

Beitrag von Solarspeichersystemen zur autarken Strom- und Wärmeversorgung von Gebäuden in Niederspannungsnetzen

Tjarko Tjaden, Johannes Weniger, Joseph Bergner, Volker Quaschnig
Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin
Forschungsgruppe Solarspeichersysteme
Internet: <http://pvspeicher.htw-berlin.de>
Email: pvspeicher@htw-berlin.de

1 Einleitung

Der Anteil der regenerativen Energien am Primärenergieverbrauch betrug 2015 lediglich 12,6 %. Bis zu einer vollständigen Energiewende in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität müssen folglich neben Effizienzbemühungen vor allem weitere Erzeugungskapazitäten zugebaut werden. Besonders die fluktuierende Erzeugung aus PV und Wind wird dabei das zukünftige Energiesystem dominieren [1]. Im Hinblick auf die Systemstabilität und Sicherheit ist es dabei sinnvoll eine Versorgungsstruktur aufzubauen, die möglichst dezentral funktioniert. Dies bedeutet vor allem, dass das Energiesystem möglichst autonom ermöglicht, Energieströme lokal zu erzeugen, zu speichern und zu verbrauchen [2]. Die kleinsten solcher Energiezellen sind Einfamilienhäuser und relativ abgeschlossene Verteilnetze auf Niederspannungsebene (NS). Da das Potenzial für Windkraft hier begrenzt ist, ist die Photovoltaik der bestimmende Erzeuger in diesem Bereich. Dabei steht bereits heute fest, dass zur Vermeidung eines starken Netzausbaus PV-Systeme mit Batteriespeichern netzdienlich betrieben werden müssen, wodurch die Netzaufnahmekapazität in etwa verdoppelt werden kann [3]. Ferner erscheint die Wärmeversorgung von energiesparenden Gebäuden mit Wärmepumpen zielführend [4]. Die hohe Gleichzeitigkeit der Wärmeerzeugung im Winter darf jedoch nicht zum bestimmenden Faktor des Netzausbaus werden. Um dies zu vermeiden, sind zum einen große Wärme- oder elektrochemische Speicher notwendig, die durch den Einsatz kleiner Blockheizkraftwerke (BHKW) ergänzt werden sollten, vgl. auch Bild 1.

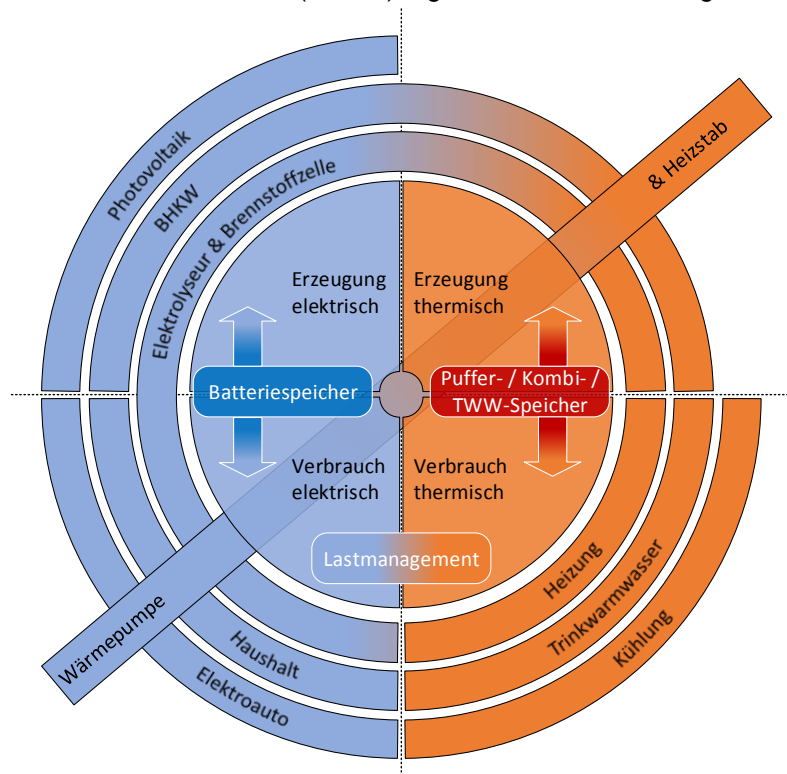


Bild 1 Elektrische und thermische Erzeuger und Verbraucher, sowie deren Interaktionen und Wirkungsbereiche im zukünftigen Energiesystem.

2 Inhalt und Zielstellung

Dieser Beitrag untersucht die autarke Strom- und Wärmeversorgung von Wohngebäuden auf Grundlage eines typischen Netzgebiets in Anlehnung an ein NS-Verteilnetzes mit dörflichem Charakter und 57 Hausanschlüssen [5]. Das Netz besteht aus 6 Strängen mit jeweils 4 bis 16 Anschlüssen. Das Verhalten der elektrischen Erzeuger (PV-Systeme und Nano-BHKW) und Verbraucher (Haushaltslasten und Wärmepumpen) wird auf Basis einminütiger Eingangsdaten simuliert und über einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr analysiert. Die Ziele der Untersuchung sind hierbei:

- Welche Autarkiegrade für Strom und Wärme lassen sich für die einzelnen Gebäude realisieren und wie autark kann das gesamte Netzgebiet unter technisch sinnvollen Rahmenbedingungen werden?
- Welchen Einfluss haben Batteriespeicher und die Nutzung der Smart-Grid-Ready-Schnittstelle (SG-Ready) von Wärmepumpen auf die Erhöhung der Autarkie und die Reduzierung der Netzbelastung?
- Welche Verteilung zwischen Gebäuden mit Wärmepumpe und Gebäuden mit Nano-BHKW führt zum bestmöglichen Ausgleich der tagesvariablen und saisonalen Schwankungen des Stromverbrauchs?
- Welche Effekte hätte ein aktiver Austausch zwischen Haushalten mit Überschussleistung (Nano-BHKW, PV-Systeme) und Haushalten mit noch freier Speicherkapazität (Batteriespeicher, Wärmepumpen inkl. SG-Ready)?

3 Datengrundlage und Modellierung

Im Folgenden werden die Daten und Modelle vorgestellt, mit denen die Einflüsse der Erzeuger, Verbraucher und Speicher auf die erzielbaren Autarkiegrade untersucht werden.

3.1 Datengrundlage

Die Simulation der PV-Erzeugung sollte mit zeitlich hoch aufgelösten energiemeteorologischen Zeitreihen erfolgen. Dafür wurde auf Messdaten des Baseline Surface Radiation Network (BSRN) für den Standort Lindenberg zurückgegriffen, welche unter anderem einminütige Mittelwerte der Direkt- und Diffusbestrahlungsstärke sowie der Lufttemperatur beinhalten [6]. Als Referenz dient das Jahr 2004 mit einer Globalbestrahlungssumme von 1073 kWh/m².

Für die realitätsnahe Berechnung der Gleichzeitigkeit der Stromerzeugung und Last, sollten auch die elektrischen Haushaltlastprofile in einer hohen zeitlichen Auflösung vorliegen. Darüber hinaus sollten sie von Haus zu Haus eine starke Variabilität des Jahresstromverbrauchs aufweisen sowie unterschiedliche Charakteristiken des mittleren tageszeitlichen Stromverbrauchs beinhalten. Datengrundlage hierfür ist ein frei verfügbarer Datensatz mit einsekündigen elektrischen Lastprofilen von Einfamilienhäusern, welcher zu einminütigen Daten gemittelt wurde [7]. Aus diesem Datensatz wurden die Lastprofile Nr. 1 bis 59 ausgewählt. Die Lastprofile Nr. 38 und 46 wurden nicht berücksichtigt, da diese beiden bereits eine Wärmepumpe bzw. ein Klimagerät beinhalten. Im Mittel liegt der elektrische Energiebedarf der Haushalte bei 4,5 MWh/a. Der sparsamste Haushalt verbraucht 1,4 MWh/a, während der energieintensivste Haushalt einen Jahresstromverbrauch von 8,0 MWh/a hat. Bild 2 zeigt dabei auf, dass die gewählten Lastprofile sowohl hinsichtlich ihres tagesmittleren Verhaltens (links) als auch im saisonalen Verlauf (rechts) verglichen mit einem Standardlastprofil (SLP) als repräsentativ angenommen werden können. Das gesamte Netzgebiet hat dabei einen Jahresstrombedarf von fast 254 MWh.

