

NEUARTIGES KONZEPT ZUR AUSLEGUNG VON STROM- SOWIE WARMWASSERSPEICHERN IN HAUSHALTEN BEIM EINSATZ FLUKTUIERENDER ERZEUGUNGSANLAGEN

**Thomas WIELAND^(*), Ernst SCHMAUTZER, Domenik BUCHAUER^(*),
Lothar FICKERT**

Institut für Elektrische Anlagen / TU Graz, Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz,
Tel.: +43 (0)316 873 7564, Fax: +43 (0)316 873 7553, t.wieland@tugraz.at,
www.ifea.tugraz.at

Kurzfassung

Der folgende Beitrag befasst sich mit dezentralen Erzeugungsanlagen (PV-Anlagen), der Nutzung von dezentralen Strom- sowie Warmwasserspeichern unter Einbeziehung eines Haushaltlastganges. Durch Unterscheidung zwischen Autonomie und Autarkie aus netztechnischer Sicht, wird eine Speicherauslegung durch Ermittlung eines zeitlichen Autonomiegrades bzw. Eigenverbrauchsgrades bei Verwendung der einzelnen Speichersysteme (elektrisch und thermisch) seitens des Anlagenbetreibers ermöglicht.

Die neuartige Speicherauslegung wird unter Beachtung der Residuallast, d.h. die vorzeichenrichtige Addition der Erzeugungs- sowie Verbrauchslastgängen eines ganzen Jahres (8760 h) durchgeführt. Bei Überproduktion seitens der PV-Anlage wird der nicht benötigte Strom in dem Stromspeicher gespeichert bzw. alternativ dazu, die elektrische Energie dem Warmwasserspeicher zugeführt. Andererseits wird zu Zeiten der Unterproduktion die zwischengespeicherte elektrische Energie im Stromspeicher genutzt, um die kurzzeitigen, täglichen und saisonalen Lastschwankungen auszugleichen. Das örtliche Zusammenfallen der Erzeugung und des Verbrauchs auf Konsumentenebene und die resultierende Erhöhung des Eigenverbrauchs- sowie Autonomiegrades mittels Speichersystemen, werden unter technischen und ökonomischen Gesichtspunkten analysiert und gegenübergestellt.

Keywords: Dimensionierung Speichersystem, Warmwasserspeicher, Stromspeicher, dezentrale Stromerzeugung

1. Einleitung

Die stetig steigende Anzahl volatiler Erzeugungsanlagen, insbesondere von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) und bedarfsgerechten Blockheizkraftwerken (BHKWs), die in die Niederspannungsebene einspeisen, stellt Verteilernetzbetreiber vor neue Herausforderungen [1]. Das örtliche und zeitliche Zusammenfallen von bestehenden Stromverbrauchern und zukünftigen dezentralen Stromerzeugeranlagen bedarf zusätzlicher Einschätzungen über das Verhalten der Netzkunden bzw. dessen Auswirkungen auf den Betrieb des Verteilernetzes und der Kundenanlagen. Damit kann eine einfache Integration in das bestehende elektrische Energiesystem, bei möglichst effizientem Einsatz der erneuerbaren Energien, gewährleistet werden.

Die Aufteilung des Stromverbrauchs im Haushaltsbereich im Jahr 2012 zeigt einen erheblichen Anteil von 28 % für die Aufbringung von Warmwasser bzw. Raumwärme. Die

restlichen 72 % werden für elektrische Verbraucher (Haushaltsgeräte, Unterhaltungselektronik, usw.) verwendet [2]. Die neuartige Kombination, bestehend aus einer dezentralen PV-Anlage mit einem dezentralen Strom- sowie Warmwasserspeicher (im Überschusswärmebetrieb), kann den Eigenverbrauchs- bzw. Autonomiegrad im Haushaltsbereich entscheidend erhöhen. Die zeitliche Wechselwirkung zwischen der dezentralen Stromerzeugungsanlage, dem dezentralen Strom- sowie Warmwasserspeicher, aber vor allem deren Abstimmung auf den Stromverbrauch, können einen essenziellen Beitrag zum CO₂-neutralen Energiesystem der Zukunft leisten [3].

1.2. Konventionelle Stromspeicherdimensionierung einer autarken Inselnetzanlage

Die konventionelle Stromspeicherdimensionierung in autarken Inselnetzsystemen z.B. auf Berghütten usw., erfolgt nach der benötigten Anschlussleistung und der relevanten Überbrückungsdauer der zu versorgenden Betriebsmittel. Diese dienen einerseits um den Betrieb der Anlage zu ermöglichen, bzw. andererseits um Schäden durch Ausfall von einzelnen Prozessen z.B. um bei Kühlprozessen (unter Berücksichtigung der thermischen Kühlkonstante) Anlagenausfälle zu vermeiden.

Kurzzeitig ist es möglich, den Wechselrichter zu überlasten, dies ist abhängig vom Überlastfaktor und nur für Sekunden bis zu einigen Minuten möglich [6]. Um die Wirtschaftlichkeit der Anlage nicht zusätzlich zu beeinflussen, sollte der Wechselrichter (der PV-Anlage) nicht zu groß dimensioniert werden. Es ist jedoch erforderlich, den im Wechselrichter integrierten Laderegler auf den Lade- bzw. den Entladestrom des Stromspeichers abzustimmen. Der Ladestrom des Stromspeichers ist abhängig vom Akkumulatortyp zu wählen, bei Blei-Säure-Akkumulatoren sollte der Ladestrom z.B. geringer als der Nennstrom des Stromspeichers gewählt werden; dieser liegt im Bereich von $0,2C^{(1)}$. Hingegen ist es möglich, Lithium-Ionen-Akkumulatoren basierend auf Basis von Lithium-Titanat bzw. Lithium-Eisen-Phosphat mit einer höheren C-Rate zu laden bzw. entladen [7].

1.3. Konventionelle PV-Anlagendimensionierung ohne Stromspeicher im Netzparallelbetrieb lt. eines Energieversorgungsunternehmens

In [8] wird eine optimale Dimensionierung einer PV-Anlage durch einen Dimensionierungsfaktor $f_{\text{Dimensionierung,PV}}$ angegeben. Die Dimensionierung basiert auf dem Jahresstromverbrauch des jeweiligen Haushalts. Der betrachtete Haushalt besitzt einen Energieverbrauch E_{Haushalt} von 4594 kWh, somit ergibt sich für diesen Haushalt eine optimal ermittelte PV-Anlagengröße von 1,84 kWp. Die folgende Gleichung zeigt die Dimensionierung der PV-Anlage laut [8]:

$$\text{PV-Anlage} = E_{\text{Haushalt}} \cdot f_{\text{Dimensionierung,PV}} = 4594 \text{ kWh} \cdot 0,0004 \frac{\text{kWp}}{\text{kWh}} = 1,84 \text{ kWp} \quad (1)$$

In der späteren Simulation wird eine PV-Anlage mit einer Nennleistung von 2 kWp verwendet.

