigkeit. Die Alterung wird durch folgende Potenzfunktion beschrieben:

$$\text{SOH}_t(t, T, \text{SOC}) = \text{SOH}_{\text{Start}} \cdot A \cdot (B + t)^C \quad (4-6)$$

Die Parameter stammen aus FfE-internen Daten von Langzeitmessungen von LFP-Zellen im Rahmen von /FFE-23 11/ und /FFE-20 10/. Mehrere baugleiche Zellen wurden dabei jeweils bei Variation von Temperatur und Ladezustand gelagert und vermessen. Über die Messreihen konnten dann entsprechend der Gleichung 4-6 Funktionen gefittet und pro Temperatur-SOC-Kombination die einheitenlose Parameter A, B und C generiert werden. /FFE-22 15/

Die Zyklen werden in jedem einzelnen Simulationsschritt durch Aufsummieren der Teilzyklen gezählt. Ein Vollzyklus ist definiert als das komplette Beladen und Entladen des Speichers. Dieser ist als Energieintegrator aufgebaut, der die Energieströme in und aus der Batterie solange aufsummiert, bis diese einen kompletten Zyklus durchlaufen

haben. **Abbildung 4-16** zeigt die Vollzyklen pro Jahr in Abhängigkeit der Speichergöße und der PV-Leistung. Steigt die Batteriekapazität, fällt die Vollzyklenzahl. Eine Vergrößerung der PV-Anlage lässt sie steigen. Bei einer 1:1 Dimensionierung von Speicherkapazität und PV-Nennleistung bis zu 10 kW_p befindet man sich in dem typischen Bereich von 200 bis 250 Vollzyklen pro Jahr.

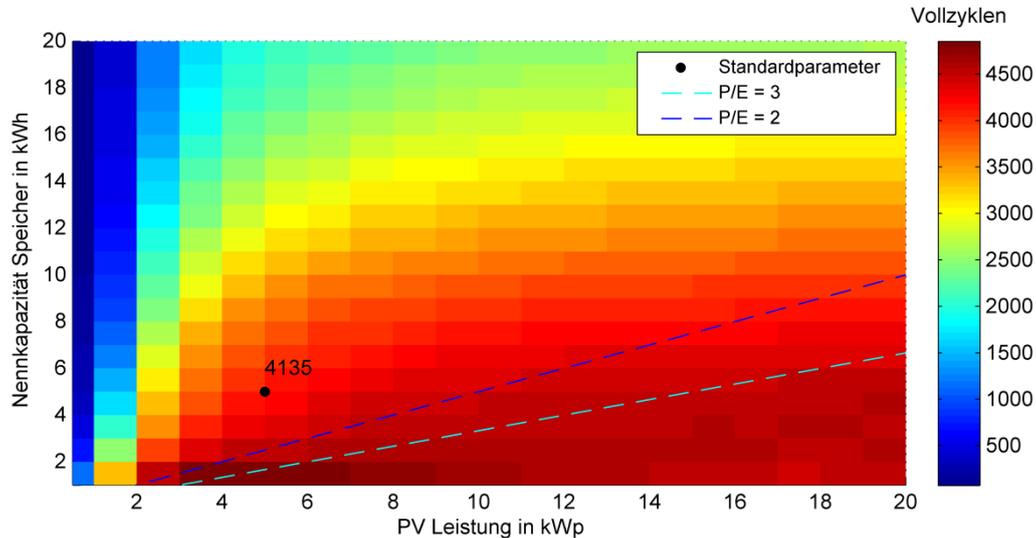


Abbildung 4-16: *Vollzyklen in Abhängigkeit von Speichergöße und PV-Leistung*

In **Abbildung 4-17** ist der State-of-Health (SOH) für 25 Jahre aufgetragen. Die Alterung durch Zyklieren ist gravierender als die kalendarische Alterung. Die C-Rate von 0,1 auf 1 C hat nur eine geringfügige Auswirkung auf die Batteriealterung. Zunächst würde man schätzen, dass nur die zyklische Alterung durch die Veränderung der C-Rate betroffen ist, eben das Laden und Entladen der Batterie. Die kalendarische Alterung ändert sich aber auch, da durch die C-Rate der SOC beeinflusst wird und dieser wiederum die kalendarische Alterung beeinflusst.

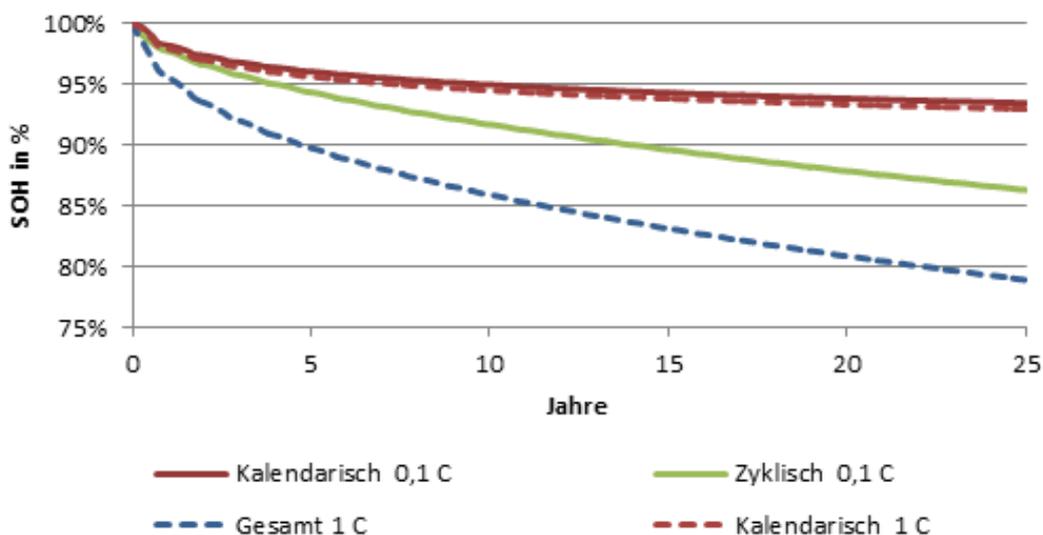


Abbildung 4-17: *SOH einer Li-Ionen-Batterie im Verlauf von 20 Jahren / FFE-22 15/*

Interessant ist, dass nach 20 Jahren der SOH noch über 80 % liegt, was für die Leistungsfähigkeit dieser Batterien und die deutlich geringere Beanspruchung im Vergleich zu Traktionsbatterien spricht.

4.4 Wärmepumpe

Die Wärmeerzeugungstechnologie mithilfe von Kompressions-Wärmepumpen erfuhr in den letzten Jahren in Deutschland eine verstärkte Entwicklung. Diese und ein möglicher Trend bis zum Jahr 2030 werden in **Abbildung 4-18** graphisch dargestellt.

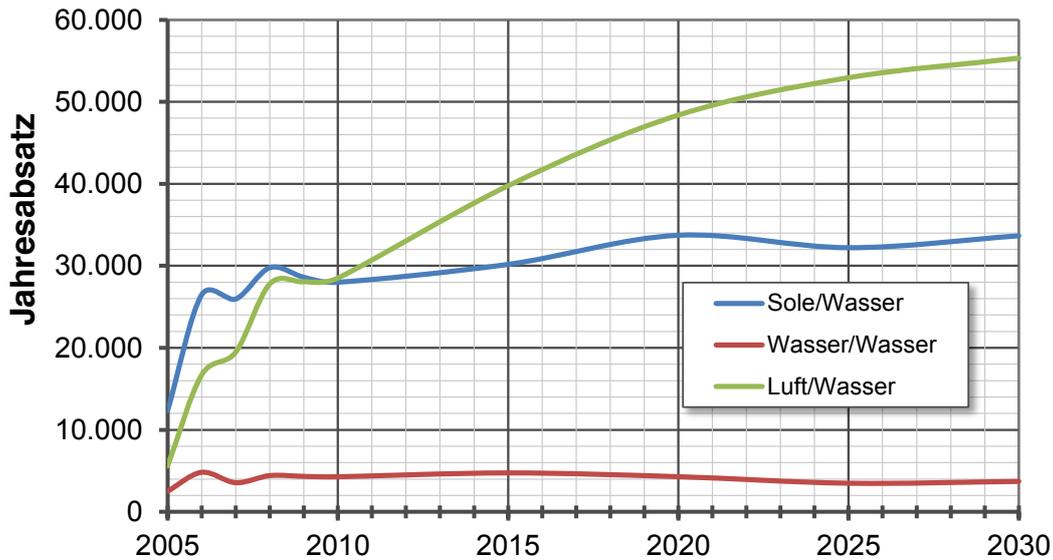


Abbildung 4-18: *Bisherige und mögliche zukünftige Entwicklung der einzelnen Kompressions-Wärmepumpentechnologien, Daten aus /BMWI-10 11/*

Die Wärmepumpe stellt aus thermodynamischer Sicht einen sogenannten linksläufigen Kreisprozess dar und besteht aus den Arbeitsschritten Verdampfung, Verdichtung, Verflüssigung und Entspannung. Dieses Prinzip wird in **Abbildung 4-19** graphisch dargestellt.

Linksläufiger Kreisprozess bedeutet dabei, dass durch Hinzufügen von Arbeit Wärme von einem niedrigeren auf ein höheres Temperaturniveau gefördert wird. Dabei wird in einem ersten Schritt ein Kältemittel (niedrige Temperatur und Druck) durch Zuführen der Umgebungswärme verdampft, das heißt vom flüssigen in den dampfförmigen Zustand überführt. Anschließend wird das dampfförmige Kältemittel am Kompressor verdichtet und erwärmt sich aufgrund dessen.

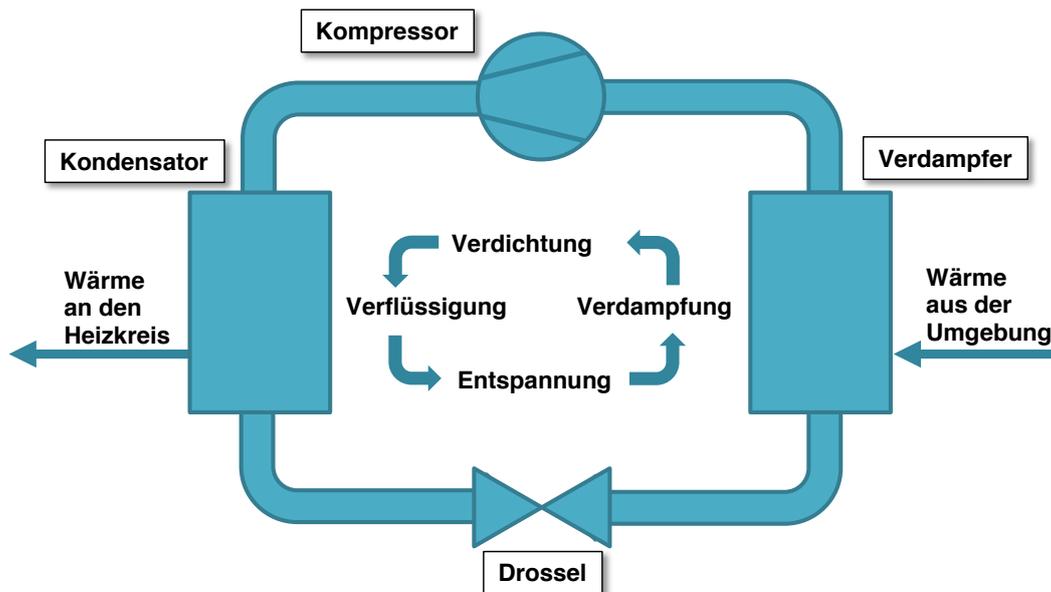


Abbildung 4-19: Funktionsprinzip einer Wärmepumpe, /FFE- 33 12/, /ETH- 01 10/

Der Kompressor benötigt Energie, die von außerhalb hinzugeführt werden muss (z.B. in Form von Strom), damit der Prozess abläuft. Nach der Kompression wird am Kondensator dem zuvor erhitzten Dampf die Wärme entzogen und dem Wärmekreis (z.B. Heizkreis des Haushalts) zur Verfügung gestellt. Der Dampf geht dabei wieder in den flüssigen Zustand über, weshalb dieser Vorgang Kondensation bzw. Verflüssigung genannt wird. Da das Arbeitsmedium immer noch unter erhöhtem Druck steht, wird es in einem letzten Schritt mithilfe eines Drosselventils entspannt und kühlt sich dabei ab. Das abgekühlte Arbeitsmedium kann anschließend dem Verdampfer wieder zugeführt werden, sodass der Kreisprozess abgeschlossen ist.

Die Effizienz einer Wärmepumpenanlage lässt sich anhand der Leistungszahl für einen bestimmten Zeitpunkt und der Arbeitszahl β für das gesamte Jahr betrachtet ausdrücken. Dabei ist die Leistungszahl ε – oft auch als COP (engl. Coefficient of Performance) bezeichnet – definiert als das Verhältnis zwischen erzeugter Wärmeleistung und eingesetzter Antriebsleistung (elektrische Leistung für den Betrieb des Kompressors) zu einem bestimmten Zeit- bzw. Arbeitspunkt (vgl. **Formel 4-7**). Die sogenannte Arbeitszahl gibt das Verhältnis von erzeugter Wärmemenge zu eingesetzter elektrischer Energiemenge in einem bestimmten Zeitraum wieder (vgl. **Formel 4-8**).

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}_{\text{Heiz}}}{P_{\text{el}}} \quad (4-7)$$

$$\beta = \frac{Q_{\text{Heiz}, \Delta t}}{E_{\Delta t}} \quad (4-8)$$

ε [-]:	Leistungszahl	β [-]:	Arbeitszahl
\dot{Q}_{Heiz} [W]:	erzeugte Wärmeleistung	$Q_{\text{Heiz}, \Delta t}$ [Wh]:	erzeugte Wärmemenge im Zeitraum Δt
P_{el} [W]:	eingesetzte el. Leistung	$E_{\Delta t}$ [Wh]:	eingesetzte elektr. Energie im Zeitraum Δt

Am Markt haben sich bei den Kompressions-Wärmepumpen hauptsächlich drei unterschiedliche Technologien durchgesetzt. Diese unterscheiden sich jeweils durch das Quellmedium, dem die Wärme entzogen wird: Luft, Sole und Grundwasser.

Luft/Wasser-Wärmepumpe

Luft/Wasser-Wärmepumpen entziehen der Umgebungsluft Wärme, um diese über Wärmetauscher an den Heiz- und/oder Warmwasserkreislauf wieder abzugeben. /ENERGIE-01 07/. Aufgrund der Tatsache, dass die Temperatur der Umgebung über ein Jahr betrachtet starken Schwankungen unterliegt, ergeben sich analog dazu auch starke Schwankungen der Anlageneffizienz.

Sole/Wasser-Wärmepumpen

Sole/Wasser-Wärmepumpen entnehmen dem oberen Bereich des Erdbodens Wärme und werden daher als oberflächennahe Geothermie bezeichnet. Beim Erdboden als Wärmequelle wird zwischen Erdwärmekollektor (horizontaler Kollektor in 1-2 m Tiefe) und Erdwärmesonde (vertikales Bohrloch bis 150 m) unterschieden /BINE-01 08/. Da das Arbeitsmedium aus einem Wasser/Glykol-Gemisch - auch Sole genannt – besteht, wird dieser Typ meist als Sole/Wasser-Wärmepumpe bezeichnet. Die Tiefe der Bohrung im Fall der Erdwärmesonde bzw. die Größe des Kollektors im Fall des Erdwärmekollektors ist dabei jeweils vom Wärmebedarf abhängig. Im Vergleich zur Luft/Wasser-Wärmepumpe entstehen bei der Sole/Wasser-Wärmepumpe zusätzliche Kosten für die Erschließung. Der Vorteil liegt im Vergleich zur Luft/Wasser-Wärmepumpe in der relativ konstanten Temperatur des Erdbodens. /ENERGIE-01 07/

Wasser/Wasser-Wärmepumpe

Als dritter Typ im Bereich der Kompressions-Wärmepumpen nutzen die Wasser/Wasser-Wärmepumpen das Grundwasser als Wärmequelle /BINE-01 08/. Dabei wird die Wärmepumpe über zwei Leitungen mit dem Grundwasser verbunden, einem Zapf- und einem Schluckbrunnen. Letzterer dient dazu, das abgekühlte Wasser nach Passieren des Wärmetauschers der Wärmepumpe dem Grundwasser wieder zuzuführen. /ENERGIE-01 07/

In **Abbildung 4-20** wird der Temperaturverlauf der Wärmequellen Luft, Sole und Grundwasser über das Jahr betrachtet. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass die Außenluft stärkeren Schwankungen unterlegen ist – im Vergleich zum Erdboden oder dem Grundwasser.

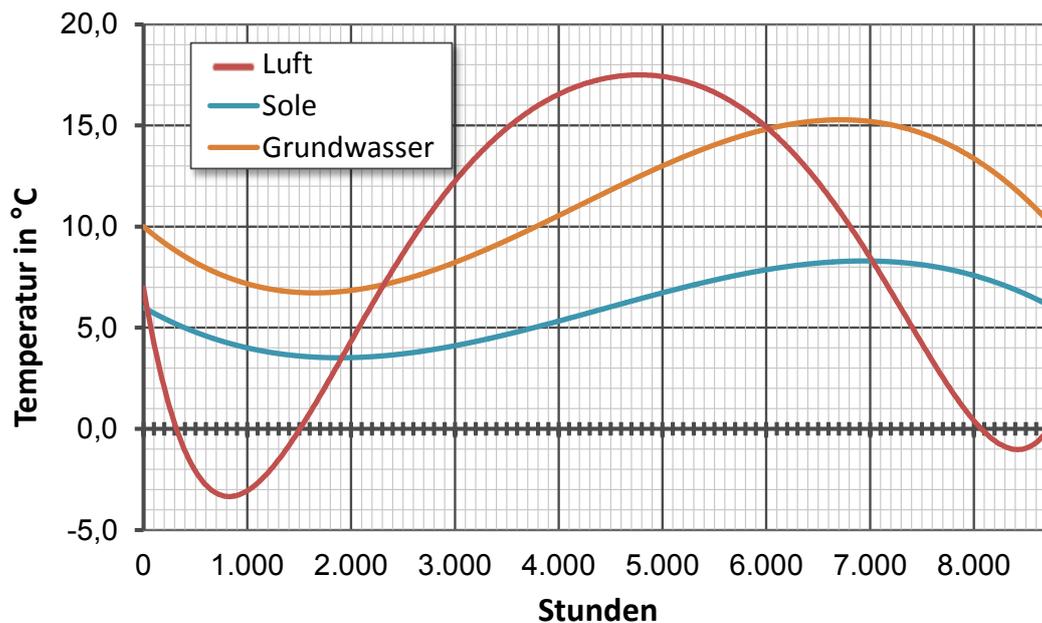


Abbildung 4-20: *Temperaturschwankungen verschiedener Wärmequellen über das Jahr, Daten aus /BMW-10 11/*

Die Temperatur des Erdbodens wird mithilfe des Ansatzes einer harmonischen Schwingung modelliert. Die nachfolgende Berechnungsgleichung in **Formel (4-9)** basiert auf /MAT-01 05/ und beschreibt die Temperatur $T(z,t)$ des Erdbodens. Diese ist sowohl von der Zeit t als auch von der Tiefe z abhängig.

$$T(z,t) = T'_{Max} * e^{-z * \sqrt{\frac{\omega}{2 * a}}} * \cos\left(\omega * (t - t_0) - z * \sqrt{\frac{\omega}{2 * a}}\right) + T_0 + (z - z_0) \quad (4-9)$$

* grad T

T_0 [°C]:	gewählter Nullpunkt des Maßsystems
T'_{Max} [°C]:	maximale Abweichung von T_0
ω [1/d]:	Winkelgeschwindigkeit, $\omega = 2\pi/\tau$
τ [d]:	Periode
t_0 [d]:	Zeitpunkt des Jahres an dem auf Höhe der Geländeoberkante (GOK) die höchste Temperatur erreicht wird. Diese bildet den Ursprung der harmonischen Schwingung
a [m ² /s]:	Temperaturleitfähigkeit des Untergrundes
z_0 [m]:	Tiefe, ab der kein Einfluss des Klimas auf die Erdbodentemperatur festzustellen ist
grad T [K/m]:	geothermischer Gradient

Die für die Modellierung der Bodentemperatur in ausgewählter Tiefe z benötigten Parameter werden in **Tabelle 4-2** aufgezeigt.

Tabelle 4-2: *Parameter für die Modellierung der Bodentemperatur, nach /MAT-01 05/*

z_0	a	τ	t_0	ω	T_0	T'_{max}	grad T
15 m	0,036 m ² /d	365 d	195,5 d	0,0172/d	9°C	14°C	0,03 K/m

Abbildung 4-21 zeigt den Jahrestemperaturverlauf der modellierten Erdbodentemperatur bei einer Tiefe von 2 m (rot) sowie von 50 m (grün) sowie für die Außenluft am Standort Bochum (blau).

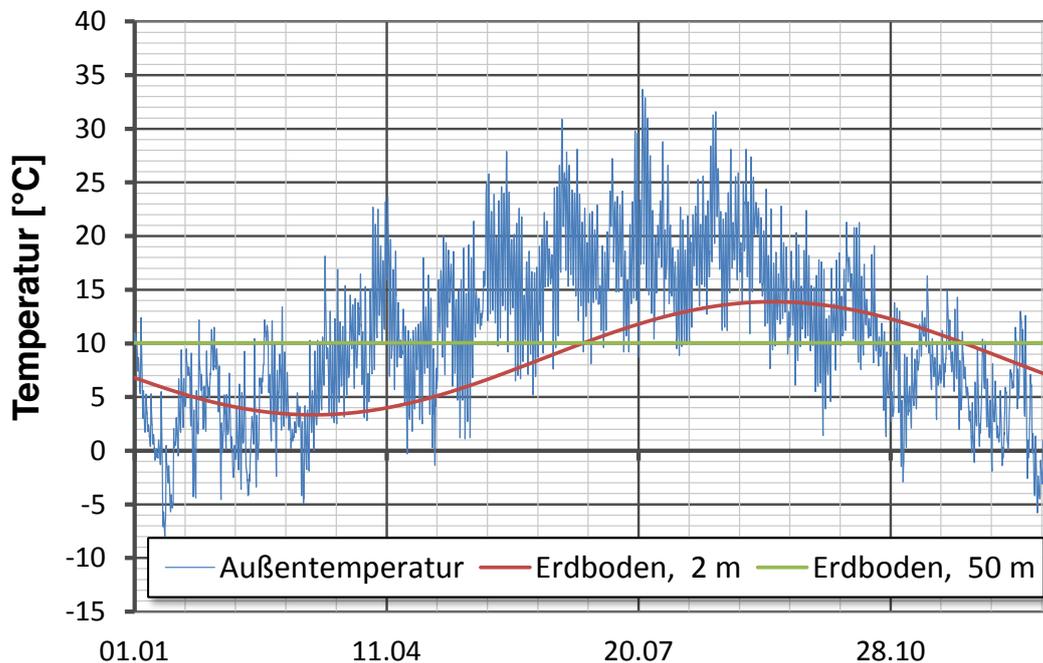


Abbildung 4-21: *Jahrestemperaturverläufe der Außenlufttemperatur und des Erdbodens in 2 m und 50 m Tiefe*

Vor allem die Außenlufttemperatur ist starken Schwankungen innerhalb eines Jahres unterworfen. Dieser Effekt nimmt im Erdreich bei steigender Tiefe ab.

Die Modellierung der jeweiligen Wärmepumpentechnologie erfolgt durch Kennlinien. Mithilfe des Temperaturverlaufs des Quellmediums und der Kennlinien können sowohl die thermische Leistung, die die Wärmepumpe bereitstellen kann, als auch der damit einhergehende elektrische Leistungsbedarf der Wärmepumpe für jeden Zeitschritt des Jahres bestimmt werden. **Abbildung 4-22** zeigt am Beispiel einer Luft-Wasser-Wärmepumpe /DIMP-01 09/ das Verhältnis der Heizleistung in kW auf der Ordinate zur Temperatur des Quellmediums - in diesem Fall der Außenluft - in °C auf der Abszissenachse für drei verschiedene Niveaus von Wasseraustritts- zu Wassereintrittstemperatur.

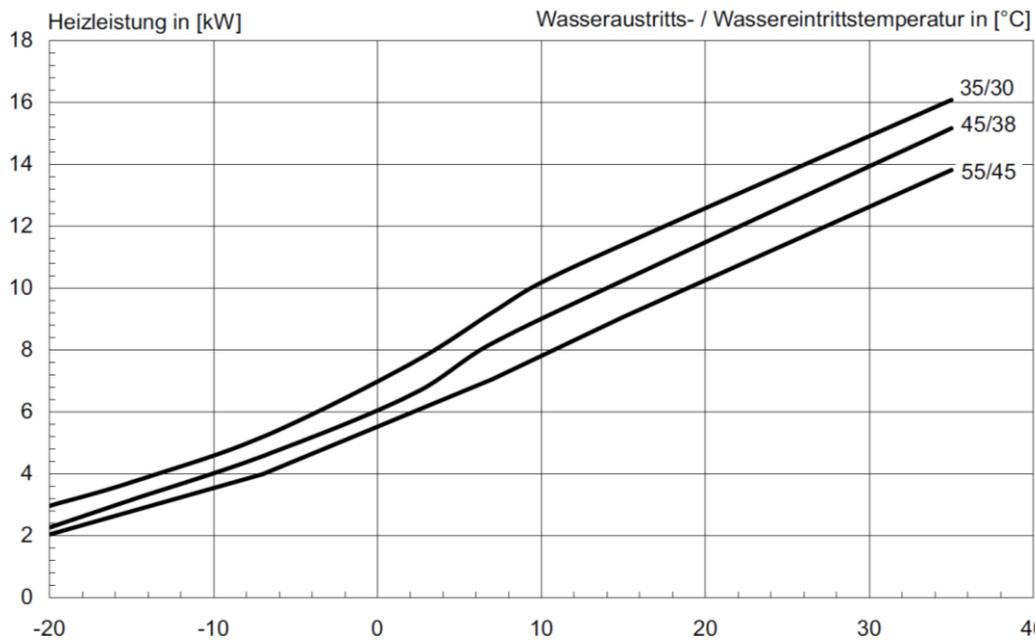


Abbildung 4-22: Kennlinie Heizleistung Luft/Wasser-WP, Dimplex LA 9TU, nach /DIMP-01 09/

Das Verhältnis zwischen der Temperatur des Quellmediums und der Leistungszahl der Wärmepumpe wird in **Abbildung 4-23** – analog zu **Abbildung 4-22** jeweils für drei verschiedene Temperaturniveaus – charakterisiert. Aus diesen beiden Kennlinien lassen sich Rückschlüsse über die thermische Leistung der Wärmepumpe, die Leistungszahl und mithilfe von Formel (4-7) die elektrische Leistung ziehen.

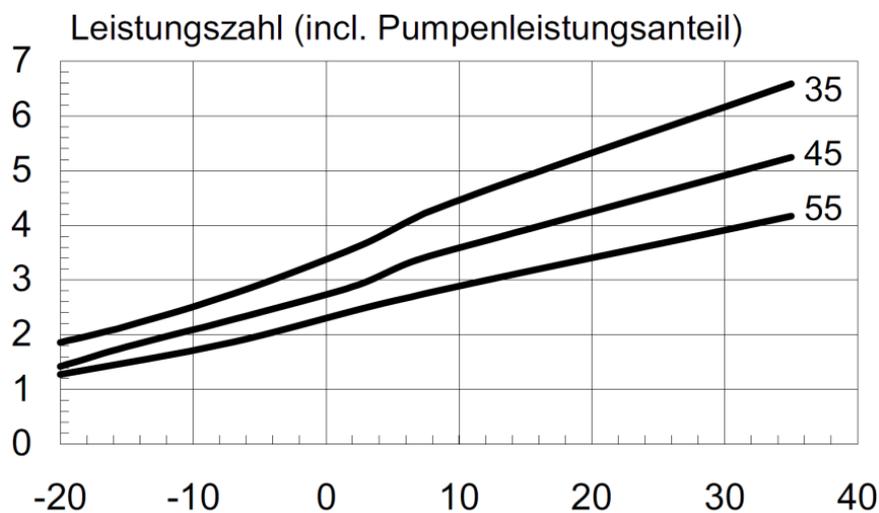


Abbildung 4-23: Kennlinie Leistungszahl Luft/Wasser-WP, Dimplex LA 9TU, nach /DIMP-01 09/

Die Rahmendaten für die Modulierung sind in der **Tabelle 4-3** zusammengefasst.

Tabelle 4-3: *Rahmendaten des Referenzgebäudes und der Referenzstandorte /VDE-05 12/, /FFE-32 12/, /VDI-01 00/, /BDEW-07 12/, /FFE-04 12/, eigene Annahmen,*

Referenzstandorte	Bochum	Freiburg	Ilmenau	Rosenheim	Würzburg
Raumwärmebedarf					
Spezifisch in kWh/(m ² a)*	42,8	44,3	62,8	67,3	51,7
Absolut in kWh/a	6.420	6.645	9.420	10.095	7.755
Warmwasserbedarf					
Spezifisch in kWh/(Person a)	650				
Absolut in kWh/a	2.600				
Gradtagszahl in °C	2.771	2.938	3.694	3.448	3.167
Globalstrahlung in kWh/(m ² a)	982	1.106	982	1.150	1.116
Heizsystem Referenz	Gas-Brennwertkessel				
WP (Sole/Wasser)	470 €/kW _{HL} , sonst. Kapitalk. 5.100 €, betriebsgeb. Kosten 351 €/a, Jahrsnutzungsgrad 86 %				
WP (Luft/Wasser)	1.200 €/kW _{HL} , Erschließung: 20 €/m ² (Kollektor) bzw. 1.000 €/kW _{HL} (Sonde)				
	1.300 €/kW _{HL}				

* bezogen auf die Wohnfläche

Bei dem Einsatz der Sole-Wasser-Erdwärmepumpe wird eine monovalente Betriebsführung für ein Niedrigtemperatur-Heizungssystem mit einer Vorlauftemperatur von 35 °C für die Bodenheizung und 50 °C für Warmwasser zugrunde gelegt. Für alle Standorte wird eine mittlere thermische Ergiebigkeit des Bodens veranschlagt (Sonde: 54 W/m, Kollektor: 25 W/m²). Die geologischen Voraussetzungen sind vor allem bei Erdsonden-Wärmepumpen von Bedeutung. Im Fall der Erdkollektor-Wärmepumpe gehen die standortabhängigen Klimadaten in die Modellierung der Bodentemperatur ein. Für die Wärmeversorgung der Haushalte wird ein Wärmespeicher mit 1.000 l Fassungsvermögen unterstellt. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgt annuitätisch über 20 Jahre auf realer Basis.

4.5 Wärmespeicher

Der Wärmespeicher bildet die zentrale Einheit der thermischen Wärmeversorgung. Anhand von verschiedenen Temperaturmessstellen können thermische Erzeuger – z.B. die Wärmepumpe – gesteuert werden, sodass bei Über- respektive Unterschreiten definierter Solltemperaturen der Wärmeerzeuger ab- beziehungsweise eingeschaltet werden kann. **Abbildung 4-24** zeigt auf der linken Seite ein Blackbox-Schema eines Wärmespeichers. Dabei sind auf der Inputseite der Warm- und Heizwasserrücklauf, der Vorlauf der Wärmequelle bzw. des Wärmeerzeugers und die Kaltwasserzufuhr aufgetragen. Auf Seiten des Outputs befinden sich Warmwasser- und Heizwasservorlauf sowie der Rücklauf der Wärmequelle bzw. des Wärmeerzeugers. Im rechten Teil von **Abbildung 4-24** werden die Temperaturmessstellen, die zur Steuerung des Speichermodells dienen, gezeigt.

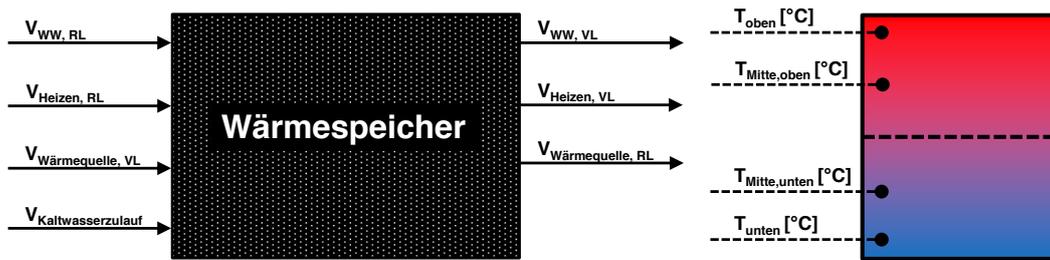


Abbildung 4-24: *Blackbox des Wärmespeichers (links) und Temperaturmessstellen des zur Steuerung des Wärmespeichers (rechts)*

Die Steuerung des Wärmespeichers orientiert sich an verschiedenen Abfragen, die linear und in ihrer Wichtigkeit sortiert im Simulationsmodell berücksichtigt werden. Dabei bildet eine konstante Speichertemperatur im oberen Bereich des Speichers das wichtigste Kriterium. Sinkt diese Temperatur von ihrem Sollwert ab, so bekommt der Wärmeerzeuger in Form eines Boolean-Wertes die Anweisung, im nächsten Zeitschritt wieder Wärmeenergie dem Speicher zur Verfügung zu stellen, um die entstandene Abweichung vom Sollwert zu korrigieren. Nachfolgend werden einzelne Kriterien, die zum Ein- bzw. Ausschalten des Wärmeerzeugers führen, aufgezeigt:

- Wärmeerzeuger Einschalten:
 - T_{oben} sinkt vom Sollwert ab
 - Temperaturdifferenz ΔT zwischen T_{oben} und $T_{\text{Mitte,oben}}$ (wobei gilt: $T_{\text{oben}} > T_{\text{Mitte,oben}}$) steigt über einen Sollwert
- Wärmeerzeuger Ausschalten:
 - Der Energieinhalt im unteren Bereich des Speichers entspricht dem maximalen Energieinhalt (bezogen auf eine definierte maximale Temperatur in diesem Bereich)

Überdies ließen sich in einer Fortentwicklung des Modells noch Sperrzeiten als weiteres Abfrage- bzw. Steuerungsmerkmal integrieren, sodass zu bestimmten Zeiten der Wärmeerzeuger vom Energieversorgungsunternehmen abgeregelt werden kann. Eine weitere Möglichkeit, vor allem um den Eigenverbrauch zu steigern, könnte eine Steuerung sein, die sich an den Zeiten der PV-Einstrahlung orientiert. So könnten die Intervalle der Wärmeerzeugung bewusst primär in die Zeiten gelegt werden, in denen von Überschüssen der PV-Anlage auszugehen ist.

4.6 Elektroauto

In **Abbildung 4-25** ist die Nutzungswahrscheinlichkeit eines Elektroautos durch einen durchschnittlichen Probanden für eine beliebige Woche dargestellt. Die Werte ergeben sich durch Aufzeichnungen des Fahrverhaltens des Probanden mittels GPS Logger /FFE- 22 11/.