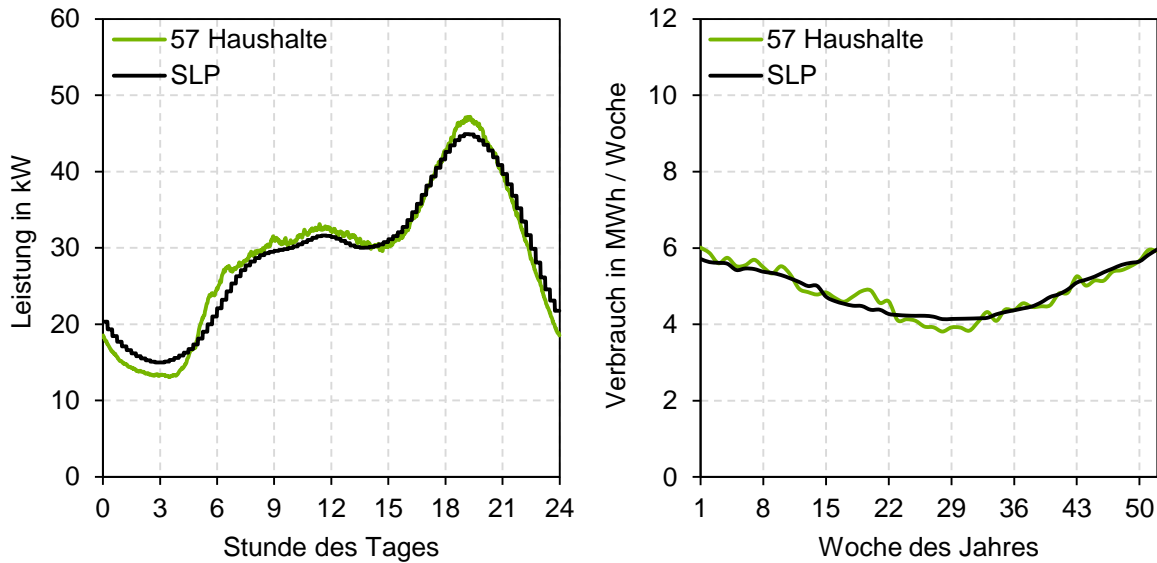


Bild 2 Vergleich des Stromverbrauchs aller Haushalte mit einem auf den gleichen Jahresstromverbrauch skalierten Standardlastprofil (SLP) im tagesmittleren (links) und jahresmittleren Verlauf (rechts).

3.2 Annahmen zur maximalen Netzbelastung

Neben dem Ziel eines möglichst hohen Autarkiegrads des Netzgebiets soll eine maximale Netzeinspeisung bzw. ein maximaler Netzbezug als Nebenbedingung gelten. Bild 3 zeigt den Verlauf der maximalen Netzbezugsleistung aller Gebäude in Summe, ohne Wärmepumpen. Zum Zeitpunkt der höchsten Last werden 92,3 kW bezogen, was pro Hausanschluss 1,62 kW entspricht. In [8, S. 17 ff.] beschreibt Stetz ein gängiges Verfahren, bei dem über den Ausstattungsgrad der Haushalte sowie deren Anzahl Gleichzeitigkeitsfaktoren berechnet werden. Für einen durchschnittlichen Elektrifizierungsgrad ergibt sich hierbei eine mittlere Leistung pro Haushalt von 2,5 kW und damit eine maximale Belastungsgrenze des Netzes von 142,5 kW. Der gleiche Zahlenwert wurde für die maximal zulässige Einspeiseleistung angenommen. Im weiteren Verlauf soll diese Grenze als Indikator dienen, ob das Netz die untersuchten Kombinationen aus verschiedenen Erzeugern und Verbrauchern auch ohne Netzausbau noch aufnehmen kann.

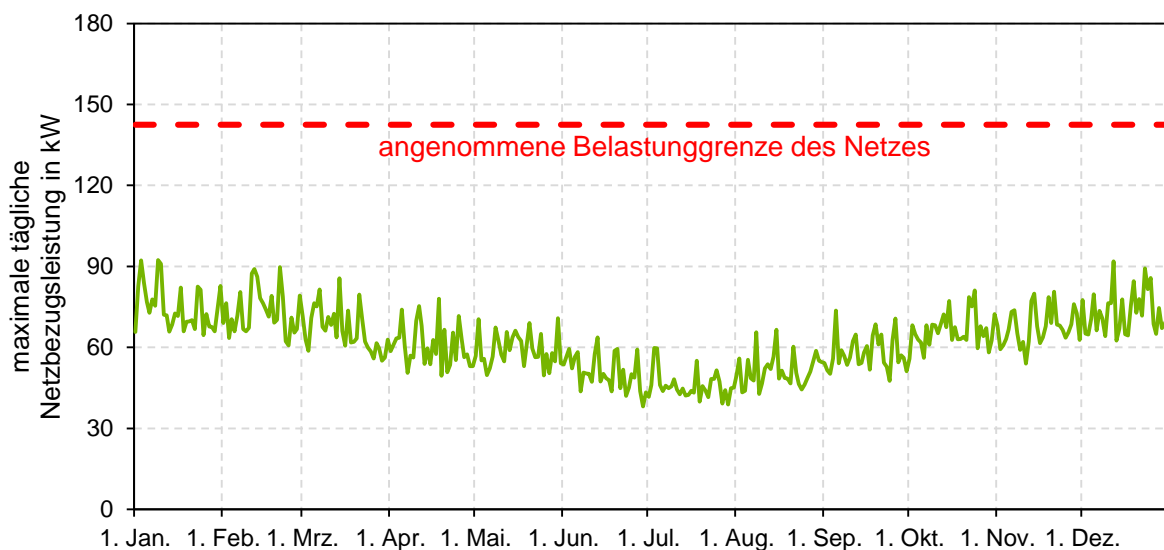


Bild 3 Tagesmaximale summierte Netzbezugsleistung der untersuchten 57 Haushalte und angenommene Belastungsgrenze des Netzes.

Hierbei wird stets von einer homogenen Verteilung der Erzeuger und Verbraucher ausgegangen. Eine Konzentration von großen PV- oder Wärmepumpenleistungen an einem Ort im Netzgebiet kann auch schon bei deutlich geringerer Leistung vor allem zu Spannungsproblemen führen. Des Weiteren ist die Betrachtung auf die Wirkleistung reduziert. Spannungssenkende und gleichzeitig betriebsmittelbelastende Maßnahmen, wie die Bereitstellung von Blindleistung, wurden in dieser Betrachtung vereinfachend vernachlässigt.

Für die PV-Erzeugung besteht dabei noch eine weitere Annahme: Unter Berücksichtigung von Batteriespeichern wird in der späteren Simulation eine derzeit typische Betriebsstrategie verwendet, bei der der Speicher bei Überschüssen sofort geladen und bei Defiziten sofort entladen wird. Diese Betriebsstrategie lässt sich simulativ für alle Haushalte einfach abbilden, dient aber nicht dazu, Einspeisespitzen zu reduzieren. In vorangegangenen Simulationen konnte bereits nachgewiesen werden, dass autonome prognosebasierte Betriebsstrategien unter praktischen Bedingungen und gleicher energetischer Performance eine Beschränkung der Einspeiseleistung auf 0,5 kW/kWp erlauben [9]. Virtuell verdoppelt sich damit die Aufnahmekapazität des Netzgebiets bei Einspeisung auf 285 kW installierte Erzeugerleistung.

3.3 Gebäudemodell und Parametrisierung

Für eine realitätsgetreue Abbildung der Heizlasten, die durch die 57 Gebäude entstehen, wurde ein dynamisches Gebäudemodell gewählt, welches über ein 2R2C-Modell als 1-Zonen-Gebäude abgebildet wurde (Bild 4). Eine detaillierte Erläuterung des Modells findet sich in [4]. Hierbei kann $C1$ der Wärmekapazität des Luftvolumens, $R1$ dem mittleren Wärmewiderstand zu den Außenwänden- und Fenstern, $C2$ der Wärmekapazität der Gebäudehülle und $R2$ dem mittleren Wärmewiderstand nach Außen über Konvektion, Strahlung und Lüftung in Näherung zugeordnet werden.

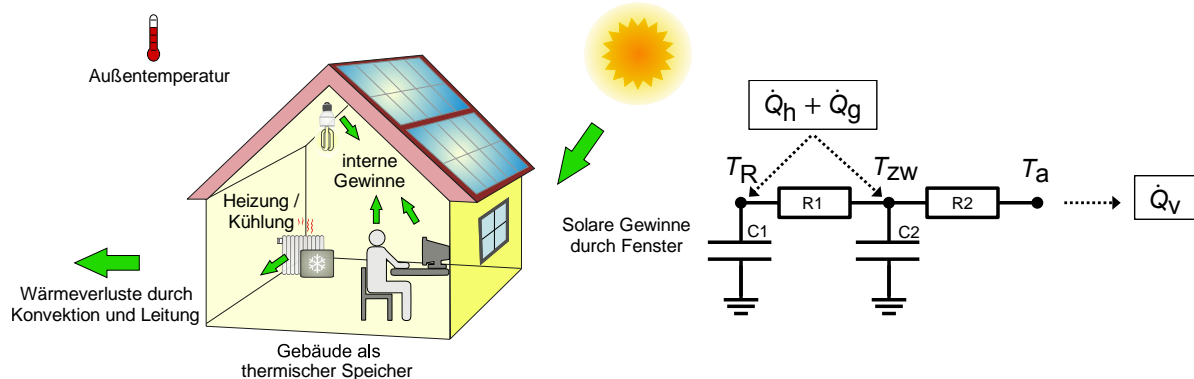


Bild 4: Qualitatives Gebäudemodell (links) und 2R2C-Modell (rechts) zur Abbildung der Wärmeverlustrate \dot{Q}_V eines 1-Zonen-Gebäudes mit der Raum-, Zwischen- und Außentemperatur (T_R, T_{ZW}, T_a) und dem Wärmeeintrag über die Heizleistung \dot{Q}_h und Wärmegewinne \dot{Q}_g .