¹⁾ C-Rate – maximal zulässiger Lade- bzw. Entladestrom bezogen auf die Akkumulatorkapazität [A/Ah]. Der Ladestrom bzw. Entladestrom kann aufgrund der chemischen Prozesse im Akkumulator im Lade- bzw. Entladebetrieb unterschiedlich sein [5].

2. Neuartige Methode zur Stromspeicherdimensionierung

Die neuartige Auslegung der einzelnen Speichersysteme wird unter Beachtung der zeitlichen Erzeugungs- sowie Verbrauchslastgängen, durch Bildung der Residuallast und unter der Zuhilfenahme der Definition des Eigenverbrauchsgrades sowie des Autonomiegrades durchgeführt.

2.1 Autarkie vs. Autonomiegrad aus netztechnischer Sicht

Die Unterscheidung zwischen Autarkie (Leistungsschalter offen, keine Verbindung zwischen den beiden elektrischen Netzen) und Autonomie (Leistungsschalter geschlossen, Netzparallelbetrieb) – aus netztechnischer Sicht – ist in der Abbildung 1 und Abbildung 2 dargestellt [9].

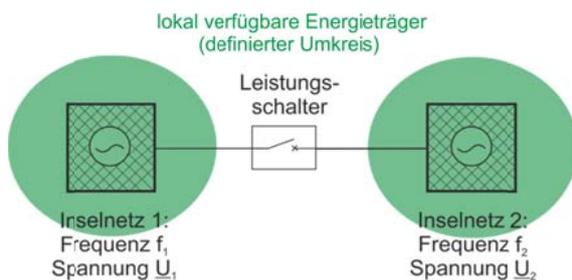


Abbildung 1 Autarkie – Leistungsschalter (offen), Inselnetzbetrieb (Inselnetz 1 und 2) [9]

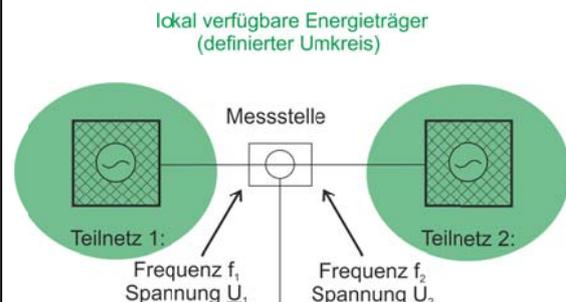


Abbildung 2 Autonomie – Leistungsschalter (geschlossen), Netzparallelbetrieb (Teilnetz 1 und 2) [9]

Abbildung 1 stellt beispielsweise eine abgelegene autarke Siedlung mit einem lokalen Inselnetz (Inselnetz 1) dar. In dem elektrischen Inselnetz 1 und 2 befinden sich beispielsweise unabhängige, inselnetzfähige Wechselrichter. Diese Inselnetze sind nicht galvanisch (z.B. durch eine metallische Verbindung) miteinander verbunden. Dies bedeutet, dass die benötigte Leistung, sowie in weiterer Folge die benötigte Energie in dem Inselnetz zu jedem Zeitpunkt lokal zur Verfügung gestellt werden muss. Somit folgt, dass diese Inselnetze als leistungs- sowie energieautark anzusehen sind.

Aus elektrotechnischer Sicht besitzen diese beiden Inselnetze 1 und 2 nahe des Leistungsschalters folgende mathematische Zusammenhänge – siehe Gleichung (2) und (3):

$$\text{Inselnetzfrequenz } f_1 \neq \text{Inselnetzfrequenz } f_2 \quad (2)$$

$$\text{Spannung } \underline{U}_1 \neq \text{Spannung } \underline{U}_2 \quad (3)$$

Im Gegensatz dazu zeigt Abbildung 2 zwei galvanisch verbundene elektrische Teilnetze. Das elektrische Teilnetz 1 zeigt beispielsweise die Regelzone Österreich (APG) sowie das elektrische Teilnetz 2 beispielsweise die Regelzone Deutschland (Tennet, Amprion,...). Die einzelnen Regelzonen in Europa bilden das europäische Verbundnetz (ENTSO-E).

Aus elektrotechnischer Sicht besitzen die beiden elektrischen Teilnetze 1 und 2 nahe der Messstelle folgende mathematische Bedingungen (4) und (5):

$$\text{Teilnetzfrequenz } 1 f_1 = \text{Teilnetzfrequenz } 2 f_2 \quad (4)$$

$$\text{Spannung } \underline{U}_1 = \text{Spannung } \underline{U}_2 \quad (5)$$

Die galvanische Verbindung (Leistungsschalter geschlossen) zwischen den beiden elektrischen Teilnetzen 1 und 2 wird durch eine leistungsstarke elektrische Leitung sichergestellt. Diese ermöglicht den Leistungs- sowie Energieaustausch zwischen diesen beiden Teilnetzen.

Da eine Selbstversorgung aus wirtschaftlicher Sicht in den beiden elektrisch verbundenen Teilnetzen nicht zielführend ist, werden ein sogenannter Eigenverbrauchsgrad und ein Autonomiegrad eingeführt. Diese beiden Begriffe zeigen einerseits, wie viel lokal bereitgestellte Leistung und Energie direkt genutzt (Eigenverbrauchsgrad) und wie viel Leistung bzw. Energie aus dem benachbarten Teilnetz benötigt wird (Autonomiegrad).

Der dezentrale Deckungsbeitrag DG_{\emptyset} beruht ausschließlich auf der verhältnismäßigen Bewertung der dezentral umgewandelten Energie $E_{DEA,Erz}$ seitens der Erzeuger (dezentralen Erzeugungsanlage z.B. PV-Anlage) bezogen auf die Energie der Verbraucher $E_{HH,Verbrauch}$ (z.B. Büro, Haushalt, Gewerbe,...), ohne den zeitlichen Zusammenhang zwischen diesen näher zu betrachten. Dieser Zusammenhang ist in Gleichung (6) und wie folgt definiert:

$$\text{Dezentraler Deckungsbeitrag } DG_{\emptyset} = \frac{E_{DEA,Erz}/a}{E_{HH,Verbrauch}/a} \quad (6)$$

Im Gegensatz hierzu steht der zeitabhängige Eigenverbrauchsgrad $EG(t)$ sowie der Autonomiegrad $AG(t)$ im Betrachtungszeitraum T , diese sind in Gleichung (7) und (8) definiert:

$$EG(t) = \frac{\sum_{n=1}^T P_{DEA,Erz} \cdot \Delta t - \sum_{n=1}^T P_{Netz,Rücksp} \cdot \Delta t}{\sum_{n=1}^T P_{DEA,Erz} \cdot \Delta t - e_{Str.Sp,Start} + e_{Str.Sp,End}} \quad (7)$$

$$AG(t) = \frac{\sum_{n=1}^T P_{DEA,Erz} \cdot \Delta t - \sum_{n=1}^T P_{Netz,Rücksp} \cdot \Delta t}{\sum_{n=1}^T P_{DEA,Erz} \cdot \Delta t - \sum_{n=1}^T P_{Netz,Rücksp} \cdot \Delta t + \sum_{n=1}^T P_{Netz,Bezug} \cdot \Delta t - e_{Str.Sp,Start} + e_{Str.Sp,End}} \quad (8)$$

Der zeitliche Eigenverbrauchsgrad $EG(t)$ zeigt wie viel von der selbst umgewandelten Energie der dezentralen Erzeugungsanlage $\sum P_{DEA,Erz} \Delta t$ direkt von den Verbrauchern genutzt wird. Auch hierbei muss der zeitliche Zusammenhang zwischen den dezentralen Erzeugern und den lokalen Verbrauchern miteinbezogen werden, um die rückgespeiste Energie $\sum P_{Netz,Rücksp} \Delta t$ und die bezogene Energie $\sum P_{Netz,Bezug} \Delta t$ aus der übergeordneten Netzebene zu eruieren. Zusätzlich wird die Energie der Speicher (Strom- sowie des Warmwasserspeichers) zu Beginn der Simulation $e_{Str.Sp,Start}$ und der Endwert der Speicher $e_{Str.Sp,End}$ in die Berechnung miteinbezogen.