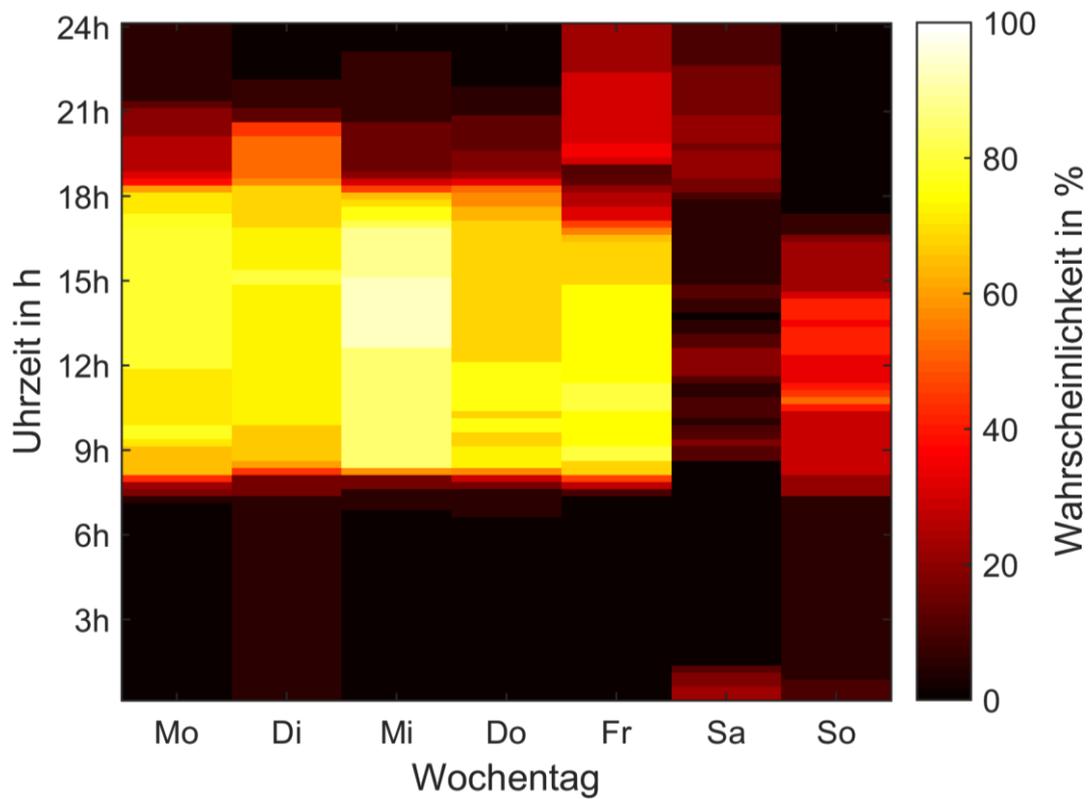


Abbildung 4-25: Nutzungswahrscheinlichkeit eines Elektroautos durch einen durchschnittlichen Probanden /FFE-22 11/

Für die Simulation wird die mehrmonatige Datenaufzeichnung des Stromverbrauchs zu einem Jahreslastgang erweitert und zum Haushaltslastgang summiert.

5 Ergebnisse Systemanalyse

Die in den Abschnitten 4.2 bis 4.6 aufgeführten modellierten Komponenten dezentraler Stromversorgung erlauben eine große Anzahl von Systemauslegungen. Durch heuristische Betrachtungen sollen nur solche Kombinationen betrachtet werden, die aus betriebswirtschaftlicher Sicht oder anderen Gründen nicht von Anfang an als ungeeignet eingestuft werden können. Die optimale Wirtschaftlichkeit aus Betreibersicht ist immer eine Betriebsweise, die den Eigenverbrauch maximiert. Im Fall netzautarker Systeme, mit der Möglichkeit den Batteriespeicher durch ein Dieselaggregat zu laden, hängt die Wirtschaftlichkeit und CO₂-Bilanz vom richtigen Einsatzzeitpunkt von Dieselaggregat und Speicher ab, so dass in diesem Fall kompliziertere Optimierungsstrategien erforderlich sind.

Die Ergebnisse der Systemanalyse werden in folgender Reihenfolge präsentiert:

- Energietechnische Analyse
- Wirtschaftlichkeit
- CO₂-Äquivalente und CO_{2äq}-Vermeidungskosten

Im energietechnischen Teil werden Verbrauch und Erzeugung analysiert. Hier ist vor allem der Eigenverbrauch als Gradmesser der Nutzung der selbsterzeugten Energie sowie die Eigendeckung als Autarkiegrad von großer Bedeutung. Diese Größen werden als Baustein zur Wirtschaftlichkeitsrechnung und zur Bestimmung der Emissionen und Vermeidungskosten benötigt.

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung werden sowohl als annuitätische Kosten als auch pro kWh durch anschließende Division durch den Jahresstromverbrauch ausgewiesen.

5.1 Netzgekoppelte Stromversorgung

Bei der netzgekoppelten Stromversorgung erfolgt die Strombereitstellung für den Verbraucher meist vollständig oder aber zum Teil durch das Netz der allgemeinen Versorgung. Gleichzeitig kann selbst produzierter Strom sowohl eigenverbraucht als auch in das Netz eingespeist werden.

5.1.1 PV-Anlage

Die Kombination aus Netzbezug und PV-Anlage ist die bei deutschen Privathaushalten, nach dem ausschließlichen Netzbezug, am häufigsten vorkommende Versorgungsstruktur. Bei den folgenden Analysen wurde die auf 70 % vorgeschriebene Einspeisebegrenzung der Nennleistung der PV-Anlage berücksichtigt. Allerdings hat diese Maßnahme, wie die Darstellung in Abbildung 5-42 zeigt, praktisch keine Auswirkung auf die Ergebnisse.

Energietechnische Analyse

Das Jahresertragsoptimum hinsichtlich der Deklination liegt in Deutschland in der Regel bei etwa 30 °Neigung, der optimale Azimut ist die Südausrichtung. **Abbildung 5-1** zeigt die prozentuale Abweichung des Ertrags hinsichtlich veränderten Azimuts und die daraus

resultierende Auswirkung auf Eigenverbrauch und Eigendeckung. Der höhere Ertrag bei Ostausrichtung ist auf die niedrigeren Modultemperaturen am Morgen zurückzuführen. Trotz niedrigerem Ertrag bei Westausrichtung ist dessen Eigenverbrauch und Eigendeckung jedoch aufgrund der abendlichen Lastspitze höher.

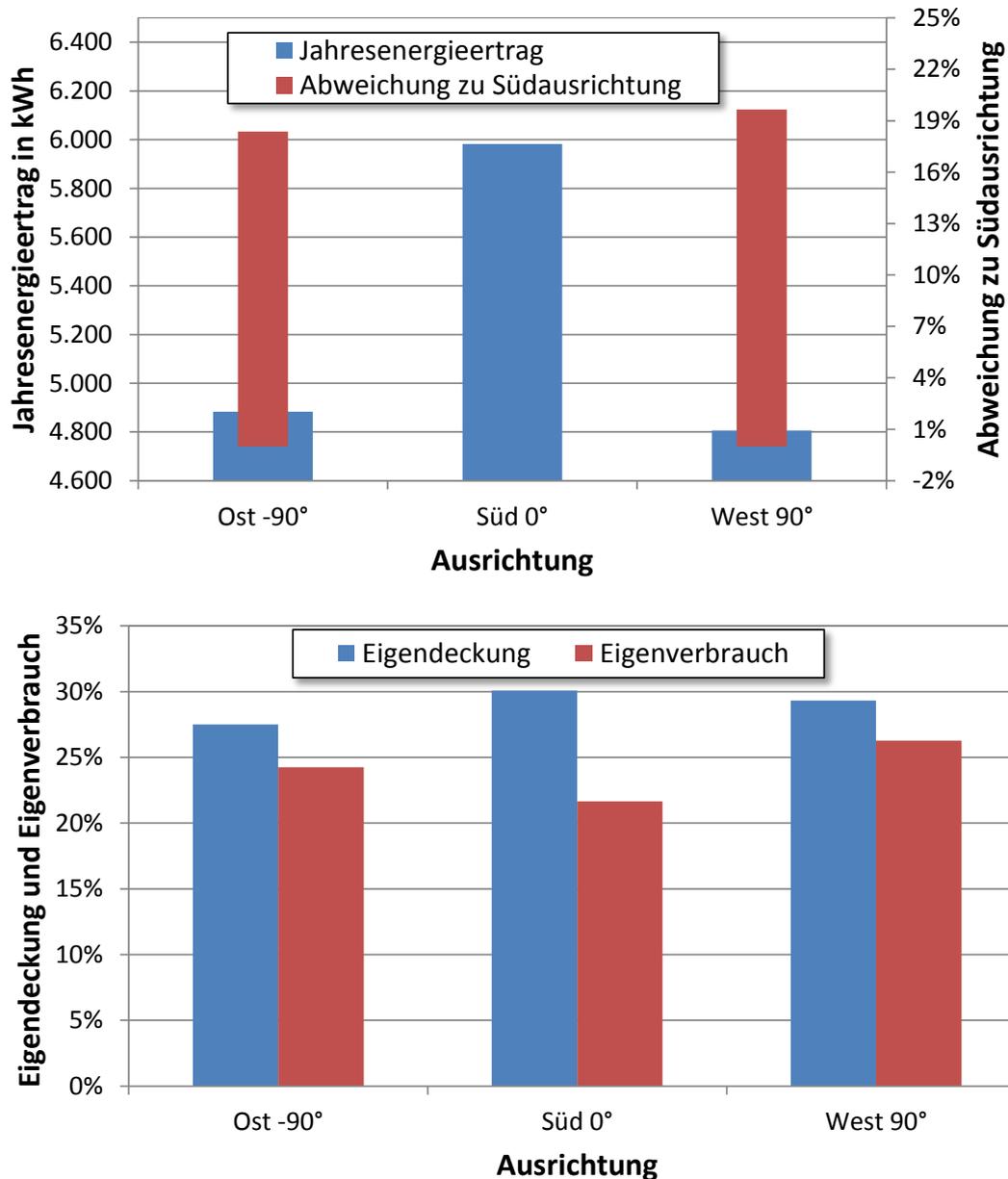


Abbildung 5-1: *Energieertrag nach Wechselrichter für unterschiedlichen Azimut (oben), EV und ED (unten), Standardparameter*

In **Abbildung 5-2** ist die Jahresdauerlinie des Netzbezugs für einen 4-Personenhaushalt mit unterschiedlich dimensionierten PV-Hausdachanlagen dargestellt. Die benötigte Spitzenlast wird durch eine PV-Anlage praktisch nicht beeinflusst.

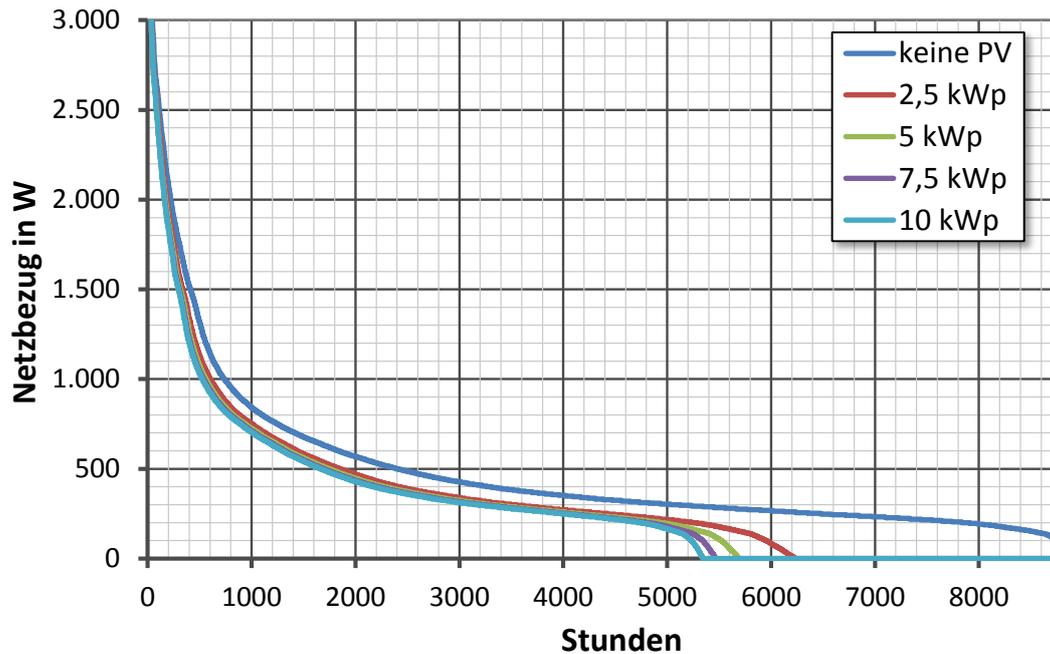


Abbildung 5-2: Jahresdauerlinie Netzbezug des Standardhaushalts bei unterschiedlich dimensionierten PV-Anlagen

In **Abbildung 5-3** zeigt sich die monatliche Verteilung der solaren Erzeugung auf die Bestandteile Einspeisung und Eigenverbrauch sowie den Bedarf an Netzbezug für den Fall eines 4 - Personenhaushalts mit 4.307 kWh Jahresstromverbrauch. Die PV-Anlage mit der Ausrichtung Süd und 30 ° Deklination am Standort Rosenheim wurde mit 3,6 kW_p so gewählt, dass ein bilanzielles Gleichgewicht von PV-Erzeugung und Stromverbrauch - die PV-Anlage erzeugt die dem Verbrauch entsprechende Strommenge - herrscht. Der Eigenverbrauchsanteil beträgt für die genannten Parameter in der Jahresbetrachtung 30 %.

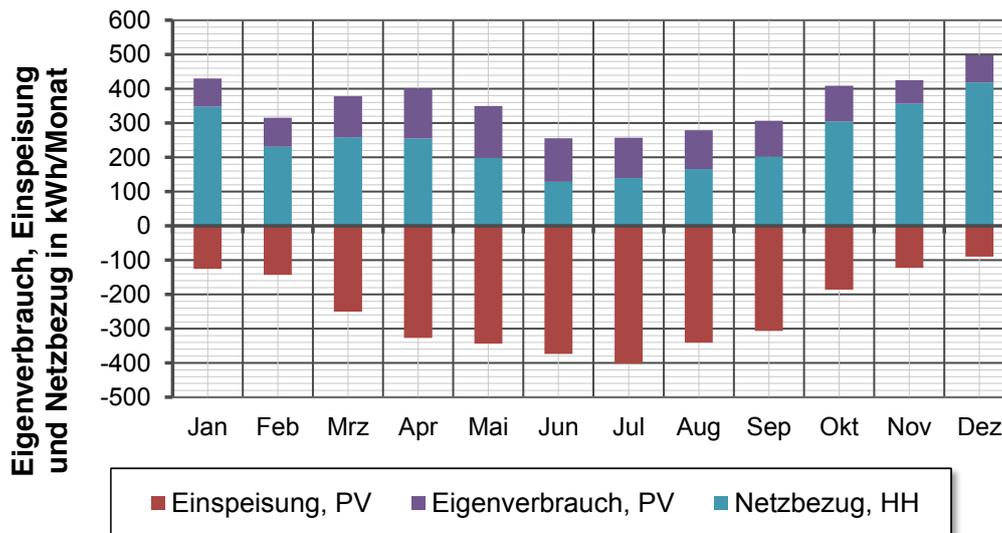


Abbildung 5-3: PV-Eigenverbrauch, PV-Einspeisung und Netzbezug

In **Abbildung 5-4** werden die Eigenverbrauchs- (EV) sowie Eigendeckungsanteile (ED) für unterschiedliche Haushaltsgrößen dargestellt. Im bilanziellen Gleichgewicht von

Erzeugung und Verbrauch sind EV und ED annähernd gleich groß, so dass die Schnittpunkte ihrer Kurven, bezogen auf die gleiche Haushaltsgröße, dieses anzeigen.

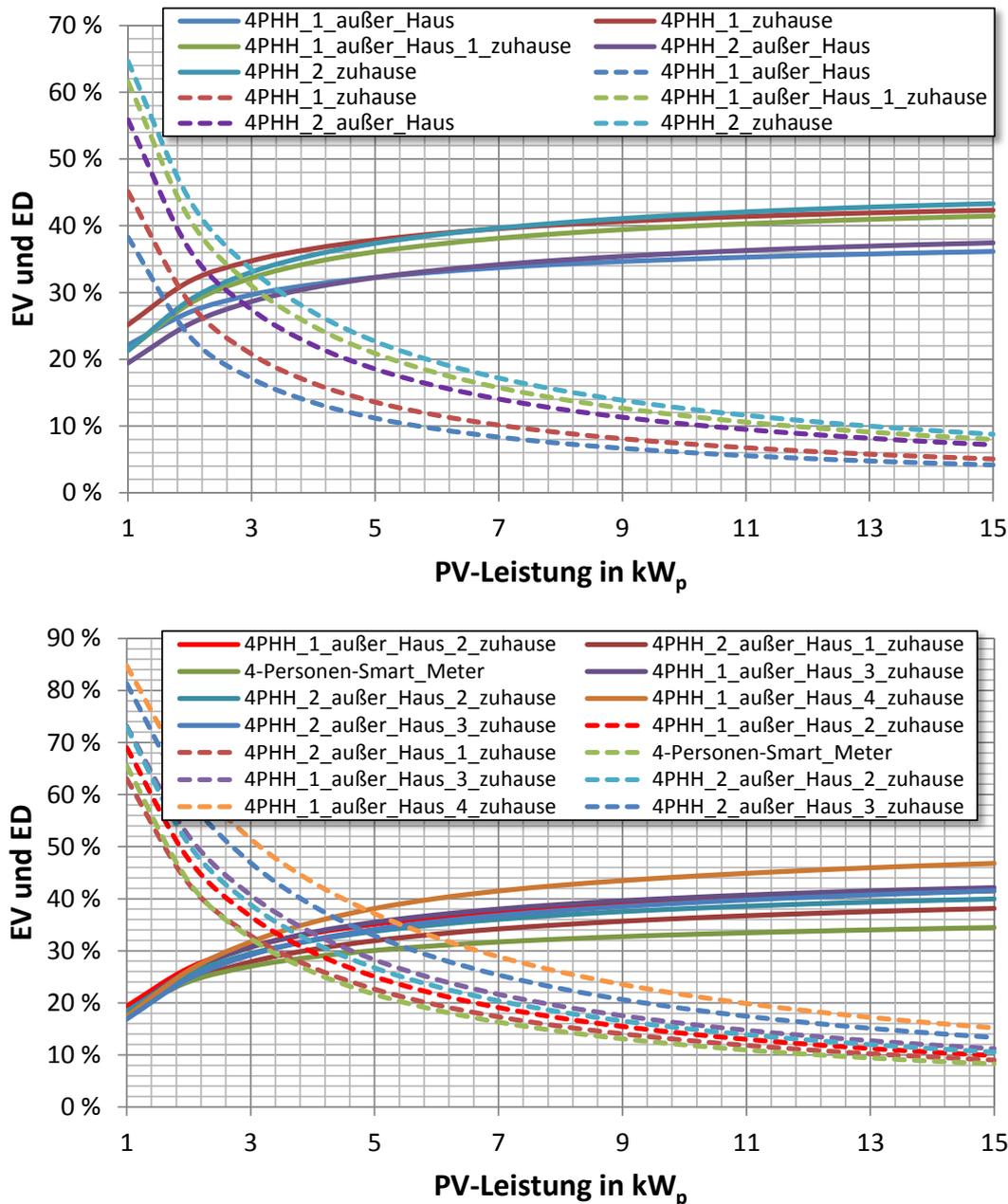


Abbildung 5-4: *Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsanteil für unterschiedliche Haushaltstypen (Verbrauch, Nutzertypen) in Abhängigkeit der PV-Anlagengröße*

Der EV nimmt bei konstanter Verbrauchslast und steigender PV-Nennleistung kontinuierlich ab und der ED steigt entsprechend an. Gleichzeitig führt eine Anhebung der Last zu einem höheren EV und niedrigerem ED.

In **Tabelle 5-1** wird die Standortabhängigkeit von Eigenverbrauch und Eigendeckung gezeigt. Die Schwankungsbreite zwischen den einzelnen Standorten ist nicht besonders groß. Aus den Zahlen von Bochum lässt sich zum Beispiel die geringe solare Einstrahlung ablesen.

Tabelle 5-1: *Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsrate in Abhängigkeit vom Standort*

	Standort				
	Freiburg	Bochum	Ilmenau	Rosenheim	Würzburg
Eigenverbrauchsanteil	24%	26%	25%	23%	22%
Eigendeckungsanteil	30%	30%	29%	32%	30%

Wirtschaftliche Analyse

Abbildung 5-5 zeigt die Kosten für den Standardhaushalt auf, der Netzbezug und PV-Anlagen variierender Größe zur Stromversorgung nutzt. Der schwarze Punkt stellt den ausgewählten Durchschnittshaushalt mit Standardparametern dar (siehe Tabelle 3-1). Zur Verdeutlichung welchen Beitrag die Einspeisevergütung spielt, wurde das Beispiel zusätzlich ganz ohne Vergütung und mit der Annahme, dass die Vergütung des eingespeisten Stroms zukünftig dem Börsenstrompreis entspricht, gerechnet. Dann rechnen sich Anlagen ab etwa 1 kW_p nicht mehr. Die gegenwärtige Einspeisevergütung von 12,43 ct/kWh respektive 12,09 kWh für Anlagen größer 10 kW_p und kleiner 40 kW_p (EEG, Stand März 2015), reicht bei sinkenden spezifischen Investitionskosten der PV-Anlage aus, die Gesamtkosten bei Vergrößerung der Anlagen zu verringern.

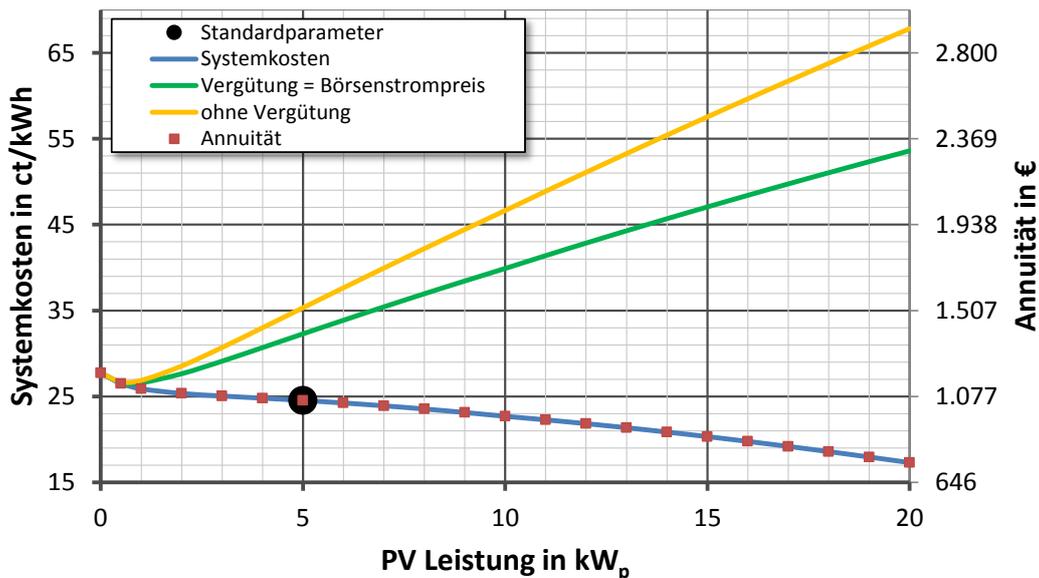


Abbildung 5-5: *Annuität und spezifische Systemkosten von Netzbezug und PV-Hausdachanlage*

Abbildung 5-6 zeigt Stromerzeugungskosten einer netzgekoppelten PV-Anlage in Abhängigkeit der Einspeisevergütung. Es ist ersichtlich, dass nur sehr kleine Anlagen mit einem hohen Eigenverbrauch ohne Vergütung auskommen, um wirtschaftlich zu sein. Solange die Vergütung über 10 ct/kWh liegt, machen sich auch große Anlagen bezahlt. Damit große Anlagen auch in Zukunft bei sinkender Einspeisevergütung wirtschaftlich bleiben, müssen entweder die Kapitalkosten weiter fallen oder aber der Eigenverbrauch des Haushalts kann gesteigert werden indem neue Verbraucher wie Wärmepumpe und Elektroauto zum Einsatz kommen. Die Wirtschaftlichkeit ist natürlich auch gegeben, wenn die Referenz, also der reine Netzbezug, teurer wird.

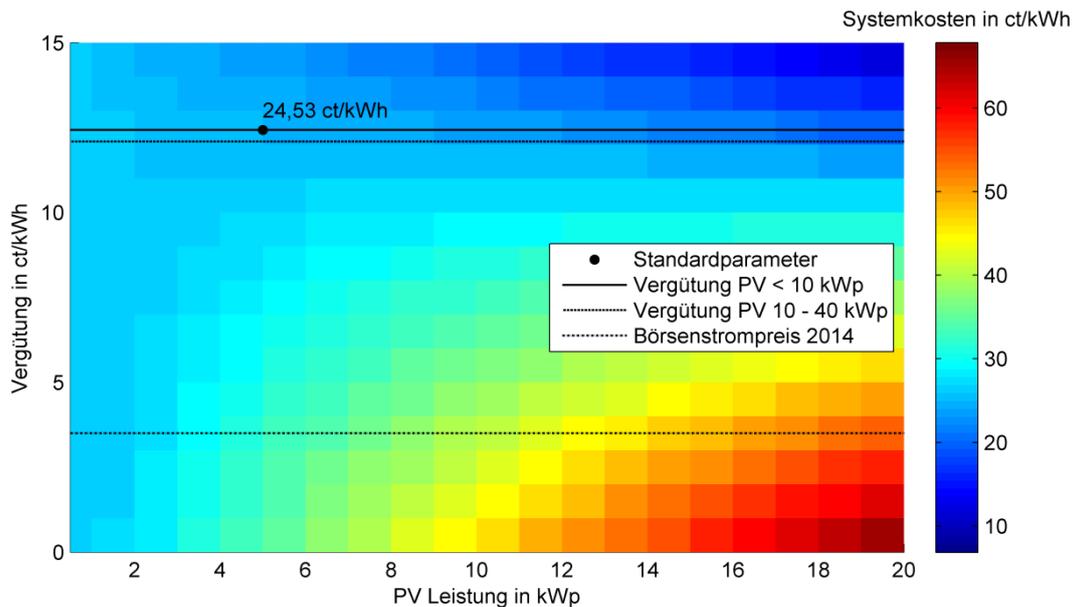


Abbildung 5-6: Systemkosten Netzgekoppelte PV-Anlage

CO₂-Äquivalente und CO₂Äq-Vermeidungskosten

In **Abbildung 5-7** sind die CO₂-Äquivalente, die bei dem System PV-Anlage mit 5 kW_p entstehen, der Referenz gegenübergestellt. Negative Werte bei den CO₂-Äquivalenten bedeuten, dass entsprechende Emissionen vermieden wurden indem erneuerbarer Strom entweder an Stelle von Netzbezug durch Eigenverbrauch vermieden wurde oder aber durch Netzeinspeisung anderen Nutzern zur Verfügung gestellt wurde. Die CO₂-Äq.-Emissionen des Systems sind direkt proportional zur PV-Nennleistung. Die gewählten Rahmenbedingungen führen zu einer annähernden CO₂-Äq.-Neutralität.

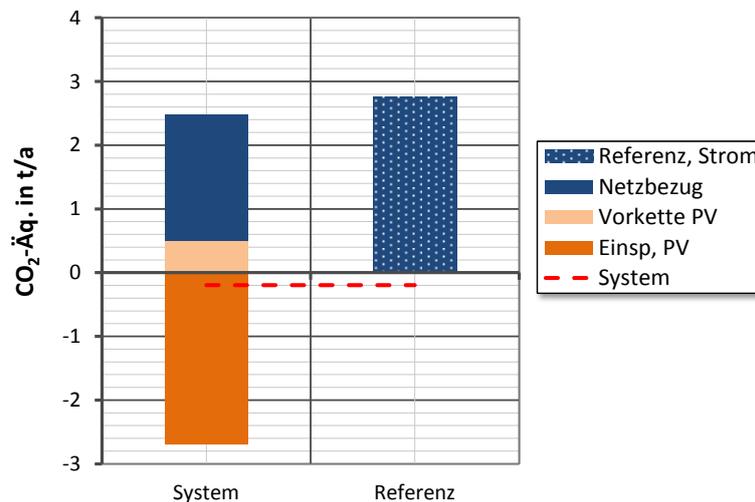


Abbildung 5-7: CO₂-Äq. PV-Anlage, Standardparameter

In **Abbildung 5-8** sind die CO₂-Vermeidung in Tonnen pro Jahr und CO₂-Vermeidungskosten in Euro pro Tonne und Jahr des Systems bestehend aus PV-Anlage und Netzbezug mit zwei zusätzlichen Fällen, einmal ohne Vergütung und einer Vergütung die dem Börsenpreis entspricht, dargestellt. Negative Vermeidungskosten bedeuten, dass die Maßnahme dem Betreiber zusätzlich Geld einbringt, im anderen Fall muss Geld aufgewendet werden.

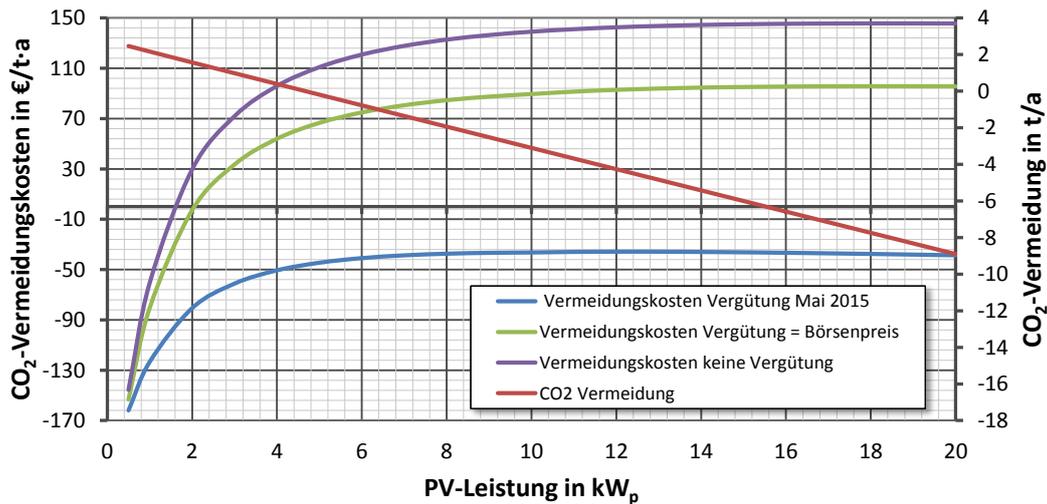


Abbildung 5-8: CO₂-Vermeidung und CO₂-Vermeidungskosten einer netzgekoppelten PV-Anlage mit unterschiedlicher Einspeisevergütung

Sobald die Systemkostenkurve (siehe Abbildung 5-5) annähernd eine Gerade bildet, ergibt sich nach Formel 3-1 bei einer linearen Abnahme der CO₂-Emissionen eine etwa konstante CO₂-Vermeidungskostenkurve. Am Anfang steigt der CO₂-Vermeidungskostengradient, da die Kostendifferenz von Referenz und Systemkosten schneller abnimmt als die Differenz der CO₂-Vermeidung. Abgesehen von Anlagen kleiner 2 kW_p sind die CO₂-Vermeidungskosten ohne Vergütung bzw. Vergütung zum Börsenpreis positiv, das heißt die CO₂-Vermeidung kostet etwas.

Zusammenfassung

In **Tabelle 5-2** sind wesentliche Ergebnisse der Systemanalyse zur netzgekoppelten PV-Anlage zusammengefasst.

Tabelle 5-2: Ergebnisse netzgekoppelte PV-Anlage

System	Vergütung	Systemkosten	CO _{2äq} -Emissionen	CO _{2äq} -Vermeidungskosten	EV / ED
Referenz	-	27,7 ct/kWh	2,7 t/a	-	-
PV-Anlage Standardparameter (5 kW _p)	12,43/12,09 ct/kWh	24,5 ct/kWh (-11,6%)	-0,2 t/a (-107,4%)	-46,4 €/t*a	22%/30%
PV-Anlage (20 kW _p) = Kostenoptimum		17,3 ct/kWh (-37,5%)	-8,9 t/a (-403,6%)	-38,7 €/t*a	6%/35%
PV-Anlage (20 kW _p)	3,5 ct/kWh	53,6 ct/kWh(+93,5%)	-8,9 t/a (-403,6%)	95,6 €/t*a	6%/35%
PV-Anlage (1 kW _p) = Kostenoptimum		26,6 ct/kWh (-3,9%)	2,2 t/a (-18,5%)	-80,4 €/t*a	65%/18%

Bei der gegenwärtigen Einspeisevergütung wird bei den Standardwerten, also einer Dimensionierung der PV-Anlage auf 5 kW_p, eine Systemkostenreduzierung von ca. 10 % und eine Verringerung der CO₂-Emissionen um etwa 100 % auf -0,2 t/a erzielt. Durch eine Erhöhung der PV-Anlagenleistung auf 20 kW_p können sowohl die Kosten als auch die CO₂-Reduzierung optimiert werden und 24,5 ct/kWh respektive -8,9 t/a erreicht werden. Nimmt man als zukünftige Vergütung oder Verkaufspreis zu dem der PV-Anlagenbetreiber seinen überschüssigen Strom verkaufen kann 3,5 ct/kWh an, so ergibt sich ein deutlich anderes Bild. Eine 20 kW_p-Anlage ist dann unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten eine schlechte Wahl, es fielen 53,6 ct/kWh an Systemkosten an. Die wirtschaftlichste Lösung wäre in diesem Fall eine 1 kW_p-Anlage, mit 26,6 ct/kWh Systemkosten und 2,2 t/a an CO_{2äq}-Emissionen. Das Ergebnis läge damit um 1,1 ct/kWh und einer halben Tonne CO₂ unter der Referenz.

5.1.2 PV-Anlage, Batteriespeicher und Lastverschiebung

Zur Steigerung des Eigenverbrauchs einer netzgekoppelten PV-Anlage besteht die Möglichkeit der Installation eines elektrischen Speichers und/oder der Lastverschiebung. In diesem Abschnitt werden diese Maßnahmen näher untersucht

Energietechnische Analyse

In **Abbildung 5-9** sind die durchgesetzte Energie und die Vollzyklen des Akkumulators sowie die Eigendeckung und der Eigenverbrauch des Haushalts bei unterschiedlicher azimutaler Ausrichtung aufgetragen.