Die Parameter der Wärmewiderstände wurden über eine Normalverteilung so gewählt, dass im Mittel etwa der heutige Neubaustandard resultiert. Das schlechteste Gebäude entspricht einem modernisierten Altbau und das beste Gebäude einem aktuellen Niedrigenergiehaus. Tabelle 1 fasst die Ergebnisse der Parameterverteilung zusammen. Die Trinkwarmwasser-Last in Form eines Zapfprofils wird durch einen Algorithmus von Jordan und Vajen [10] für einen täglichen Verbrauch von 200 l bei 45 °C bestimmt. Bei der Annahme von vier Personen im Haushalt ist dies ein mittlerer Bedarf [11]. Je nach Gebäude wird der Verbrauch anschließend auf die Anzahl der Personen pro Gebäude skaliert. Damit es nicht zu einer hohen Gleichzeitigkeit kommt, wurden die 57 Zapfprofile zusätzlich gleichverteilt um bis zu +/- 60 min verschoben.

Tabelle 1: Parameter des Gebäudemodells zur Abbildung von 57 verschiedenen Einfamilienhäusern. Alle Gebäude haben eine Nutzfläche von 140 m².

	1/R1	1/R2	C1	C2	Auslegung		Heizgrenz-	Anzahl Per-
					Vorlauf / Rücklauf		temperatur	sonen
	in W/K	in W/K	in kWh/K	in kWh/K	in °C	in °C	in °C	-
Mittelwert	1030	120	0,22	14,6	45	38	12	3
σ	17,5	31,1	-	-	5,5	4,4	1,2	1
min.	999	88	-	-	35	30	10	1
max.	1078	248	-	-	60	50	15	5

Für das Netzgebiet resultiert ein Gesamtwärmebedarf von 562 MWh/a, welcher sich je nach Gebäudestandard unterschiedlich auf die Monate verteilt (Bild 5, links). Damit ist der Wärmebedarf in etwa doppelt so groß wie der Haushaltsstrombedarf. Die unterschiedlichen Gebäude weisen dabei einen spezifischen Gesamtwärmebedarf zwischen 46 und 143 kWh/(m² a) auf (Bild 5, rechts). Dies stellt eine kurz- bis mittelfristig zu erwartende Verteilung der Wärmebedarfe dar. Langfristig kann bedingt durch die gesetzlichen Anforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) mit nochmals geringeren Wärmebedarfen gerechnet werden.

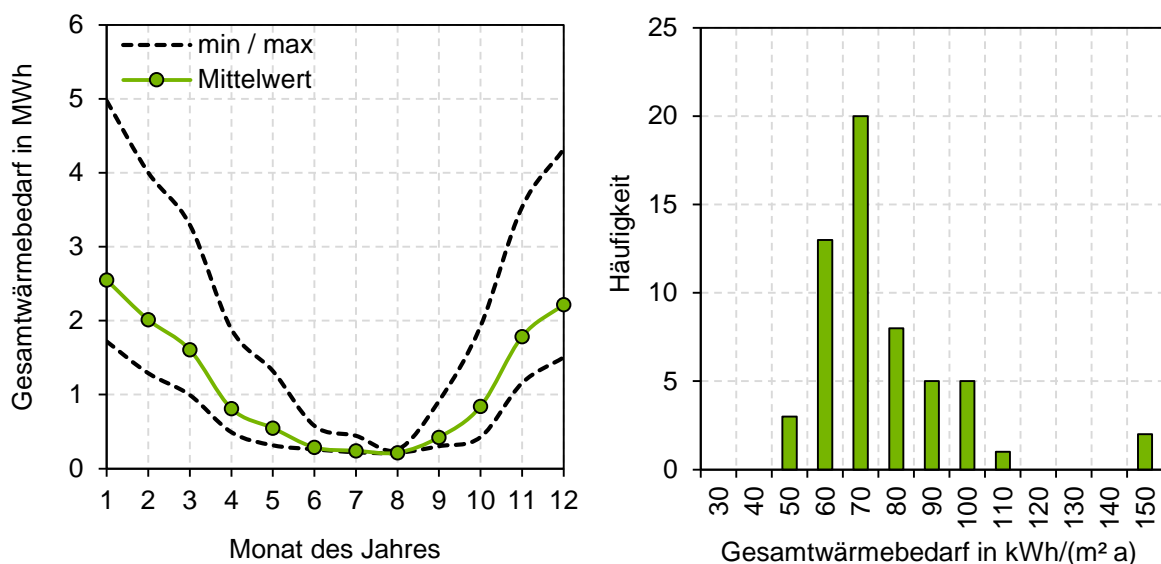


Bild 5 Monatlicher Verlauf des minimalen, maximalen und mittleren Gesamtwärmebedarfs der Haushalte (links) und Häufigkeit des spezifischen Wärmebedarfs (rechts).

3.4 Photovoltaiksysteme

Hinsichtlich einer Verteilung der Ausrichtung und Neigung der PV-Generatoren wurden jeweils Normalverteilungen mit den in Tabelle 2 beschriebenen Standardabweichungen um eine südliche Ausrichtung mit 35° Neigung vorgenommen. Durch Umrechnung der Direkt- und Diffusstrahlung ergibt sich im Mittel dabei eine jährliche Einstrahlung in Generatorebene von 1169 kWh/m². Für die nachfolgenden Simulationen erfolgt die Berechnung der AC-Leistungsabgabe des PV-Systems unter Berücksichtigung einer Einspeisegrenze von 0,7 kW/kWp über Kennlinienmodelle der Einzelkomponenten, wobei auch der Einfluss der thermischen Trägheit des PV-Generators auf die Modultemperatur abgebildet wurde [12], [13]. Nach Berücksichtigung weiterer Systemverluste ergibt sich ein mittlerer Jahresertrag von 973 kWh/kWp. Tabelle 2 fasst alle Parameter der PV-Systeme nochmals zusammen.

Tabelle 2: Parameter der geometrischen Verteilung der PV-Generatoren und Dimensionierungen zur Abbildung von 57 verschiedenen PV-Systemen.

	Ausrichtung	Neigung	Ertrag
	in °	in °	in kWh/kWp
Mittelwert	0	35	973
σ	45	10	54
min.	-110	53	800
max.	81	11	1020

3.5 Heizungssysteme

Die Beheizung der Gebäude erfolgt auf eine feste Solltemperatur von 21 °C, wobei eine Hysterese von +/-0,5 °C in der Heizungsregelung berücksichtigt wird. Grundsätzlich tragen die solare Einstrahlung auf die Fenster sowie die internen Gewinne aufgrund der Abwärme von anwesenden Personen und Stromverbrauchern zur Gebäudebeheizung bei. Für die Bereitstellung des verbleibenden Wärmebedarfs stehen zwei Wärmeerzeuger bereit, welche für den Einsatz in Einfamilienhäusern gedacht sind:

- eine monovalente Wärmepumpe, Typ: *Stiebel Eltron WPL 13*
- ein Nano-BHKW, Typ: *Vaillant ecoPower 1.0*

Den Wärmeerzeugern stehen auf der Verbrauchsseite jeweils ein 500-l-Pufferspeicher für die Heizung und ein 250-l-Trinkwarmwasserspeicher zur Verfügung. Detaillierte Informationen zu Modellierung können [4, Kapitel 3] und zusammenfassend Tabelle 3 entnommen werden.

Das Nano-BHKW verfügt über eine elektrische Leistung von 1 kW und hat, bezogen auf den Heizwert von Erdgas, einen elektrischen Wirkungsgrad von 26,3%. Der thermische Wirkungsgrad liegt bei 65,7%, weshalb sich 92% der im Erdgas enthaltenden Energie nutzen lassen. Darüber hinaus verfügt das Nano-BHKW über einen Zusatzbrenner mit 25,8 kW Heizleistung bei einem Wirkungsgrad von 92,1%. Für die Simulationen werden eine konstante Vorlauftemperatur von 60 °C und eine Mindestlaufzeit von 15 min angenommen.

Tabelle 3: Parameter und Regelgrößen des Wärmesystems.

	Größe	Wärmeverluste	Solltemperatur	Hysterese
Speicher, Heizung	500 l	2,75 W/K	$\vartheta_{VL} + 5 \text{ °C}$	- 5 °C
Speicher, Trinkwarmwasser	250 l	1,80 W/K	45 °C	- 5 °C

3.6 Bewertungskriterien

Zweck der Erzeuger ist es, die elektrische und thermische Last möglichst gut zu decken, sodass es zu einer hohen Eigenversorgung der Gebäude kommt. Dabei kann die elektrische Eigenversorgung des Netzgebiets über die Energiemengen der einzelnen Gebäude wie folgt berechnet werden:

$$E_{\text{Netz,EV}} = \sum_{HH=1}^{57} E_{\text{PV,DV}}(HH) + E_{\text{BHKW,DV}}(HH) + E_{\text{BE}}(HH) \quad (1)$$

Sie setzt sich zusammen aus der Summe der Direktverbräuche aus PV-Strom $E_{\text{PV,DV}}$ und/oder BHKW-Strom $E_{\text{BHKW,DV}}$ der einzelnen Gebäude sowie der Entladung der optionalen Batteriespeicher E_{BE} .