Die Ermittlung des zeitlichen Autonomiegrades $AG(t)$ unter Einbeziehung des zeitlichen Leistungsverlaufes der dezentralen Erzeugungsanlage z.B. der PV-Anlage sowie des zeitlichen Leistungsverlaufes der elektrischen Verbraucher (z.B. Haushaltsverbraucher) zeigt die Energie- bzw. Leistungsunabhängigkeit von der übergeordneten Netzebene.

2.2 Neuartiges Konzept

Die neuartige Methode zur optimalen Auslegung des Speichersystems in Kombination mit einer dezentralen PV-Anlage wird mittels eines Haushaltslastgangs (Verbraucher) und eines Erzeugungslastgangs seitens der PV-Anlage dargestellt. Einerseits wird bei Überproduktion seitens der PV-Anlage der nicht benötigte Strom in einem Stromspeicher gespeichert bzw.

alternativ dazu die elektrische Energie einem Warmwasserspeicher zugeführt. Andererseits wird zu Zeiten der Unterproduktion der zwischengespeicherte Strom des Stromspeichers genutzt, um die kurzzeitigen, täglichen und saisonalen Lastschwankungen auszugleichen.

Der Netzparallelbetrieb der beiden dezentralen Wechselrichter (Photovoltaik bzw. Stromspeicher) mit dem öffentlichen Netz, ermöglicht bei vollgeladenen Strom- sowie Warmwasserspeicher die Rückspeisung des überschüssigen Stromes in das öffentliche Netz. In dem beschriebenen Konzept sind in Abbildung 3 die Energieflüsse zwischen den einzelnen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern dargestellt [3].

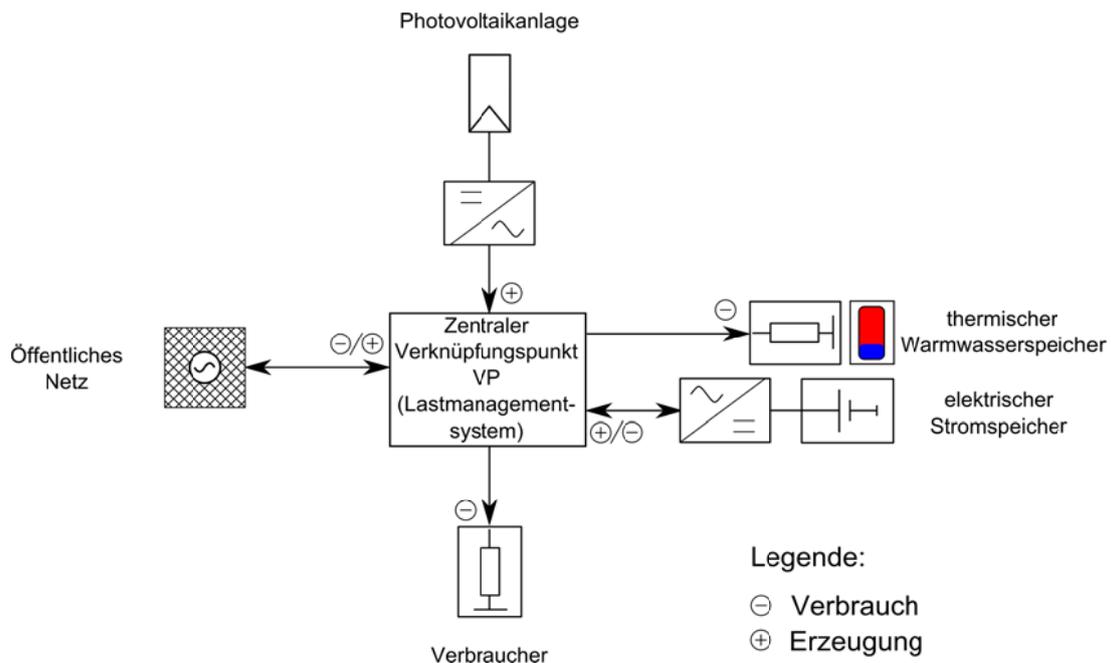


Abbildung 3 Schematisches Konzept einer Anlage im Netzparallelbetrieb mit dem öffentlichen Netz bestehend aus Erzeugern, Verbrauchern und elektrischen und thermischen Speichern [3]

Wie in Abbildung 3 ersichtlich ist, sind die elektrischen Verbraucher (Haushaltsgeräte) sowie der thermische Warmwasserspeicher (Erhitzung mittels elektrischen Heizstäben) als ohmsche Verbraucher dargestellt.

Der zentrale Verknüpfungspunkt VP wird verwendet, um die Residuallast zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch zu jedem Zeitpunkt t zu ermitteln. Die Berechnung der Residuallast $p_{\text{Residuallast}}(t)$ ist in Gleichung (9) dargestellt.

$$p_{\text{Residuallast}}(t) = p_{\text{Erzeugung}}(t) - p_{\text{Verbrauch}}(t) \quad (9)$$

Bei positiver Residuallast wird die überschüssige Energie einerseits in den elektrischen Stromspeicher bzw. bei vollgeladenem elektrischen Stromspeicher in den thermischen Warmwasserspeicher übergeführt und erst dann in das elektrische Netz zurückgespeist. Andererseits wird bei negativer Residuallast die zwischengespeicherte Energie aus dem Stromspeicher verwendet, um die Haushaltslasten zu versorgen. Da die elektrische Anlage eine Verbindung zum öffentlichen Netz besitzt, ist es möglich, die negative Residualleistung durch das öffentliche Netz auszugleichen. Das öffentliche Netz wird als Slackgenerator definiert. Dieser kann die überschüssige Leistung aufnehmen bzw. bereitstellen, um die Netzfrequenz in den vorgegebenen Grenzen zu halten. Zusätzlich wird durch

Blindleistungsbereitstellung bzw. Blindleistungsbezug seitens der dezentralen Erzeugungseinheit sowie des öffentlichen Netzes, die Netzspannung ebenfalls innerhalb der definierten Grenzen lt. EN 50160 ($\pm 10\%$ Nennspannung bzw. in 95 % des definierten Zeitraumes) [4] gehalten. Somit ist sichergestellt, dass in dem betrachteten System die Netzfrequenz und die Netzspannung in den vorgegebenen Grenzen gehalten werden [10].