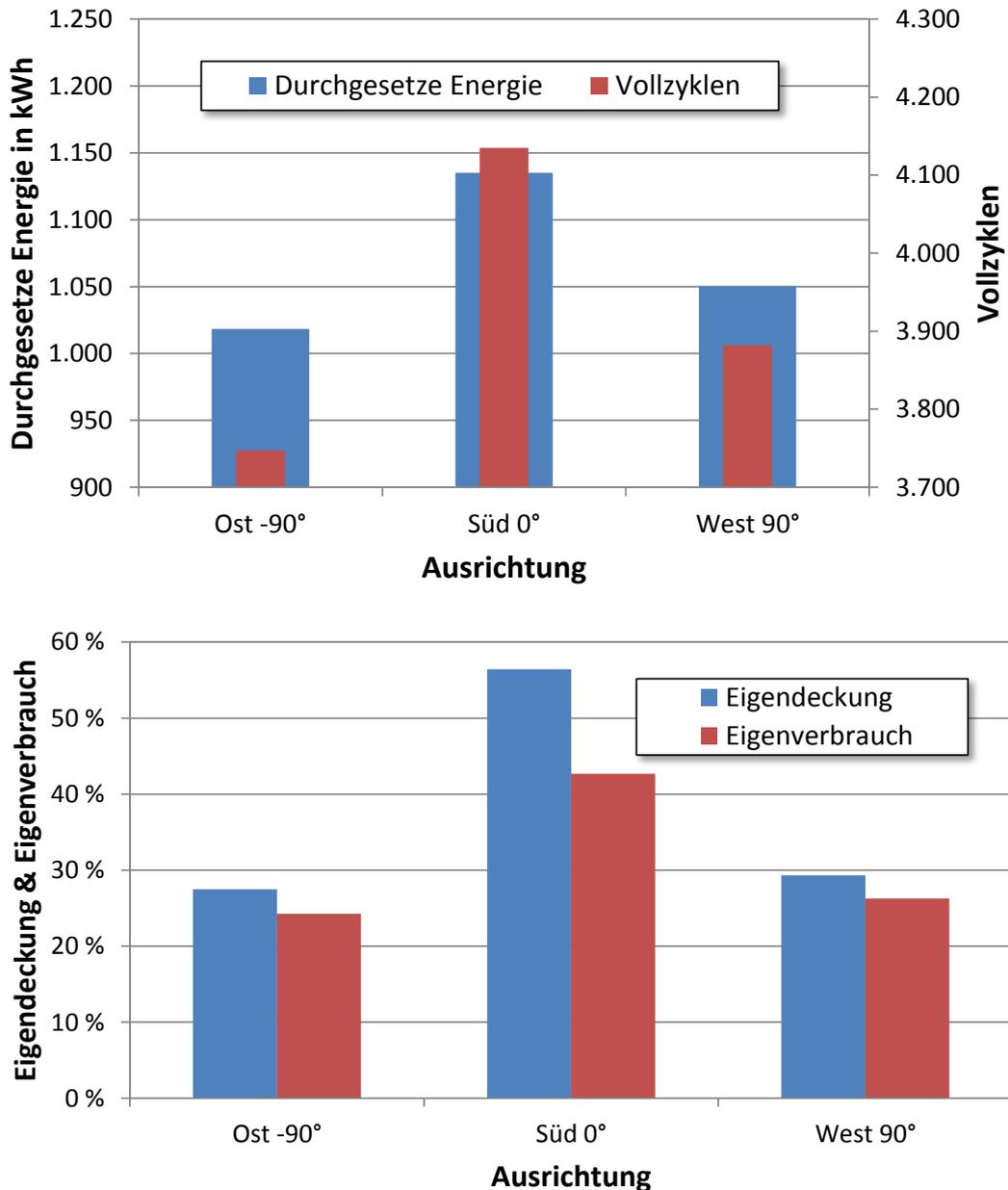


Abbildung 5-9: Durchgesetzte Energie, Vollzyklen, ED und EV bei unterschiedlicher azimutaler Ausrichtung

In **Abbildung 5-10** oben sind für alle 12 Monate die EV und ED für die PV-Anlage mit Batterie dargestellt. Die Wintermonate sind geprägt von einem hohen EV und einem geringen ED, wohingegen im Sommer die umgekehrte Situation gegeben ist. In der

Übergangszeit gleichen sich EV und ED an. In **Abbildung 5-10** unten sind die einzelnen Energiemengen über einen Monat näher aufgeschlüsselt. Deutlich zu erkennen ist, dass in den Monaten März bis September selbst bei Einsatz eines 5,4 kWh-Li-Ionen-Speichers mit hohen Einspeisungen in das Netz gerechnet werden muss. In den beiden Monaten Juni und Juli wird im Gegenzug nur noch ein marginaler Strombezug benötigt. In jedem Monat führt der Einsatz des Speichers zu einer starken Erhöhung des EV und des ED.

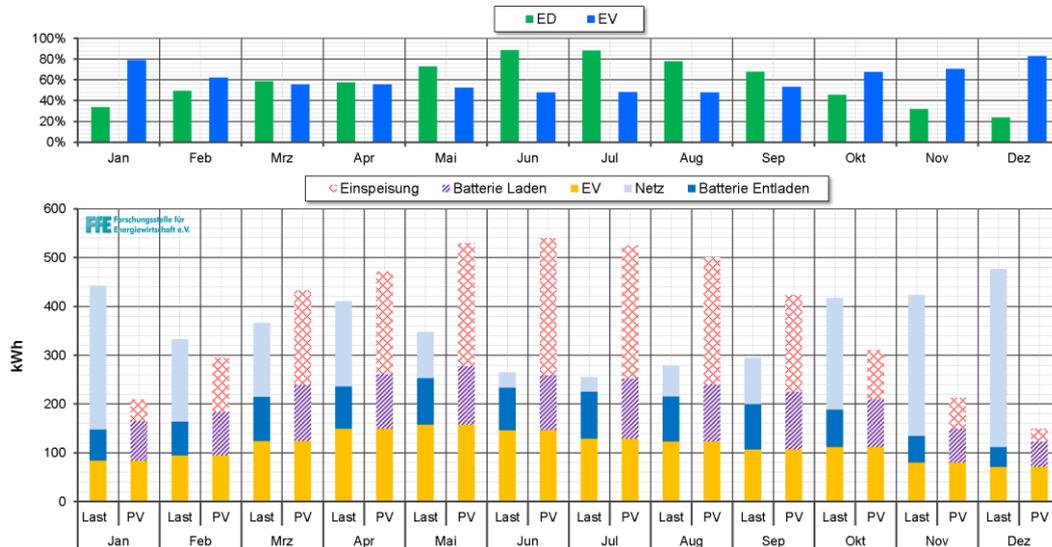


Abbildung 5-10: *Eigenverbrauchsanteil (EV), Eigendeckungsanteil (ED) und Energiebilanz pro Monat für einen Modellhaushalt*

In **Abbildung 5-11** und **Abbildung 5-12** sind Eigenverbrauchsraten und Eigendeckungsraten für netzgekoppelte PV-Anlage und Batteriespeicher dargestellt.

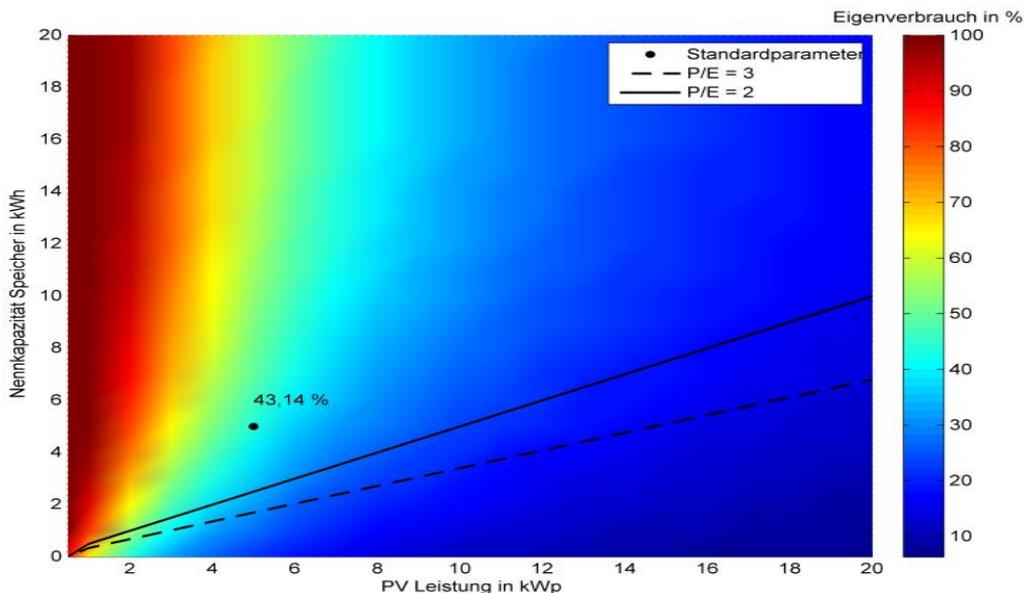


Abbildung 5-11: *Eigenverbrauchsrate in Abhängigkeit von PV-Anlagenleistung und nutzbarer Batteriekapazität*

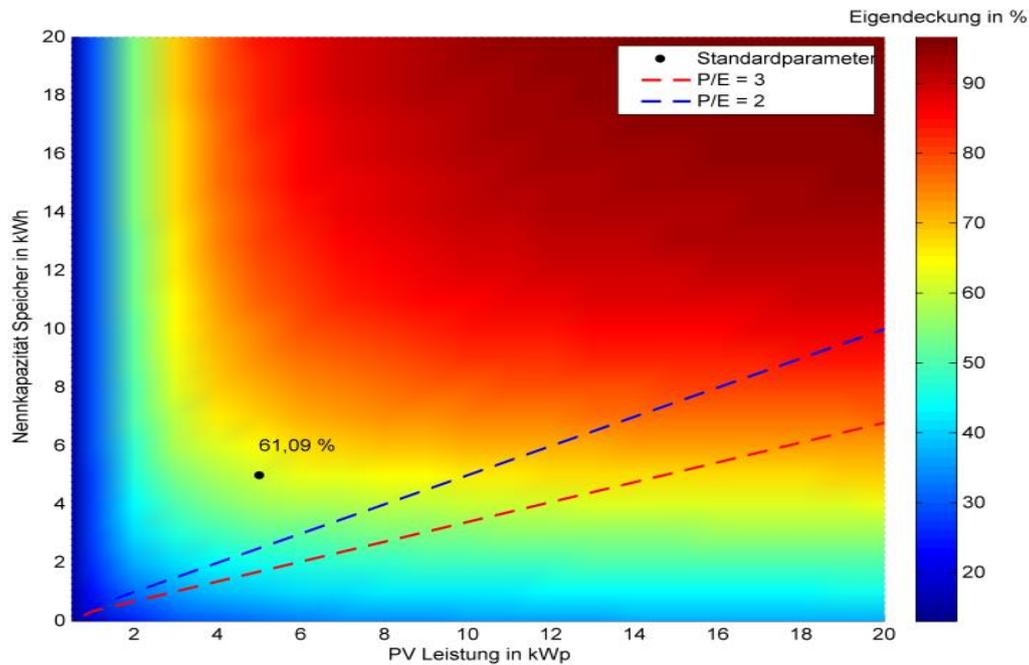


Abbildung 5-12: *Eigendeckungsrate in Abhängigkeit von PV-Anlagenleistung und nutzbarer Batteriekapazität*

Wirtschaftliche Analyse

Abbildung 5-13 zeigt Annuität und spezifische Kosten in Abhängigkeit der Batteriekapazität und der PV-Anlagenleistung. Die Dimensionierung von PV-Anlage und Speicher muss aufeinander abgestimmt sein, damit die Systemkosten wirtschaftlich sind, am besten sollte die Nennkapazität der PV-Anlage in kW_p mindestens dreimal so groß sein wie die Kapazität der Batterie in kWh.

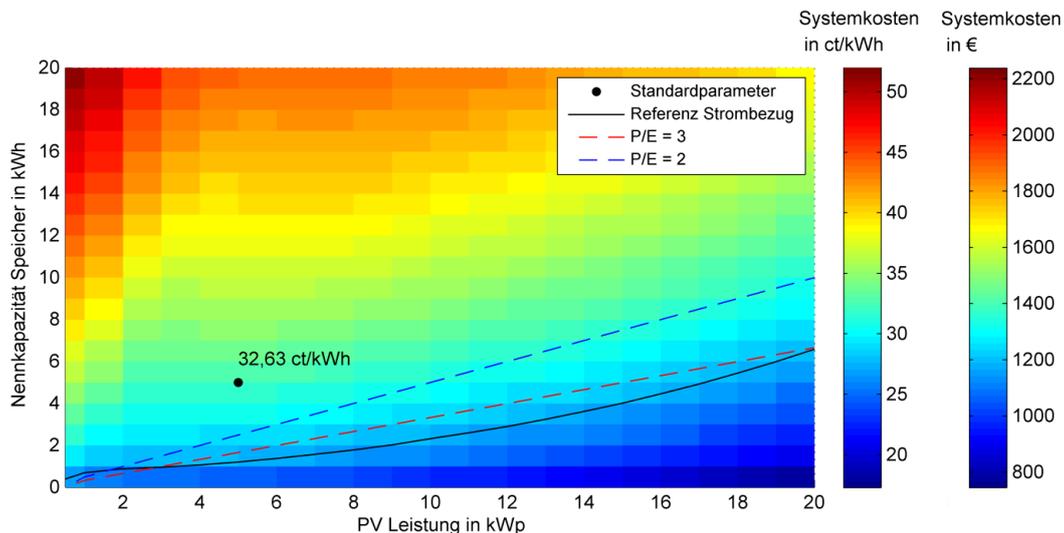


Abbildung 5-13: *Annuität und spezifische Kosten in Abhängigkeit von PV-Nennleistung und nutzbarer Batteriekapazität*

In **Abbildung 5-14** sind die spezifischen Kosten mit Speicherförderung dargestellt. Bei einer Speicherauslegung zwischen 4 und 8 kWh liegt man in einem Bereich, der in etwa den Kosten für den reinen Netzbezug entspricht. Wie aber aus **Abbildung 5-13** hervorgeht

ist das Verhältnis 1.1 für die Wirtschaftlichkeit nicht optimal, so dass bei einer anderen Dimensionierung bessere Ergebnisse erzielt werden können.

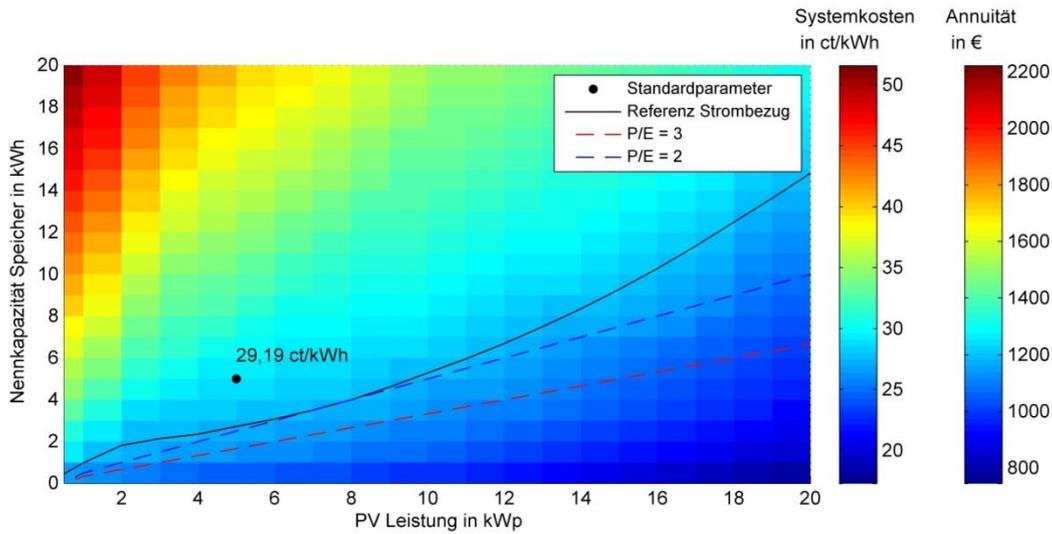


Abbildung 5-14: Spezifische Kosten mit KfW-Speicherförderung

In **Abbildung 5-15** sind die Ergebnisse einer Simulation dargestellt in der die Preiskurven für PV-Anlagen (PV: 30 % im Vergleich zu Abbildung 2-5) und für Batteriespeicher (Batteriespeicher: 50 % im Vergleich zu Abbildung 2-7) abgesenkt wurden. Gleichzeitig wurde die Einspeisevergütung einem Börsenpreis von 3,5 ct/kWh entsprechend angenommen. In diesem Zukunftsszenario käme man bei den Standardparametern auf einen Systemstrompreis von 28 ct/kWh, etwa dem heutigen Strompreis für den Standardhaushalt entsprechend und wahrscheinlich deutlich weniger als der dann durchschnittlich geltende Strompreis. Auch größere PV-Anlagen und Batteriespeicher wären bei hohen Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsraten wirtschaftlich. So würde man mit einer 5 kWp–PV-Anlage und einem 15 kWh-Batteriespeicher eine Eigenverbrauchsrate über 60 % und eine Eigendeckungsrate über 80 % erzielen (siehe Abbildung 5-11).

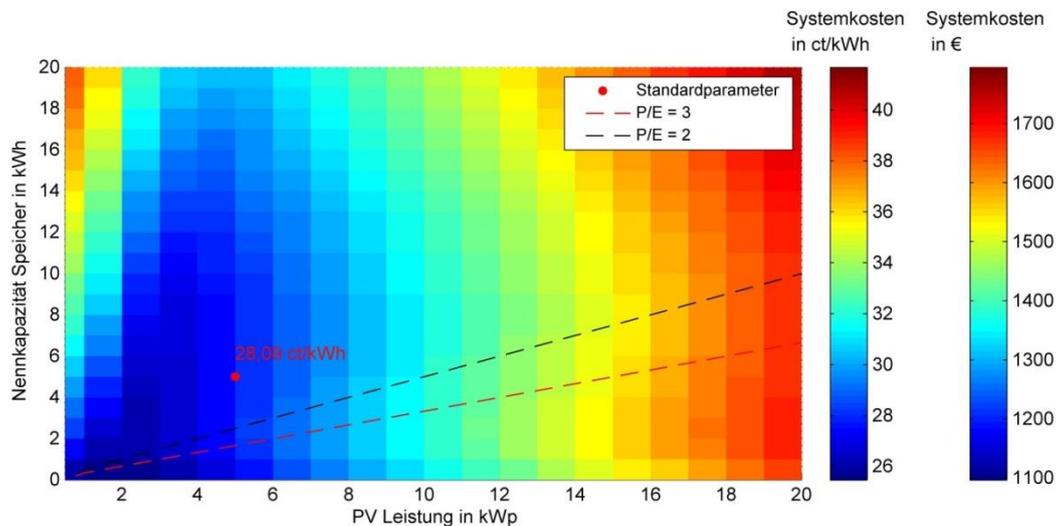


Abbildung 5-15: Spezifische Kosten bei 30 % niedrigeren PV-Preisen, 50 % niedrigeren Batteriespeicherpreisen und Einspeisevergütung gleich Börsenpreis

CO₂-Äquivalente und CO_{2äq}-Vermeidungskosten

In **Abbildung 5-16** sind die anfallenden CO₂-Äquivalente des Systems mit netzgekoppelter PV-Anlage und Speicher dargestellt. Es zeigt sich, dass die CO₂-Bilanz mit Speicher bei gleicher Dimensionierung wie bei der PV-Anlage ohne Speicher (**Abbildung 5-7**) um ca. 200 kg CO₂ pro Jahr schlechter ausfällt. Die Ursache hierfür sind die Emissionen, die bei der Herstellung des Akkumulators anfallen und die Speicherverluste.

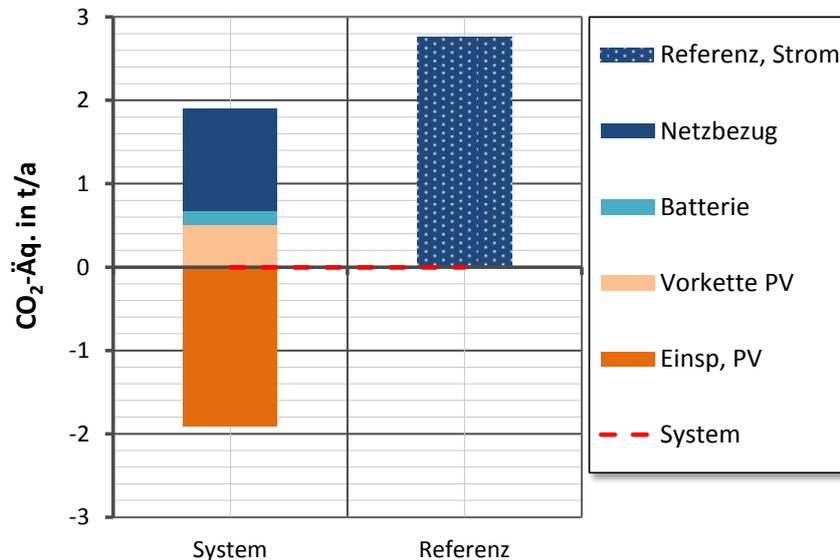


Abbildung 5-16: CO₂-Äq. PV-Anlage und Batteriespeicher, Standardparameter

Die CO_{2äq}-Vermeidungskosten betragen 77 €/kWh respektive 23 €/kWh mit KfW-Speicherförderung.

Lastverschiebung

Im betrachteten Vierpersonenhaushalt mit einer 4,5 kW_p –PV-Anlage ergibt sich über ein Jahr gesehen ein Potenzial von 260 kWh für die Steigerung des Eigenverbrauchs. Dabei ist eine zusätzliche Energie von 40 kWh für die Speicherverluste in Kühlgeräten sowie die Demand Side Management (DSM) Steuerung aufzuwenden. In **Tabelle 5-3** ist die Verteilung auf einzelne Verbraucher dargestellt. Die Analyse hat gezeigt, dass das jährliche Potenzial einzelner Haushaltsgeräte in Kombination mit der Steuerung weiterer Haushaltsgeräte verringert wird, da beispielsweise in Wintermonaten bereits die Steuerung eines Haushaltsgerätes ausreicht um einen Eigenverbrauch von 100 % zu erzielen. /FFE-22 12/

Tabelle 5-3: *Lastverschiebungspotenzial durch DSM /FFE-22 12/*

Lastverschiebungspotenzial 4-Personenhaushalt, 4,5 kW_p-PV-Anlage	Energiemenge	Anteil
Gesamt	260 kWh/a	100%
Kühlgeräte	73 kWh/a	28%
Geschirrspüler, Waschmaschine und Wäschetrockner	187 kWh/a	72%
Verluste	40 kWh/a	15%

Gemäß der DENA Netzstudie 2 aus dem Jahr 2008 fallen für Lastverschiebungen mit Haushaltsgeräten Investitionskosten für intelligente Stromzähler (Smart-Meter) und Steuerboxen für einzelne Haushaltsgeräte an. Die Kosten für einen Smart Meter werden mit 1.200 € angegeben, eine Steuerbox für je zwei Haushaltsgeräte mit 300 €. Diese Kosten unterliegen einer auch in dieser Arbeit angenommenen Degression von 7 % pro Jahr /DENA-07 10/. Aufgrund dessen, dass die Europäische Union die Einführung von Smart-Metern bis zum Jahr 2022 als verpflichtend ansieht und es bei einer Leistung von über 7 kW sowie in Neubauten, Kernsanierungen und Verbrauchern über 6.000 kWh Verbrauch im Jahr bereits jetzt verpflichtend ist Smart Meter zu installieren /VDI-01 12/, können diese Kosten auch als unumgängliche Kosten vernachlässigt werden. /FFE-22 12/

Fixe Betriebskosten ergeben sich durch einen geringen Standby-Verbrauch dieser Zusatzgeräte von überschlagsmäßig durchschnittlich 10 W. Variable Kosten sind beispielsweise Kosten für den erhöhten Verbrauch der Kühlgeräte bei tieferen Temperaturen. Durch Wegfall bzw. Reduktion der Förderung sinken diese künftig deutlich. Bei Waschmaschine, Spülmaschine und Wäschetrockner fallen diese Kosten nicht an. /FFE-22 12/

Ein Überblick über die Investitionskosten für DSM mit Haushaltsgeräten in den betrachteten Jahren ist in **Tabelle 5-4** dargestellt. Die Kosten für Smart-Meter und Schaltboxen sind hier für eine Anschaffung in den entsprechenden Jahren angegeben und nicht auf jährliche Basis gerechnet, wie die fixen und variablen jährlichen Betriebskosten. /FFE-22 12/

Die spezifischen Kosten für die Lastverschiebung pro kWh sind auf eine Abschreibungsdauer der Smart Meter und der Schaltboxen von 20 Jahren gerechnet. Dabei liegt ein kalkulatorischer Zinssatz von 5 % zugrunde. Jährlich können dabei die oben ermittelten 260 kWh an elektrischer Energie zusätzlich vom Haushalt selbst verbraucht werden. /FFE-22 12/

Tabelle 5-4: *Kosten der Lastverschiebung mit Haushaltsgeräten /FFE-22 12/*

Betrachtungsjahr	2012	2015	2018
Smart-Meter	898 €	722 €	581 €
Schaltboxen	449 €	361 €	290 €
Fixe jährliche Betriebskosten	19 €	19 €	19 €
Jährliche variable Betriebskosten	7 €	2 €	2 €
Spezifische Speicherkosten mit Smart Meter	0,49 €/kWh	0,41 €/kWh	0,35 €/kWh
Spezifische Speicherkosten ohne Smart Meter	0,22 €/kWh	0,19 €/kWh	0,17 €/kWh

Die spezifischen Lastverschiebungskosten sind hier etwa doppelt so groß, wenn ein Smart Meter angeschafft werden muss. Die Kosten ohne Smart-Meter liegen mit derzeit 0,22 € je kWh unter den Bezugskosten für elektrische Energie für Haushalte. Das DSM mit Haushaltsgeräten rentiert sich folglich im betrachteten Fall im Gegensatz zu dem Fall einer zusätzlichen Smart-Meter Anschaffung. /FFE-22 12/

Zusammenfassung

In **Tabelle 5-5** sind die Ergebnisse für die Kombination netzgekoppelte PV-Anlage mit Batteriespeicher zusammengefasst.

Tabelle 5-5: *Ergebnisse netzgekoppelte PV-Anlage mit Batteriespeicher*

System	Vergütung	Systemnennwerte	Systemkosten	CO _{2äq} -Emissionen	CO _{2äq} -Vermeidungskosten	EV / ED
Referenz	-	-	27,7 ct/kWh	2,7 t/a	-	-
Netzgekoppelte PV-Anlage und Batteriespeicher	12,43/12,09 ct/kWh	5 kW _p /5 kWh	32,6 ct/kWh (+17,7%)	0 t/a (-100%)	76,6 €/t*a	43%/56%
		5 kW _p /5 kWh	29,2*ct/kWh (+5,4%)	0 t/a (-100%)	22,95*€/t*a	43%/56%
	3,5 ct/kWh	5 kW _p /5 kWh	38,4 ct/kWh (+38,6%)	0 t/a (-100%)	166,4 €/t*a	43%/56%
		2 kW _p /3 kWh	31,8 ct/kWh (%)	1,7 t/a (-37%)	159,6 €/t*a	71%/38%

*mit KfW-Förderung

5.1.3 PV- und Kleinwindkraftanlage

Energetechnische Analyse

Abbildung 5-17 zeigt die Strombilanz eines 4-Personenhaushalts im Einfamilienhaus mit Netzbezug, PV-Anlage und KWKA. Deutlich zu erkennen ist, wie sich die Stromerzeugung durch PV und Wind jahreszeitlich ergänzen. Dieses Stromversorgungsmodell erreicht eine auf das Jahr gerechnete Eigendeckung von 65 % und einen Eigenverbrauch von 21 %.

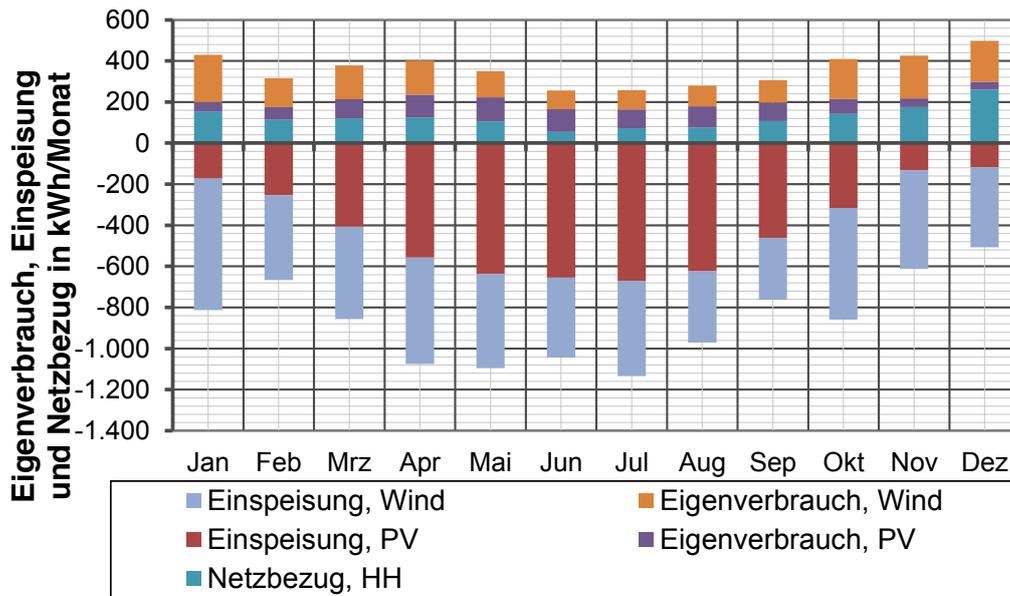


Abbildung 5-17: Stromversorgung mit PV-Anlage (5 kW_p) und Kleinwindkraftanlage (5 kW, 10 m Höhe, Leistungsbeiwert 0,35)

Aus **Abbildung 5-18** geht hervor, dass bei gleicher Energieerzeugung die Kleinwindkraftanlage gegenüber der PV-Anlage den deutlich höheren Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsanteil aufweist, was auf Grund der gleichmäßiger über den Tag verteilten Windenergie zu erwarten ist. Auch wenn im Winter und in der Nacht meist ein höherer Ertrag an Windenergie als im Sommer und am Tag vorhanden ist, reicht diese Komplementarität nicht aus den Eigenverbrauch und die Eigenerzeugung gegenüber der reinen Erzeugung aus Windenergie signifikant zu steigern. Die erzeugte Energiemenge wurde dabei zu gleichen Teilen in Wind- und solarer Energie aufgeteilt.

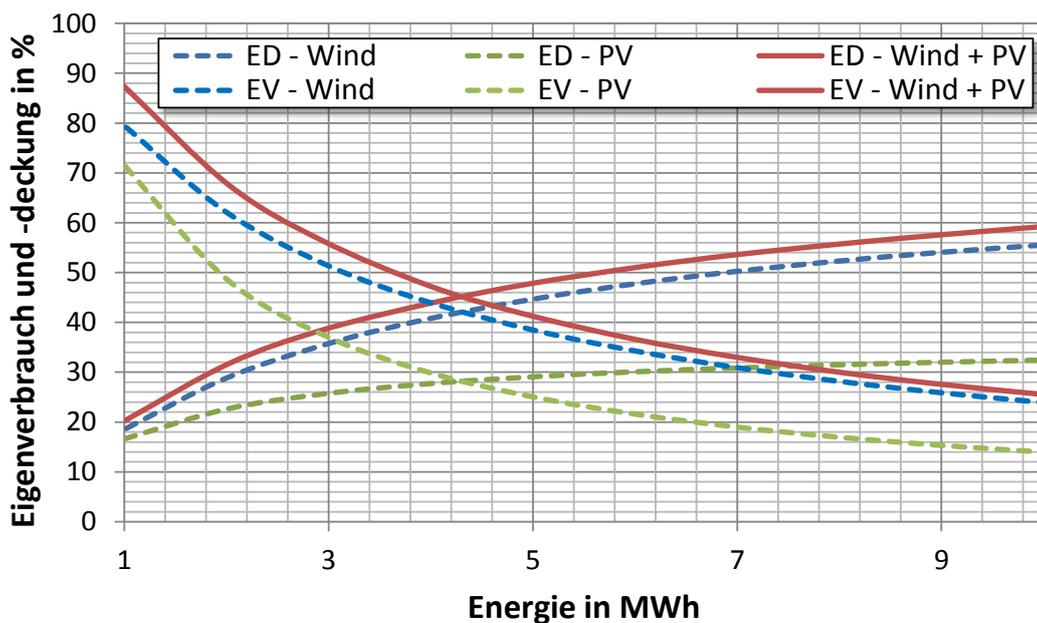


Abbildung 5-18: Eigendeckungs- und Eigenverbrauchsanteil der Kombination aus Kleinwindkraft- und PV-Anlage

Wirtschaftliche Analyse

In **Abbildung 5-24** sind Systemkosten der Kleinwindkraftanlage in Abhängigkeit der Höhe aufgetragen. Gleichzeitig wird angegeben welche Strommengen damit erzeugt werden können.

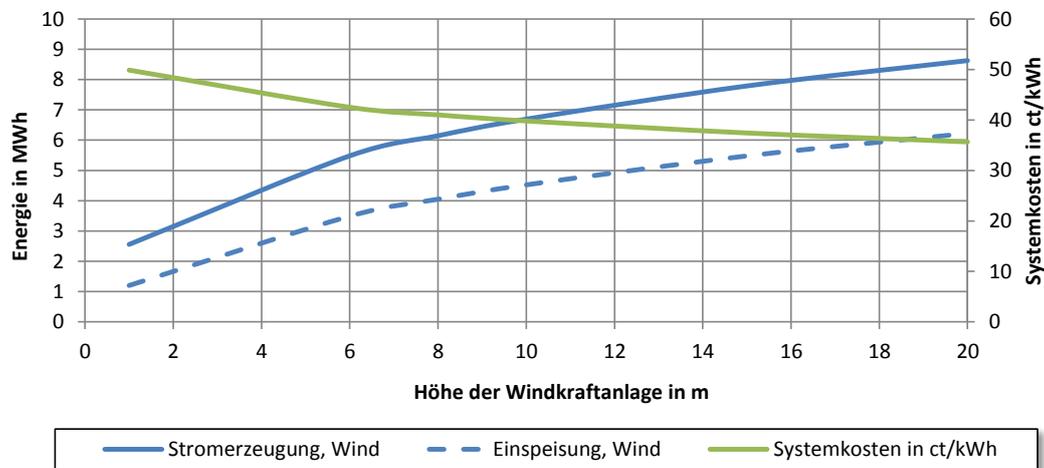


Abbildung 5-19: Ertrag, Einspeisung und Systemkosten in Abhängigkeit der Windkraftanlagenhöhe

CO₂-Äquivalente und CO_{2äq}-Vermeidungskosten

In **Abbildung 5-20** sind die CO₂-Äquivalente des Systems einer netzgekoppelten Kleinwindkraftanlage mit 6 MWh Erzeugung dargestellt. Es können eine Tonne CO₂ pro Jahr eingespart werden.