Darüber hinaus können Netzeinspeisungen $P_{PV,NE}$ bzw. $P_{BHKW,NE}$ aus technischer Sicht gleichzeitige Netzbezüge $P_{HH,NB}$ decken, sodass eine Leistung zur Gemeinschaftsversorgung bereit steht.

$$P_{\text{Netz,GV}} = \min(\sum_{HH=1}^{57} (P_{PV,NE}(HH) + P_{BHKW,NE}(HH)), \sum_{HH=1}^{57} P_{NB}(HH)) \quad (2)$$

Über das Jahr gesehen lässt sich dies zu einer Energiemenge der Gemeinschaftsversorgung

$$E_{\text{Netz,GV}} = \sum P_{\text{Netz,GV}} \cdot \Delta t \quad (3)$$

zusammenfassen. Die restlichen überschüssigen oder defizitären Energiemengen resultieren in Zeiten mit Netzeinspeisung $E_{\text{Netz,NE}}$ in das vorgelagerte Netz oder Netzbezug $E_{\text{Netz,NB}}$ aus dem vorgelagerten Netz. Der Autarkiegrad für die 57 Haushalte in Summe berechnet sich somit nach

$$a_{\text{Netz}} = \frac{E_{\text{Netz,EV}} + E_{\text{Netz,GV}}}{E_{\text{Netz,VB}}} = 1 - \frac{E_{\text{Netz,NB}}}{E_{\text{Netz,VB}}} \quad \text{mit } E_{\text{Netz,VB}} \text{ als Gesamtstromverbrauch} \quad (4)$$

Als zweite Vergleichsgröße dient darüber hinaus der bilanzielle Autarkiegrad,

$$a_{\text{Bilanz}} = \frac{\sum_{HH=1}^{57} E_{PV}(HH) + E_{BHKW}(HH)}{E_{\text{Netz,VB}}} \quad (5)$$

der das Verhältnis der erzeugten elektrischen Energiemengen zum Gesamtstromverbrauch darstellt.

4 Simulationsergebnisse

Die folgenden Unterkapitel zeigen auf, wie autark das untersuchte Netzgebiet im Jahresmittel und saisonalen Verlauf werden kann. Dafür werden die Erzeugungsüberschüsse analysiert und simuliert, welchen Einfluss die Speicherung oder eine angepasste Regelung auf die Eigenversorgung hat.

4.1 Kombination von Wärmepumpen und PV-Systemen ohne Batteriespeicher

Zunächst wird untersucht, welchen Einfluss die PV-Leistung je Haushalt auf die Eigenversorgung der einzelnen Gebäude und des Netzgebiets hat. Dabei sind als Wärmeerzeuger nur Wärmepumpen vorhanden. Der Gesamtstromverbrauch liegt bei 460 MWh und hat sich folglich durch die Wärmepumpen um 206 MWh erhöht. Diese weisen Jahresarbeitszahlen (JAZ) zwischen 2,8 und 3,2 auf. Mit steigender installierter PV-Leistung erhöht sich die Eigen- und Gemeinschaftsversorgung, wobei der relative Anteil der Gemeinschaftsversorgung am Autarkiegrad sinkt (Bild 6, links). Dies liegt an der abnehmenden Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch im Netzgebiet. Bereits ab 2 kWp pro Haushalt kommt es zu Überschüssen der PV-Leistung und damit zur Einspeisung in das vorgelagerte Netz von 31 MWh/a. Diese erhöht sich auf 407 MWh/a bei einer Vergrößerung der installierten PV-Leistung auf 10 kWp pro Haushalt.

Für die weiteren Betrachtungen wurde jedem Gebäude ein PV-System mit einer fixen installierten Leistung von 7 kWp zugeordnet. Dies entspricht einer mittleren spezifischen Leistung von knapp 0,9 kWp/MWh Jahresstromverbrauch und damit einer sowohl technisch als auch ökonomisch sinnvollen Auslegung [14]. Der Autarkiegrad des Netzgebiets liegt dann bei fast 28% (22% durch Eigen- und 6% durch Gemeinschaftsversorgung). Bilanziell versorgt sich das Gebiet bereits zu 83% selbst. Dabei gibt es jedoch keinen Monat, in dem keine Energie aus dem vorgelagerten Netz bezogen wird (Bild 6, rechts). Der bilanzielle Autarkiegrad liegt zwischen April bis September zwar oberhalb von 100%, allerdings lässt sich in diesem Zeitraum aufgrund von fehlenden Speichern keine echte Autarkie erzielen.

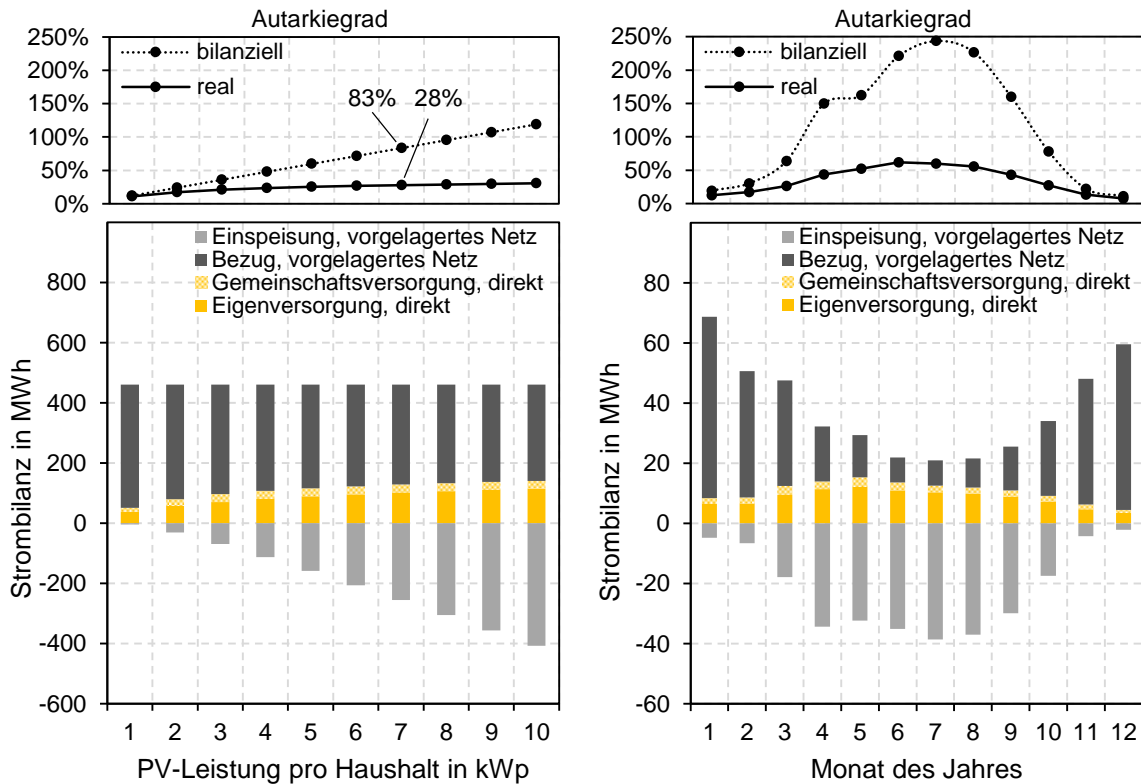


Bild 6 Strombilanz des Netzgebiets und Autarkiegrade bei Variation der installierten PV-Leistung pro Haushalt (links) und monatlicher Verlauf für eine installierte Leistung von 7 kWp pro Haushalt (rechts).

Eine weitere geeignete Darstellung zur Optimierung des Energiesystems bietet Bild 7. Es zeigt den tagesmittleren Verlauf der Stromflüsse im Netzgebiet für das Sommerhalbjahr (links) und Winterhalbjahr (rechts). So versorgt sich das Netzgebiet in den Sommermonaten zwischen 08:00 und 15:00 Uhr nahezu vollständig mit eigenem PV-Strom. Gleichzeitig sind im selben Zeitraum große Überschüsse vorhanden, sodass Speicher für eine weitere Erhöhung der Eigenversorgung sinnvoll erscheinen. Der Einfluss der gleichen Speicherkapazitäten in den Wintermonaten wird deutlich geringer ausfallen, da kaum Überschüsse zum Speichern vorhanden sind.