2.2.1 Modellierung des elektrischen Strom- bzw. thermischen Warmwasserspeichers

Der elektrische Stromspeicher wird näherungsweise als Integrator angesehen. Um die charakteristischen Eigenschaften eines Stromspeichers nachzubilden, wird ein Batteriemanagementsystem mit folgenden Anforderungen implementiert:

- Implementierung eines Ladeverfahrens (Begrenzung auf die max. Leistung des Ladereglers)
- Beachtung der Entladetiefe (DOD – **Deep of Discharge**) sowie des Speicherfüllstandes (SOC – **State of Charge**) des verwendeten Stromspeichers
- Berücksichtigung des Systemwirkungsgrades inkl. Lade- bzw. Entladewirkungsgrades des verwendeten Stromspeichers
- Vermeidung von Überladung durch Reduktion der Wechselrichterleistung (Laderegler)
- Mögliche Begrenzung der PV-Anlagenleistung bzw. temporäre Reduzierung der Wechselrichterleistung (Laderegler) zur Vermeidung von Schäden (z.B. Überladung) am Stromspeicher

Der thermische Warmwasserspeicher wird ebenfalls näherungsweise als Integrator angesehen. Die Überführung der elektrischen in thermische Energie wird durch Heizstäbe (ohmsche Widerstände) realisiert. Die Beladung erfolgt bei positiver Residuallast, wenn der Stromspeicher bereits voll geladen ist. Durch diese Priorisierung ist es möglich, den dezentral erzeugten Strom sinnvoll in beide Speichersysteme überzuführen.

Die Eigenschaften des thermischen Warmwasserspeichers werden wie folgt modelliert:

- Nutzung der Überschussleistung für die Warmwasserbereitung
- Miteinbeziehung der Wärmeverluste im Bereitschaftsbetrieb
- Wasserentnahme in den Abend bzw. in den Nachtstunden
- Berücksichtigung einer verbleibenden Mindestenergie im Speicher

Die gespeicherte Energie Q des Warmwasserspeichers wird mit der folgenden Gleichung (10) berechnet.

$$Q = m \cdot c \cdot \Delta T \quad (10)$$

In der Gleichung (10) steht m für die Masse der Speicherfüllmenge des Warmwasserspeichers, die Konstante c ist die spezifische Wärmekapazität des Wassers. Die Temperaturdifferenz ΔT zeigt den Temperaturunterschied zwischen der Temperatur des zufließenden Wassers und der maximalen Temperatur des Warmwasserspeichers. Durch die Festlegung der maximalen Temperatur ergibt sich der maximale Energieinhalt des Warmwasserspeichers.

Um den Warmwasserverbrauch eines durchschnittlichen Haushalts für die Körperpflege (z.B. Duschen) in diesem Konzept zu berücksichtigen, ergibt sich laut Statistik Austria ein Pro-

Kopf-Wasserverbrauch von 25 Liter [11]. Die in Gleichung (11) dargestellte Richmannsche Mischungsregel [12] wird verwendet, um eine angenehme Wassertemperatur T_m von ca. 40°C für die Körperhygiene zu gewährleisten.

$$T_m = \frac{m_1 \cdot c_1 \cdot T_1 + m_2 \cdot c_2 \cdot T_2}{m_1 \cdot c_1 + m_2 \cdot c_2} \quad (11)$$

Hierbei wird angenommen, dass keine Verluste in diesem System (verlustfreie Mischung sowie Transport der beiden Flüssigkeiten) entstehen und somit der Energieerhaltungssatz eingehalten wird. In Gleichung (11) stehen die Konstanten c_1 bzw. c_2 für die spezifische Wärmekapazität von Wasser bzw. die Konstanten m_1 und m_2 für die benötigte Wassermenge, um die gewünschte Menge an Mischwasser (m_1+m_2) mit der geforderten Wassertemperatur T_m zu erreichen.

In Abbildung 4 sind die Wärmeverluste Q unterschiedlicher Hersteller von Warmwasserspeichern dargestellt. Diese Wärmeverluste Q sind bezogen auf die jeweilige Füllmenge des Warmwasserspeichers (50 bis 150 l), bei einer mittleren Temperatur von 65°C.

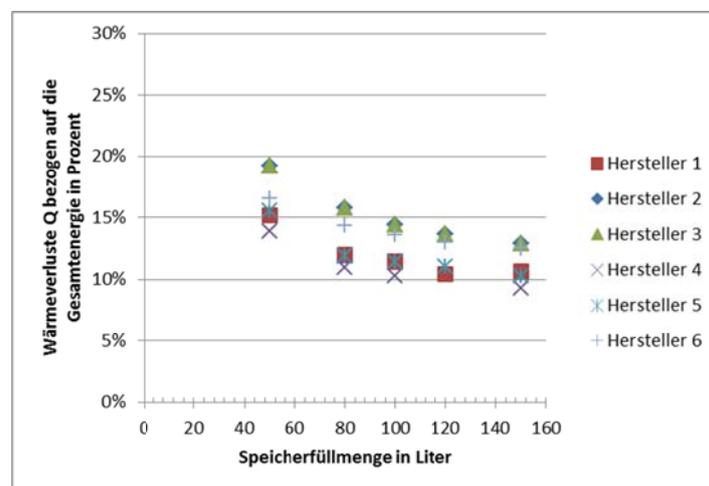


Abbildung 4 Wärmeverluste Warmwasserspeicher unterschiedlicher Hersteller im Bereitschaftsbetrieb (bezogen auf die Gesamtenergie bei 65°C)

Aus Abbildung 4 ist ersichtlich, dass die Wärmeverluste mit zunehmender Speicherfüllmenge kleiner werden. Zusätzlich nimmt die Streuung der einzelnen Verlustwerte ebenfalls mit zunehmender Füllmenge ab. Diese Wärmeverluste dienen als Richtwerte für die Implementierung des Warmwasserspeichers.

2.2.2 Dynamische Investitionsrechnung

Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage wird die dynamische Investitionsrechnung angewendet. Diese ist besonders geeignet, um den zukünftigen Zahlungsstrom auf den Bezugszeitpunkt zu beziehen. Die verwendeten Gleichungen sind in den Gleichungen (12) bis (15) angeführt [13].

$$\text{Einnahmen} = E_{\text{Netzrückspeisung}} \cdot K_{\text{Einspeisetarif,PV}} \cdot f_{\text{Strompreis}} \quad (12)$$

$$\text{Ausgaben} = E_{\text{Netzbezug}} \cdot K_{\text{Bezugskosten,Netz}} \cdot f_{\text{Strompreis}} \quad (13)$$

$$\text{Barwertfaktor BWF} = \frac{1}{(1 + i_{\text{Zinssatz}})^t} \quad (14)$$

$$\text{Investition } K_{\text{Investition}} = K_{\text{Stromspeicher}} + K_{\text{PV-Anlage}} + K_{\text{Versicherung,PV-WR}} \quad (15)$$

$$\text{Zahlungsstrom} = K_{\text{Investition}} \sum_{t=0}^T (\text{Einnahmen}_t - \text{Ausgaben}_t + \text{Restwert}) \cdot \text{BWF} \quad (16)$$