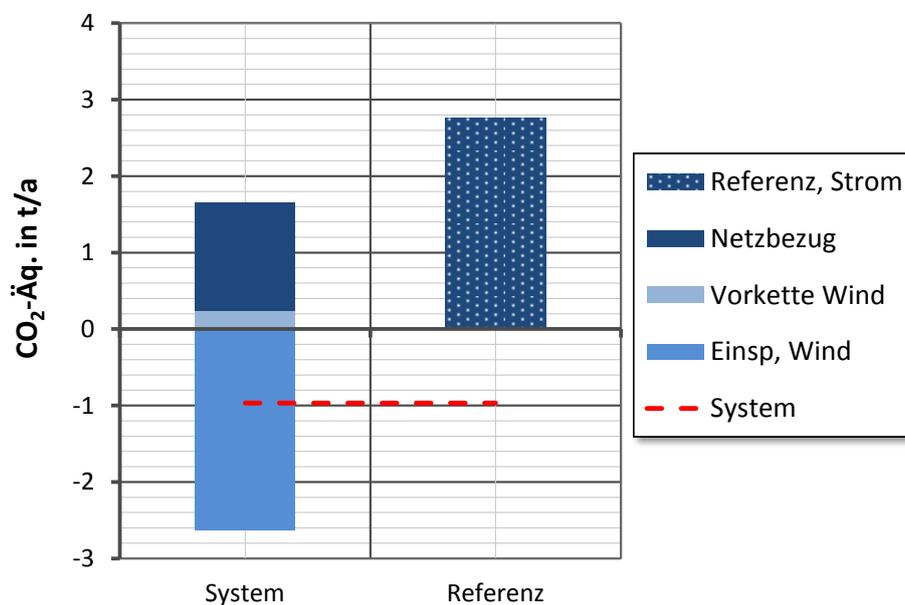


Abbildung 5-20: CO₂-Äq. Kleinwindkraftanlage, Standardparameter

Die CO₂-Vermeidungskosten ergeben an dem windschwachen Standort Würzburg bei den gewählten Standardparametern 156 €/t im Jahr.

Zusammenfassung

In **Tabelle 5-6** sind die Ergebnisse für die Kleinwindkraftanlage angegeben. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Würzburg ein windschwacher Standort ist. An guten Standorten können wesentlich bessere Ergebnisse erzielt werden. Auch spielen die lokalen Verhältnisse vor Ort eine entscheidende Rolle und sind keineswegs so offensichtlich wie im Fall der Photovoltaik. In den Systemkosten für die Kleinwindkraftanlage macht sich natürlich auch die im Vergleich zur Photovoltaik über 3 ct/kWh geringere Einspeisevergütung bemerkbar.

Tabelle 5-6: *Ergebnisse netzgekoppelte Kleinwindkraftanlage*

System	Vergütung	Systemkosten	CO _{2a,q} -Emissionen	CO _{2a,q} -Vermeidungskosten	EV / ED
Referenz	-	27,7 ct/kWh	2,7 t/a	-	-
KWKA Standardparameter	8,9 ct/kWh	41,1 ct/kWh (+48%)	-1,0 t/a (-137%)	156 €/t*a	38%/45%

Die Kombination aus Kleinwindkraftanlage und PV-Anlage steigert Eigenverbrauch und Eigendeckung um ca. 4 % gegenüber der Windkraftanlage allein bei einer Energieerzeugung von jeweils 2.500 kWh. Damit ergänzen sich Windkraft und Photovoltaik im dezentralen Bereich nicht sehr stark.

5.1.4 PV-Anlage, Mikro-BHKW-Anlage und Batteriespeicher

Tabelle 5-7 zeigt die ausgewählten Mikro-KWK-Systeme mit ihren entsprechenden Komponenten und Betriebsweisen. Die PV-Anlage wurde dem wärmegeführten Stirlingmotor zugewiesen, da ihr Einsatz an dieser Stelle u. a. auf Grund der geringen Stromkennzahl des BHKW am sinnvollsten ist.

Tabelle 5-7: *Aufstellung der ausgewählten Mikro-KWK-Systeme, Komponenten und Betriebsweisen*

System	Komponente					
System 1	-	wärmegeführtes BHKW	Spitzenlastkessel	Otto Motor	ohne Batteriespeicher	Netz und Wärmespeicher
System 2	-	stromgeführtes BHKW	Spitzenlastkessel			
System 3 _{a,b} *	-	wärmegeführtes BHKW	Spitzenlastkessel	Stirling Motor		
System 4 _{a,b} *	-	stromgeführtes BHKW	Spitzenlastkessel			
System 5 _{a,b} *	PV	wärmegeführtes BHKW	Spitzenlastkessel	Otto Motor		
System 6	-	wärmegeführtes BHKW	Spitzenlastkessel			
System 7	-	stromgeführtes BHKW	Spitzenlastkessel	Stirling Motor	mit Batteriespeicher	
System 8 _{a,b} *	-	wärmegeführtes BHKW	Spitzenlastkessel			
System 9 _{a,b} *	-	stromgeführtes BHKW	Spitzenlastkessel			
System 10 _{a,b} *	PV	wärmegeführtes BHKW	Spitzenlastkessel	Netz	Wärmespeicher	
Referenz			Erdgas-Brennwertkessel			

*Stirling Motor BHKW Systeme
a - Dachs Stirling SE
b - Vitotwin 300-W

Energietechnische Analyse

In **Abbildung 5-21** und **Abbildung 5-22** sind die Eigenverbrauchsraten und Eigendeckungsraten der in Tabelle 5-7 aufgeführten Mikro-KWK-Systeme abgebildet. Die stromgeführten Mikro-KWK-Systeme mit Batteriespeicher (Systeme 7, 9.a und 9.b) erreichen erwartungsgemäß eine Eigenverbrauchsquote von 100 %. Die erzeugte Strommenge richtet sich nach dem Verbrauch, überschüssiger Strom wird vom Batteriespeicher aufgenommen. Die wärmegeführten Stirlingmotoren mit

Batteriespeicher (Systeme 8.a und 8.b) stehen dem nur geringfügig nach, da sie zwar nicht stromgeführt gefahren werden, durch die Modulierung bei der Wärmeerzeugung jedoch relativ geringe Strommenge erzeugen, deren Überschüsse problemlos vom Batteriespeicher aufgenommen werden können. Im Gegensatz dazu produziert der Ottomotor trotz Batteriespeicher (System 6) ohne die Möglichkeit der Teillast deutlich mehr Strom, so dass sich nur eine Eigenverbrauchsquote von ca. 70 % ergibt. Die Hinzunahme einer PV-Anlage (Systeme 10.a und 10.b) verursacht durch das jetzt zum Teil vorhandene Überangebot an Strom ein Absinken der Eigenverbrauchsquote auf unter 50 %. Die wärmegeführten Stirlingmotoren ohne Batteriespeicher (Systeme 3.a und 3.b) erreichen noch 70 respektive 60 %. Die Systeme (Systeme 1, 2, 4.a, 4.b, 5.a, 5.b) liegen alle unter 50 %. In erster Linie weil kein Batteriespeicher vorhanden ist sowie aus den weiter oben genannten Gründen.

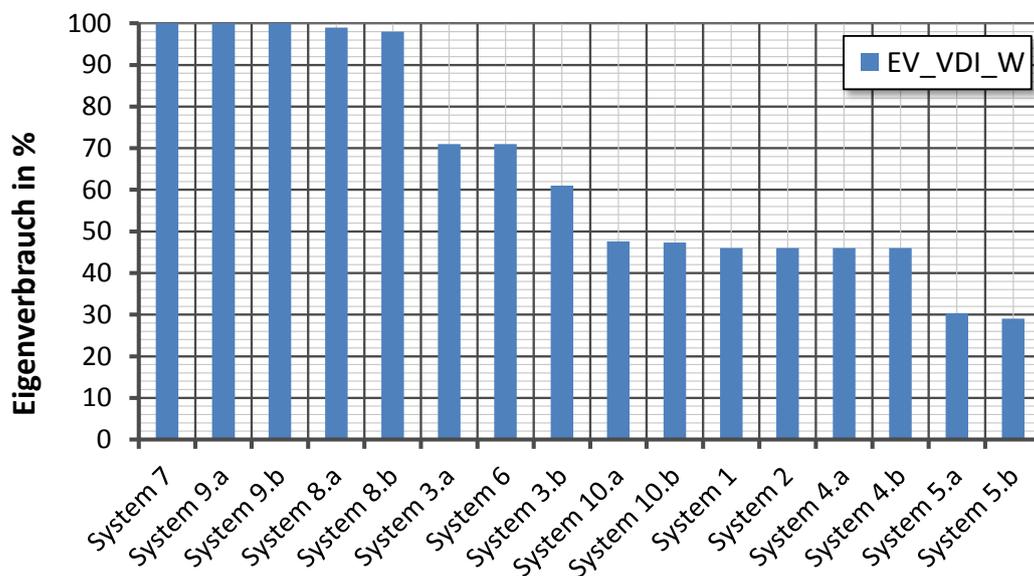


Abbildung 5-21: *Eigenverbrauch der Mikro-KWK-Systeme*

Die höchste Eigendeckungsrate weisen die wärmegeführten Systeme 10.b und 10.a mit fast 90 % auf Grund der Kombination von PV-Anlage und Batteriespeicher auf. Die weitere Reihenfolge ergibt sich auf selbe Weise wie bei der Argumentation zu den Eigenverbrauchsquoten von Abbildung 5-21.

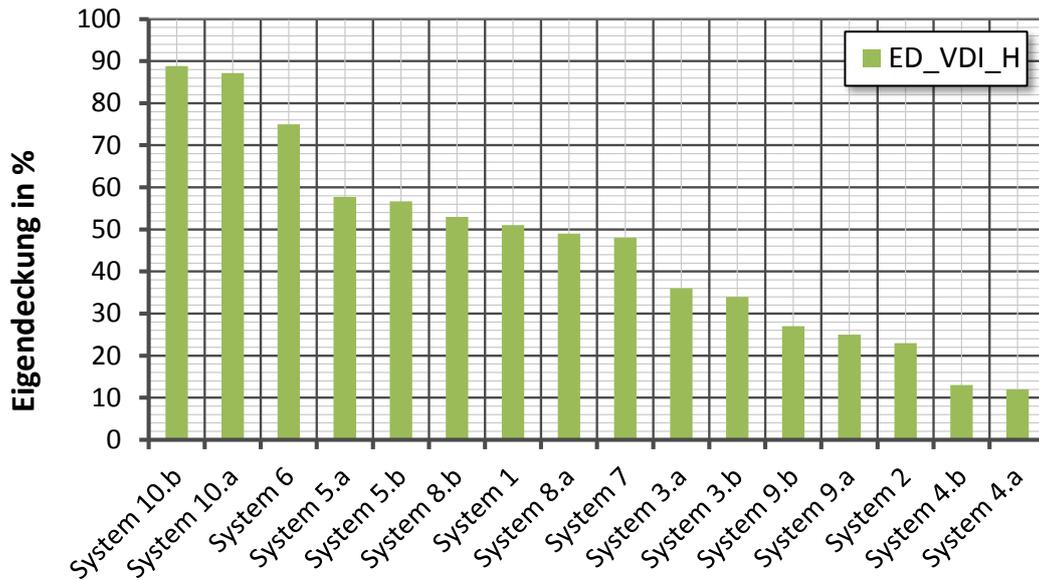


Abbildung 5-22: Eigendeckung der Mikro-KWK-Systeme

Wirtschaftliche Analyse

In **Abbildung 5-23** sind die Ergebnisse zu den annuitätischen Kosten und spezifischen Systemkosten der Mikro-KWK-Systeme im Strombereich dargestellt. Es zeigt sich, dass der wärmegeführte Dachs Stirling SE und Vitowin 300–W in Kombination mit einer PV-Anlage (Systeme 5.a und 5.b) die besten Ergebnisse liefern. Gleich darauf folgen die gleichen Systeme ohne PV-Anlage (Systeme 3.a und 3.b) und mit PV-Anlage und Batteriespeicher (Systeme 10.a und 10.b). Mit dem stromgeführten Stirling, (Systeme 4.a und 4.b) beginnen die Systeme deren Stromkosten höher als der reine Netzbezug (Referenz) liegen. Darauf folgen der strom- und wärmegeführte Ottomotor ohne Batteriespeicher (Systeme 2 und 1) sowie daran anschließend alle Systeme mit Batteriespeicher mit Ausnahme des wärmegeführten Stirlingmotors.

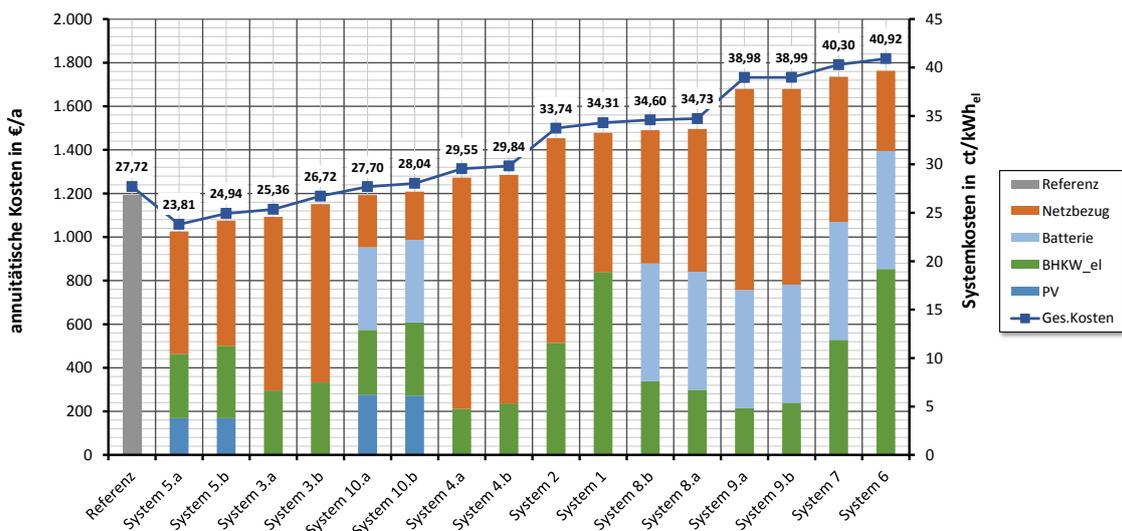


Abbildung 5-23: Annuitätische und spezifische Systemkosten - Strom

In **Abbildung 5-24** sind die entsprechenden Kosten auf der Wärmeseite aufgeführt. In diesem Fall kann kein System mit dem Erdgas-Brennwertkessel (Referenz) konkurrieren. Die Systeme 2, 7, 1 und 6 liegen mit etwa 3 ct höher als die Referenz in einem

Kostensegment. Daran schließen sich sämtliche restlichen Systeme mit etwa 5 ct. höheren Wärmekosten an.

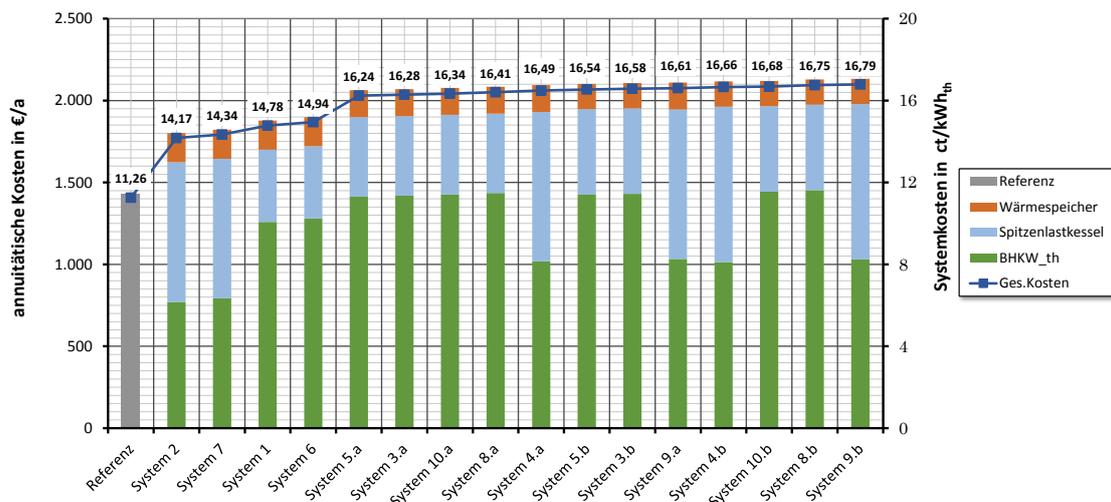


Abbildung 5-24: Annuitätische und spezifische Systemkosten – Wärme

In **Abbildung 5-25** sind die für die wirtschaftliche Bewertung entscheidenden Gesamtkosten, also die Summe aus den vorausgegangenen Strom- und Wärmekosten, aufgeführt.

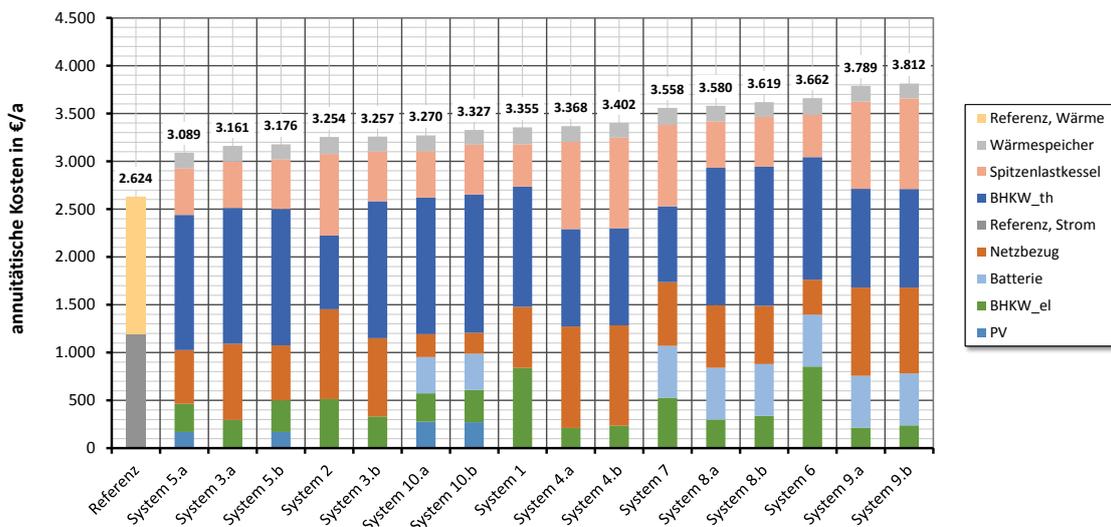


Abbildung 5-25: Annuitätische und Systemkosten – Gesamt

Das wirtschaftlichste System, der Dachs Sterling SE in Verbindung mit einer PV-Anlage, weist ca. 500 € annuitätische Gesamtkosten mehr als der Erdgasbrennwertkessel (Referenz) auf. Ohne die PV-Anlage liegen seine jährlichen Kosten etwa 70 € höher und man erhält damit immer noch das zweit wirtschaftlichste System. Mit Ausnahme des wärmegeführten Stirlings mit PV-Anlage und Batteriespeicher (Systeme 10.a und 10.b) sind die folgenden Systeme in der Rangfolge der Wirtschaftlichkeit alle ohne Batteriespeicher, da dieser auf Grund seiner hohen Kapitalkosten die Gesamtkosten in die Höhe treibt. Der stromgeführte Ottomotor mit Batteriespeicher (System 7) ist mit fast 1.000 € an zusätzlichen Kosten im Vergleich zur Referenz deutlich unwirtschaftlicher.

Erwartungsgemäß am unwirtschaftlichsten ist der stromgeführte Stirling mit Batteriespeicher (Systeme 9.a und 9.b). /FFE-33 15/

CO₂-Äquivalente und CO₂äq-Vermeidungskosten

In **Abbildung 5-26** sind die vermiedenen CO₂-Äquivalente sowie CO₂-Vermeidungskosten aller Systeme zunächst stromseitig aufgeführt. Für die Bewertung unter dem Gesichtspunkt der Auswirkungen auf das Klima ist **Abbildung 5-27** ausschlaggebend in der die Gesamtbilanz aus Strom und Wärme aufgestellt wurde. Die Vermeidungskosten sind in der Gesamtbetrachtung immer positiv, wohingegen sie im Fall der reinen Strombetrachtung zum Teil auch negativ werden. Dies ist zum Beispiel im Fall des Stirlingmotors in Kombination mit einer PV-Anlage (System 5) darauf zurück zu führen, dass durch die hohe Stromeigendeckung von fast 60 % (siehe Abbildung 5-22) der große Unterschied zwischen den Stromerzeugungskosten und dem Strombezugspreis zum Tragen kommt. Auch in der Gesamtbetrachtung der Vermeidungskosten schneidet das System 5 am besten ab, bei den CO₂-Äquivalenten ist nur der Stirling zusätzlich mit Batteriespeicher ausgestattet besser, da in diesem Fall weniger Netzstrom bezogen werden muss. Die höchsten Vermeidungskosten weist der stromgeführte Stirling mit Batteriespeicher (System 9) verursacht durch eine ungünstige Betriebsweise in Verbindung mit den hohen Anschaffungskosten des Batteriespeichers auf.

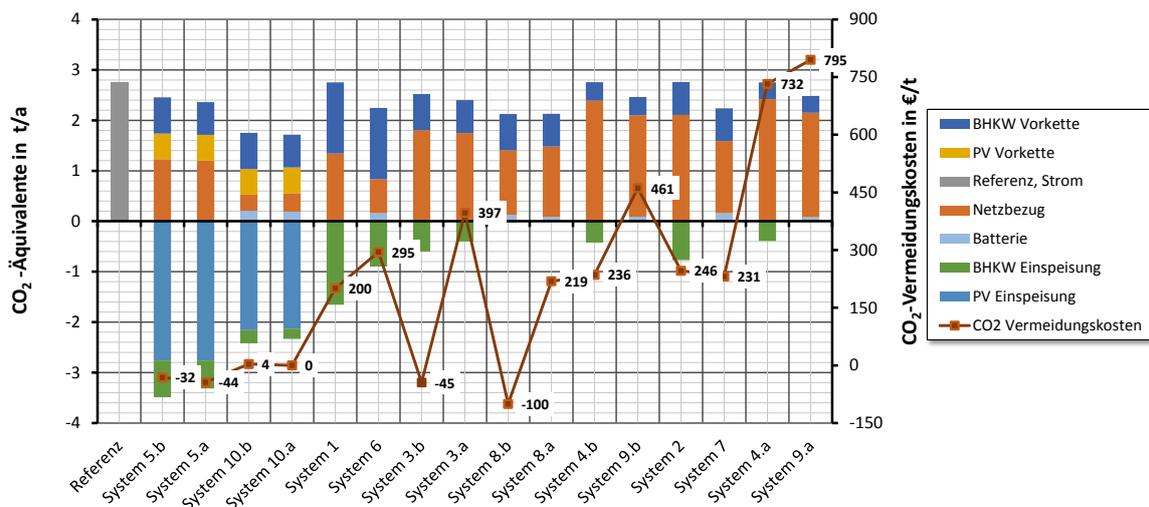


Abbildung 5-26: CO₂-Äquivalente und CO₂-Vermeidungskosten - Strom

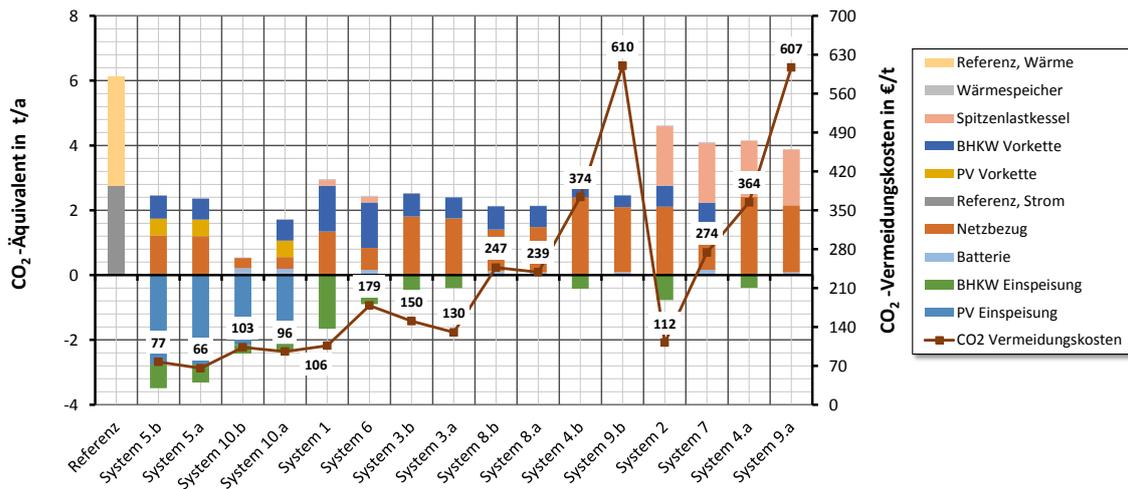


Abbildung 5-27: *CO₂-Äquivalent und CO₂-Vermeidungskosten - Gesamt*

Zusammenfassung

In **Tabelle 5-8** sind die Ergebnisse der Simulation im Fall der Mikro-BHKW-Anlage sowie in Kombination mit PV-Anlage und Batteriespeicher zusammengefasst. Es wurde der Dachs Stirling SE ausgewählt, da er sich in Summe als das erfolgversprechendste System hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Emissionen herausgestellt hat.

Tabelle 5-8: *Ergebnisse Netzgekoppelte PV-Anlage, Mikro-BHKW-Anlage und Batteriespeicher am Beispiel des Dachs Stirling*

System	Systemkosten	CO _{2äq} -Emissionen	CO _{2äq} -Vermeidungskosten	EV / ED
Referenz Strom und Wärme	2.624 €/a	6,1 t/a	-	-
Dachs Stirling (System 3a)	3.161 €/a (+20,5%)	2,0 t/a (-67,2%)	130 €/t*a	71%/36%
Dachs Stirling/PV (System 5a)	3.089 €/a (+17,7%)	-0,95 t/a (-116%)	66 €/t*a	30%/58%
Dachs Stirling/Batterie (System 8a)	3.580 €/a (+36,4%)	2,1 t/a (-65,6%)	238,6 €/t*a	99%/49%
Dachs Stirling/PV/Batterie (System 10a)	3.270 €/a (+24,6%)	-0,6 t/a (-110%)	95,7 €/t*a	48%/87%

5.1.5 PV-Anlage, Wärmepumpe und thermischer Speicher

Abbildung 5-28 zeigt den elektrischen Last- und Leistungsgang des Systems am Standort Würzburg als simulierten Tagesverlauf eines Werktags Ende Januar. Neben der elektrischen Leistung der PV-Anlage werden der Netzbezug des Haushalts und der Wärmepumpe sowie der Eigenverbrauch von Haushalt/Wärmepumpe und die PV-Einspeisung dargestellt. Die Steuerung der Wärmepumpe erfolgt wärmegeführt anhand von Temperaturschwellwerten im Wärmespeicher, so dass sich ein getakteter Betrieb ergibt.

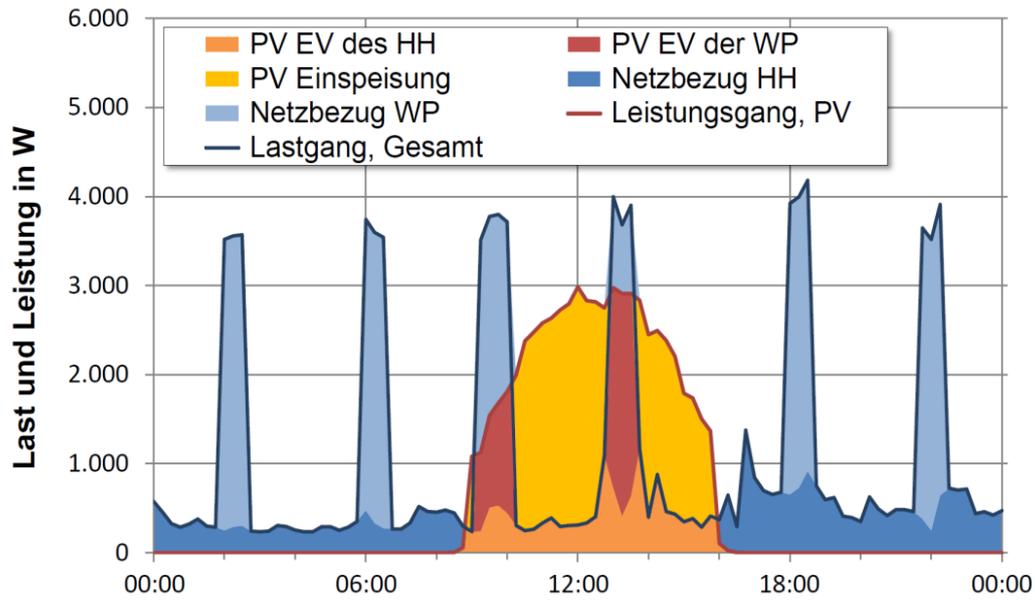


Abbildung 5-28: *Simulierte elektrische Last- und Leistungsgänge am Standort Würzburg, Werktag Ende Januar*

In **Abbildung 5-29** sind der Wärmelastgang (links oben), die PV-Erzeugung (rechts oben), der Strombezug der Wärmepumpe aus dem Netz (links unten) und der Leistungsübertrag der PV-Anlage an die Wärmepumpe (rechts unten) in Rasterdiagrammen dargestellt.

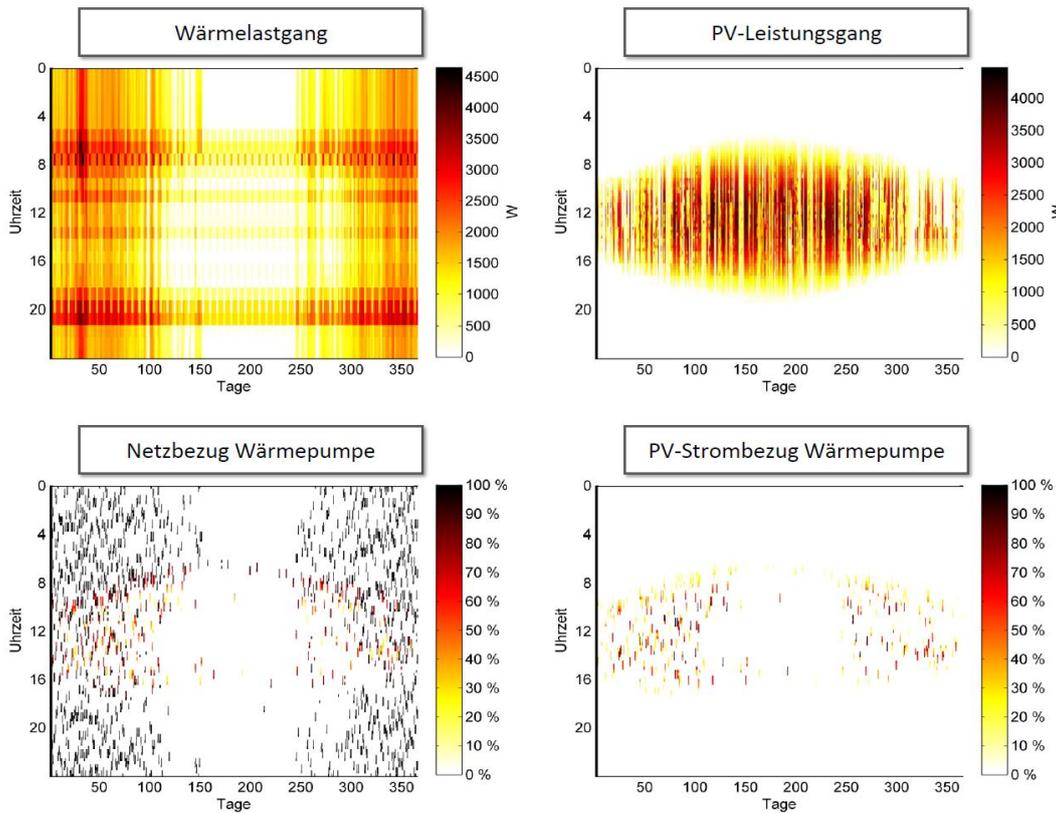


Abbildung 5-29: *Wärmelast, PV-Leistung, Netzbezug und PV-Strombezug der Wärmepumpe (rechts unten) am Standort Würzburg*

Die Wärmelast in Abbildung 5-29 links oben setzt sich aus dem Raumwärme- und Warmwasserbedarf zusammen. Neben dem Raumwärmebedarf an den Heiztagen des Jahres ist der jahreszeitenunabhängige Warmwasserbedarf erkennbar. Die PV-Erzeugung (Abbildung 5-29, rechts oben) weist einen zum Raumwärmebedarf gegensätzlichen Verlauf mit dem Erzeugungsschwerpunkt im Sommer auf. Der Strombezug der Wärmepumpe ist in Abbildung 5-29 unten – aufgeschlüsselt nach Netzbezug (links) und PV-Strombezug (rechts) sowie normiert auf die Nennlast – dargestellt. Zu Zeitpunkten mit ausreichender PV-Erzeugung kann ein Teil der elektrischen Leistungsaufnahme der Wärmepumpe regenerativ durch die lokale PV-Anlage bereitgestellt werden. Aufgrund des fehlenden Heizaufkommens in den Sommermonaten wird nur Wärme für die Warmwasserbereitung benötigt. Abbildung 5-29 rechts unten zeigt, dass der PV-Strombezug hauptsächlich zur Heizungsunterstützung in der kalten Jahreszeit dient. Zu berücksichtigen ist, dass der Beitrag der PV-Anlage zur Stromversorgung der Wärmepumpe durch den Vorrang der solaren Stromversorgung der übrigen Verbraucher – aufgrund eines günstigeren Stromtarifs für Wärmepumpen – im Haushalt deutlich vermindert wird.

In **Abbildung 5-30** sind die aus der Simulation resultierenden elektrischen Eigenverbrauchs- (EV) und Eigendeckungsanteile (ED) aufgeführt. In einem Fall wird nur eine PV-Anlage, im anderen Fall eine Kombination aus PV-Anlage sowie Wärmepumpe und Wärmespeicher betrachtet.