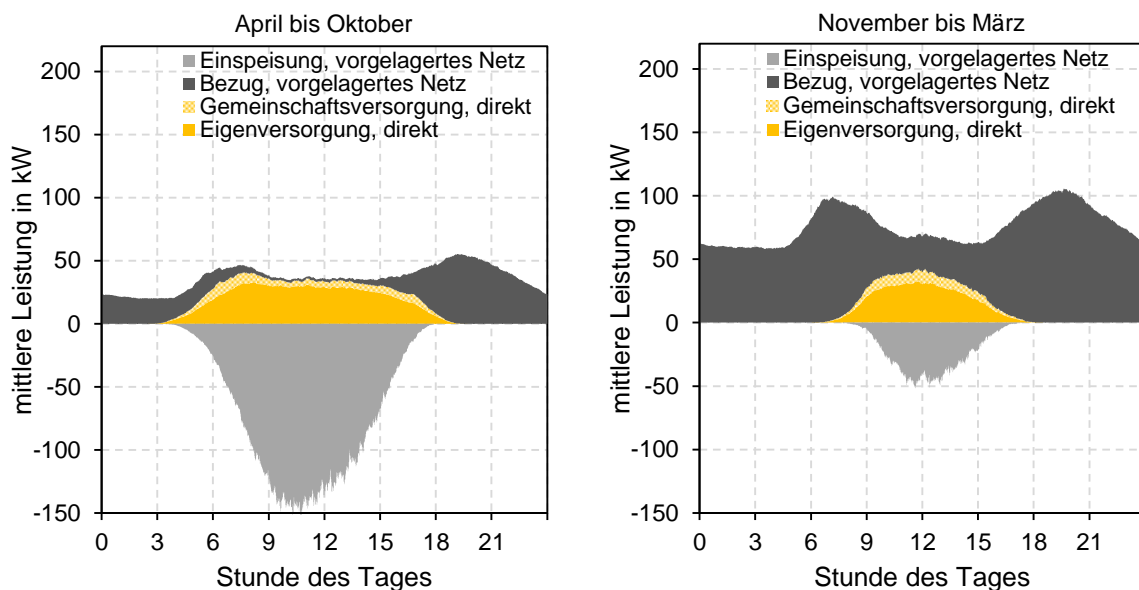


Bild 7 Tagesmittlerer Leistungsverlauf im Netzgebiet bei einer installierten PV-Leistung und 7 kWp für das Sommerhalbjahr (links) und Winterhalbjahr (rechts).

4.2 Kombination von Wärmepumpen und PV-Systemen mit Batteriespeichern

Bevor weitere Erzeuger in das Netzgebiet installiert werden, wird untersucht, welche Effekte die Nutzung von Batteriespeichern in allen Haushalten mit sich bringen. Mit steigender installierter Speicherkapazität erhöht sich grundsätzlich die Eigenversorgung. Da hierdurch geringere Überschüsse im Netzgebiet anfallen, sinkt der relative und absolute Anteil der Gemeinschaftsversorgung am Autarkiegrad (Bild 8, links).

Für weitere Betrachtungen wurde jedem Gebäude eine nutzbare Speicherkapazität von 7 kWh zugeordnet. Dies entspricht einer mittleren spezifischen Kapazität von 1 kWh/kWp PV-Leistung und damit einer technisch sinnvollen Auslegung [14]. Der Autarkiegrad des Netzgebiets liegt dann bei 42% (22% durch Eigenversorgung und 20% durch Entladung der Speicher). Bilanzuell versorgt sich das Gebiet zu 84% selbst. In den Monaten Juni bis August müssen lediglich 7 bis 9% der Stromverbräuche aus dem vorgelagerten Netz bezogen werden (Bild 6, rechts). Weiterhin gibt es in diesen Monaten theoretisch genügend Überschüsse, um die Last vollständig zu decken. Hierfür müssten die verteilten Speicher jedoch noch besser ausgenutzt werden.

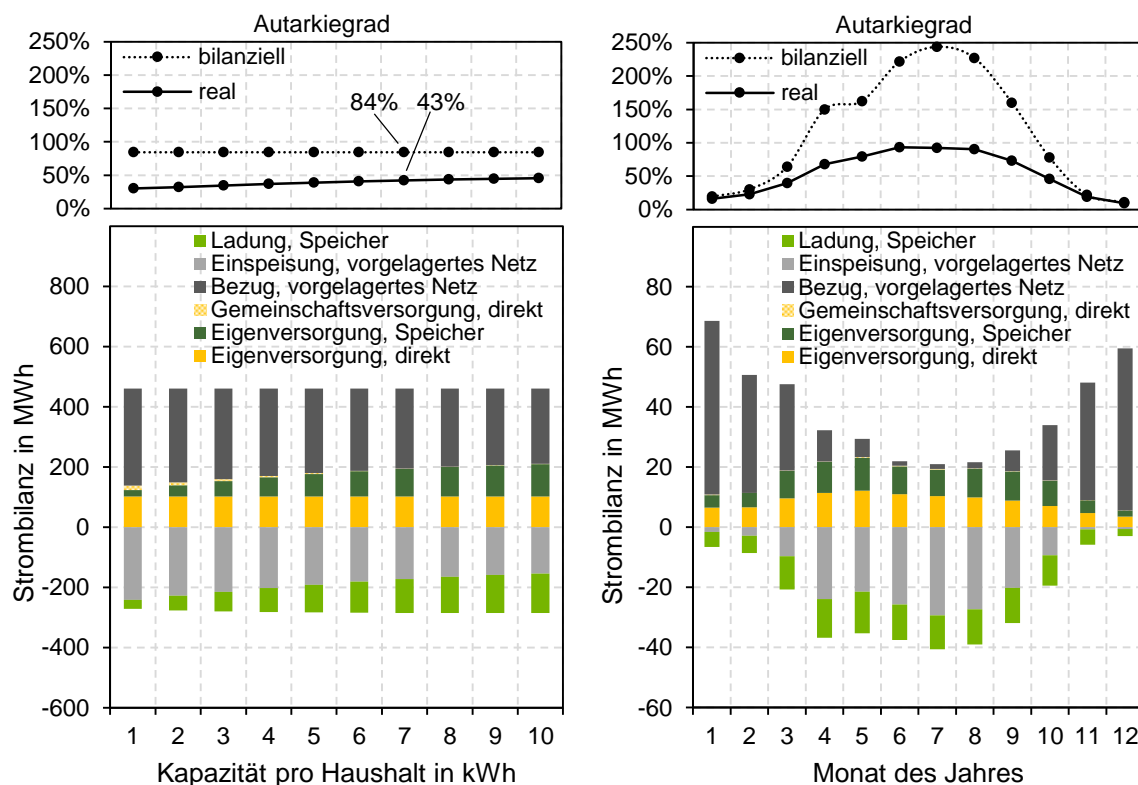


Bild 8 Strombilanz des Netzgebiets und der Autarkiegrade bei einer installierten PV-Leistung von 7 kWp pro Haushalt und Variation der nutzbaren Speicherkapazität pro Haushalt (links), sowie monatlicher Verlauf für eine Speicherkapazität von 7 kWh pro Haushalt (rechts).

Bild 9 verdeutlicht nochmals für das Sommerhalbjahr (links) und Winterhalbjahr (rechts) zu welchen Zeiten die Speicher im Mittel be- und entladen werden. Dabei wird ersichtlich, dass trotz großer Erzeugungsüberschüsse die Speicher oftmals nicht ausreichen, um die Last in der Nacht zu decken. Ziel ist weiterhin ein möglichst hoher Autarkiegrad für das Netzgebiet unter sinnvollen Rahmenbedingungen. Gegen noch größere Speicher sprechen vor allem ökonomische Gründe. Bevor weitere Erzeuger in Form von Nano-BHKW gegen Wärmepumpen ausgetauscht werden, sollten vorher noch einfache Maßnahmen zur Lastverschiebung eingesetzt werden.

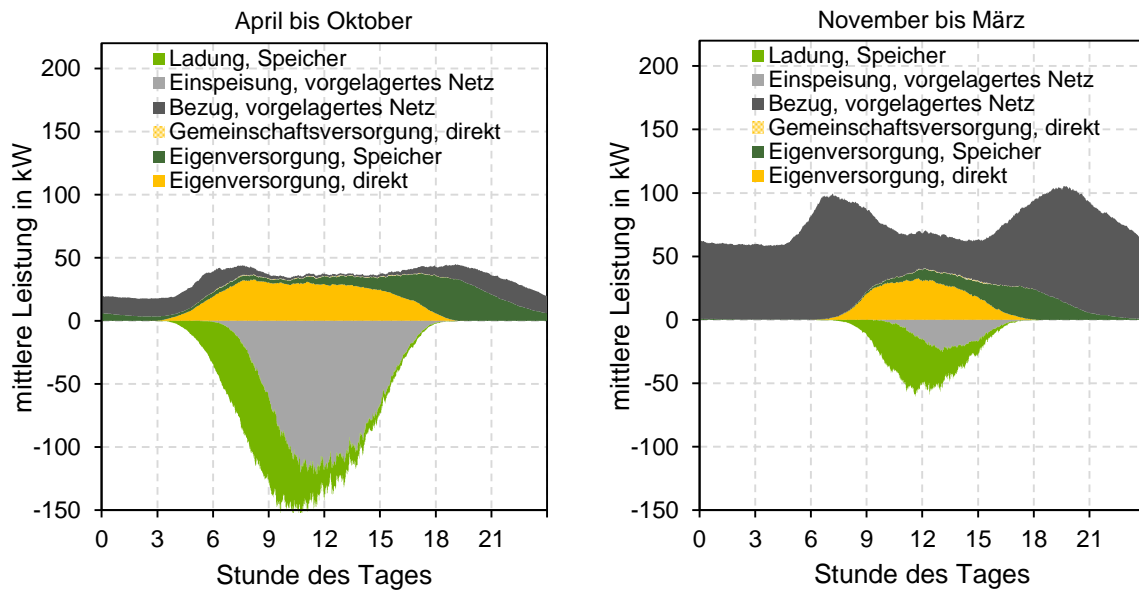


Bild 9 Tagesmittlerer Leistungsverlauf im Netzgebiet bei einer installierten PV-Leistung von 7 kWp und einer nutzbaren Speicherkapazität von 7 kWh pro Haushalt für das Sommerhalbjahr (links) und Winterhalbjahr (rechts).