Der Strompreis $f_{\text{Strompreis}}$ ergibt für den Haushaltsstrombereich lt. Statistik Austria im betrachteten Zeitraum von 2003 bis 2011 eine Steigerung von 5,7 % [14]. Der Zinssatz i_{Zinssatz} wird mit 6 %, bei einem Betrachtungszeitraum T von 25 Jahren, angenommen. Zusätzlich wird zu den Investitionskosten der PV-Anlage eine Garantieverlängerung (25 Jahre) für den Wechselrichter der PV-Anlage miteinbezogen [15]. Die Kosten für den Strombezug $K_{\text{Bezugskosten,Netz}}$ (aus dem öffentlichen Netz) werden mit 0,197 €/kWh inkl. aller Steuern und Abgaben angenommen [16]. Die Kosten für die Stromrückspeisung $K_{\text{Einspeisetarif,PV}}$ seitens der PV-Anlage, bei vollem elektrischen Stromspeicher sowie Warmwasserspeicher (mit Überschusswärmebetrieb), werden mit 0,06 €/kWh vergütet [17]. Die Investitionskosten der PV-Anlage inkl. des Wechselrichters und der Paneele betragen 1400 €/kWp [18], für den elektrischen Stromspeicher 1500 €/kWh auf Basis von Lithium-Ionen-Technologie bzw. 800 €/kWh beim Einsatz von Blei-Säure-Technologie [19].

2.2.3 Analyse des Haushaltslastganges

In der Abbildung 5 ist der benötigte Bedarf an Nachtenergie (blaue Punkte) und der Tagesenergie (rote Punkte) des Haushaltes über ein Jahr beginnend vom 1.1 bis 31.12 dargestellt. Es handelt sich hierbei um gemessene Energiewerte mit einer Auflösung von 15-Minuten. Es wird eine Unterteilung der benötigten elektrischen Energie jedes einzelnen Tages beginnend von 07:00 Uhr bis 19:00 Uhr (Tag) bzw. von 19:15 bis 06:45 Uhr (Nacht) eingeführt. Diese Aufteilung dient der Ermittlung der benötigten Energie, die für den Abend- bzw. Nachtbereich notwendig ist, nachdem die PV-Anlage in dieser Zeit relativ wenig bzw. keinen Strom produziert.

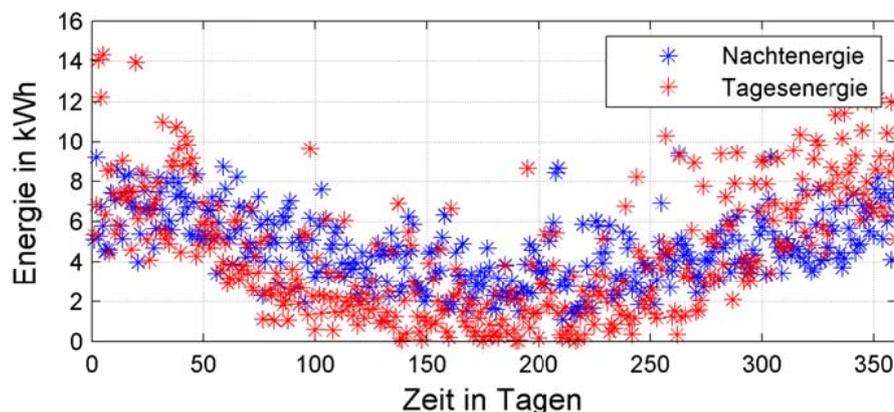


Abbildung 5 Tagesenergie (rote Punkte – 07:00 bis 19:00 Uhr) und Nachtenergie (blaue Punkte – 19:15 bis 06:45 Uhr) eines Haushaltes innerhalb eines Jahres (1.1 – 31.12.)

In Abbildung 5 ist ein ausgeprägter Unterschied zwischen der benötigten Energie im Sommer bzw. im Winter ersichtlich. Die beanspruchte Tagesenergie ist in den Wintermonaten höher als in den Sommermonaten.

Die in Abbildung 6 dargestellten Dauerlinien zeigen in absteigender Reihenfolge die Energieverteilung der einzelnen Tages- sowie Nachtphasen.

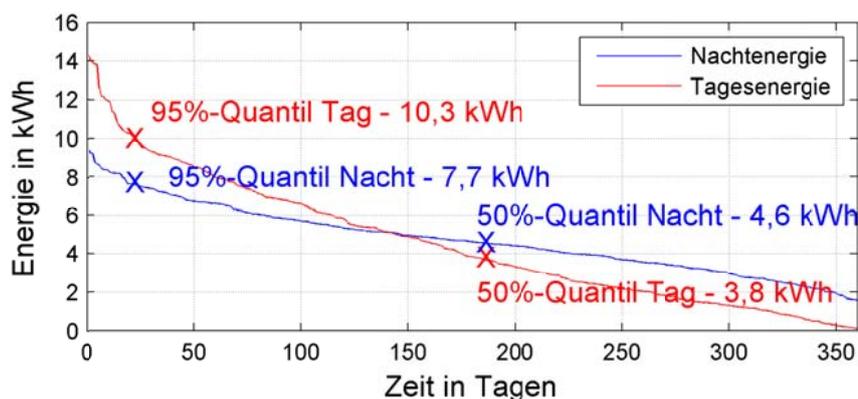


Abbildung 6 Dauerlinie der Tagesenergie (roter Verlauf – 07:00 bis 19:00 Uhr) bzw. der Nachtenergie (blauer Verlauf – 19:15 Uhr bis 06:45 Uhr)

Wie der Abbildung 6 zu entnehmen ist, ergeben sich durch die Sortierung der einzelnen Energiewerte eines gesamten Jahres charakteristische Kennwerte, die für die Dimensionierung des Stromspeichers herangezogen werden. Diese Kennwerte sind in Tabelle 1 nochmals zusammengefasst.

Tabelle 1 Charakteristische Kennwerte der Stromspeicherdimensionierung eines Haushalts innerhalb eines Jahres (1.1. – 31.12)

	Tagesenergie (07:00 – 19:00 Uhr)	Nachtenergie (19:15 – 06:45 Uhr)
95%-Quantil	10,3 kWh	7,7 kWh
50%-Quantil (Medianwert)	3,8 kWh	4,6 kWh
Verhältnis Tages-/Nachtenergie (95%-Quantil / 50%-Quantil)	57 % / 45 %	43 % / 55 %

Wie aus Tabelle 1 ersichtlich ist, liegt der Stromspeicher im Bereich von 4 kWh bis 10 kWh zur Überbrückung eines Tages. Zur Überbrückung einer Nacht reicht ein Stromspeicher zwischen 5 und 8 kWh aus. Das Verhältnis zwischen Tages- und Nachtenergie beträgt ca. 60:40 (95%-Quantil). Dieses Verhältnis ist abhängig von der Lebens- bzw. Arbeitsweise der sich im Haushalt befindlichen Personen.