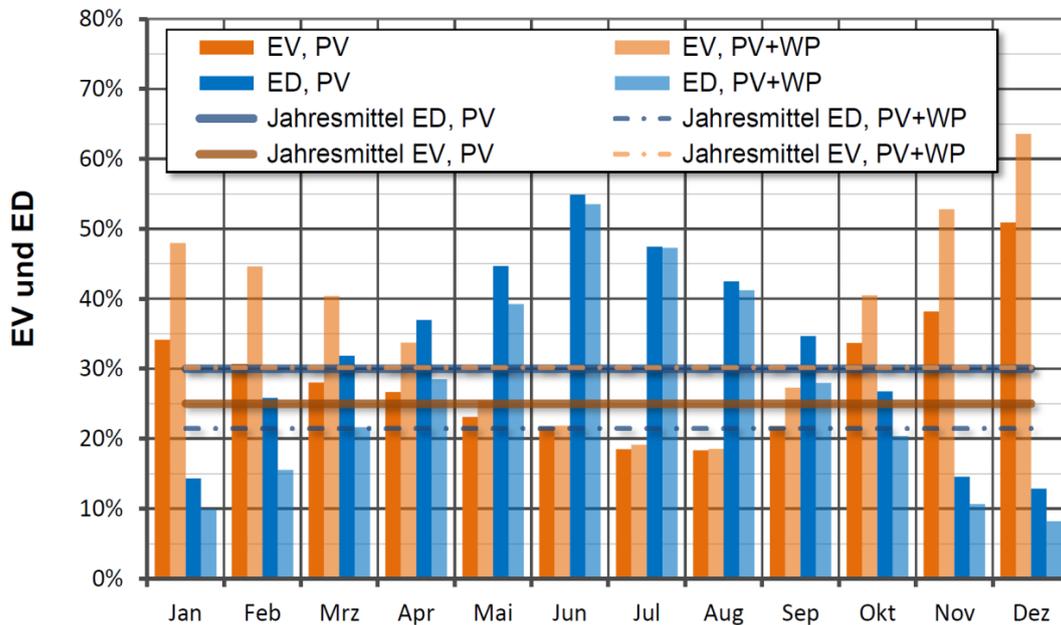


Abbildung 5-30: Einfluss der Wärmepumpe (10 kW_{th} , Sonde) auf den elektrischen Eigenverbrauchs- (EV) und den Eigendeckungsanteil (ED) am Standort Würzburg

Die Gegenüberstellung für den Standort Würzburg zeigt, dass der Eigenverbrauch durch die Wärmepumpe deutlich gesteigert werden kann – im Jahresmittel um 5 Prozentpunkte. Die höchste relative Steigerung des Eigenverbrauchanteils weist der Monat November mit 14,6 Prozentpunkten auf. Der höchste absolute Eigenverbrauchsanteil wird mit 63,6 % im Dezember erreicht. In den Sommermonaten erhöht der Warmwasserbedarf ohne Heizung den Eigenverbrauch dagegen nur noch geringfügig. Der Eigendeckungsanteil sinkt durch die Integration der Wärmepumpe in die Energieversorgung des Hauses um 8,5 Prozentpunkte von 30,0 % auf 21,5 %, da der Gesamtstrombedarf des Gebäudes durch die Wärmepumpe von 4.307 kWh auf 7.257 kWh erhöht wird.

In **Abbildung 5-36** werden die Eigenverbrauchsanteile und Eigendeckungsanteile der Systeme PV-Anlage und Netzbezug mit und ohne Wärmepumpe verglichen. Durch die Wärmepumpe wird der EV gesteigert und der ED abgesenkt, am deutlichsten macht sich dies bei einer mittleren PV-Anlagengröße bemerkbar.

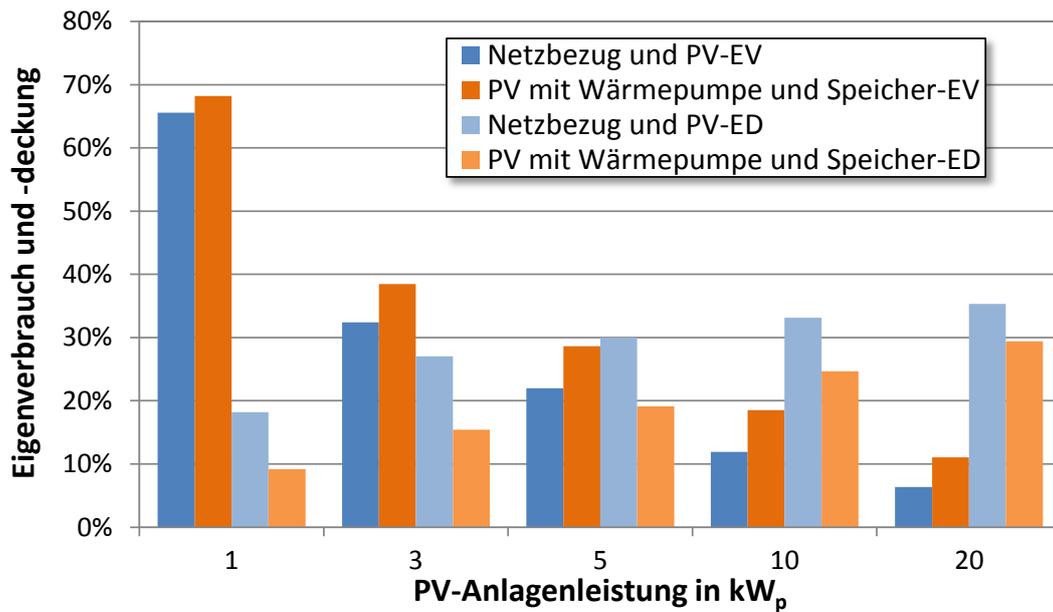


Abbildung 5-31: *Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsanteil von System aus PV-Anlagen unterschiedlicher Dimensionierung und Wärmepumpe*

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auf realer Basis werden die Kosten für die Strom- und Wärmeversorgung des Referenzgebäudes für unterschiedliche Standorte und Versorgungsvarianten untersucht. Die Kosten für den Stromnetzanschluss, das Lüftungssystem, die Heizflächen/Wärmeverteilung und die Gas- bzw. Elektroinstallation werden für alle Betrachtungsfälle in gleicher Höhe angenommen und nicht in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung berücksichtigt (angenommene Werte siehe Tabelle 4-3, /BDEW-07 12/).

In **Abbildung 5-32** sind für ein System bestehend aus PV-Anlage und Kollektor-Erdwärmepumpe standortabhängig die PV-Erzeugung – aufgeschlüsselt nach Eigenverbrauch der Wärmepumpe, des Haushalts und der Netzeinspeisung –, der Strombedarf von Haushalt und Wärmepumpe sowie der Haushaltsnetzbezug dargestellt. Auf der rechten Achse sind die annuitätischen Gesamtkosten des Systems an den fünf Standorten aufgeführt. Zusätzlich sind die errechneten theoretischen Jahresarbeitszahlen für die fünf Standorte angegeben.

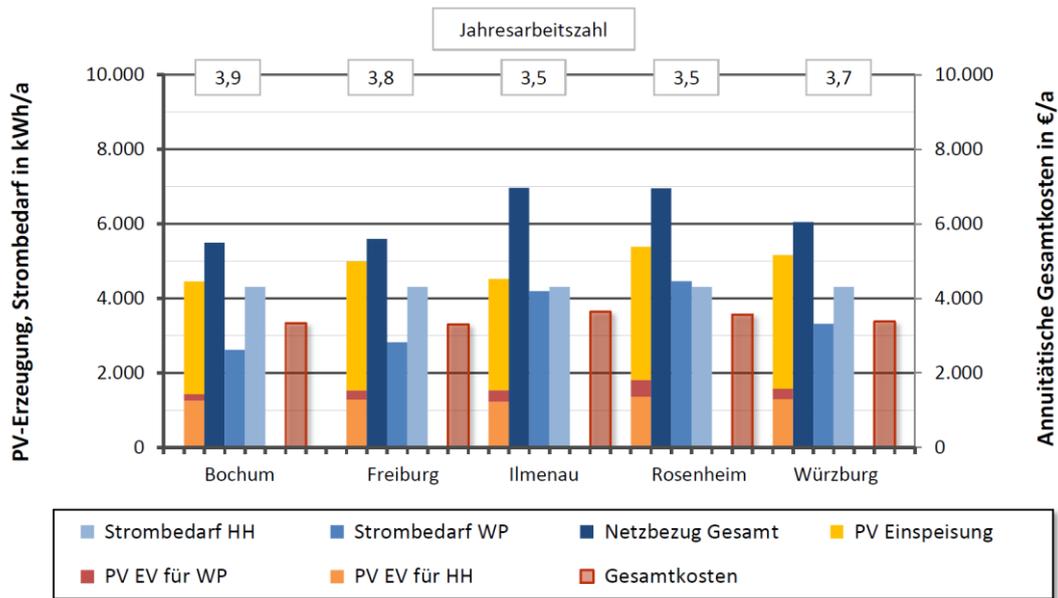


Abbildung 5-32: Wirtschaftlichkeitsberechnung der Wärmepumpe (10 kW, Kollektor) an unterschiedlichen Standorten

Die kälteren Standorte Ilmenau und Rosenheim erfordern aufgrund des erhöhten Wärmebedarfs einen größeren Netzbezug für die Wärmepumpe, wodurch sich die Gesamtkosten erhöhen. In einer Tiefe von ca. 1,50 m wirken solare Einstrahlung und Außentemperatur auf den Temperaturverlauf des Bodens ein und beeinflussen damit, neben der Bodenbeschaffenheit, durch die größere Temperaturspreizung zwischen Quelltemperatur und Heiztemperatur die Jahresarbeitszahl hin zu niedrigeren Werten und damit auch die Wirtschaftlichkeit der Anlage. In Freiburg und Würzburg wird durch das höhere solare Angebot mehr eingespeist. In Rosenheim – mit dem höchsten solaren Ertrag und den kälteren Temperaturen – ist der Eigenverbrauch der Wärmepumpe absolut gesehen am höchsten. Am Standort Ilmenau sind die solare Erzeugung und der Strombedarf der Wärmepumpe in etwa gleich groß.

Eine Variation der PV-Anlagengröße in der Simulation ergibt, dass der Strombezug vom Netz bei steigender PV-Nennleistung nur unwesentlich sinkt – auch der PV-Eigenverbrauch des Haushalts und der Wärmepumpe können nur in geringem Maße gesteigert werden. Die Gesamtkosten bleiben davon nahezu unberührt, da die Einspeisevergütung von 13,88 ct/kWh (Anlagen bis 10 kW_p) die Kosten für die zusätzlich installierten kW_p PV-Nennleistung weitgehend kompensieren.

In **Abbildung 5-33** sind die Kosten der betrachteten Systeme für den Standort Würzburg zusammengefasst. Dabei ist zu erkennen, dass die Luft-Wasser-Wärmepumpe in ihrer Wirtschaftlichkeit vergleichbar mit dem Gas-Brennwertkessel ist. Jedoch ist dabei zu beachten, dass die Luft-Wasser-Wärmepumpe direkt von der Umgebungstemperatur abhängt und damit an kalten Standorten höhere Annuitäten aufweisen kann. Bedingt durch die Kosten zur Erschließung der Wärmequelle ergeben sich für die Sole-Wasser-Wärmepumpe höhere Annuitäten. Die Erdsonde ist teurer als der Erdkollektor, zu betonen ist jedoch die Abhängigkeit der Entzugsleistungen und damit der Kosten von den geologischen Gegebenheiten (Erdsonde) und der Bodenbeschaffenheit (Erdkollektor). Weiter ist zu erkennen, dass durch die Kombination einer Wärmepumpe mit einer

PV-Anlage die jährlichen Kosten unter den gewählten Rahmenbedingungen nicht deutlich gesenkt werden können.

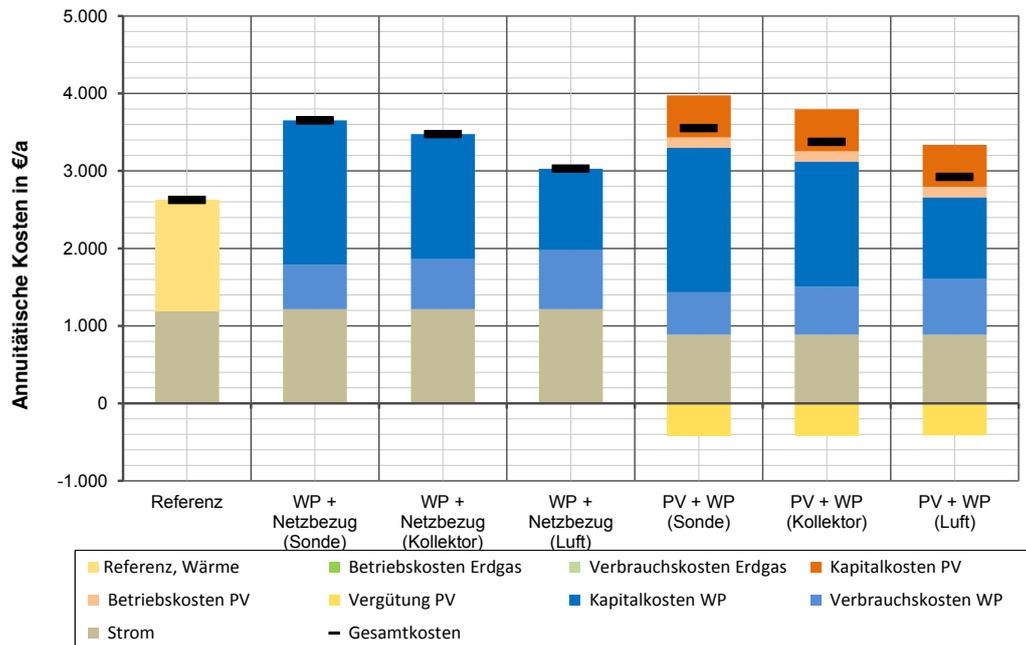


Abbildung 5-33: Kosten der unterschiedlichen Systemkombinationen und Referenzsysteme am Standort Würzburg

CO₂-Äquivalente und CO₂Äq-Vermeidungskosten

Abbildung 5-34 stellt die Emissionen der CO₂-Äquivalente des Systems aus Netzbezug, PV-Anlage und Wärmepumpe den Emissionen der Referenz gegenüber.

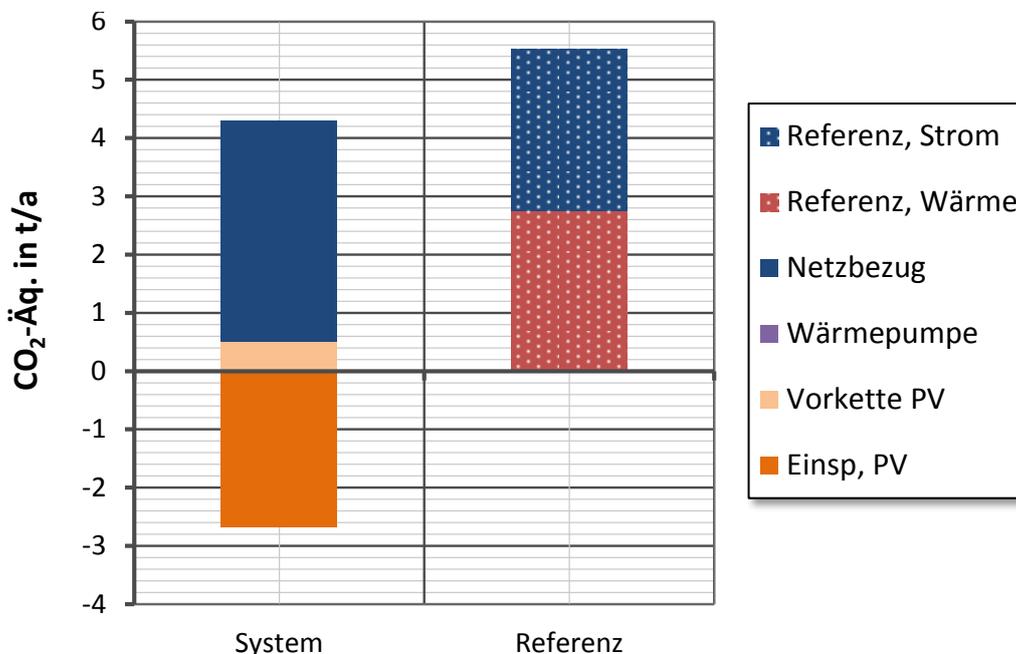


Abbildung 5-34: CO₂-Äq. von Netzbezug, PV-Anlage und WP im Vergleich zur Referenz

Die Emissionen der Wärmepumpe werden hauptsächlich durch den Netzstrombezug bestimmt, indirekt durch die Vorkette der PV-Anlage und sehr geringfügig durch die

Herstellung der Wärmepumpe. Die CO_{2äq}-Vermeidungskosten errechnen sich bei einer Arbeitszahl der Wärmepumpe von 3,7 zu 75 €/t im Jahr.

Wirtschaftlichkeitsvergleich der Nutzung überschüssigen PV-Stroms durch einen elektrischen Speicher oder alternativ durch Wärmeerzeugung mit einem Heizstab

Im Folgenden wird die Nutzung von PV-Überschussstrom für eine zusätzliche Wärmeversorgung mit der elektrischen Speicherung hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit verglichen. Berechnungsgrundlage für die Untersuchung ist ein Einfamilienhaus mit einem 3-Personenhaushalt, der einen jährlichen Strombedarf von 4.700 kWh und einen Warmwasserbedarf von 1.350 kWh aufweist. Der angesetzte Erdgaspreis beträgt 5,3 ct/kWh und der Heizölpreis 8,1 ct/kWh. Es wurde mit einem nominalen Zinssatz von 5 % und einer Inflationsrate von 2 % gerechnet.

Abbildung 5-35 macht die Berechnungsmethodik zur Berechnung des Kostenvergleichs bei der Nutzung des PV-Überschussstroms deutlich.

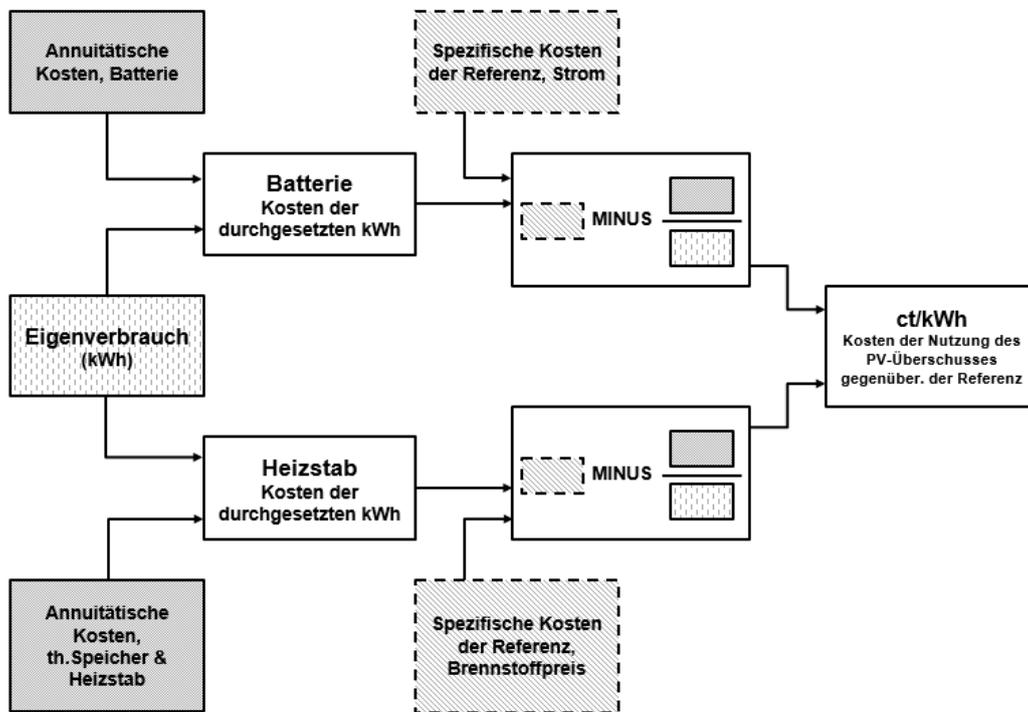


Abbildung 5-35: Berechnungsmethodik Kostenvergleich bei der Nutzung von PV-Überschussstrom

Zunächst werden die annuitätischen Kosten auf 20 Jahre für die Batterie sowie den Heizstab und den thermischen Speicher bestimmt. Die Kapazität der Batterie wird durch Simulation entsprechend den Zielwerten beim Eigenverbrauchsanteil berechnet. Im Fall der Warmwassererzeugung durch PV-Strom werden die Fälle mit bereits vorhandenem Warmwasser (WW)-Speicher und der noch nötigen Investition in den Speicher unterschieden. Für den Heizstab und den Wärmespeicher fallen bei einem Eigenverbrauchsanteil zwischen 40 und 70 % jeweils die gleichen Kosten an. Die Kosten werden durch den Eigenverbrauch dividiert und anschließend von den spezifischen Kosten der Referenz abgezogen. Im Fall des Systems mit Batteriespeicher ist die Referenz der Arbeitspreis des Netzstroms und beim System aus Heizstab und Warmwasserspeicher

die Wärmegestehungskosten eines konventionellen Heizkessels. Auf diese Weise erhält man die Mehrkosten der Nutzung des PV-Überschussstroms gegenüber der Referenz.

In **Abbildung 5-36** sind die Ergebnisse für vier verschiedene Eigenverbrauchsanteile und fünf verschiedene Systeme dargestellt. Die eingezeichnete Einspeisevergütung markiert den Betrag, ab dem die alternative Nutzung des PV-Stroms für elektrische Speicherung und Wärmenutzung rentabel wird. Sofern ein WW-Speicher bereits vorhanden ist, wird sich die Nutzung von PV-Überschussstrom zur Erzeugung von Warmwasser schon in naher Zukunft lohnen; dies umso mehr, je größer der Warmwasserverbrauch und damit der Eigenverbrauch ist. Das System mit Batteriespeicher wird bei steigender Eigenverbrauchsquote immer teurer, da der zusätzliche Eigenverbrauch durch den zusätzlichen kostenintensiven elektrischen Speicher erkaufte wird.

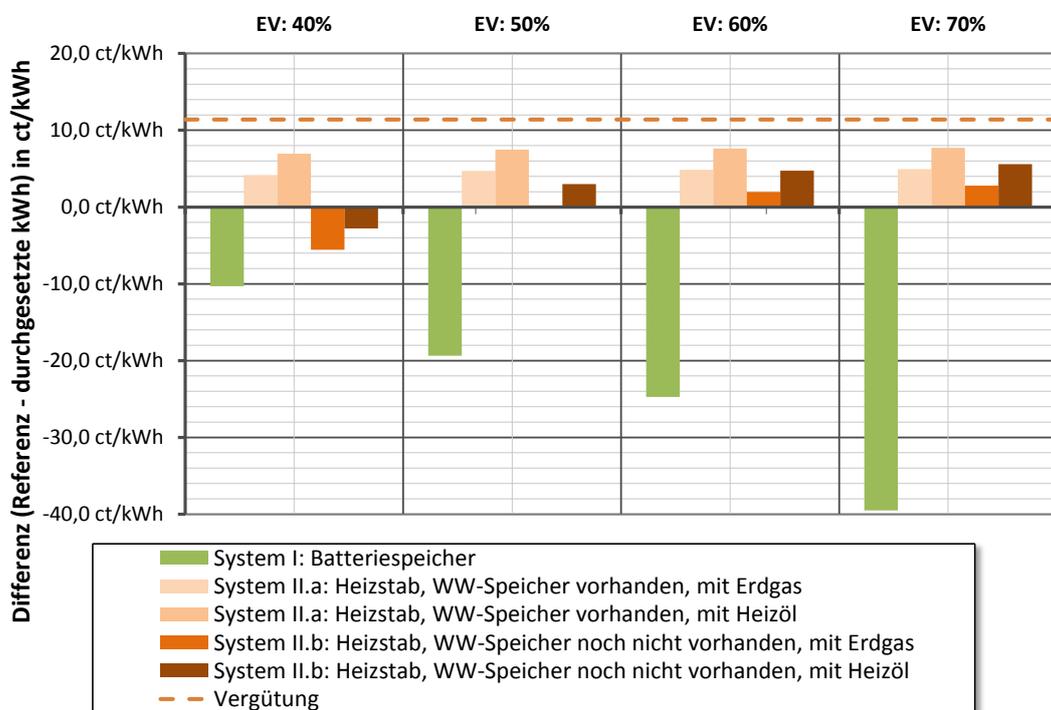


Abbildung 5-36: *Kostenvergleich bei der Nutzung von PV-Überschussstrom, Energie-, Strompreissteigerung 2 % pro Jahr*

Zusammenfassung

Die Luft-Wasser-Wärmepumpe ist die vom Kunden am häufigsten nachgefragte Wärmepumpe (siehe Abbildung 4-18) und schneidet in der Analyse am besten ab. Durch die Kombination mit einer PV-Anlage kann durch den erhöhten Eigenverbrauch die Wirtschaftlichkeit des Systems gesteigert werden und in diesem Punkt fast mit der Referenz aus Gas-Brennwertkessel und reinem Netzstrombezug gleichziehen. Gleichzeitig können die CO_{2äq}-Emissionen um ca. 100 % reduziert werden. In **Tabelle 5-9** sind die Ergebnisse für die Luft-Wasser-Wärmepumpe mit und ohne PV-Anlage zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 5-9: *Ergebnisse Netzgekoppelte PV-Anlage und Luft-Wasser-Wärmepumpe*

System	Systemkosten	CO _{2äq} -Emissionen	CO _{2äq} -Vermeidungskosten	EV / ED
Referenz Strom und Wärme	2.624 €/a	6,1 t/a	-	-
Luft-Wasser-Wärmepumpe	3.028 €/a (+15,4%)	5,9 t/a (-3,4%)	-	-
Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV	2.952 €/a (+12,5%)	1,7 t/a (-72%)	75 €/t*a	29%/19%

Im Fall einer Ölheizung und einem Absinken der PV-Einspeisevergütung unter 8 ct/kWh, bei einem gleichzeitigen Eigenverbrauchsanteil von mindestens 50 %, ist es sinnvoller überschüssigen PV-Strom mit einem Heizstab in Wärme zu transformieren als einzuspeisen oder einen Batteriespeicher anzuschaffen. Dies gilt allerdings nur für den Fall, dass bereits ein Warmwasserspeicher vorhanden ist.

5.1.6 PV-Anlage, Batteriespeicher und Elektroauto

Dieser Abschnitt zeigt die erhöhte Wirtschaftlichkeit des Haushalts durch das häusliche Laden eines Elektroautos aufgrund der Eigenverbrauchssteigerung. Dabei wird das Elektroauto nur als zusätzlicher Verbraucher gesehen und keine Vergleichsrechnung zwischen der generellen Wirtschaftlichkeit eines konventionellen Fahrzeugs und dem Elektrofahrzeug angestellt. In **Tabelle 5-10** sind die Ergebnisse für ein beliebig ausgewähltes Fahr- und Verbrauchsprofil ausgewählt. Die Systemgrenze ist der Haushalt und das Elektrofahrzeug wird ausschließlich als zusätzlicher Verbraucher berücksichtigt. Durch das häusliche Laden steigt der Stromverbrauch von 4.307 kWh auf 6.962 kWh. Allein diese Steigerung um 61,6 % lässt auf Grund der jährlichen Grundgebühr von ca. 100 € den spezifischen Strompreis um fast einen Cent pro Kilowattstunde fallen. Da durch das Laden des Elektroautos der PV-Eigenverbrauch gesteigert werden kann, ergibt sich ein Kostenvorteil von 0,7 ct/kWh im Vergleich zum Stromverbrauch ohne das Elektroauto. Die Hinzunahme eines Hausspeichers lässt die Kosten wieder steigen, man liegt damit aber weiterhin unter dem Referenzstrompreis. In der Kombination Elektroauto und PV-Anlage können CO₂-Vermeidungskosten von ca. 70 €/t im Jahr erzielt werden. Auch durch Hinzunahme eines Batteriespeichers sind sie noch negativ, die Maßnahme spart dem Haushalt somit Geld. Dies allerdings nur, wie in Abschnitt 5.1.1 dargelegt, auf Grund der Förderung durch das EEG.

Tabelle 5-10: Ergebnisse für PV-Anlage, Batteriespeicher und Elektroauto

System	Stromverbrauch	Systemkosten	CO _{2aq} -Emissionen	CO _{2aq} -Vermeidungskosten	EV / ED
Referenz Strom	4.307 kWh	27,7 ct/kWh	2,7 t/a	-	-
Referenz Strom	6.962 kWh (+61,6%)	26,8 ct/kWh	4,5 t/a	-	-
Netzgekoppelte PV-Anlage	4.307 kWh	24,5 ct/kWh	-0,2 t/a (-107,4%)	-44,6 €/t*a	21,7%/30,0%
Netzgekoppelte PV-Anlage mit Elektroauto	6.962 kWh (+61,6%)	23,8 ct/kWh	1,5 t/a (-44,4%)	-71,3 €/t*a	29,7%/25,5%
Netzgek. PV-Anlage, Batteriespeicher, Elektroauto	6.962 kWh (+61,6%)	26,4 ct/kWh	1,7 t/a (-37,0%)	-10,9 €/t*a	51,2%/42,2%

5.2 Netzautarke Stromversorgung

Eine netzautarke Stromversorgung wird in der Regel eingesetzt, wenn sie die kostengünstigere Alternative zur Netzanbindung ist oder überhaupt keine andere Möglichkeit der Versorgung besteht. Sinkende Stromgestehungskosten von dezentralen Erzeugern und Hausspeichersystemen bei steigenden Haushaltsstrompreisen führen aber darüber hinaus zu einer Annäherung der finanziellen Aufwendungen des Strombezugs bei Netzautarkie und Netzbezug, so dass selbst bei vorhandener Netzinfrastruktur die Entscheidung zur Abkopplung vom Stromnetz fallen kann. Der Wunsch nach Netzautarkie muss dabei nicht unbedingt wirtschaftlich motiviert sein, es genügt subjektiv dies als attraktivere Wahl zu sehen.

Bei den folgenden Simulationen der autarken Systeme wird eine Versorgungssicherheit von mindestens 99,9 % festgelegt. Sofern der private Haushalt zu Abstrichen bei der Versorgungssicherheit und dem Komfort bereit ist beziehungsweise ein Lastmanagement betreibt, lassen sich die Systemkosten deutlich senken.

5.2.1 Stromaggregate

Analog zur allgemeinen Stromversorgung ist es bei der autarken Versorgung eines privaten Haushalts mittels Stromaggregat (Dieselmotor und Generator, siehe 4.2) sinnvoll zwischen Spitzen- und Mittel-/Grundlast zu unterscheiden. Ein kleines Aggregat kann leistungsstarke Verbraucher nicht versorgen und ein Großes würde überwiegend mit sehr schlechtem Wirkungsgrad laufen (siehe Abbildung 4-14).

Daraus resultiert die Entscheidung für zwei Generatoren, was gleichzeitig die Versorgungssicherheit erhöht. Abhängig vom Verbrauchslastgang muss die elektrische Leistung beider Generatoren aufeinander abgestimmt werden. Dimensioniert man den ersten Generator auf 500 W, so zeigt **Abbildung 5-37** wie viel Reststrom in Abhängigkeit der Leistung des „Spitzenlast“-Generators zu decken ist.

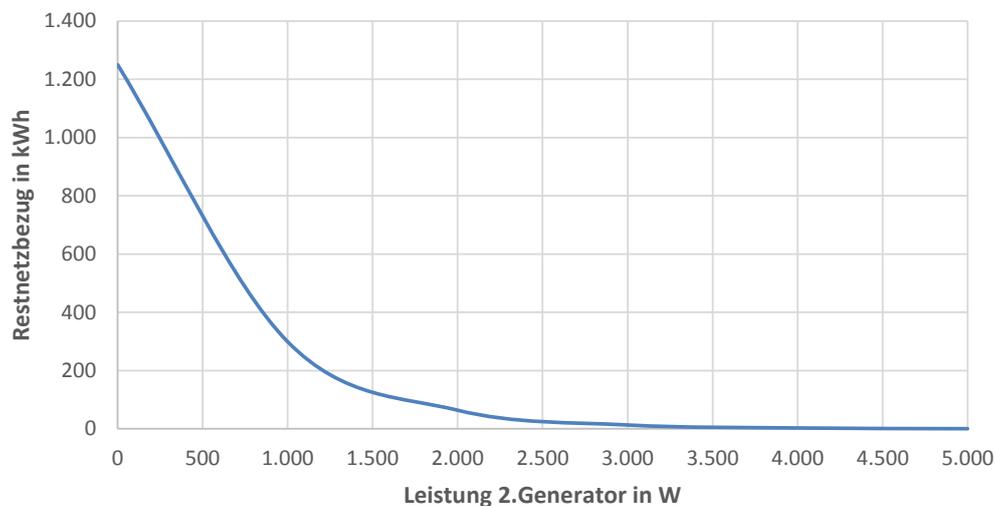


Abbildung 5-37: Restnetzbezug in Abhängigkeit der Leistung des 2. Generators

Im Fall des vier-Personen-Standardhaushalts reichen in der Summe beider Generatoren 4 kW Erzeugungsleistung aus, um auf 99,9 % Versorgungssicherheit zu kommen.

In **Tabelle 5-11** sind die Ergebnisse der Simulation für eine autarke Stromversorgung mit Dieselaggregaten dargestellt. Die optimale Lösung für den Standardhaushalt ist die Kombination von zwei Generatoren mit 790 W respektive 3210 W elektrischer Leistung. Die Systemkosten entsprechen in diesem Fall 1.427 €/a respektive 33,1 ct/kWh. Wird nur ein Gerät mit 1050 W Leistung eingesetzt, sinkt die Versorgungssicherheit auf 87,5 %, allerdings ist damit die Wirtschaftlichkeit gleich der Referenz erreicht.

Tabelle 5-11: *Ergebnisse der Simulation und Optimierung für Autarkie mit Dieselaggregaten*

1.Generator	2.Generator	Versorgungssicherheit	Systemkosten	CO ₂ _{äq} -Emissionen
500 W	10000 W	100,0%	2.359 €	12,6 t/a
500 W	3500 W	99,9%	1.544 €	6,6 t/a
790 W	3210 W	99,9%	1.427 €	6,0 t/a
1000 W	3000 W	99,9%	1.441 €	6,1 t/a
1050 W	-	87,5%	1.204 €	5,6 t/a

Die CO₂-Emissionen sind bei der optimalen wirtschaftlichen Lösung mit 6 t/a mehr als doppelt so hoch wie im Fall der Referenz. Diese 6 t/a sind gleichzeitig das beste Ergebnis bezüglich der Emissionen, da die optimale Wirtschaftlichkeit sich durch den Dieselverbrauch zeigt. Eine hohe überdimensionierte Leistungsabsicherung durch einen zweiten Generator mit 10 kW verursacht enorme zusätzliche Kosten, wie aus Tabelle 5-11 hervorgeht.

5.2.2 Stromaggregate und PV-Anlage

In diesem Abschnitt wird die Autarkie durch die Hinzunahme einer PV-Anlage unterstützt. Wie Tabelle 5-1 zeigt können 30 % der Last des Standardhaushalts durch PV-Strom gedeckt werden, der Rest bleibt bei Autarkie ungenutzt und erwirtschaftet keine Einnahmen. In Tabelle 5-12 ist das wirtschaftliche Optimum der Simulation mit 1.353 € (31,4 ct/kWh) angegeben. Die PV-Anlage mit 930 W Nennleistung verringert den elektrischen Leistungsbedarf des ersten Generators nur um 30 W. Trotzdem wird durch die Erweiterung mit einer PV-Anlage eine Systemkostensparnis von 74 €/a (1,7 ct/kWh) erreicht. An dieser Stelle sei auf das große Kosten- und Emissionseinsparungspotenzial in den netzfernen Regionen der Welt verwiesen. Die gesteigerte Wirtschaftlichkeit und die Möglichkeiten der Emissionsvermeidung sind dort unvergleichlich höher, da auf Grund der in der Regel hohen Sonneneinstrahlung die PV-Stromgestehungskosten viel niedriger sind und Erzeugung und Verbrauch öfter zusammenfallen. In diesem Fall verschiebt sich das Optimum der Auslegung der PV-Anlage auch zu deutlich größeren PV-Nennleistungen.