4.3 Kombination von Wärmepumpen und PV-Systemen mit Batteriespeichern unter Berücksichtigung der SG-Ready-Schnittstelle

Die SG-Ready-Schnittstelle ermöglicht es, die Soll-Temperaturen für den Trinkwarmwasser- und Heizungspufferspeicher bei lokal im Gebäude vorhandenen PV-Überschüssen anzuheben. Hierbei wurde die maximale Vorlauftemperatur der Wärmepumpe mit 60 °C gewählt und der Erzeugung von Trinkwarmwasser Vorrang gegeben. Gleichzeitig wurde der Nutzung der SG-Ready-Schnittstelle Vorrang vor der elektrischen Speicherung gewährt. Bild 10 visualisiert den Einfluss der Regelung auf die Leistungsflüsse im Netzgebiet.

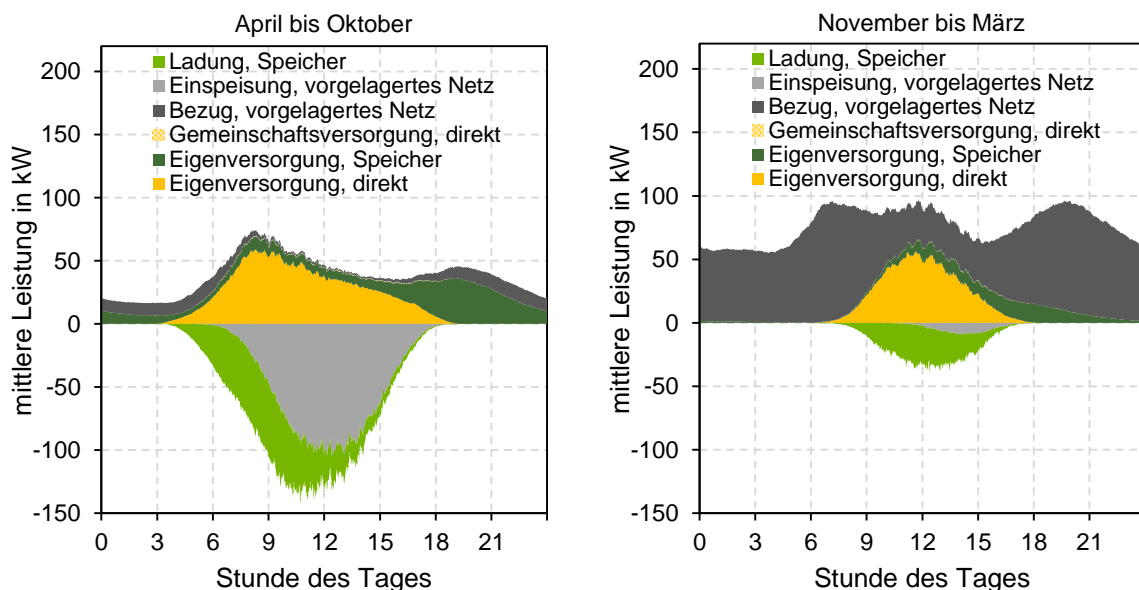


Bild 10 Tagesmittlerer Leistungsverlauf im Netzgebiet bei einer installierten PV-Leistung von 7 kWp und einer nutzbaren Speicherkapazität von 7 kWh pro Haushalt sowie aktiver SG-Ready-Schnittstelle für das Sommerhalbjahr (links) und Winterhalbjahr (rechts).

In den Sommermonaten treten lokale PV-Überschüsse bereits häufig am frühen Vormittag auf. Durch die aktive SG-Ready-Regelung erhöhen sich die Laufzeiten der Wärmepumpen und damit auch die mittlere Leistungsaufnahme in diesem Zeitraum. Da sich der Betrieb der Wärmepumpe in den Nachmittags- bis Abendstunden reduziert, können die Batteriespeicher im Mittel einen höheren Anteil des nächtlichen Strombedarfs decken. Für die Wintermonate wird deutlich, dass es nahezu keine Einspeisungen in das vorgelagerte Netz mehr gibt. Durch die SG-Ready-Schnittstelle wird vor allem um die Mittagszeit die Laufzeit der Wärmepumpen erhöht und deren Stromverbrauch vorwiegend durch PV-Strom gedeckt. Insgesamt reduziert sich der Netzbezug aus dem vorgelagerten Netz von 267 auf 247 MWh/a. Der Autarkiegrad steigt um 5 Prozentpunkte auf 48%. Gleichzeitig werden die Batteriespeicher weniger stark genutzt und bieten daher ein Optimierungspotenzial im Zusammenhang mit weiteren Erzeugern. Bild 11 zeigt die Jahresdauerlinien der maximalen Austauschleistung mit dem vorgelagerten Netz. In Kapitel 3.2 wurde eine netzverträgliche maximale Leistung von knapp 150 kW ermittelt. Die Kombination von PV-Systemen mit Wärmepumpen, Batteriespeichern und intelligenter Regelung kann an vielen Tagen die Netzbelastungen deutlich reduzieren. Jedoch bleiben 40 Stunden, verteilt auf 75 Tage im Jahr, an denen die angenommene Netzkapazität zur Deckung der Last im Netz nicht ausreicht (Bild 11, links). Prognosebasierte Betriebsstrategien mit Einspeisespitzenkappung auf 0,5 kW/kWp könnten durch eine gezielte Ladung der Speicher die maximale Netzeinspeiseleistung in etwa halbieren und somit (im Zweifel auch durch Abregelung auf diesen Wert) für einen sicheren Betrieb sorgen (Bild 11, rechts).

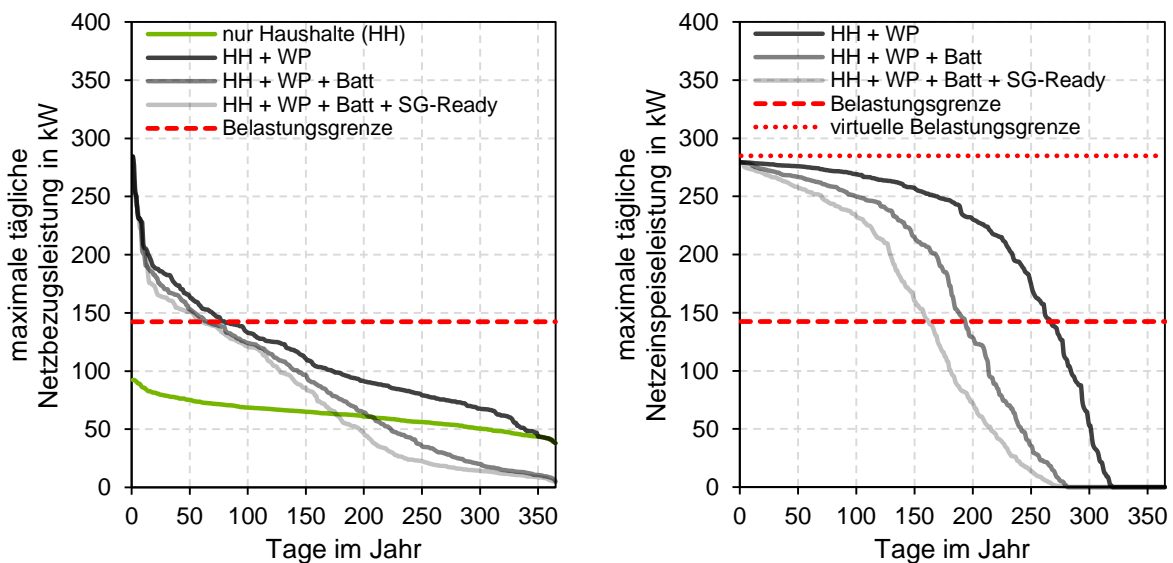


Bild 11 Jahresdauerlinien der maximalen täglichen Netzbezugsleistung (links) und Netzeinspeiseleistung (rechts) für das Netzgebiet und Berücksichtigung der vorangegangenen Szenarien bei 7 kWp PV-Leistung und 7 kWh nutzbarer Speicherkapazität pro Haushalt.

Was die Lastseite betrifft, müssen Veränderungen vorgenommen werden, um die Zeiten maximaler Netzbezugsleistung zu reduzieren. Daher wird im Folgenden untersucht, welchen Einfluss der Austausch von Wärmepumpen mit Nano-BHKW auf den Autarkiegrad des Netzgebiets und die Netzbelastung haben.

4.4 Kombination von Wärmepumpen, PV-Systemen und Nano-BHKWs mit Batteriespeichern unter Berücksichtigung der SG-Ready-Schnittstelle

In Folgenden wird untersucht, welchen Einfluss der sukzessive Austausch von Wärmepumpen durch Nano-BHKW auf die Eigenversorgung hat. Grundsätzlich benötigen BHKW für einen ökonomischen

Betrieb möglichst hohe Laufzeiten und damit genügend Wärmeabnehmer. Daher erfolgt die Installation der Nano-BHKW beginnend beim Gebäude mit dem höchsten thermischen Energiebedarf, hin zu Gebäuden mit jeweils niedrigeren Bedarfen. Jedes Nano-BHKW bringt dabei den Nachteil eines zusätzlichen Gasverbrauchs mit sich. Dieser beläuft sich bei einer vollständigen Substitution von Wärmepumpen durch Nano-BHKW auf fast 840 MWh/a (Bild 12, oben). Gleichzeitig würde das Netzgebiet einen Autarkiegrad von gut 96% erreichen sowie 309 MWh/a Strom in das vorgelagerte Netz speisen. Als Quelle für den Gasbedarf könnte langfristig eine Power-to-Gas-Anlage eingesetzt werden, welche überschüssigen PV-Strom im Sommer in Wasserstoff oder Methan umwandelt. Da sowohl die Power-to-Gas-Technologie als auch BHKW vergleichsweise teuer in der Anschaffung und im Betrieb sind, sollte ein möglichst geringer Nano-BHKW-Anteil angestrebt werden.