3. Strom- sowie Warmwasserspeicherauslegung anhand eines Haushaltslastganges

In der Simulation wird der Verlauf eines Haushalts (gemessene Energiedaten in 15-minütiger Auflösung) verwendet. Als Einspeiseprofil seitens der PV-Anlage wird ein statistisches, auf langjährigen Globalstrahlungsdaten basierendes, Jahresprofil für PV-Anlagen verwendet [20].

In diesem Haushalt befinden sich 3 Personen, somit ergibt sich für den Warmwasserspeicher eine Füllmenge von 100 Liter, diese wird bis zu einer Temperatur von 75°C aufgeheizt. Die Entleerung des Warmwasserspeichers erfolgt in den Abendstunden. Die Wärmeverluste Q im Bereitschaftsbetrieb werden mit 13 % angenommen. Die Aufladung erfolgt entweder im Überschusswärmespeicherbetrieb durch Überführung der überschüssigen Leistung aus der PV-Anlage in den Warmwasserspeicher bzw. im herkömmlichen Betrieb durch das

öffentliche Netz. Die Entladetiefe (DOD – **D**eep **o**f **D**ischarge) des Stromspeichers wird mit 60 % angenommen.

Der Gesamtwirkungsgrad des Stromspeichers inkl. Wechselrichter wird laut Datenblatt eines Herstellers [21] mit 88 % für einen Lade- und Entladezyklus, bei einer typischen Leistung eines Einfamilienhauses, angegeben.

Der Einfachheit wird für den weiteren Verlauf der einzelnen Betrachtungen die Leistung der PV-Anlage in kW angegeben.

3.1 Simulation

Um die unterschiedlichen Simulationen in MATLAB/Simulink® durchführen zu können, wird für die weitere Vorgehensweise folgender Simulationsablauf festgelegt:

- (a) PV-Anlage (0 kW) ohne Stromspeicher (0 kWh) und ohne Überschusswärmespeicherbetrieb (Referenzanlage)
- (b) PV-Anlage (2 kW) ohne Stromspeicher (0 kWh) und ohne Überschusswärmespeicherbetrieb
- (c) PV-Anlage (2 kW) mit Stromspeicher (4 kWh) und ohne Überschusswärmespeicherbetrieb
- (d) PV-Anlage (2 kW) mit Stromspeicher (4 kWh) und mit Überschusswärmespeicherbetrieb

Die in Abbildung 7 dargestellten Dauerlinien der Simulation (c) PV-Anlage (2 kW) mit einem Stromspeicher (4 kWh) und ohne Überschusswärmespeicherbetrieb und der Simulation (d) PV-Anlage (2 kW) mit einem Stromspeicher (4 kWh) und mit Überschusswärmespeicherbetrieb, zeigen die Dauer einer bestimmten auftretenden Leistung innerhalb eines Jahres. In der Abbildung 7 wird das Erzeugerzählpeilsystem verwendet, dies bedeutet, dass die Erzeugung (PV-Anlage) positiv und die Verbraucher (Haushaltsverbraucher) negativ dargestellt werden.

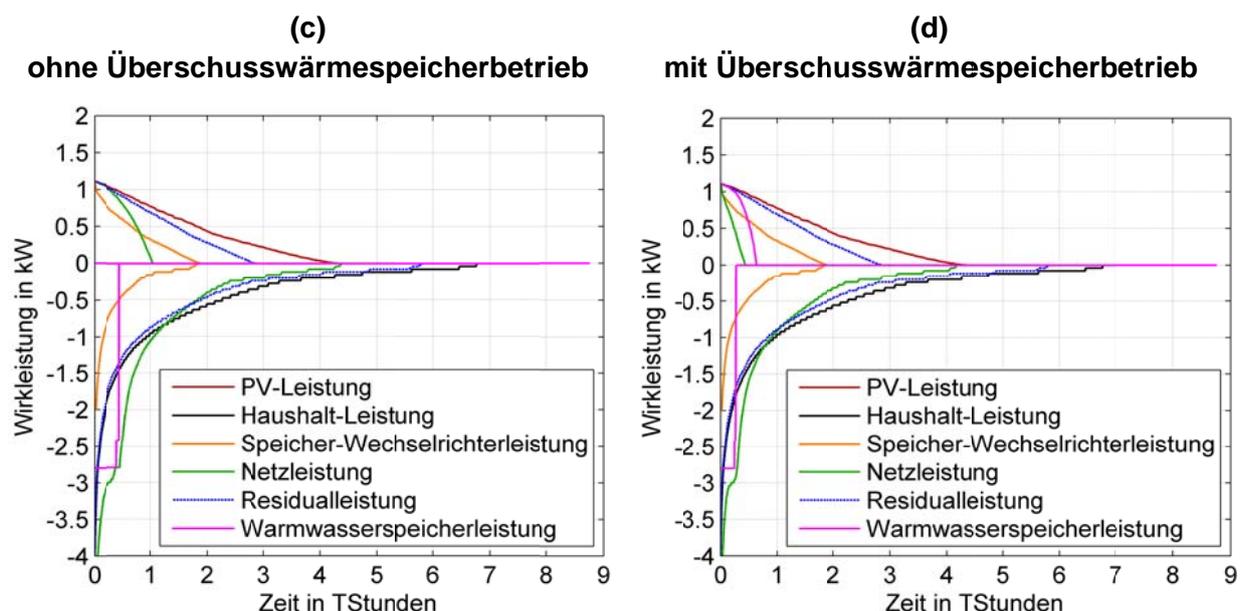


Abbildung 7 Dauerlinien der Erzeugungs-, Verbrauchs-, Netz-, Speicher-, Residual- und Warmwasserspeicherleistung eines gesamten Jahres (8760 h)

Aus der linken Abbildung 7 ((c) - ohne Überschusswärmebetrieb) ist ersichtlich, dass die positive Residualleistung (blauer Verlauf), bestehend aus der vorzeichenrichtigen Addition der Erzeugung und des Verbrauchs zu jedem Zeitpunkt t , im Vergleich zur PV-Leistung (roter Verlauf), deutlich reduziert ist. Durch die Nutzung des Stromspeichers kann ausgehend von dem Verlauf der Residualleistung (blauer Verlauf) die Netzleistung (grüner Verlauf – Rückspeisungsleistung) zusätzlich reduziert werden. Bei nichtvorhandenem Stromspeicher ist die positive Netzleistung (grüner Verlauf – Rückspeisung in das öffentliche Netz) gleich der positiven Residualleistung (blauer Verlauf).

Die negative Residualleistung (blauer Verlauf) ergibt sich ebenfalls aus der vorzeichenrichtigen Addition zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch zu jedem Zeitschritt t . Durch den Einsatz des Stromspeichers wird die negative Netzleistung (grüner Verlauf – Bezugsleistung aus dem öffentlichen Netz) ebenfalls reduziert. Die verbleibende negative Netzleistung (grüner Verlauf – Bezugsleistung aus dem öffentlichen Netz) wird vom öffentlichen Netz bereitgestellt.