Tabelle 5-12: *Ergebnisse der Simulation und Optimierung für Autarkie mit Dieselaggregaten und PV-Anlage*

1.Generator	2.Generator	PV-Anlage	Systemkosten	CO ₂ _{äq} -Emissionen
760 W	3210 W	930 W _p	1.353 €	5,0 t/a

Im Folgenden soll gezeigt werden, wie sich die Kosten für Autarkie im Vergleich zum Haushaltsstrompreis bis 2035 entwickeln, wenn bei für Deutschland gängigen PV-Anlagengrößen im Bereich privater Haushalte von 5 kW_p bis 10 kW_p Dieselaggregate eingesetzt werden. In **Abbildung 5-38** sind die Systemkosten aus zwei Dieselaggregaten und einer PV-Anlage mit 5 kW_p und 10 kW_p bei unterschiedlichen Annahmen zur Ölpreissteigerung dargestellt. Als Referenz wird eine Strompreissteigerung von 2 und 5 % angesetzt. Es zeigt sich, dass bei 5 % Strompreissteigerung das autarke System aus 5 kW_p

PV-Anlage und zwei Dieselaggregaten im Jahr 2020 wirtschaftlich konkurrenzfähig wäre. Fällt die Strompreissteigerung mit 2 % moderater aus, müsste es zu einem Fallen des Ölpreises kommen, damit das autarke System wirtschaftlich gleichziehen kann.

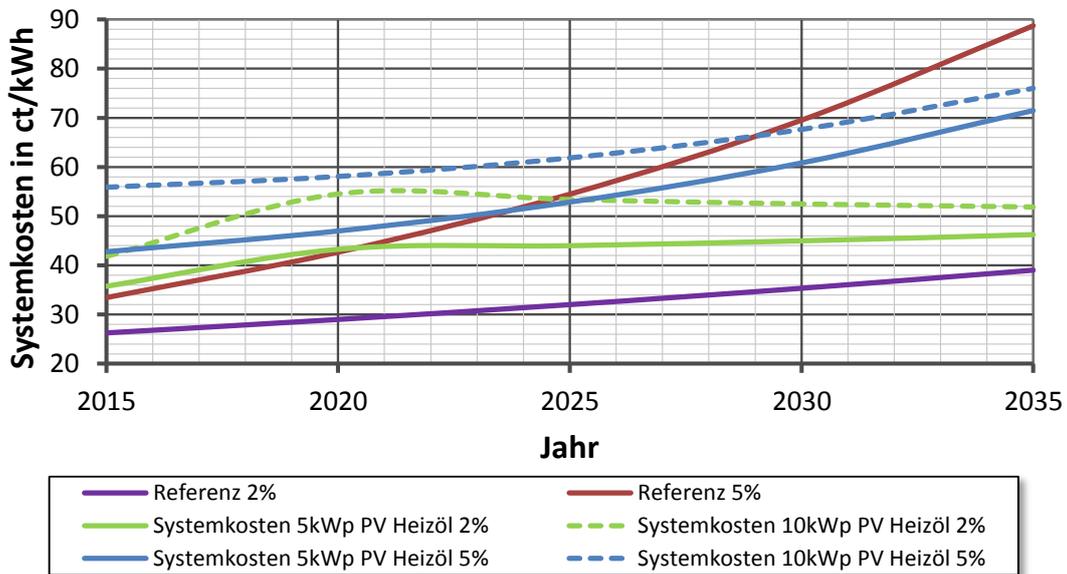


Abbildung 5-38: *Autarke Stromversorgung mit zwei Dieselaggregaten und PV-Anlage unterschiedlicher Dimensionierung bei veränderten Rahmenbedingungen*

5.2.3 PV-Anlage und Batteriespeicher

Für die Betrachtung einer autarken Stromversorgung mit PV-Anlage und Batteriespeicher wird ermittelt, wie groß die Batterie für den Modellhaushalt bei verschiedenen PV-Anlagengrößen dimensioniert werden müsste, um vollständige Autarkie zu erreichen. In der Rechnung wird für die maximale Lade- und Entladeleistung der Batterie die maximale Last in einem Jahr verwendet, das heißt, im Extremfall kann die Batterie die Maximallast alleine decken. Die Ergebnisse der Autarkiebetrachtung zeigt **Abbildung 5-39**.

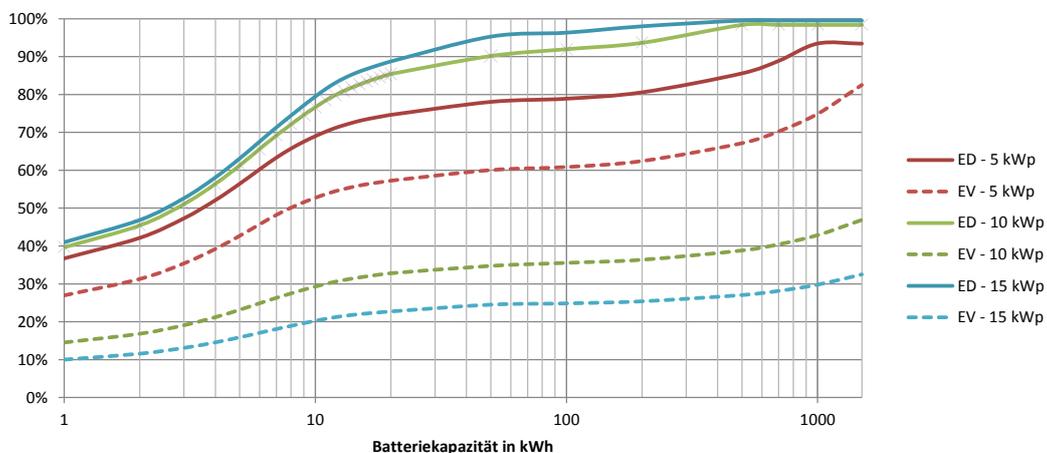


Abbildung 5-39: *Grenzfall einer autarken Stromversorgung mit Li-Ionen-Batterie für den Modellhaushalt*

Es ist ein starker Anstieg des Autarkiegrades bei sehr kleinen nutzbaren Batteriekapazitäten zu erkennen. In diesem Kapazitätsbereich trägt jede zusätzliche kWh Speicherkapazität zur Überbrückung des Zeitraums ohne Sonneneinstrahlung bei. Danach steigt der Eigendeckungsanteil nur noch moderat an. Die Ursache hierfür ist, dass bei ausreichender Kapazität für den Tag/Nacht-Speicherzyklus jetzt die neu hinzukommende Kapazität nur noch den saisonalen Zyklus bedient. Erst wenn die Batterie so groß dimensioniert ist, dass sie die sommerlichen Überschüsse für die Übergangszeit und den Winter vollständig speichern kann, ist ein Eigendeckungsanteil von 100 % erreichbar. Diese Kapazität wird durch den zweiten Knick in den Kurven aus Abbildung 5-39 gekennzeichnet. Bei den kleiner dimensionierten Anlagen reicht die produzierte Strommenge für eine Autarkie nicht aus.

Autarke Stromversorgung nur mit PV-Anlage und Batteriespeicher ist somit äußerst teuer, da als einziger Stromlieferant die fluktuierende Energiequelle der Sonne zur Verfügung steht. Gleichzeitig sind die Speicherkosten für den erzeugten Strom hoch. Zudem ist die PV-Anlagenleistung durch die Dachfläche des Haushalts begrenzt. Diese Form der Autarkie ist auf unabsehbare Zeit nur bei der Bereitschaft zu Komforteinbußen denkbar.

5.2.4 PV-Anlage, Batteriespeicher und Stromaggregate

In **Tabelle 5-13** ist zu sehen zu welchen Anteilen die Haushaltslast durch PV-Anlage, Batteriespeicher und Diesellaggregat erfolgt. Rund 60 % der Lastdeckung stammt aus PV-Strom und damit 40 % aus fossiler Erzeugung. Die Hälfte des Stroms muss den Umweg über den Batteriespeicher zum Verbraucher gehen.

Tabelle 5-13: *Aufteilung der Lastdeckung durch PV-Anlage, Batteriespeicher und Diesellaggregat*

	Lastdeckung in %	Lastdeckung in kWh
PV	0,29	1254
PV_Bat	0,32	1372
Generator	0,19	811
Generator_Bat	0,20	868

Tabelle 5-14 zeigt die Ergebnisse der Simulation und Optimierung für Autarkie mit Stromaggregat, PV-Anlage und Batteriespeicher. Im ersten Fall findet keine Steuerung statt, das heißt der Batteriespeicher kann durch das Diesellaggregat nicht geladen werden und es gilt die Priorität von PV-Strom und dem Entladen des Batteriespeichers. Im zweiten Fall läuft alles nach dem in Abbildung 3-11 beschriebenen Plan.

Tabelle 5-14: *Ergebnisse der Simulation und Optimierung für Autarkie mit Diesellaggregat, PV-Anlage und Batteriespeicher*

System	Systemnennwerte	Systemkosten	CO _{2aq} -Emissionen
Stromaggregat, PV-Anlage und Batteriespeicher, ungesteuert	2045 W/3,17 kW _p /11,3 kWh	1.869 €	2,8 t/a
Stromaggregat, PV-Anlage und Batteriespeicher, gesteuert	2045 W/3,17 kW _p /11,3 kWh	1.884 €	2,2 t/a

Es zeigt sich, dass das gesteuerte System minimal teurer ist, aber gleichzeitig 0,6 t/a an CO₂-Emissionen eingespart werden können, da durch die Steuerung das Diesellaggregat

immer nahe am optimalen Betriebspunkt läuft. Gleichzeitig weist das ungesteuerte System nur eine Versorgungssicherheit von 98 % auf, entgegen den 99,9 % mit Steuerung.

5.2.5 Zusammenfassung Autarkie

In **Tabelle 5-15** sind die Ergebnisse der Simulation und Optimierung zu autarken Systemen zusammenfassend aufgeführt.

Tabelle 5-15: *Ergebnisse der Berechnungen zu autarken Systemen*

System	Systemnenwerte	Systemkosten	CO ₂ _{20q} -Emissionen	CO ₂ _{20q} -Vermeidungskosten	EV / ED
Referenz Strom	-	1.194 €/a	2,7 t/a	-	-
Stromaggregate	790 W/3210 W	1.427 €/a (+20%)	6,0 t/a (+122%)	nicht definiert	-
Stromaggregate und PV-Anlage	760 W/3210 W/0,933 kW _p	1.353 €/a (+13%)	5,0 t/a (+85%)	nicht definiert	87%/99,9%
Batteriespeicher und PV-Anlage	500 kWh/10 kW _p	sehr hoch	-2,5 t/a (+108%)	nicht definiert	39%/99,9%
Dieselaggregat, PV-Anlage und Batteriespeicher	2045 W/3,17 kW _p /11,3 kWh	1.884 €/a (+58%)	2,2 t/a (-22%)	nicht definiert	74%/99,9%

Zuerst wurde ein System mit zwei Dieselneneratoren betrachtet. Der zweite Generator dient dabei als Sicherheit, wenn kurzfristig eine höhere Last erforderlich ist. Auf diese Weise kann der erste Generator nahe an seiner maximalen Effizienz von ca. 25 % Wirkungsgrad gefahren werden. Bei einer optimierten Dimensionierung mit sehr kleiner PV-Anlage mit 760 W_p und zwei Generatoren mit 760 W und 3210 W Nennleistung steigen die Kosten im Vergleich zur Referenz um ca. 13 % und die CO₂-Emissionen um 85 %.

Autarkie mit PV-Anlage und Batteriespeicher herbeizuführen ist auf Grund der Speicherkosten keine Option. Ab ca. 20 kWh Speicherinhalt geht der Zugewinn an Eigenverbrauch in Relation zur Steigerung der Speicherdimensionierung nur noch langsam voran. Bei einer 10 kW_p große PV-Anlage bedarf es eines 500 kWh Speichers um Vollautarkie zu erreichen.

Wird das System bestehend aus zwei Dieselneneratoren und einer PV-Anlage um einen Batteriespeicher erweitert, können keine weiteren Fortschritte in der Wirtschaftlichkeit erzielt werden. Die CO₂-Emissionen können durch eine gesteuerte Betriebsweise um 22 % gegenüber der Referenz reduziert werden.

5.3 Primärenergieverbrauch und Lebenszyklusanalyse dezentraler Erzeugung

5.3.1 Elektrizität

Abbildung 5-40 zeigt die Umweltauswirkungen von 1 kWh Elektrizität aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen relativ zur Umweltauswirkung des Elektrizitätsmixes auf der Mittelspannungsebene.

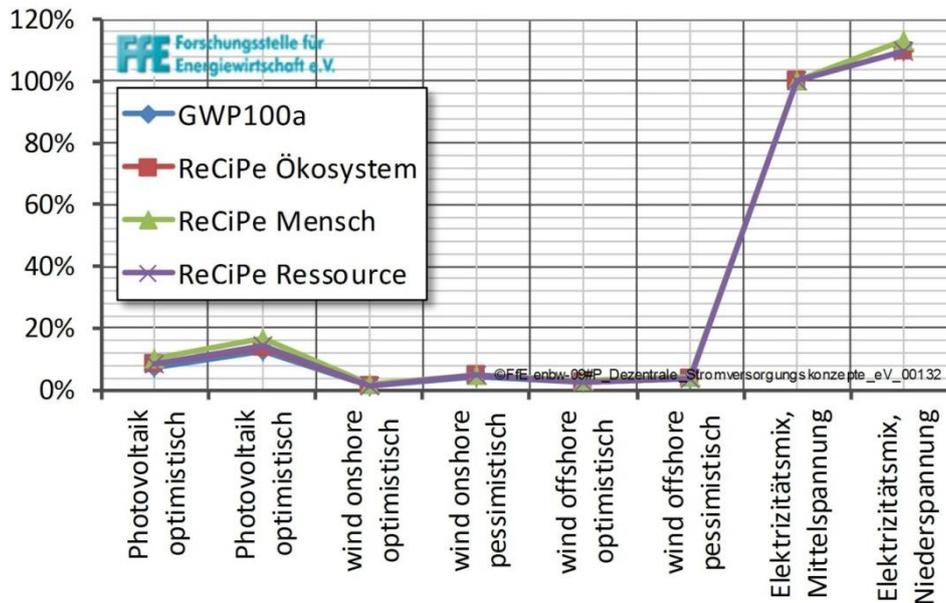


Abbildung 5-40: Umweltauswirkungen von verschiedenen Elektrizitätserzeugern

Für die drei Kraftwerkstypen Photovoltaik, Wind Onshore und Wind Offshore sind jeweils eine optimistische und eine pessimistische Sichtweise dargestellt. Der Unterschied zwischen diesen beiden Sichtweisen ist die Annahme der jährlichen Volllaststunden (siehe Tabelle 5-16).

Tabelle 5-16: Annahme bzgl. der Volllaststunden der Kraftwerke

Technik	Szenario	Volllaststunden [h/a]
Photovoltaik	optimistisch	1.200
	pessimistisch	800
Wind Onshore	optimistisch	2.190
	pessimistisch	1.498
Wind Offshore	optimistisch	4.380
	pessimistisch	2.497

In Abbildung 5-40 ist erstens ersichtlich, dass die vier Umweltindikatoren die Systeme sehr ähnlich bewerten. Zweitens weist der deutsche Elektrizitätsmix eine deutlich größere Umweltbelastung auf als die Photovoltaik und Windkraft. Während Elektrizität von Photovoltaikanlagen weniger als 17 % der Umweltbelastungen des Elektrizitätsmix ausmachen, werden den Windkraftanlagen sogar weniger als 6 % der Umweltbelastungen zugewiesen.

5.3.2 Wärme

Abbildung 5-41 zeigt die Umweltauswirkung von verschiedenen Heizsystemen relativ zur Umweltauswirkung einer Gasbrennwertheizung.

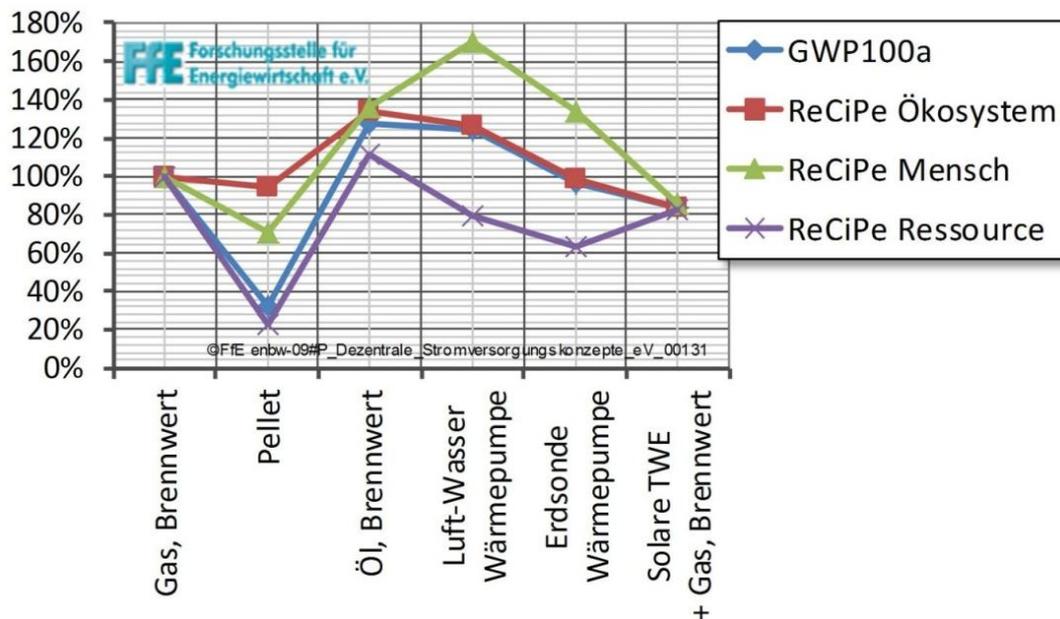


Abbildung 5-41: Umweltauswirkungen von verschiedenen Heizsystemen

Die untersuchten Systeme sind: Gasbrennwertheizung, Pelletheizung, Ölbrennwertheizung, Luft-Wasser-Wärmepumpe, Erdsonde-Wärmepumpe sowie eine solare Trinkwassererwärmung in Kombination mit einem Gasbrennwertkessel. Es ist deutlich sichtbar, dass die vier Indikatoren die Systeme sehr unterschiedlich bewerten. Während die Ressourcenverarmung bei der Pelletheizung äußerst gering ist und die Luft-Wasser-Wärmepumpe demnach besser abschneidet als die Gasbrennwertheizung, sind die Ökosystemauswirkungen der Pelletheizung fast identisch zur Gasbrennwertheizung. Die Luft-Wasser Wärmepumpe ist diesbezüglich schlechter als die Gasbrennwertheizung.

Abbildung 5-41 zeigt auch, dass der Mittelwert der drei ReCiPe Indikatoren in etwa mit dem GWP100a Indikator übereinstimmt. Nur bei der Pelletheizung liegt der Mittelwert der drei ReCiPe Indikatoren merklich höher als der GWP100a Indikator.

Nimmt man den GWP100a Indikator nun als Referenz, so ist die Pelletheizung die umweltfreundlichste der dargestellten Optionen, gefolgt von der solaren Trinkwassererwärmung mit Gasbrennwertheizung. Die Ölheizung und die Luft-Wasser-Wärmepumpe schneiden schlechter ab als die Gasbrennwertheizung, während die Erdsonde-Wärmepumpe ähnliche Auswirkungen wie die Gasbrennwertheizung hat. Bei der Wärmepumpe hat die Jahresarbeitszahl (JAZ) großen Einfluss auf die Umweltauswirkungen. Basierend auf /BFE-01 04/ wurde eine Jahresarbeitszahl von $JAZ = 2,76$ für die Luft-Wasser-Wärmepumpe und $JAZ = 3,68$ für die Erdsonde-Wärmepumpe angewendet. Zusätzlich wird noch ein Strombedarf von 300 kWh/a angenommen für eine zusätzliche Trinkwassererwärmung mittels eines elektrischen Heizstabs; da die erzielten Temperaturen der Wärmepumpen relativ gering sind, muss die Entstehung von Legionellen mit einer zusätzlichen Heizung unterbunden werden.

5.4 Auswirkungen dezentraler Erzeugung auf die Niederspannungsnetze

Stromnetze können nur die für eine bestimmte Kapazität ausgelegte Strommenge pro Zeitintervall aufnehmen. Deshalb erfordert eine die Aufnahmekapazität überschreitende Einspeisung aus dezentralen Erzeugungseinheiten Maßnahmen, wie zum Beispiel einen Netzausbau oder einen größeren Transformator. Diese Maßnahmen sind aber kostenintensiv, so dass auch andere Möglichkeiten wie Lastverschiebung und eine reduzierte Einspeiseleistung sowie Hausspeichersysteme ins Auge gefasst werden sollten. **Abbildung 5-42** zeigt die Auswirkungen einer solchen Einspeisebegrenzung. Die für alle geförderten netzgekoppelten PV-Anlagen obligatorische Beschränkung auf 70 % der Nennleistung am Einspeiseknoten hat, wie aus der Grafik ersichtlich, keinen Energieverlust zur Folge. Dieser Wert wird in der Regel von PV-Anlagen in Deutschland nicht überschritten. Die für die Förderung von Hausspeicheranlagen erforderliche Abregelung auf 60 % der Nennleistung hat einen geringen Energieverlust zur Folge. Für das Netz stellt die 60 % Grenze jedoch eine wichtige Entlastung dar: Der so nicht eingespeiste Strom hätte das Netz meist zu Extremzeiten wie am frühen Nachmittag, wenn wenig Strom verbraucht, aber an sonnigen Tagen das Maximum an regenerativer Energie produziert wird, belastet.

Die Abbildung zeigt auch, dass Speicher erwartungsgemäß bei höherer Einspeisebegrenzung das Problem von Energieverlusten verringern und größer dimensionierte PV-Anlagen zu einer Verschärfung führen.

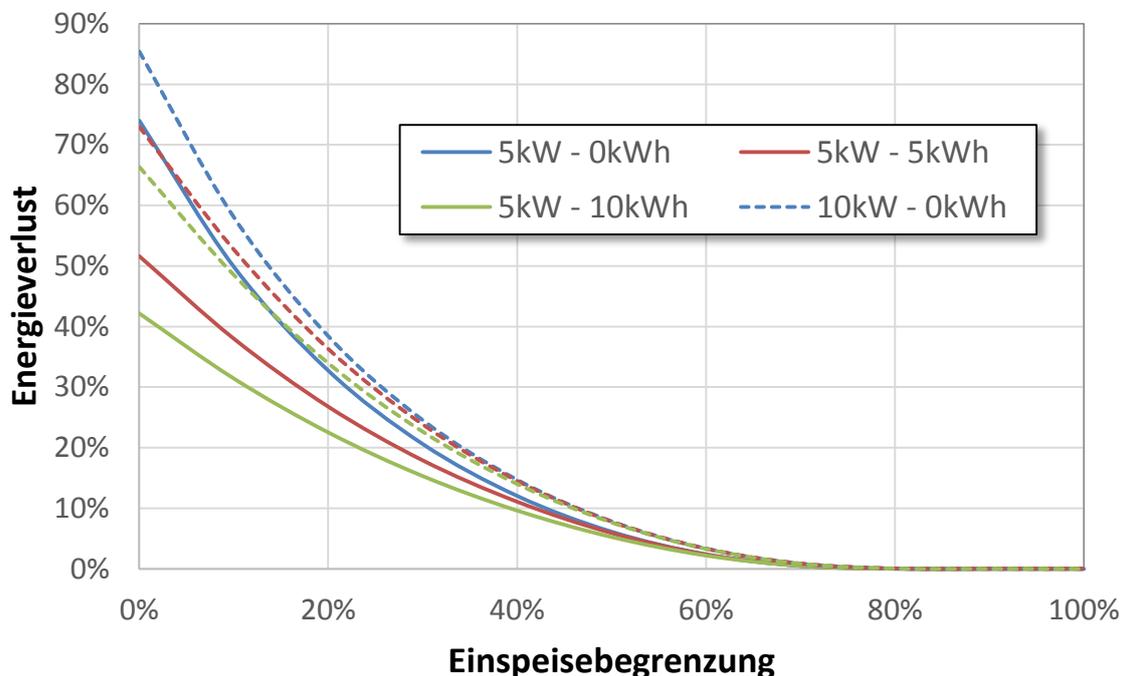


Abbildung 5-42: Energieverlust relativ zur Einspeisebegrenzung der PV-Nennleistung

In **Abbildung 5-43** sind die Stromerzeugungskosten bei Variation der Batteriekapazität und Einspeisegrenze zu sehen.

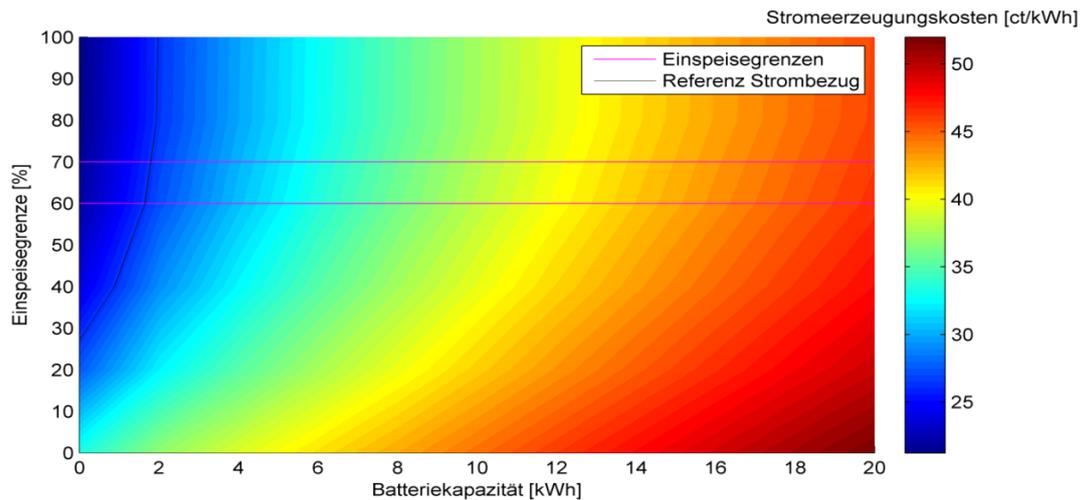


Abbildung 5-43: *Stromeerzeugungskosten bei Variation von Batteriekapazität und Einspeisegrenze. Die horizontalen Linien entsprechen der Fördergrenze und der maximal erlaubten Einspeisung. Die schwarze Linie am linken Rand entspricht dem Referenzstrompreis von 26,3 ct/kWh für Netzbezug*

Auch oberhalb der Einspeisegrenze von 60 % verlaufen die Linien sehr steil, so dass die Stromeerzeugungskosten sich bei einer höheren erlaubten Einspeisungsleistung nur noch geringfügig verringern. So wird deutlich, dass die Vorgabe, zum Erhalt der KfW-Speicherförderung, nur 60 % der PV-Nennleistung am Einspeiseknotenpunkt zuzulassen, kein Grund ist, diese nicht in Anspruch zu nehmen.

6 Finanzielle Auswirkungen dezentraler Erzeugung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse zu den Auswirkungen, die die dezentrale Stromerzeugung und ein steigender Anteil privater Selbstversorgung auf die Einnahmen aus dem Stromverkauf der öffentlichen Versorgung und auf den Haushaltsstrompreis haben, dargestellt.

6.1 PV-Eigenverbrauch am Beispiel eines 4-Personenhaushaltes

Anhand der Simulation eines 4-Personenhaushaltes wird nachfolgend beispielhaft der gesamtwirtschaftliche Einfluss des Eigenverbrauchs aufgezeigt. Dabei werden drei Fälle unterschieden.

Zum einen wird in einem Referenzfall die gesamte erzeugte PV-Leistung in das Stromnetz eingespeist, während der Strombedarf des Haushalts komplett vom Netz abgedeckt wird. In einem ersten Eigenverbrauchsfall wird die erzeugte PV-Leistung primär zur Deckung des eigenen Strombedarfs verwendet und ausschließlich der Überschuss in das Netz eingespeist. In Zeiten, in denen die PV-Anlage nicht genügend Leistung zur Verfügung stellen kann, wird der Strombedarf ebenfalls über das Stromnetz abgedeckt. Bei einem zweiten Eigenverbrauchsfall wird neben der PV-Anlage noch ein Batteriespeicher betrieben, sodass sowohl der Bezug aus dem Stromnetz als auch die Einspeisung von Überschussstrom aus der PV-Anlage sinken. Die folgenden Parameter dienen als Grundlage für diese Beispielrechnung:

- Haushaltsgröße: 4 Personen
- Jährlicher Strombedarf: 4.300 kWh
- Standort: München
- PV-Anlage, Nennleistung: 5 kW_p
- PV-Anlage, Ausrichtung: 30° Dachneigung, 0° Azimut
- PV-Anlage, Inbetriebnahme: Juli 2012
- Batteriespeicher: Lithium-Ionen, 6 kWh
- Vergütung nach EEG: 18,92 ct/kWh (Juli 2012)
- Haushaltsstrompreis: 28,73 ct/kWh, nach /BDEW-05 13/

Eine energetische Betrachtung der Simulationsergebnisse wird in **Tabelle 6-1** aufgeführt.

Tabelle 6-1: *Auswirkung des Eigenverbrauchs, energetische Betrachtung*

Auswirkungen des Eigenverbrauchs			
Energetische Betrachtung			
	Einspeisung (Referenz)	Eigenverbrauch	
		PV	PV und Batterie
PV, Erzeugung [kWh/a]	4.600	4.600	4.600
Eigenverbrauch [kWh/a]	-	1.370	2.690
Einspeisung [kWh/a]	4.600	3.230	1.910
Netzbezug [kWh/a]	4.300	2.930	1.900
vermiedener Netzbezug [kWh/a]	-	1.370	2.400
Eigenverbrauchsquote [%]	-	30%	58%

Aus diesen jährlichen energetischen Werten für PV-Erzeugung, Eigenverbrauch, Einspeisung und Netzbezug ergeben sich die in **Tabelle 6-2** erfassten betriebswirtschaftlichen Ergebnisse aus Sichtweise des PV-Anlagenbetreibers.

Tabelle 6-2: *Auswirkungen des Eigenverbrauchs, betriebswirtschaftliche Betrachtung*

Auswirkungen des Eigenverbrauchs			
Betriebswirtschaftliche Betrachtung			
	Einspeisung (Referenz)	Eigenverbrauch	
		PV	PV und Batterie
Einnahmen, Vergütung [€/a]	870	611	361
Ausgaben, Netzbezug [€/a]	1.235	842	546
Bilanz [€/a]	-365	-231	-184

Dabei ist zu beachten, dass diese betriebswirtschaftliche Betrachtung ausschließlich einen bilanziellen Vergleich zwischen Einnahmen aus Vergütung und Ausgaben für den Bezug des Haushaltsstroms ohne Investitions- und Betriebskosten darstellt. Der Einfluss des Eigenverbrauchs auf die Gesamtwirtschaft wird in **Tabelle 6-3** zusammengefasst.

Tabelle 6-3: *Auswirkungen des Eigenverbrauchs, gesamtwirtschaftliche Betrachtung*

Auswirkungen des Eigenverbrauchs			
Gesamtwirtschaftliche Betrachtung			
	Einspeisung (Referenz)	Eigenverbrauch	
		PV	PV und Batterie
EEG-Kosten:			
EEG-Vergütung [€/a]	870	611	361
Mindereinnahmen:			
Stromsteuer [€/a]	-	28	49
Offshore-Haftungsumlage [€/a]	-	3	6
§ 19 StromNEV-Umlage [€/a]	-	5	8
KWK-Umlage [€/a]	-	2	3
EEG-Umlage [€/a]	-	72	127
Konzessionsabgabe [€/a]	-	25	43
MWSt [€/a]	-	63	110
Stromerzeugung, -transport und -vertrieb [€/a]	-	196	344
Mindereinnahmen, ges. [€/a]	-	394	690

Dargestellt sind die jeweiligen verminderten Einnahmen für Staat, Gemeinden und Energieversorgungsunternehmen – ausgehend von der Zusammensetzung des Strompreises. Abschließend zeigt **Abbildung 6-1** für die drei unterschiedlichen PV-Anlagenbetreiber - Volleinspeisung, Eigenverbrauch PV und Eigenverbrauch

PV + Batterie - den Einfluss des Eigenverbrauchs als kumulierte gesamtwirtschaftliche Kostenaufstellung. Diese setzen sich zusammen aus den zu zahlenden EEG-Vergütungen für die Einspeisung von PV-Strom und den verminderten Einnahmen durch den aus dem Eigenverbrauch begründeten vermiedenen Haushaltsstrombezug.

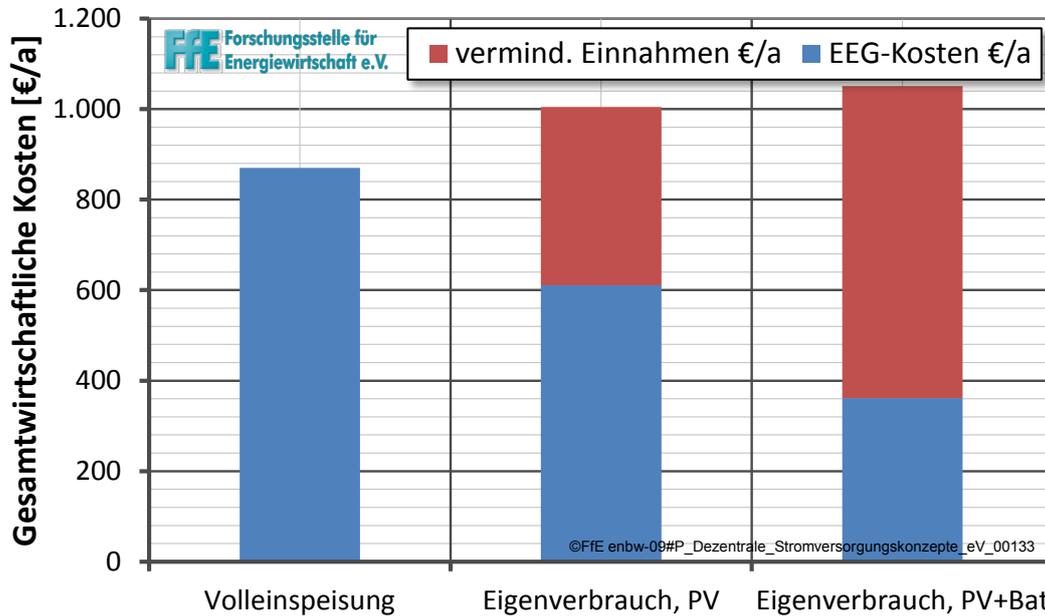


Abbildung 6-1: Vergleich der gesamtwirtschaftlichen Kosten des PV-Eigenverbrauchs – bezogen auf die EEG-Kosten und die verminderten Einnahmen durch vermiedenen Netzbezug

6.2 PV-Eigenverbrauch contra EEG-Vergütung

In **Abbildung 6-2** ist die Entwicklung des Strompreises privater Haushalte (rote Linie) dem Verlauf der EEG-Vergütung für eingespeisten Strom aus PV-Anlagen bis 10 kW Nennleistung (blaue Linie) gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass der Strompreis für private Haushalte in Deutschland mit durchschnittlich 26,1 ct/kWh (inkl. Grundgebühr) im Jahr 2012 /BNETZA-04 12/ schon deutlich über der EEG-Vergütung für 10 kW-PV-Anlagen (im Jahresverlauf 2012 zwischen 24,4 und 18,4 ct/kWh nach /EEG-01 12/) lag. Zu Zeiten des gleichzeitigen Stromverbrauchs im Haushalt (z.B. durch Elektrogeräte) und vorhandener PV-Erzeugung ist daher der Eigenverbrauch in jedem Fall für den PV-Anlagenbetreiber wirtschaftlicher als die Einspeisung bei gleichzeitigem Strombezug vom Netz. Der Zustand, der im Allgemeinen als „Grid Parity“ bezeichnet wird, ist also bereits überschritten.