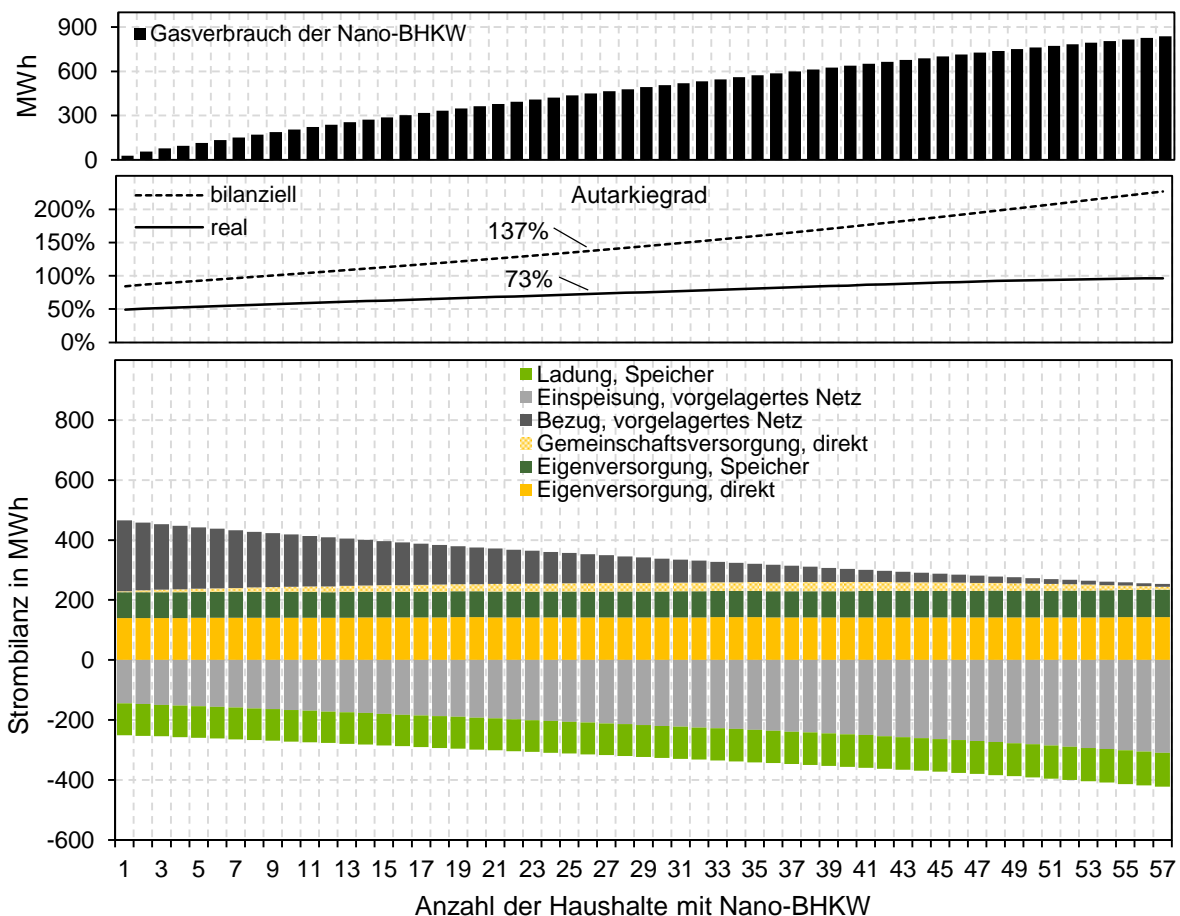


Bild 12 Strombilanz des Netzgebiets, Autarkiegrade und Gasverbrauch bei einer installierten PV-Leistung von 7 kWp und einer Speicherkapazität von 7 kWh pro Haushalt bei Variation der Anzahl der Haushalte mit Nano-BHKW.

Welche Anzahl an Nano-BHKW im Netzgebiet mindestens benötigt wird, lässt sich an der Dauerlinie der maximalen Netzbezugsleistung ablesen (Bild 13, links). Ab 26 installierten Anlagen und somit noch 31 Wärmepumpen im Netzgebiet kann davon ausgegangen werden, dass die Belastungsgrenze in keiner Minute des Jahres mehr überschritten wird. Mit den zusätzlichen Erzeugern kann der Autarkiegrad von 48% ohne BHKW auf 73% mit BHKW gesteigert werden. So sorgen die Nano-BHKW als gute Ergänzung zu den PV-Systemen vor allem im Winter für eine hohe direkte Eigenversorgung. Bedingt durch die langen Laufzeiten kommt der Gemeinschaftsversorgung insbesondere in den Wintermonaten wieder eine wichtigere Rolle zu (Bild 13 und Bild 14, rechts).

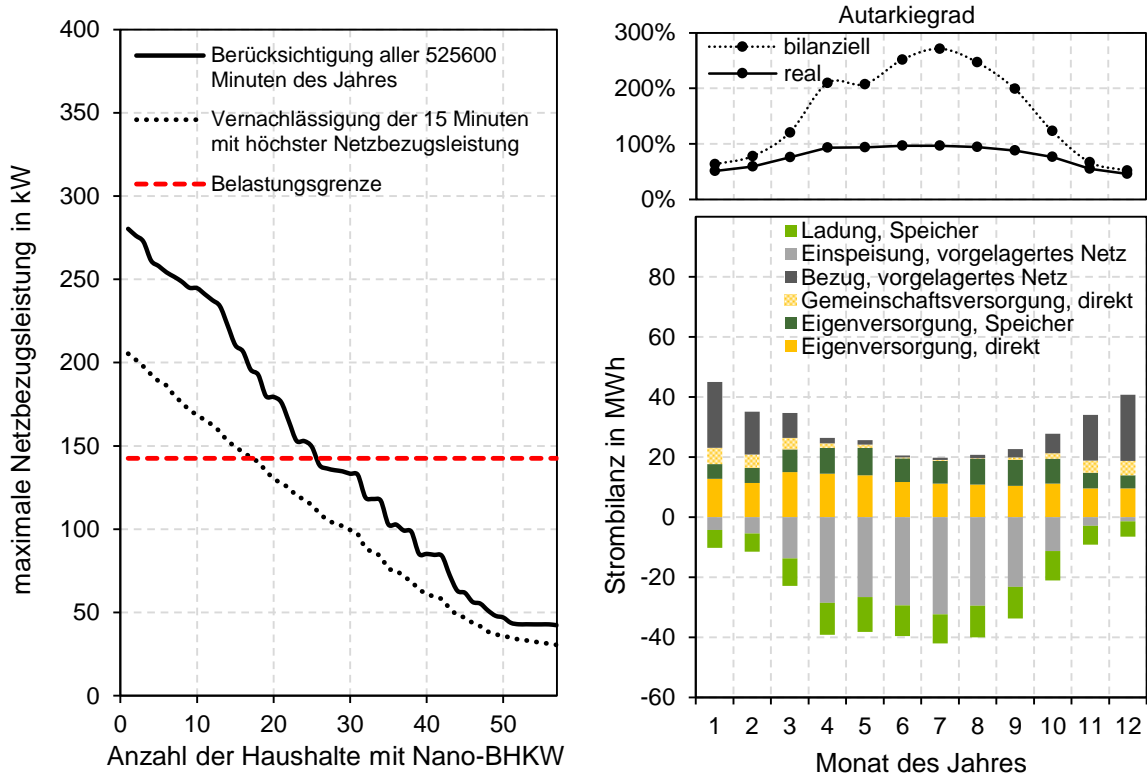


Bild 13 Links: Jahresdauerlinie der maximalen täglichen Netzbezugsleistung für das Netzgebiet und Berücksichtigung der vorangegangenen Szenarien bei 7 kWp PV-Leistung und 7 kWh nutzbarer Speicherkapazität pro Haushalt und Variation der Anzahl an Haushalten mit Nano-BHKW. Rechts: Monatliche Strombilanz des Netzgebiets und Autarkiegrade für das Netzgebiet mit 26 Nano-BHKW und 31 Wärmepumpen.

Der Gasverbrauch des Netzgebiets würde mit 26 Nano-BHKW bei 450 MWh/a liegen. Dem gegenüber stehen Stromüberschüsse von 209 MWh, was bei weitem nicht reicht, um in der Theorie den saisonalen Ausgleich über z.B. Power-to-Gas herzustellen. Was zudem bleibt, ist eine Lücke von circa 27 Prozentpunkten bis zur vollen Autarkie des Netzgebiets.