Aus der rechten Abbildung 7 ((d) – mit Überschusswärmebetrieb) ist ersichtlich, dass die positive Netzleistung (grüner Verlauf – Rückspeisungsleistung) eine geringere Anzahl von Stunden mit der gleichen Leistung, im Vergleich zur Abbildung 7 ((c) ohne Wärmespeicherbetrieb), aktiv ist. Dies bedeutet, dass in dieser Simulation weniger Energie in das öffentliche Netz rückgespeist wird. Die negative Netzleistung (grüner Verlauf – Bezugsleistung aus dem öffentlichen Netz) besitzt ebenfalls im Vergleich zur Abbildung 7 ((c) – ohne Überschusswärmebetrieb) eine geringere Dauer bei gleicher Leistung.

Die Dauer der positiven Netzleistung (Rückspeisung der PV-Anlage) kann bei (c) ohne Überschusswärmespeicherbetrieb um 63 % bzw. bei (d) mit Überschusswärmespeicherbetrieb um 85 % reduziert werden. Die Dauer der negativen Netzleistung (Bezug vom öffentlichen Netz) kann bei (c) ohne Überschusswärmespeicherbetrieb um 25 % bzw. (d) mit Überschusswärmespeicherbetrieb um 28 % gesenkt werden.

Um den Einfluss der elektrischen Stromspeicherkapazität (0 kWh bis 10 kWh) auf den Eigenverbrauchs- bzw. auf den Autonomiegrad zu eruieren, wird die (c) PV-Anlage (2 kW) mit einem Stromspeicher (0 kWh bis 10 kWh) ohne Überschusswärmespeicherbetrieb und (d) PV-Anlage (2 kW) mit einem Stromspeicher (0 kWh bis 10 kWh) mit Überschusswärmespeicherbetrieb simuliert und die Ergebnisse in der Abbildung 8 dargestellt.

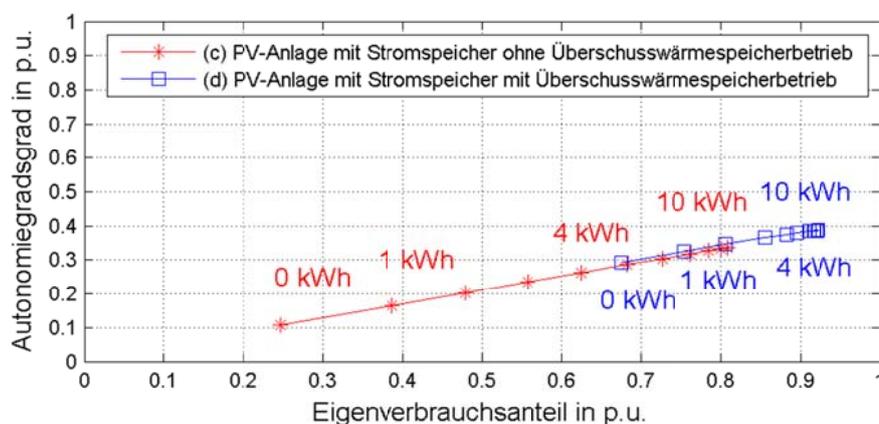


Abbildung 8 Autonomiegrad über Eigenverbrauchsanteil einer PV-Anlage mit Stromspeicher (0 kWh – 10 kWh) und mit/ohne Überschusswärmespeicherbetrieb

Aus Abbildung 8 ist ersichtlich, dass der Eigenverbrauchs- sowie der Autonomiegrad durch den Einsatz von Stromspeichern weiter gesteigert werden kann. Ausgehend vom blauen Kurvenverlauf ((c) PV-Anlage mit Stromspeicher ohne Überschusswärmespeicherbetrieb) liegt der Autonomiegrad bei 17 % bzw. der Eigenverbrauchsgrad bei 39 % (Stromspeicher 1 kWh). Durch eine relativ kleine Stromspeicherkapazität (1-4 kWh) kann eine relativ große Steigerung des Autonomie- sowie des Eigenverbrauchsgrades erreicht werden. Eine weitere Erhöhung der Stromspeicherkapazität bis zu einer Größe von 10 kWh zeigt eine immer kleiner werdende prozentuelle Steigerung des Autonomie- und des Eigenverbrauchsgrades.

Der Einsatz eines Warmwasserspeichers ((d) PV-Anlage mit Stromspeicher und mit Überschusswärmespeicherbetrieb) bei einer Stromspeicherkapazität von 1 kWh ergibt hingegen bereits einen Autonomiegrad von 33 % und einen Eigenverbrauchsgrad von 75 %. Dies kann dadurch erklärt werden, da der Warmwasserspeicher im Überschusswärmespeicherbetrieb durch die überschüssige Leistung seitens der PV-Anlage aufgeladen wird.

Die folgende Tabelle 2 zeigt die Steigerung des Autonomie- und des Eigenverbrauchsgrades bei unterschiedlichen Stromspeicherkapazitäten (1 kWh und 4 kWh) und mit bzw. ohne Überschusswärmespeicherbetrieb.

Tabelle 2 Steigerung des Eigenverbrauchs- und des Autonomiegrades bei unterschiedlichen Stromspeicherkapazitäten und mit/ohne Überschusswärmespeicherbetrieb

		PV-Anlage mit Stromsp. und ohne Überschusswärmesp. (c) – roter Verlauf	PV-Anlage mit Stromsp. und mit Überschusswärmesp. (d) – blauer Verlauf	Prozentuelle Steigerung AG(t) und EG(t)
Stromspeicher 1 kWh	Autonomiegrad AG (t)	17 %	33 %	+94 %
	Eigenverbrauchsgrad EG (t)	39 %	75 %	+92 %
Stromspeicher 4 kWh	Autonomiegrad AG (t)	26 %	38 %	+46 %
	Eigenverbrauchsgrad EG (t)	63 %	88 %	+40 %

Eine weitere Steigerung des Autonomie- sowie des Eigenverbrauchsgrades ist nicht nur durch den Einsatz noch größerer Stromspeicherkapazitäten möglich, sondern auch durch den gleichzeitigen Einsatz eines Lastmanagementsystems.

3.1 Dynamische Investitionsrechnung der durchgeführten Simulationen ((a) bis (d))

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird mittels einer dynamischen Investitionsrechnung durchgeführt. Als Basis dient die Referenzanlage (a) ohne PV-Anlage und ohne Stromspeicher sowie ohne Überschusswärmespeicherbetrieb. Diese Anlage muss die elektrische Energie aus dem übergeordneten Netz beziehen. Der Break-Even-Point ergibt sich aus dem Schnittpunkt der jeweiligen Simulation (b) bis (d) mit der Referenzanlage (a) ohne PV-Anlage. Der Verlauf der dynamischen Investitionsrechnung für die Anlage ist über

einen Zeitraum von 25 Jahren mit den unterschiedlich durchgeführten Simulationen ((a) bis (d)) dargestellt.