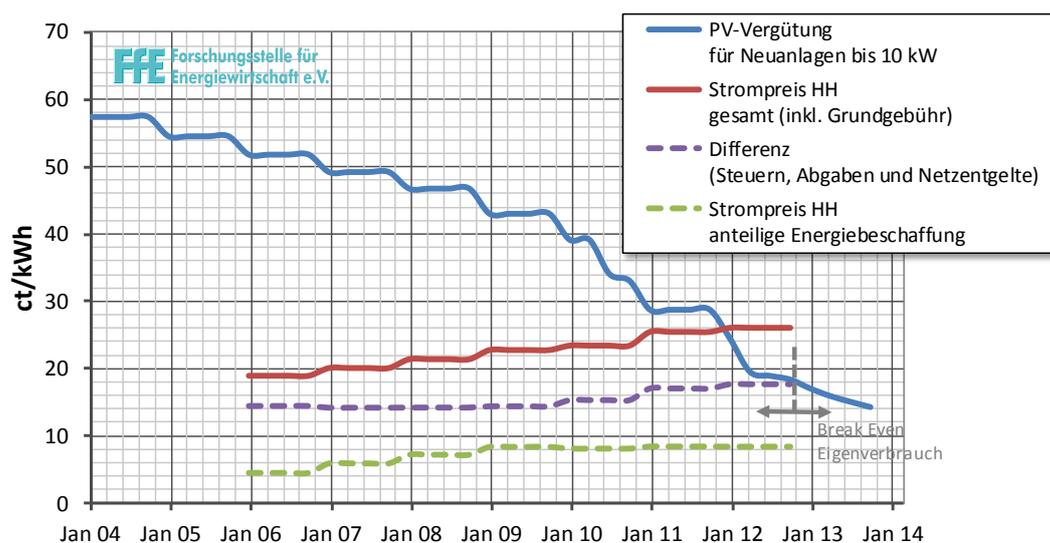


Abbildung 6-2: Vergleich der zeitlichen Entwicklung des Strompreises privater Haushalte (HH) und der EEG-Vergütung für eingespeisten Strom aus kleinen PV-Anlagen bis 10 kW, nach /EEG-01 12/, /BNETZA-04 12/

In der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung ist die Vorteilhaftigkeit des Eigenverbrauchs nicht mehr eindeutig. Wird Strom aus einer PV-Anlage nicht eingespeist, sondern selbst verbraucht, fällt auf der einen Seite für die Allgemeinheit die Auszahlung der EEG-Vergütung weg, was eine Entlastung der Gesamtwirtschaft bedeutet. Auf der anderen Seite führt eine selbst verbrauchte kWh PV-Strom aber auch dazu, dass der jeweilige Haushalt eine kWh weniger Strom vom Netz bezieht – und in Folge für diese kWh keine Netzentgelte, EEG-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, § 19-Umlage, KWK-Aufschlag, Konzessionsabgabe, Stromsteuer und Mehrwertsteuer mehr bezahlt.

Die Differenz aus Gesamtpreis und anteiliger Energiebeschaffung (grüne Linie) – zu der die Ausgaben des Energieversorgers für Stromeinkauf, Vertrieb sowie seine Marge zählen – ergibt den verbleibenden Anteil für Steuern, Abgaben und Netzentgelte (in der Abbildung als violette Linie dargestellt). Ist der Anteil an Steuern, Abgaben und Netzentgelten höher als die eingesparte EEG-Auszahlung, so ist der Eigenverbrauch des EEG-Stroms mit gesamtwirtschaftlichen Nachteilen verbunden. Der Schnittpunkt der violetten Linie mit der blauen Linie kann daher als „Break Even“ bezeichnet werden; links von diesem Punkt führt Eigenverbrauch in Summe zu einer gemeinschaftlichen Entlastung, rechts des Punktes hingegen zu einer Belastung.

In den letzten Jahren nahm der Anreiz für den Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom aus Photovoltaikanlagen zur Deckung des eigenen Stromverbrauchs aufgrund des ansteigenden Haushaltsstrompreises auf der einen Seite und der stetig sinkenden PV-Einspeisevergütung auf der anderen Seite deutlich zu. Dieser Zusammenhang wird in **Abbildung 6-3** für den Zeitraum 2010 bis 2013 gezeigt. Dabei wird der wachsende Anreiz für den Eigenverbrauch des solar erzeugten Stroms für Privathaushalte durch die Annäherung von Strompreis und Vergütung deutlich. Der Anreiz aus Sicht des Anlagenbetreibers zum Eigenverbrauch begründet sich durch die Differenz beider Säulen. Eine Kilowattstunde aus der PV-Anlage, die selbst verbraucht wird, spart beispielsweise bei einem Strompreis ohne Grundgebühr von 25,26 ct/kWh, einer EEG-Vergütung von 17,02 ct/kWh und einem Mehrwertsteueranteil von 4,03 ct/kWh insgesamt 4,21 ct mehr

ein, als die EEG-Vergütung im Falle der Einspeisung dem PV-Anlagenbetreiber gebracht hätte.

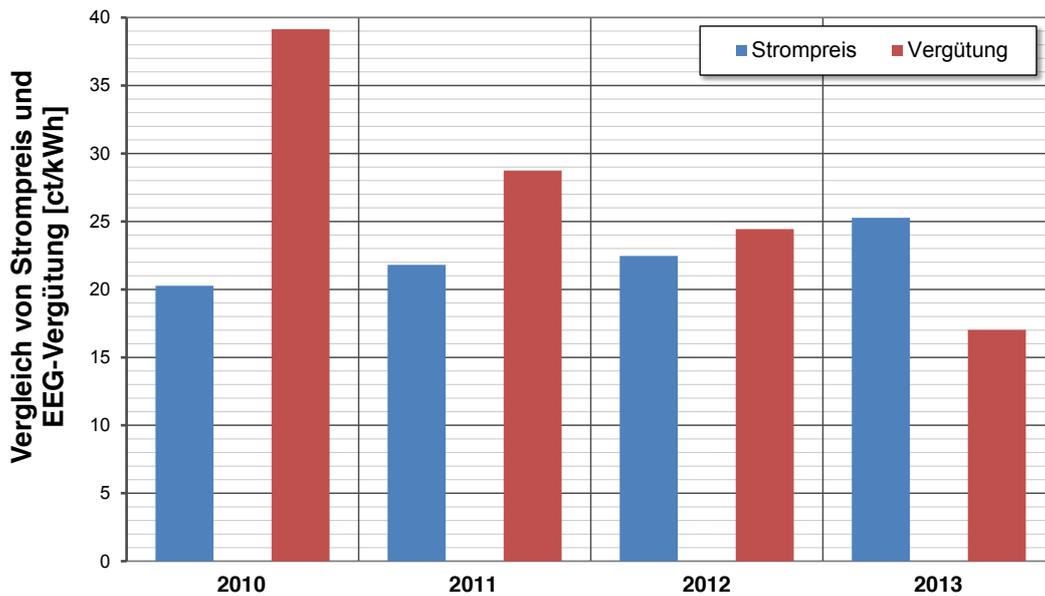


Abbildung 6-3: *Entwicklung des Haushaltsstrompreises und der EEG-Vergütung von PV-Anlagen < 30 kW / < 10 kW, Daten nach /BDEW-04 13/, /BNETZA-04 12/*

Einen detaillierten Vergleich zwischen dem Strompreis und der EEG-Einspeisevergütung von Photovoltaikstrom zeigt **Abbildung 6-4** für den Zeitpunkt Januar 2013. Dabei stellt die linke Säule die Strompreisbestandteile für Haushaltskunden dar, während die rechte Säule die EEG-Einspeisevergütung für Strom aus PV-Anlagen bis 10 kW, die im Januar 2013 neu installiert wurden, abbildet. Darüber hinaus lassen sich bei den Strompreisbestandteilen die Steuern und Abgaben in direkt gekoppelte umlagefähige entgangene Einnahmen und nicht direkt umlagefähige entgangene Einnahmen unterscheiden. Stromverbraucher, die Umlagen der ersten Kategorie aufgrund des Eigenverbrauchs nicht mehr entrichten, vermindern die Stromverbrauchsmenge, die der Berechnung der Umlagen zugrunde liegt. Dies bedeutet, dass bei der Festlegung der genauen Höhe der Umlage für das Folgejahr, diese Umlage steigt, da die Kosten durch weniger Verbraucher getragen werden müssen. Die Komponenten der zweiten Kategorie werden zum Teil verzögert umgelegt – wie im Falle der Netznutzungsentgelte, da die Kosten für den Betrieb des Netzes durch den Eigenverbrauch i.d.R. nicht sinken und somit die spezifischen Kosten pro Kilowattstunde ansteigen werden. Ähnliches könnte auch im Bereich der Konzessionsabgabe passieren, wenn die Gemeinden eine durch den Eigenverbrauch verursachte Einnahmeneinbuße durch eine Erhöhung der Konzessionsabgabe ausgleichen.

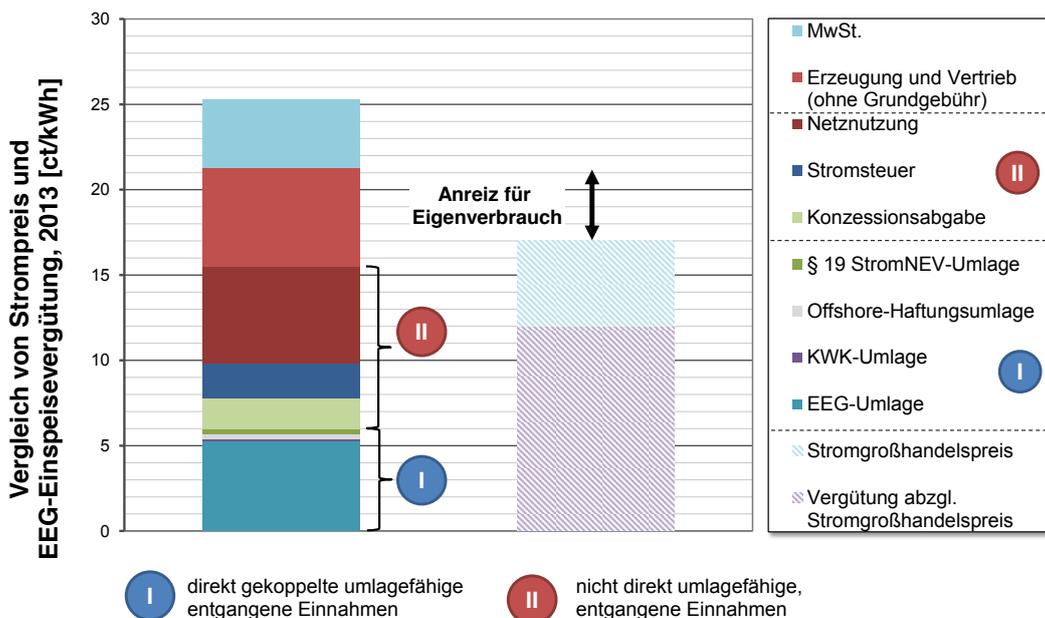


Abbildung 6-4: *Vergleich von Haushaltsstrompreis und EEG-Vergütung für Photovoltaikanlagen bis 10 kW für Januar 2013, Daten nach /BDEW-04 13/, /BNETZA-04 12/*

Auch für die Betreiber von bestimmten älteren Anlagen mit deutlich höheren EEG-Einspeisevergütungen lohnt sich der Eigenverbrauch. Für Anlagen, die zwischen 2009 und März 2012 in Betrieb gegangen sind, gibt es nach dem EEG eine Eigenverbrauchsoption mit einer Bonusvergütung für selbstverbrauchten PV-Strom.

Bedingt durch einen weiteren Zubau von Photovoltaikanlagen und dem zu erwartenden Anstieg des Eigenverbrauchs können zwar auf der einen Seite die Aufwendungen für die EEG-Umlage aufgrund geringerer Netzeinspeisung verringert werden, jedoch fehlen auf der anderen Seite Einnahmen angesichts des mit dem Eigenverbrauch gekoppelten verminderten Netzbezugs. Der Zusammenhang zwischen vermiedener Vergütung und des Einnahmedefizits durch sinkenden Netzbezug wird bezogen auf einen Ausbau der installierten Photovoltaikleistung bis 52 GW nachfolgend aufgezeigt.

6.3 Einnahmeverluste durch Eigenverbrauch im Haushaltssektor

In diesem Kapitel soll eine Berechnung durchgeführt werden, inwieweit ein steigender Eigenverbrauchsanteil privater Haushalte zu Einnahmeverlusten auf Seiten des Staates (Stromsteuer, Konzessionsabgabe, evtl. Mehrwertsteuer) sowie der Gesamtheit der Stromkunden (EEG-Umlage, KWK-Aufschlag, Offshore-Haftungsumlage, § 19-Umlage, Netzentgelte) führt.

Tabelle 6-4 zeigt die Grundlage für die Berechnung der Einnahmen durch Steuern und Abgaben, die dem Staat bzw. der Gesamtheit der Stromkunden durch private Haushalte zufließen.

Tabelle 6-4: *An Haushalte abgegebene Strommengen der Elektrizitätslieferanten in Deutschland /BNETZA-08 11/, /BNETZA-04 12/, /BNETZA-17 13/*

Belieferung von Haushaltskunden in Deutschland mit Elektrizität		
2010	2011	2012
142,8 TWh	127,1 TWh	128,9 TWh

Anhand der Daten aus Tabelle 6-4 lassen sich nun die Einnahmen für jede Abgaben- und Steuerart einzeln berechnen. Hierzu wurden die jeweils aktuellsten verfügbaren Daten zugrunde gelegt, also die durchschnittlichen Haushaltsstrompreise für 2013 sowie die an Haushalte abgegebene Gesamtstrommenge von 2012.

In den Daten zu Haushaltsstrompreisen nach /BNETZA-17 13/ ist die Grundgebühr des durchschnittlichen Haushalts enthalten. Da im vorliegenden Bericht davon ausgegangen wird, dass ein Haushalt, der Eigenverbrauch nutzt, weiterhin seinen Stromanschluss beibehält, fällt auch die Grundgebühr weiterhin an. Aus diesem Grund wird die Grundgebühr aus den Werten herausgerechnet und als Strompreis der reine Arbeitspreis verwendet; die hierzu getroffenen Annahmen und Ergebnisse sind in **Tabelle 6-5** zusammengefasst.

Tabelle 6-5: *Annahmen für die Berechnung des Arbeitspreises ohne Grundgebühr*

Daten für den angenommenen Durchschnittshaushalt	
Grundgebühr pro Monat	8 €
Abnahmemenge in kWh/a	4.000
Grundgebühr pro kWh (mit MwSt.)	2,40 ct
Grundgebühr pro kWh (ohne MwSt.)	2,02 ct

Als Ergebnis reduziert sich der durchschnittliche Strompreis für Haushalte auf 27,0 ct/kWh im Jahr 2013.

Die Berechnung zeigt, dass auf private Haushalte bei einer Stromabnahme von 128,9 TWh und einem Arbeitspreis von 27,0 ct/kWh Stromkosten von insgesamt 34,8 Mrd. € entfallen. Davon sind 26,5 Mrd. € nur durch Steuern und Abgaben bedingt, wie **Tabelle 6-6** zeigt.

Tabelle 6-6: Gesamteinnahmen an Steuern und Abgaben, die auf den Strombezug privater Haushalte entfallen; Mindereinnahmen durch heutigen PV-Eigenverbrauch /BNETZA-17 13/, /PRO-02 13/, /eigene Berechnungen/

Aufkommen an Steuern und Abgaben auf den Haushaltsstrompreis 2013	pro kWh	Aufkommen durch Haushalte	Einnahmeverluste durch EV heute *)
Elektrizitätsbeschaffung, Vertrieb, inkl. Marge (ohne Grundgebühr)	6,44 ct	-	-
Netzentgelte	6,52 ct	8,4 Mrd. €	130,4 Mio. €
Konzessionsabgabe	1,67 ct	2,2 Mrd. €	33,4 Mio. €
Umlage nach § 19 StromNEV	0,33 ct	0,43 Mrd. €	6,6 Mio. €
Offshore-Haftungsumlage	0,25 ct	0,32 Mrd. €	5,0 Mio. €
KWK-Aufschlag	0,13 ct	0,17 Mrd. €	2,6 Mio. €
EEG-Umlage 2013	5,28 ct	6,8 Mrd. €	105,5 Mio. €
Stromsteuer	2,05 ct	2,6 Mrd. €	41,0 Mio. €
MwSt. pro kWh	4,31 ct	5,6 Mrd. €	-
Gesamt	26,98 ct	26,5 Mrd. €	324,5 Mio. €

*) bei 2 TWh PV-EV in 2013 nach PRO-02 13

Die rechte Spalte der Tabelle zeigt die Mindereinnahmen durch heutigen Eigenverbrauch, die im Verhältnis zum Gesamtaufkommen einen relativ geringen Einfluss haben, jedoch in den letzten Jahren eine stark ansteigende Tendenz aufwiesen. Bei heutigem Eigenverbrauch handelt es sich fast ausschließlich um Strom aus PV-Anlagen. Nach /PRO-02 13/ beträgt die gesamte eigenverbrauchte PV-Strommenge in Deutschland ca. 2-3 TWh im Jahr 2013. In dieser Darstellung wurden bei der EEG-Umlage vereinfachend nur die Einnahmeverluste durch Eigenverbrauch berechnet, nicht die vermiedenen Vergütungszahlungen (vgl. 6.2 für eine detaillierte Gegenüberstellung).

Die Spalte ist so zu verstehen, dass es sich um zusätzliche Einnahmen handeln würde, wenn es keinen Eigenverbrauch gäbe. In der Stromabgabe an Haushalte (128,9 TWh in 2012) ist dieser Wert bereits abgezogen, da hier nur die vom Netz bezogene Strommenge ausgewiesen ist. Es ist zu beachten, dass die Mehrwertsteuer bei der Berechnung der Einnahmeverluste außenvorgelassen wurde, da sie bei jeder anderen Art von Konsumausgaben der Haushalte ebenfalls anfiel.

6.4 Auswirkungen von Eigenverbrauch auf den Strompreis

Wenn zukünftig die dezentrale Stromversorgung und in Folge der Eigenverbrauch stärker ansteigen, werden die Einnahmeverluste deutlich größer ausfallen als heute. **Tabelle 6-7** zeigt die Ergebnisse einer beispielhaften Berechnung, wenn von 25 TWh zusätzlichem Eigenverbrauch ausgegangen wird. In diesem Zukunftsszenario reduziert sich die vom Netz bezogene Strommenge der Haushalte auf knapp über 100 TWh pro Jahr, was zu deutlichen Mindereinnahmen von 4,1 Mrd. € bei den Steuern und Abgaben führen würde.

Tabelle 6-7: *Beispielhafte Darstellung der Einnahmeverluste durch Eigenverbrauch in der Zukunft*

Aufkommen an Steuern und Abgaben auf den Haushaltsstrompreis	pro kWh	Gesamteinnahmen "kein EV"	Gesamteinnahmen "mit EV"	Einnahmeverluste durch EV Zukunft	notwendige Umlage auf den Restverbrauch
		(128,9 TWh)	(103,9 TWh)	(25 TWh)	(103,9 TWh)
Elektrizitätsbeschaffung, Vertrieb, inkl. Marge (ohne Grundgebühr)	6,44 ct	-	-	-	-
Netzentgelte	6,52 ct	8,4 Mrd. €	6,8 Mrd. €	1,6 Mrd. €	1,57 ct
Konzessionsabgabe	1,67 ct	2,2 Mrd. €	1,7 Mrd. €	0,42 Mrd. €	0,40 ct
Umlage nach § 19 StromNEV	0,33 ct	0,43 Mrd. €	0,34 Mrd. €	82,5 Mio. €	0,08 ct
Offshore-Haftungsumlage	0,25 ct	0,32 Mrd. €	0,26 Mrd. €	62,5 Mio. €	0,06 ct
KWK-Aufschlag	0,13 ct	0,17 Mrd. €	0,14 Mrd. €	32,5 Mio. €	0,03 ct
EEG-Umlage 2013	5,28 ct	6,8 Mrd. €	5,5 Mrd. €	1,3 Mrd. €	1,27 ct
Stromsteuer	2,05 ct	2,6 Mrd. €	2,1 Mrd. €	512,5 Mio. €	0,49 ct
MwSt. pro kWh	4,31 ct	5,6 Mrd. €	4,5 Mrd. €	-	-
Gesamt	26,98 ct	26,5 Mrd. €	21,3 Mrd. €	4,1 Mrd. €	3,90 ct

In der rechten Spalte der Tabelle ist zudem dargestellt, welche zusätzliche Umlage notwendig wäre, um die Einnahmeverluste durch Eigenverbrauch wieder auszugleichen. So wäre etwa ein zusätzliches Netzentgelt von 1,57 ct/kWh erforderlich, um trotz der durch den Eigenverbrauch verringerten Gesamtstrommenge auf die ursprünglichen 8,4 Mrd. € Einnahmen zur Netzfinanzierung zu kommen.

Wenn alle Einnahmeverluste aus 25 TWh zusätzlichem Eigenverbrauch ohne Berücksichtigung der Mehrwertsteuer ausgeglichen werden sollen, würde dies eine Steigerung des Arbeitspreises von 27,0 ct/kWh auf 30,9 ct/kWh bedeuten.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Untersuchung der dynamischen Wechselwirkung zwischen Eigenverbrauch und Strompreis für zwei Szenarien bis 2035 nach der in 3.7.3 beschriebenen Methodik dargestellt.

Abbildung 6-5 zeigt zunächst die Simulation der Zunahme von PV und Batteriespeicher durch eine Markow-Kette bei einem gemäßigten Ausbau nach dem Netzentwicklungsplan (NEP). In diesem Szenario steigt die installierte PV-Nennleistung gleichmäßig bis 2035 auf 59,9 GW, wovon 56 % privaten Haushalten zugeordnet werden (siehe 3.7.3), so dass knapp 34 GW für die Berechnung bzgl. der Erhöhung des Haushaltsstrompreises durch Eigenverbrauch zum Tragen kommen. Etwa die Hälfte der Haushalte mit PV-Anlage schaffen sich zusätzlich ab 2020 einen Batteriespeicher an. Im Jahr 2035 hätten demnach ca. 8 % der privaten Haushalte eine PV-Anlage mit Batteriespeicher und 5,5 % eine PV-Anlage.

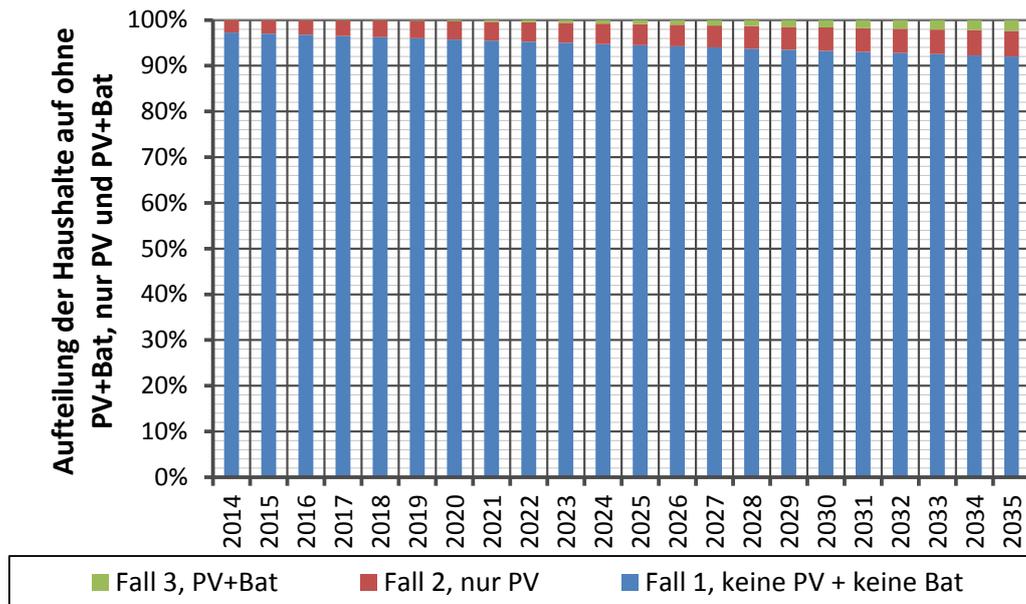


Abbildung 6-5: Zeitliche Entwicklung der Marktdurchdringung von PV und Batterie im Szenario „NEP“

Abbildung 6-6 zeigt, was diese Entwicklung für die mittlere Eigenverbrauchsquote bedeutet. Diese steigt durch den verstärkten Ausbau der Batteriespeicher ab 2020 von 30 % bis 39 % in 2035 an.

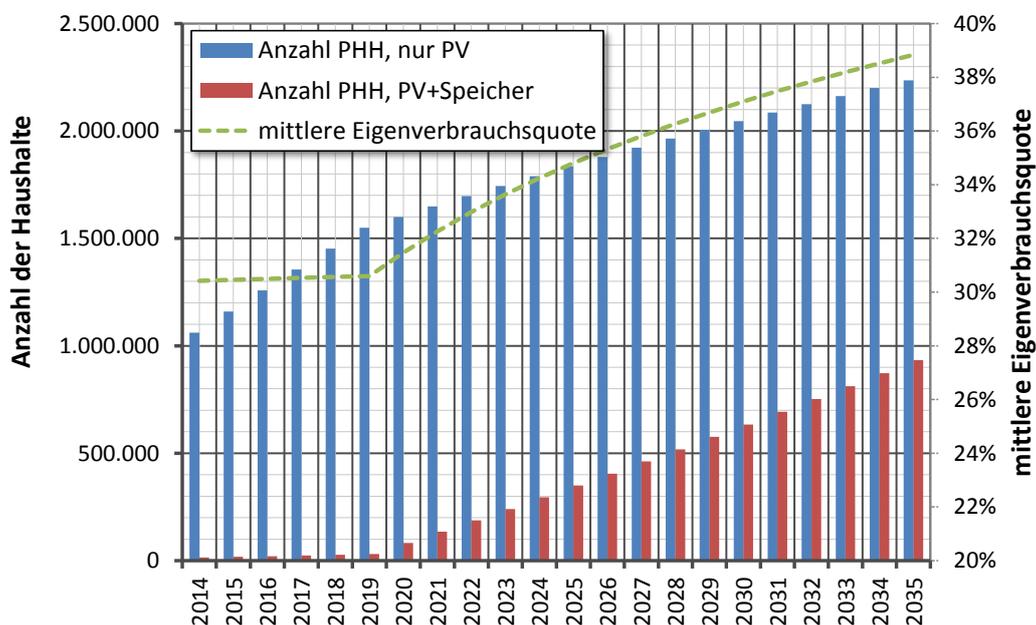


Abbildung 6-6: Modulierung der mittleren Eigenverbrauchsquote durch eine Markow-Kette – Szenario „NEP“

Die Umrechnung auf den Strompreis ohne Mehrwertsteuer erfolgt direkt über die Einnahmeverluste durch Eigenverbrauch indem eine vollständige Ersetzung der Verluste durch die Erhöhung des Strompreises angenommen wird. Die Mehrwertsteuer bleibt aus den in 3.7.2 und 3.7.3 genannten Gründen unberücksichtigt. Die Fälle „keine Strompreiserhöhung“ und eine „zwei prozentige Strompreiserhöhung pro Jahr“ werden unterschieden. In **Abbildung 6-7** sind die Auswirkungen auf den Strompreis durch

Eigenverbrauch zu sehen. Bei einer zwei prozentigen Strompreiserhöhung wären im Szenario „NEP“ bis zum Jahr 2035 durch PV-Eigenverbrauch für den Verbraucher knapp 3,3 ct/kWh, ohne Strompreissteigerung 2,2 ct/kWh zusätzlich zu zahlen.

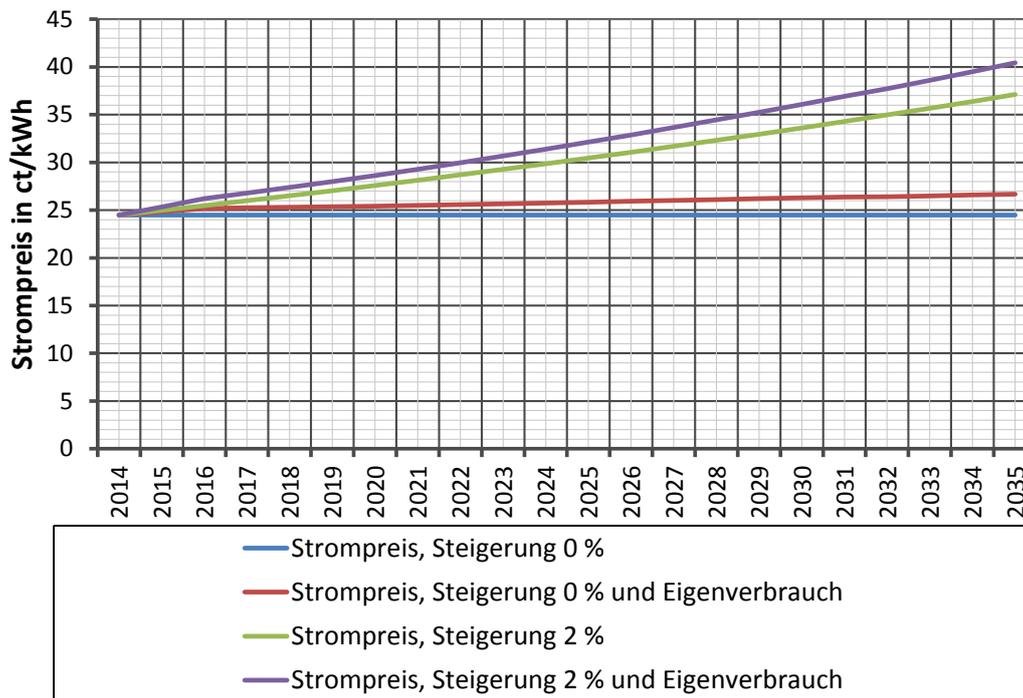


Abbildung 6-7: *Strompreissteigerung in Abhängigkeit vom Eigenverbrauch – Szenario „NEP“*

In **Abbildung 6-8** ist die Simulation der Zunahme von PV-Anlagen und Batteriespeicher durch eine Markow-Kette bei einem maximalen Ausbau nach den zur Verfügung stehenden Dachflächen dargestellt (siehe 3.7.3). Die potenziell zu erreichenden 197 GW PV-Nennleistung erfordern in diesem Szenario „Maximal“ einen jährlichen Zubau von 7,7 GW an PV-Leistung, wovon 56 % privaten Haushalten zugerechnet werden (siehe 3.7.3). Ab 2020 wird von der Anschaffung von jährlich 378.000 Batteriespeichern ausgegangen. 18,5 % der Haushalte hätten demnach im Jahr 2035 sowohl eine PV-Anlage als auch einen Batteriespeicher, 19 % nur eine PV-Anlage.

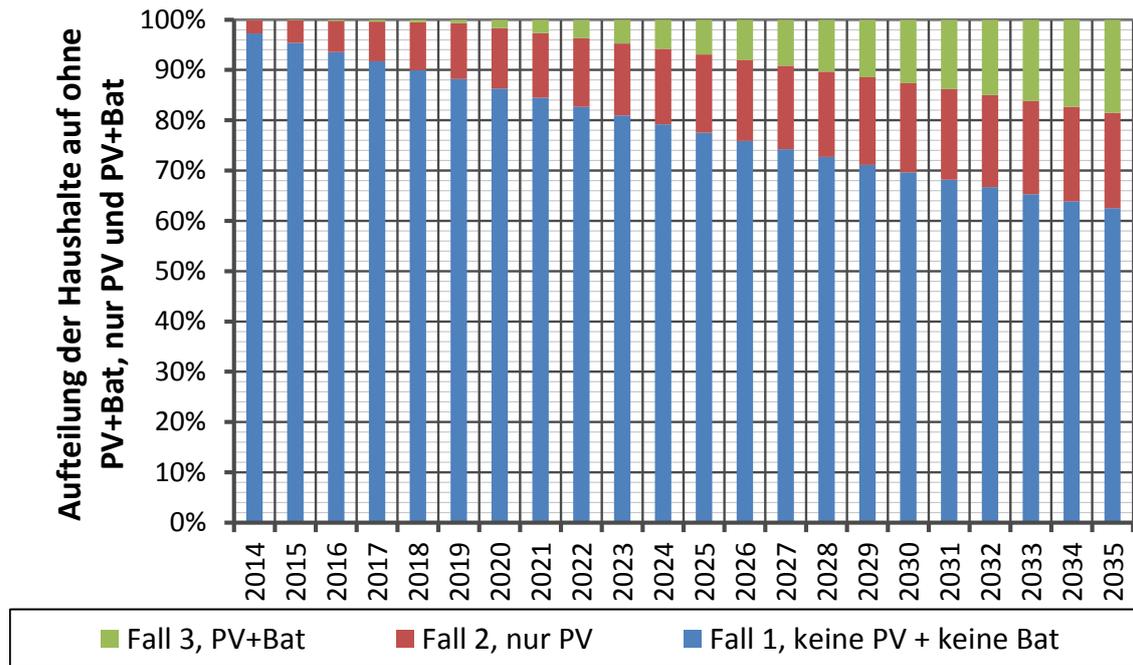


Abbildung 6-8: *Modulierung der mittleren Eigenverbrauchsquote durch eine Markow-Kette – Szenario „Maximal“*

Die durchschnittliche Eigenverbrauchsquote erreicht im Jahr 2035 im Szenario „Maximal“ 45 % (**Abbildung 6-9**), wie es bei einer mittleren Eigenverbrauchsquote von 30 % von PV-Anlagen und 60 % für PV-Anlage und Batteriespeicher sowie der etwa gleichen Anzahl der beiden Kombinationen zu erwarten ist.