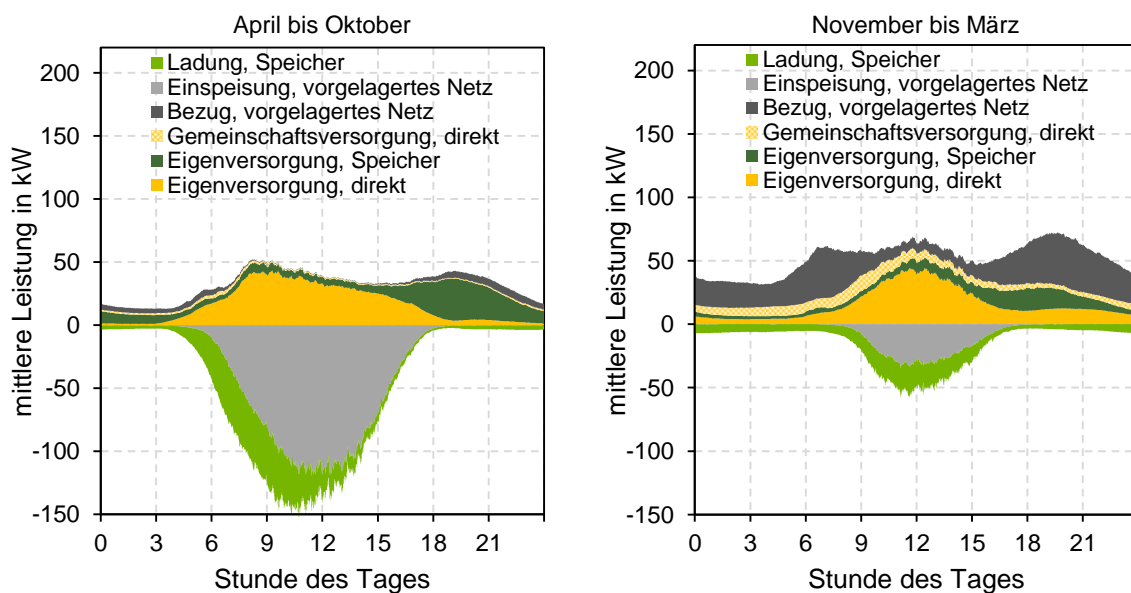


Bild 14 Tagesmittlerer Leistungsverlauf im Netzgebiet bei einer (pro Haushalt) installierten PV-Leistung von 7 kWp, einer nutzbaren Speicherkapazität von 7 kWh, aktiver SG-Ready-Schnittstelle und 26 Gebäuden mit Nano-BHKW sowie 31 Gebäuden mit Wärmepumpe.

Durch eine aktive Kommunikation zwischen Gebäuden mit Wärmepumpe und mit Nano-BHKW könnten die vorhandenen Batteriespeicher gegebenenfalls nochmals besser ausgelastet werden. Ein Autarkiegrad von 100% lässt sich dadurch aber auch nicht erreichen.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Anhand von Simulationsrechnungen konnte das Zusammenspiel von Wärme- und Stromsektor in kleiner räumlicher Ausdehnung nachvollzogen werden. Werden ausschließlich Wärmepumpen zur Bereitstellung der Wärme für Raumheizung und Trinkwarmwasser eingesetzt, erhöht sich der Strombedarf vor allem in den Wintermonaten sehr stark. Nichtsdestotrotz kann sich das untersuchte Netzgebiet schon mit einer PV-Leistung von 7 kWp pro Hausanschluss zu 28% selbst versorgen. Die Autarkiegrade der einzelnen Haushalte liegen dabei zwischen 16 und 26%. Eine wesentliche Steigerung der Eigenversorgung wird durch die Kombination von typischen Batteriespeichern und die Anwendung der SG-Ready-Schnittstelle der Wärmepumpen erreicht. Bei einer mittleren Speicherkapazität von 7 kWh und der Nutzung überschüssigen PV-Stroms durch die vorhandenen thermischen Speicher steigt der Autarkiegrad des Netzgebiets auf 48%. Die Autarkiegrade der einzelnen Haushalte liegen dabei zwischen 32 und 56%.

Was energetisch auf den ersten Blick bereits vielversprechend erscheint, kann für die Netzbelastung bedingt durch die hohen Leistungsspitzen der Wärmepumpen in den Wintermonaten kritisch werden. Aus diesem Grund wurde zusätzlich untersucht, wie sich der Einsatz von BHKW auswirkt. Es stellt sich heraus, dass im untersuchten Szenario mindestens 26 der 57 Gebäude mit einem Nano-BHKW ausgestattet werden müssen, um die Grenzen der maximalen Netzbelastung einzuhalten. Der Autarkiegrad des Netzgebiets steigt dabei auf 73%. Dieser Erhöhung der Eigenversorgung im Strombereich stünde allerdings ein Gasverbrauch von 450 MWh/a gegenüber. Dieser könnte bei weitem nicht aus den noch bestehenden sommerlichen Stromüberschüssen von 209 MWh, beispielsweise über eine Power-to-Gas-Anlage oder eine saisonale Stromspeicherung, gedeckt werden.

Zur Erreichung einer vollständigen Autarkie im Strom- und Wärmesektor auf Basis der lokalen PV-Erzeugung lässt sich zusammenfassen, dass der thermischen Gebäudeeffizienz die wichtigste Rolle zukommt. So resultiert ein mittlerer Wärmebedarf für Heizung und Trinkwarmwasser von 70 kWh/(m² a) sowohl aus energetischer als auch leistungstechnischer Sicht noch in zu hohen Verbräuchen in den Wintermonaten. Ein weiterer Hebel für die Senkung des winterlichen Stromverbrauchs ist die Reduktion der elektrischen Nennleistung der Wärmepumpen bei gleichzeitiger Steigerung der Leistungszahlen. Neben effizienztechnischen und hydraulischen Verbesserungen sind hierbei beispielsweise Luftkollektoren, Eisspeicher oder saisonale Niedertemperaturspeicher als Wärmequelle von besonderer Bedeutung.

Danksagung

Die präsentierten Ergebnisse sind im „Verbundvorhaben: Langlebige Qualitätsmodule für PV-Systeme mit Speicheroption und intelligentem Energiemanagement (LAURA) Teilvorhaben: Energiemanagement und Optimierung von Photovoltaiksystemen mit Batterie- und Wärmespeichern (PVstore)“ entstanden (Förderkennzeichen: 0325716G). Die Autoren danken dem Projektträger Jülich (PtJ) und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Literaturverzeichnis

- [1] HENNING, HANS-MARTIN ; PALZER, ANDREAS: *100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland*. Freiburg : Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2012
- [2] THOMAS BENZ ET AL.: *Der zellulare Ansatz. Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende* : VDE - Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., ETG, 2015
- [3] BERGNER, JOSEPH ; WENIGER, JOHANNES ; TJADEN, TJARKO ; QUASCHNING, VOLKER: Verbesserte Netzintegration von PV-Speichersystemen durch Einbindung lokal erstellter PV- und Lastprognosen. In: *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2015
- [4] TJADEN, TJARKO ; SCHNORR, FELIX ; WENIGER, JOHANNES ; BERGNER, JOSEPH ; QUASCHNING, VOLKER: Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten. In: *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2015
- [5] KERBER, GEORG: *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsystemen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*. München, Technische Universität München, Dissertation, 2011
- [6] PANGAEA: DATA PUBLISHER FOR EARTH & ENVIRONMENTAL SCIENCE: *Baseline Surface Radiation Network - Status*. URL http://www.pangaea.de/PHP/BSRN_Status.php. - abgerufen am 2013-12-01. — Datenbank
- [7] HOCHSCHULE FÜR TECHNIK UND WIRTSCHAFT HTW BERLIN ; TJADEN, TJARKO ; BERGNER, JOSEPH ; WENIGER, JOHANNES ; QUASCHNING, VOLKER: Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis (2015). — DOI: 10.13140/RG.2.1.5112.0080
- [8] STETZ, THOMAS: *Autonomous Voltage Control Strategies in Distribution Grids with Photovoltaic Systems - Technical and Economic Assessment*. Kassel, University of Kassel, Dissertation, 2013
- [9] WENIGER, JOHANNES ; BERGNER, JOSEPH ; TJADEN, TJARKO ; QUASCHNING, VOLKER: Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen. In: *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2014
- [10] JORDAN, ULRIKE ; VAJEN, KLAUS: Influence of the DHW Load Profile on the Fractional Energy Savings: A Case Study of a Solar Combi-System with TRNSYS Simulations. In: *Solar Energy, EUROSUN 2000 Selected Proceedings*. Bd. 69 (2001), S. 197–208
- [11] QUASCHNING, VOLKER: *Regenerative Energiesysteme: Technologie, Berechnung, Simulation*. 7. Aufl. München : Hanser Verlag, 2012 — ISBN 978-3-446-43526-1
- [12] BEYER, HANS GEORG ; HEILSCHER, GERD ; BOFINGER, STEFAN: Identification of a General Model for the MPP Performance of PV-Modules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems. In: *19th European Photovoltaic Solar Energy Conference*. Paris, 2004, S. 3073–3076
- [13] SCHMIDT, HERIBERT ; SAUER, DIRK-UWE: Wechselrichter-Wirkungsgrade: Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung. In: *Sonnenenergie* Bd. 4 (1996), S. 43–47
- [14] WENIGER, JOHANNES ; TJADEN, TJARKO ; QUASCHNING, VOLKER: Sizing of Residential PV Battery Systems. In: *Energy Procedia* Bd. 46 (2014), S. 78–87