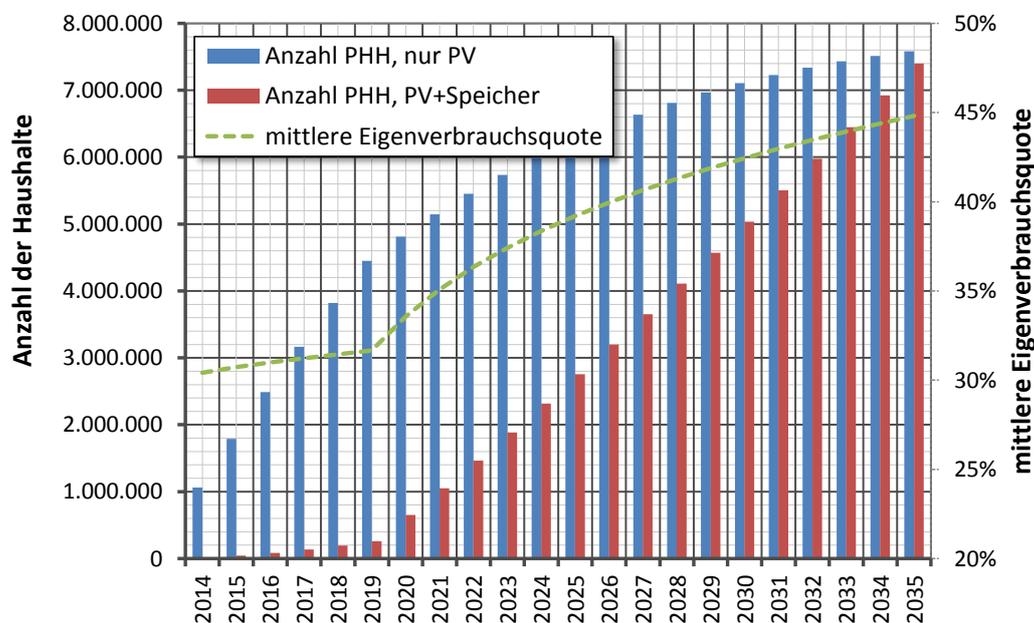


Abbildung 6-9: *Modulierung der mittleren Eigenverbrauchsquote durch eine Markow-Kette – Szenario „NEP“*

Abbildung 6-10 zeigt für das Szenario „Maximal“ die Strompreisentwicklung bis 2035. Bei einer zwei prozentigen Strompreissteigerung verursacht der starke Anstieg des Eigenverbrauchs bis zum Jahr 2035 eine Strompreiserhöhung um 22,6 ct/kWh. Bei der

Annahme eines stabilen Strompreises müssen im Szenario „Maximal“ im Jahr 2035 14,9 ct/kWh zusätzlich gezahlt werden.

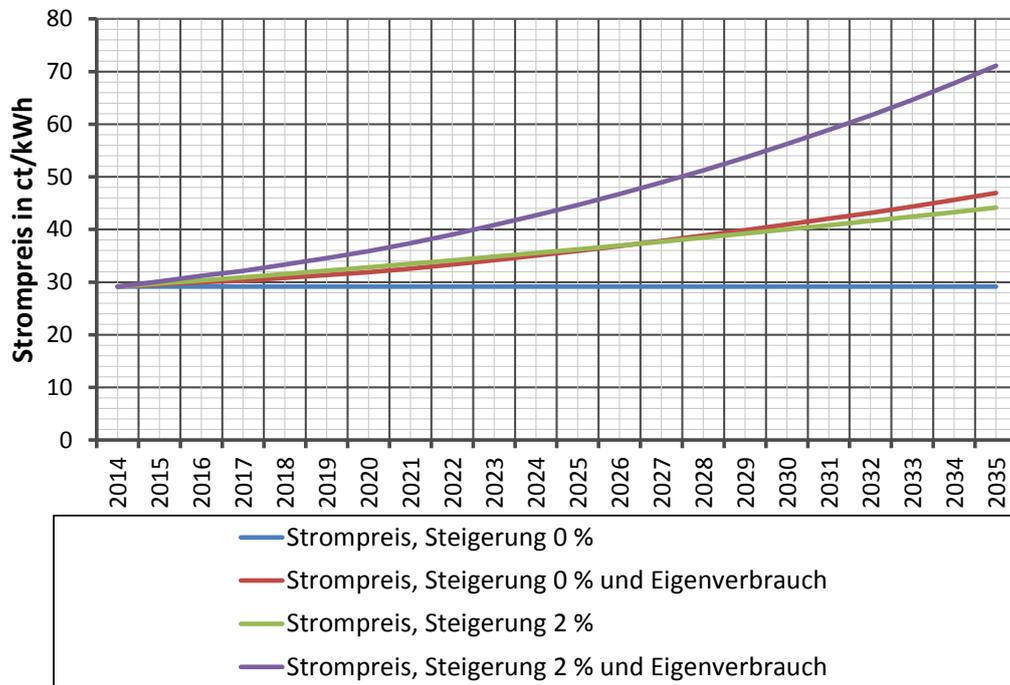


Abbildung 6-10: *Strompreissteigerung in Abhängigkeit vom Eigenverbrauch – Szenario „Maximal“*

7 Zusammenfassung und Ausblick

Es zeigt sich, dass die Energieversorgung eines 4-Personenhaushalts im Einfamilienhaus mit Gasbrennwertkessel, Stromnetzbezug und einer PV-Dachanlage die momentan wirtschaftlichste Energieversorgungsform darstellt. Allerdings liegen die Gesamtkosten für Strom und Wärme insgesamt bei allen betrachteten Systemen nicht weit auseinander. Alle haben gegenüber der Referenz den Vorteil, dass bei steigenden Netzstrompreisen und Gaspreisen die Wirtschaftlichkeit steigt. Da aber die Förderungen sich unterschiedlich entwickeln, wie zum Beispiel die Kostendegression bei PV-Anlagen und zusätzliche Unterstützung für Mikro-BHKW's, bleibt offen, wie die Ergebnisse zukünftig aussehen werden. Mit Ausnahme der Netzautarkie profitieren gegenwärtig alle der dargestellten Versorgungssysteme von finanzieller Unterstützung. Die CO₂-Äquivalente sind mit Ausnahme der Netzautarkie deutlich geringer als bei der konventionellen Versorgung. Die CO_{2äq}-Vermeidungskosten sind nur bei der solaren Stromerzeugung negativ, das heißt durch diese Maßnahme kann der Betreiber, bei gleichzeitiger Reduktion der Treibhausgase in Bezug auf das Referenzsystem, Geld einsparen. Ohne die EEG-Förderung wäre dies allerdings nicht der Fall. Die wirtschaftlichste Form der Netzautarkie rückt in den Bereich heutiger Strompreise, was jedoch einen höheren CO₂-Ausstoß zur Folge hätte. **Tabelle 7-1** gibt einen Ergebnisüberblick der wichtigsten Simulations- und Optimierungsberechnungen.

Tabelle 7-1: Zusammenfassung von Simulationsergebnissen

Systeme -Standardparameter	Systemkosten gesamt	Systemkosten Strom	CO ₂ -Äquivalente	CO _{2äq} -Vermeidungskosten*
Referenz	2.624 €/a	27,7 ct/kWh	2,7 t/a* / 3,4 t/a**	-
Netzgekoppelte PV-Anlage (PV)	2.485 €/a	24,5 ct/kWh	-0,2 t/a*	-46,4 €/t*a
PV und Batteriespeicher	2.834 €/a	32,6 ct/kWh	0 t/a*	76,6 €/t*a
PV und Batteriespeicher mit Speicherförderung	2.688 €/a	29,2 ct/kWh	0 t/a*	22,9 €/t*a
Kleinwindkraftanlage	3.210 €/a	41,1 ct/kWh	-1,0 t/a*	156 €/t*a
PV und wärmegeführter Dachs Stirling SE	3.089 €/a	23,8 ct/kWh	-0,9 t/a	66 €/t*a
PV und Wärmepumpe	2.952 €/a	-	1,7 t/a	75 €/t*a
Netzautarkie mit PV und zwei Dieselgeneratoren	2.896 €/a	31,4 ct/kWh	5,0 t/a*	nicht definiert

Dezentrale Stromversorgungssysteme haben sich seit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetz im Jahr 2000 somit in techno-ökonomischer Hinsicht stark weiterentwickelt und kommen mit immer geringerer Förderung aus. Die wichtigste Säule der Stromselbstversorgung auf Ebene der privaten Haushalte sind, wie gezeigt, Photovoltaik-Hausdachanlagen, deren Stromgestehungskosten heute in den meisten Fällen weniger als die Hälfte des durchschnittlichen bundesdeutschen Haushaltsstrompreises ausmachen. Gleichzeitig hängt die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen für den Betreiber direkt von der Dimensionierung, dem Eigenverbrauchsanteil und von der Einspeisevergütung ab, sowie indirekt vom Strombezugspreis. Seit die PV-Einspeisevergütung unter dem Strombezugspreis liegt, ist die Substitution von Netzstrom durch Eigenverbrauch des selbsterzeugten PV-Stroms unverzichtbarer Bestandteil der Profitabilität von PV-Hausdachanlagen. Bei der gegenwärtige PV-Vergütung von 12,47 ct/kWh (Anlagen bis 10 kW_p, Stand: Mai 2015) zeigen die Simulationen des Modells im Fall eines Standardhaushalts, mit vier Personen und einem Jahresstromverbrauch von 4.300 kWh, dass die Nutzung der gesamten nutzbaren Dachfläche und einem daraus resultierenden Eigenverbrauchsanteil von 20 bis 30 % die höchste Wirtschaftlichkeit aufweist. Kleinere Haushalte mit weniger Stromverbrauch erzielen einen geringeren Eigenverbrauch und damit eine tendenziell

niedrigere Rendite. Ab einer Vergütung von ca. 10 ct/kWh bei aktuellen Strompreis und festen Eigenverbrauchsanteil sind die Systemkosten, also die Gesamtkosten einer Stromversorgung aus Netzbezug und eigenem PV-Strom, in etwa gleich groß wie der reine Netzbezug. Die Einbußen der Einnahmen durch das weitere Absinken der PV-Vergütung und damit die Zunahme der Systemkosten können aktiv durch den Betreiber mit einer Eigenverbrauchssteigerung, die er durch Wahl einer kleiner dimensionierten PV-Anlage, Lastverschiebung, den Einsatz eines elektrischen Speichers oder Hinzunahme neuer Verbraucher in Form von Wärmepumpe und Elektroauto erreicht, kompensiert werden. Auch die Verringerung der Stromgestehungskosten der Hausdachanlagen wirkt den Einnahmeverlusten durch eine geringere Einspeisevergütung entgegen. Der Spielraum dafür dürfte nach dem deutlichen Preisverfall von PV-Anlagen in den letzten Jahren allerdings nicht groß sein. Selbst unter der Annahme, dass PV-Module die Preise von Glas erreichen, belaufen sich dann, bei einer 5 kW_p-Anlage an einem durchschnittlichen Standort in Deutschland, die Stromgestehungskosten auf 9 ct/kWh.

In Abhängigkeit der Dimensionierung von PV-Anlagengröße und Speicher können beträchtliche Eigenverbrauchssteigerungen erzielt werden. Die Simulationen ergeben für das Verhältnis 3:1 oder höher von PV-Nennleistung in kW_p zu Nennkapazität des Speichers in kWh die beste Wirtschaftlichkeit. Die Systemkosten liegen in diesem Bereich unterhalb der Strombezugskosten. Durch die KfW-Speicherförderung von bis zu 600 € pro kW_p bei Neuanschaffung von PV-Anlage und Speicher können die Kosten des Betreibers weiter gesenkt werden. Dadurch sind auch höhere Autarkiegrade möglich ohne mit den Systemkosten über den Strombezugskosten zu liegen. Die Wirtschaftlichkeit der Hausspeichersysteme hängt zudem empfindlich von den weit gestreuten Verkaufspreisen der Hausspeicher ab.

Die Batteriealterung und die damit einhergehende Verschlechterung des SOH (State of Health) führen zu höheren Kosten des Gesamtsystems. Diese Tatsache wird durch ein empirisch-mathematisches Batteriemodell im Simulationsmodell berücksichtigt. Da die Batteriebetriebsweise wichtige Parameter hinsichtlich Batteriealterung beeinflusst, kann dadurch das System weiter optimiert werden.

Den Ertrag einer Kleinwindkraftanlage zu bestimmen und vorherzusagen ist schwierig, da die Windverhältnisse am jeweiligen Standort nur durch aufwendige Messungen zu bestimmen sind und es eine große Anzahl unterschiedlicher Technologien gibt, die sich in ihrer Qualität in sehr unterschiedlichen Produkten widerspiegeln. Die Simulationen und Beispiele aus der Praxis zeigen, dass bei passenden Rahmenbedingungen gute Erträge erzielt werden können, die im Vergleich zu PV-Anlagen deutlich höhere Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsraten zulassen, da die Windenergie in der Regel gleichmäßiger über das Jahr und den Tag verteilt ist als dies bei der solaren Einstrahlung der Fall ist. Eine Kombination aus Kleinwindkraftanlage und PV-Anlage steigert die Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsrate nur noch geringfügig. Eine betriebswirtschaftliche Betrachtung zeigt, dass Kleinwindkraftanlagen bei der richtigen Systemauslegung und einer Kostendegression bei steigenden Produktionszahlen durchaus zu vertretbaren Kosten - trotz ihres bisherigen Nischendaseins - zukünftig einen Bestandteil dezentraler Versorgung ausmachen können. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass in der Praxis sowohl der Standort durch eine vorherige Windmessung geprüft als auch beim Kauf der Kleinwindkraftanlage auf etablierte Produkte gesetzt werden muss.

Mikro-BHKW's erreichen zwar beim Einfamilienhaus noch nicht die Wirtschaftlichkeit der konventionellen Versorgung, schneiden jedoch bei den CO₂-Emissionen deutlich besser ab. Außerdem ist die hohe Ressourceneffizienz durch die Kraft-Wärme-Kopplung hervorzuheben. Der Dachs Stirling SE eignet sich im Besonderen zur Kombination mit einer PV-Anlage. Er stellt, wie die Berechnungen gezeigt haben, das erfolgversprechendste System hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Emissionen dar.

Der Einsatz von Wärmepumpen als Wärmeerzeuger ist technisch ausgereift und wird, wie die Verkaufszahlen, belegen durch die Verbraucher angenommen. Obwohl solares Angebot und Wärmenachfrage einen gegensätzlichen Jahresverlauf aufweisen, ist die Systemkombination aus PV-Anlage, Wärmepumpe und Wärmespeicher ein Ansatz, der den PV-Eigenverbrauch steigert. Dadurch werden zum einen der Netzbezug der Wärmepumpe und zum anderen die PV-Einspeisung in das Stromnetz verringert. Ein nennenswerter betriebswirtschaftlicher Nutzen für den Haushalt ist durch die Wahl der Systemkombination aus PV-Anlage und Wärmepumpe gegenüber den Systemen ohne PV-Anlage nicht abzuleiten. Die Einbeziehung eines Energiemanagementsystems und/oder der Einsatz eines größeren Wärmespeichers können aber zu einem höheren PV-Eigenverbrauch und damit zu einem besseren betriebswirtschaftlichen Ergebnis führen.

Sofern sich ein Elektroauto im Besitz des Haushalts befindet, hat das häusliche Laden einen positiven Einfluss auf den spezifischen Haushaltsstrompreis. Durch eine PV-Anlage mit Eigenverbrauch können weitere Gewinne erzielt werden.

Die Untersuchungen zum PV-Überschussstrom haben gezeigt, dass es wirtschaftlicher ist, diesen Strom mit Hilfe eines Heizstabs zur Erwärmung eines Warmwasserspeichers zu nutzen als eine elektrische Speicherung durch ein Hausspeichersystem. Sofern ein Warmwasserspeicher bereits vorhanden ist, wird lediglich die geringfügige Investition eines Heizstabes benötigt. In diesem Fall kommt die Wirtschaftlichkeit des Systems an die durch Netzeinspeisung heran. Fällt die PV-Einspeisevergütung auf unter 10 ct/kWh, ist, bei vorhandenem Warmwasserspeicher, die Energienutzung durch einen Heizstab vorzuziehen.

Zusätzlich zur Untersuchung der CO₂-Äquivalente wurden in dieser Arbeit drei weitere Umweltindikatoren betrachtet, nämlich ReCiPe -Ökosystem, - Mensch und – Ressource. Es zeigt sich, dass diese Indikatoren im Bereich Elektrizität mit dem GWP100a, der die Auswirkungen der CO₂-Äquivalente auf das Weltklima widerspiegelt, deckungsgleich sind. Bei der Wärme haben die CO_{2äq}-Emissionen auf den Menschen eine stärkere Auswirkung und eine geringere auf die Ressourcen.

Netzrestriktionen, also eine geforderte limitierte Reduzierung der Einspeiseleistung gemessen an der installierten Nennleistung, spielen in einem Bereich von bis unter 50 % der Nennleistung keine wesentliche Rolle. Das heißt, durch diese netzdienlichen Maßnahmen geht nur eine relativ geringe solar erzeugte Strommenge verloren. Durch den Einsatz von Hausspeichersystemen kann der Verlust entsprechend der eingesetzten Kapazität verringert werden.

Das Interesse für Autarkie oder zumindest Teilautarkie hat in den letzten Jahren spürbar zugenommen. Was in Regionen ohne Netzanschluss selbstverständlich ist, nämlich eine autarke Stromversorgung, gewinnt selbst in dem fast ausschließlich netzversorgten

Deutschland - nicht zuletzt angesichts anhaltend hoher Strompreise - an Aufmerksamkeit in Medien und beim Verbraucher. Die in dieser Arbeit durchgeführten Simulationen zeigen, dass autarke Systeme für den Stromkunden in Zukunft wirtschaftlicher sein können als Versorgungskonzepte mit Netzbezug. Autarke Systeme wie PV-Hybridssysteme bestehend aus PV-Anlage, Batterie und Dieselgenerator werden bei sinkenden Batterie- und steigende Strompreisen immer wirtschaftlicher. Eine passende Auslegung der Komponenten und eine Vergütung der nicht eigenverbrauchten Reststrommenge vorausgesetzt, verursachen sie bei den aktuellen Randbedingungen schon heute geringere Kosten für den Privathaushalt. Entfällt die Vergütung der Reststrommenge, sind sie gegenüber dem Strombezug aus dem Netz nicht konkurrenzfähig. Geht man aber von einer Strompreissteigerung von 5 % und einer Kraftstoffpreissteigerung für den Betrieb des Dieselgenerators von 2 % pro Jahr aus, liegen Systemkosten und Strombezugskosten in ca. 5 Jahren gleich auf.

Der zunehmende Eigenverbrauch von Strom aus PV-Anlagen hat bereits heute Auswirkungen auf das Aufkommen von Steuern, Abgaben und Netzentgelten, da ein Rückgang des Strombezugs privater Haushalte aus dem Netz die Folge ist. Bei den EEG-vergüteten PV-Anlagen sind die Einnahmeausfälle durch Eigenverbrauch größer als die eingesparte EEG-Auszahlung (Einsparung gegenüber dem Fall Netzeinspeisung mit EEG-Vergütung).

Am Beispiel des in der Simulation betrachteten 4-Personenhaushalts zeigten sich Mindereinnahmen von bis zu 700 € pro Jahr bei einem System mit einer 5 kW-PV-Anlage in Kombination mit einer Batterie. Demgegenüber stehen - im Vergleich zum Referenzfall (Volleinspeisung) - verminderte EEG-Kosten von knapp 400 € pro Jahr. Die Einnahmeausfälle durch den Eigenverbrauch von Strom aus EEG-Anlagen werden zukünftig noch deutlicher zum Tragen kommen, wenn abgeschriebene Anlagen am Ende der Vergütungsdauer weiterbetrieben werden. Der Eigenverbrauch des Stroms aus einer abgeschriebenen PV-Anlage vermindert die gesamtwirtschaftlichen Einnahmen, ohne dass im Gegenzug eine Einsparung bei der EEG-Vergütungszahlung zu verzeichnen wäre.

Die betrachteten dezentralen Stromversorgungskonzepte sind technisch ausgereift und machen durch den sich aus Betreibersicht lohnenden Eigenverbrauch dem durch steigende Abgaben, Steuern und Umlagen belasteten Netzstrom starke Konkurrenz. Jede Zunahme von Eigenverbrauch, so sehr sie sich auch betriebswirtschaftlich für den Betreiber lohnt und die Umwelt entlastet, mindert die Einnahmen aus dem Netzstrombezug, die für den Ausbau der erneuerbaren Energien und viele andere Zwecke benötigt werden. Sinkende Kosten bei der Eigenversorgung erhöhen damit zwangsläufig den Druck auf den Haushaltstrompreis. Die in der Arbeit gemachten Berechnungen zeigen, dass steigender Eigenverbrauch den Strompreis unter Druck setzen wird. Je nach Szenario kann die Strompreissteigerung bei der Annahme sonst stabiler Strompreise bis zum Jahr 2035 zwischen 2 und 15 ct/kWh allein durch Eigenverbrauch ausmachen. Bei einer jährlichen Strompreissteigerung von 2 % wären die Einnahmeverluste auch bei einem moderaten PV-Ausbau nach dem Netzentwicklungsplan ab dem Jahr 2020 spürbar.

Wechselt man in der Betrachtung vom Privathaushalt in andere Verbrauchssektoren so können sich, was Eigenversorgung und Wirtschaftlichkeit angeht, neue Perspektiven eröffnen. Im Gewerbe und der Industrie werden zum Teil Eigenverbrauchsanteile über 90 % ohne Speicher erzielt. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass der

Referenzstrompreis in diesen Fällen zum Teil erheblich unter dem Haushaltsstrompreis liegt und somit auch weniger eingespart werden kann. Die Einbeziehung dieser Sektoren ist für die Gesamtbetrachtung der Thematik jedoch wichtig. Sowohl Industrieunternehmen als auch Gewerbeeinrichtungen produzieren mittlerweile ihren eigenen Strom.

In der Perspektive ist es denkbar, dass zwischen dem Ausbau dezentraler Stromerzeugung und den Stromnetzen insofern sich ein Kompromiss herausbilden könnte, als die Netzinfrastruktur in Regionen unterhalten und weiterentwickelt wird, die eine entsprechende Größe hinsichtlich Erzeugung bzw. Verbrauch aufweisen und im dann netzfreien Raum sich autarke Systeme oder Mikronetze etablieren werden. Oder aber die Digitalisierung der Energiewirtschaft führt dazu, dass kleine dezentrale Einheiten mit dem übergeordneten Gesamtsystem mit dem Ziel intelligenter Kommunikation vernetzt werden. Doch auch dann bleibt der Widerspruch, dass Eigenversorgung und Netzausbau gegenläufige Entwicklungen darstellen und es für den produzierten Strom auch Abnehmer geben muss. Die Förderung von Eigenerzeugung und Eigenverbrauch erschwert die Kostendeckung von Netzausbau und macht energiewirtschaftliche Großprojekte weniger profitabel. Für eine kostenoptimierte Energiewende gilt es daher durch die richtigen Rahmenbedingungen entsprechende Widersprüche zu verhindern und einen konsistenten Plan zu verfolgen.

Vergleichbar dem deutschen Rentensystem, das unter anderem durch den Verkauf von Strom an die Allgemeinheit gestützt werden muss, ist die Voraussetzung zum Erhalt und dem Ausbau der deutschen Strominfrastruktur, dass am Schluss ausreichend Einzahler übrigbleiben. Deswegen müssen heute die Folgen von steigender Eigenversorgung, möglicherweise ausgelöst durch starke Preissenkungen im Bereich von Batteriespeichersystemen, berücksichtigt werden. Nicht, dass es in Zukunft auf einmal heißt der Verbrauch von Netzstrom sei alternativlos. Oder aber sich zum „Irsching-Paradoxon“ ein „Stromtrassen-Paradoxon“ gesellt.

8 Literaturverzeichnis

- AGEB-03 14 Wärme ist wichtigste Nutzenergie - Bedeutung des Stroms wächst /AG Energiebilanzen aktualisiert Anwendungsbilanz in: Pressemeldung vom 20.02.2014. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 2014
- ARR-01 13 Bode, Sven; Groscurth, Helmuth-M.: Grid Parity von Photovoltaik-Anlagen: Ein vollständiger Vergleich unter Berücksichtigung aller Steuern und Umlagen auf den Strombezug von privaten Haushalten. Hamburg: arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, 2013
- BEER-01 12 Beer, Michael: Regionalisiertes Energiemodell zur Analyse der flexiblen Betriebsweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen - Dissertation. München: Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, 2012
- BDEW-05 10 Haushaltsgröße beeinflusst Strombedarf - Wie viel Strom verbraucht ein Haushalt?. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 2010
- BDEW-04 14 Erneuerbare Energien und das EEG – Zahlen, Fakten, Grafiken (2014). Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Dezember 2014
- BDEW-04 13 BDEW-Strompreisanalyse Mai 2013 – Haushalte und Industrie. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 2013
- BINE-01 08 Milles, Uwe: Wärmepumpen in: BINE Informationsdienst. Karlsruhe: BINE Informationsdienst, 2008
- BMF-01 09 Entwicklung der Energie-(vormals Mineralöl-) und Stromsteuersätze in der Bundesrepublik Deutschland. Bonn: Bundesministerium der Finanzen (BMF), 2009
- BMF01 14 Umsatzsteuerrechtliche Behandlung von Photovoltaik- und KWK-Anlagen. Berlin: Bundesministerium der Finanzen (BMF), 2014
- BMU-02 12 Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2012
- BMU-07 12 Erneuerbare Energien in Zahlen 2012. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Juli 2012
- BMWi-03 14 Häufig gestellte Fragen zur EEG-Reform. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Juli 2014
- BMWi-10 11 Nabe, Christian; Hasche, Bernhard; Offermann, Markus; Papaefthymiou, Georgios; Seefeldt, Friedrich; Thamling, Nils; Dziomba, Henri: Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strom und zur Netzintegration erneuerbarer Energien – BMWi Vorhaben Nr. 50/10. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2011

- BNETZA-04 12 Monitoringbericht 2012. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt, 2012
- BNETZA-08 14 Monitoringbericht 2014 – gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2014
- BNETZA-17 13 Monitoringbericht 2013 – gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2013
- BNETZA-12 14 Monitoringbericht 2014 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: 14. November 2014. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2014
- CORR-01 13 Corradini, Roger: Regional differenzierte Solarthermie-Potenziale für Gebäude mit einer Wohneinheit. Dissertation, herausgegeben durch Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München 2013 - ISBN 978-3-941802-26-1
- DESTATIS-06 14 Preise - Daten zur Energiepreisentwicklung - Lange Reihen von Januar 2000 bis Mai 2014 in: <https://www.destatis.de/>, Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2014
- EEG-01 12 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) 2012 - mit den Änderungen durch das „Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien“ (sog. PV-Novelle). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2012
- ENERGIE-01 07 Wärmepumpenleitfaden für die Wohnungswirtschaft – Wärmepumpen-Marktplatz NRW. Düsseldorf: EnergieAgentur.NRW GmbH, 2007
- ETH-01 10 Skript Physik 2 – Kapitel 4 – Kreisprozesse. Zürich: ETH Zürich, Nanophysik, 2010
- FFE-20 10 Farman, Alireza: Erstellen eines messtechnisch gestützten Modells zur Berechnung der kalendarischen Alterung von LiFePO₄-Batterien - Diplomarbeit. München: Hochschule München, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2010
- FFE-22 10 Schmid, Tobias; Beer, Michael: Das Regionenmodell - Basis detaillierter Analysen von Energieversorgungskonzepten in: Kraftwerkstechnik - Sichere und nachhaltige Energieversorgung - Band 2 (ISBN 978-3-935317-57-3). Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2010
- FFE-22 11 Mauch, Wolfgang Prof. Dr.-Ing.; Nobis, Philipp Dipl.-Ing.; Pellingner, Christoph Dipl.-Phys.; Staudacher, Thomas Dipl.-Phys.; Hener, Heinrich; Knodt, Janina; Koppelt, Kristoffer; Schwerd, Stephan; Pfrogner, Magnus; Müntz, Christopher; Wimmer, Patrick: eFlott - Wissenschaftliche

- Analysen zur Elektromobilität. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011
- FFE-23 11 Mezger, Tomás; Nobis, Philipp: Endbericht der Batteriemessungen im Rahmen des Projekts AZE. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011
- FFE18 12 Staudacher, Thomas; Eller, Sebastian: Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses in: BWK Ausgabe 06/2012, S. 38-45. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2012
- FFE-22 12 Samweber, Florian: Lastverschiebungspotenzial in Niederspannungsnetzen zum Ausgleich der PV-Einspeisung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2012
- FFE-32 12 Staudacher, Thomas; Eller, Sebastian: Stromversorgung im Einfamilienhaus: Ist Autarkie wirtschaftlich? in: etv - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 62. Jg. (2012), Heft 12. Essen: etv Energieverlag GmbH, Dezember 2012
- FFE-33 12 Jacob, Sebastian: Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgungssystemen in privaten Haushalten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2012
- FFE-20 14 Eller, Sebastian; Staudacher, Thomas; Sutter, Manuel: Photovoltaik und Solarthermie - Exemplarischer Vergleich hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Klimarelevanz. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2014
- FFE-21 14 von Roon, Serafin; Conrad, Jochen; Jacob, Sebastian: Novellierung des EEG: Auf die Betreiber von KWK- und PV-Anlagen kommen Zahlungen von einer Milliarde Euro zu. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 04. Februar 2014
- FFE-22 14 von Roon, Serafin; Conrad, Jochen; Jacob, Sebastian: Auswirkungen der Neuregelung zur industriellen Eigenversorgung auf die EEG-Umlage. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 11. Juli 2014, <https://www.ffe.de/publikationen/pressemeldungen/503>
- FFE44 14 Staudacher, Thomas; Jacob, Sebastian: PV und Wärmepumpe – kombinierte Strom- und Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Essen: ETV Energieverlag GmbH, 2014
- FFE45 14 Jacob, Sebastian; von Roon, Serafin; Staudacher, Thomas: Finanzielle Auswirkungen des PV-Eigenverbrauchs auf die Stromverbraucher. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2014
- FFE-08 15 Regett, Anika; Heller, Christoph: Emissions- und Primärenergiefaktoren im Stundentakt - Berücksichtigung von energiewirtschaftlichen Entwicklungen in der Ökobilanzierung in: BWK Ausgabe 03/2015, S. 55-56. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2015

- FFE-16 15 Pelling, Christoph; Schmid, Tobias et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Technoökonomische Analyse funktionaler Energiespeicher. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2015
- FFE-22 15 Zapf, Benjamin: Techno-ökonomische Betrachtung von Hausspeichersystemen unter besonderer Berücksichtigung eines Batteriealterungsmodells. Bachelorarbeit, Hochschule Kempten, 2015
- FFE-33 15 Kanagarajan, Sri Karpavarthan: Modeling and Simulation of Decentralized Energy Supply & Storage in Private Households, focusing on Solar PV, Pellet Boiler & Natural Gas Micro CHP - Modellierung und Simulation der dezentralen Energieversorgung & Speicherung in Privathaushalten mit Solar PV, Pellet Kessel & Erdgas Mikro-KWK im Fokus. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2015
- HEA-01 10 Stromverbrauch im Haushalt. Berlin: Fachgemeinschaft für Energieeffiziente Energieanwendung e.V. (HEA), 2010
- HERTZ01 99 Beginn der Elektrifizierung in Deutschland in: <http://www.50hertz.com/de/50Hertz/Historischer-Hintergrund>. Zugriff am 12.03.2015. Berlin: 50Hertz Transmission GmbH, 1999
- IEEE-01 10 Shaneb, O.; Taylor, P.: Evaluation of Alternative Operating Strategies for Residential Micro Combined Heat and Power, 2010.
- IFO-01 12 Buchholz, Wolfgang; Frank, Jonas; Karl, Hans-Dieter; Pfeiffer, Johannes; Pittel, Karen; Triebswetter, Ursula; Habermann, Jochen; Mauch, Wolfgang; Staudacher, Thomas: Die Zukunft der Energiemärkte - Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten. München: ifo Institut für Wirtschaftsforschung, 2012
- ISEA-01 11 Sauer, Uwe; Leuthold, Matthias; Magnor, Dirk; Lunz, Benedikt: Dezentrale Energiespeicherung zur Steigerung des Eigenverbrauchs bei netzgekoppelten PV-Anlagen. Aachen: RWTH Aachen, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), 2011
- IST-01 09 Unter realen Umweltbedingungen sind mikromorphe Dünnschichtmodule ertragsstärker als kristalline Module. Berlin: Inventux Solar Technologies, 2009
- IJICIC-01 10 Elbaset, Adel A.: Genetic Algorithm Based Optimal Sizing Of PV-Diesel-Battery System Considering CO₂ Emission And Reliability. International Journal of Innovative Computing, Information and Control., 2010
- KAV-01 06 Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung – KAV). Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2006

- KLE-01 15 Jüttemann, Patrick (Hrsg.): Kleinwind-Marktreport - Die besten Kleinwindkraftanlagen in Deutschland - Ausgabe 2015. www.Klein-Windkraftanlagen.com, Bad Honnef, 2014
- KWKG-01 09 Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG). Berlin: Bundesministerium der Justiz, aktual. Fassung vom 12.07.2012
- KON-01 08 Konstantin, Panos: Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Stuttgart: Springer-Verlag, 2008
- MASTER-01 13 Gebbe, Christian: Environmental impacts and costs induced by the electricity, heating and mobility demand of a private household in Germany, Christian Gebbe, 2013
- MAT-01 05 Mattmüller, Claus Roderich: Die Bodentemperatur – Ein Temperaturmodell für den Boden. Jettenburg: Geotechnisches Büro Dr. Mattmüller, 2005
- POHL-01 99 Pohlheim, Hartmut: Evolutionäre Algorithmen - Verfahren, Operatoren und Hinweise für die Praxis. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH, 1999
- PRO-02 13 Hobohm, Jens: Impulsvortrag Eigenverbrauch in: Dena Dialogforum 2013. Berlin: Prognos AG, September 2013
- REE-01 09 Quaschnig, Volker: Regenerative Energiesysteme Technologie - Berechnung - Simulation - Understanding Renewable Energy Systems. München: Carl Hanser Verlag, 2009
- SMA-01 12 Solare Insel- und Backup-Versorgung - Grundlagen, Anwendungen und SMA Lösungen. Niestetal: SMA Solar Technology AG, 2012
- STROMNEV-01 07 Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV). Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2007
- STROMSTG-01 11 Stromsteuergesetz (StromStG). Berlin: Bundesministerium der Justiz, aktualisierte Fassung vom 01.03.2011
- TEU-01 06 Merker, Günter; Schwarz, Christian; Stiesch, Gunnar; Otto, Frank: Verbrennungsmotoren - Simulation der Verbrennung und Schadstoffbildung. Wiesbaden: B.G. Teubner Verlag / GWV Fachverlage GmbH, 2006
- TUM-06 12 Keil, Peter; Jossen, Andreas: Aufbau und Parametrierung von Batteriemodellen. München: Technische Universität München, 2012
- UNB-01 12 Prognose der EEG-Umlage 2013 nach AusglMechV – Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB. Berlin: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, Oktober 2012

- ÜNB-06 12 EEG / KWK-G – Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, Dezember 2012
- UULM-01 03 Sauer, Dirk Uwe: Optimierung des Einsatzes von Blei-Säure-Akkumulatoren in Photovoltaik-Hybrid-Systemen unter spezieller Berücksichtigung der Batteriealterung. Ulm: Universität Ulm, 2003