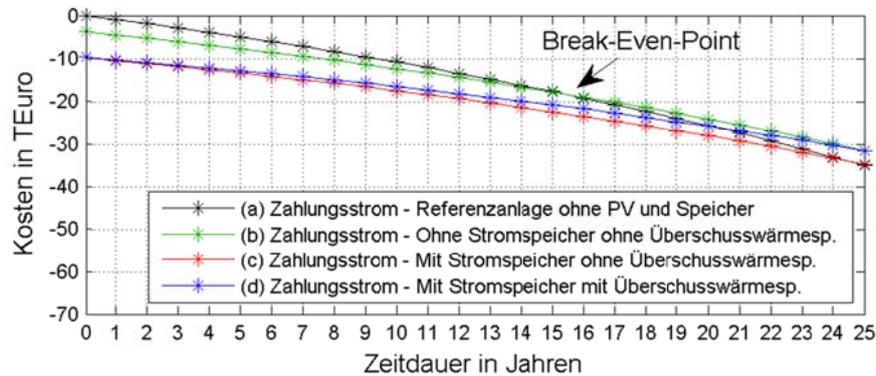


Abbildung 9 Dynamische Investitionsrechnung der PV-Anlage (2 kW) mit/ohne Stromspeicher sowie mit/ohne Überschusswärmespeicherbetrieb (Simulation (b) bis (d)) gegenüber der Referenzanlage (a) ohne PV-Anlage und ohne Stromspeicher sowie ohne Überschusswärmespeicherbetrieb

Aus den Ergebnissen in Abbildung 9 ist ersichtlich, dass sich der Break-Even-Point zwischen der Referenzanlage (a) PV-Anlage ohne den Einsatz von Speichern (schwarzer Verlauf) mit der (b) PV-Anlage ohne Stromspeicher und ohne Überschusswärmespeicherbetrieb (grüner Verlauf) nach 15,4 Jahren ergibt. Der Einsatz einer (c) PV-Anlage mit Stromspeicher ohne Überschusswärmespeicherbetrieb (roter Verlauf) ergibt einen Break-Even-Point mit der Referenzanlage nach 24,6 Jahren. Der Einsatz einer PV-Anlage mit Stromspeicher und mit Überschusswärmespeicherbetrieb (blauer Verlauf) besitzt eine Zeitspanne von 20,2 Jahren, zur Erreichung des Break-Even-Points.

Entscheidend in dieser wirtschaftlichen Betrachtung ist die Kapitalwertdifferenz zur Referenzanlage (a) ohne PV-Anlage und ohne Stromspeicher sowie ohne Überschusswärmespeicherbetrieb nach 20 Jahren bzw. 25 Jahren. Die ermittelten charakteristischen Punkte der einzelnen Kurvenverläufe aus Abbildung 9 sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

Tabelle 3 Charakteristischen Punkte aus der dynamischen Investitionsrechnung

	PV-Anlage ohne Stromsp. und ohne Überschusswärmesp. (b) – grüner Verlauf	PV-Anlage mit Stromsp. und ohne Überschusswärmesp.. (c) – roter Verlauf	PV-Anlage mit Stromsp. und mit Überschusswärmesp. (d) – blauer Verlauf
Break-Even-Point (Schnittpunkt mit Referenzanlage (a))	15,4 Jahre	24,6 Jahre	20,2 Jahre
Kapitalwertdifferenz (20 Jahre)	1 560 € ²⁾	- 2 397 € ²⁾	- 75 € ²⁾
Kapitalwertdifferenz (25 Jahre)	3 509 € ²⁾	298 € ²⁾	3 470 € ²⁾

²⁾ Kapitalwert gegenüber der Referenzanlage (a) ohne PV-Anlage, ohne Stromspeicher und ohne Überschusswärmespeicherbetrieb

Entscheidend ist, dass die Anlage (d) mit einem Stromspeicher sowie mit Überschusswärmespeicherbetrieb (blauer Verlauf) nach 25 Jahren einen ähnlichen Kapitalwert wie die (b) PV-Anlage ohne Stromspeicher sowie ohne Überschusswärmespeicherbetrieb (grüner Verlauf) aufweist.

4. Ausblick und Schlussfolgerungen

Im vorliegenden Beitrag wird gezeigt, dass die Möglichkeiten der effizienten Nutzung des regenerativ erzeugten Stroms noch lange nicht vollständig ausgereizt sind. Erst durch das Wechselspiel von elektrischen sowie thermischen Speichern (mit Überschusswärmespeicherbetrieb) kommt es sowohl zu einer Erhöhung des Eigenverbrauchsgrades, als auch zu einer wesentlichen Steigerung des Autonomiegrades.

Die Definition des zeitlichen Eigenverbrauchs- und Autonomiegrades im Netzparallelbetrieb gibt einerseits Aufschluss auf die Leistungs- bzw. Energieunabhängigkeit vom öffentlichen Netz. Andererseits können diese Parameter zur Anlagendimensionierung bestehend aus der PV-Anlage und den Speichern (elektrisch und thermisch) verwendet werden.

Es wird gezeigt, dass die Dauer der Rückspeisung seitens der PV-Anlage in das Netz durch den Einsatz von Speichern (elektrisch und/oder thermisch) bei (c) ohne Überschusswärmespeicherbetrieb um 63 % bzw. bei (d) mit Überschusswärmespeicherbetrieb um 85 % reduziert werden kann. Die Dauer der negativen Netzleistung (Bezug vom öffentlichen Netz) kann durch den Einsatz von Speichern (elektrisch und/oder thermisch) bei (c) ohne Überschusswärmespeicherbetrieb um 25 % bzw. (d) mit Überschusswärmespeicherbetrieb um 28 % gesenkt werden.

Bereits kleine Stromspeicher sowie die im Haushalt vorhanden Warmwasserspeicher (mit Überschusswärmespeicherbetrieb) können verwendet werden, um eine signifikante Steigerung des Eigenverbrauchs- sowie des Autonomiegrads zu erreichen.

Der Überschusswärmespeicherbetrieb bei unterschiedlich großen Stromspeicherkapazitäten (1 kWh bzw. 4 kWh) ergibt eine prozentuelle Steigerung des Eigenverbrauchs- bzw. Autonomiegrades um ca. 90 % (1 kWh) bzw. um ca. 40 % (4 kWh) ergibt.

Eine weitere Steigerung der Stromspeicherkapazitäten (>10 kWh) bringt keine wesentliche Erhöhung des Eigenverbrauchs- bzw. Autonomiegrades. Erst durch eine Abstimmung des Verbrauchs auf die Erzeugung durch beispielsweise ein Lastmanagementsystem kann eine weitere wesentliche Steigerung erwartet werden.

Die Erreichung des Break-Even-Points wird bei den einzelnen Simulationen ((b) bis (d)) im Bereich von 15 bis 25 Jahren erreicht. Zusätzlich ist der Kapitalwert im Vergleich zur Referenzanlage der Simulationen ((b) bis (d)) im Bereich von -2500 € bis 1500 € bei 20 Jahren bzw. 300 € bis 3500 € bei 25 Jahren.

Die Dimensionierung der optimalen Speicherkapazität für Strom und Warmwasser (zukünftig auch für Raumwärme in Niedrigenergiehäusern) sowie der Einsatz von Wärmepumpen werden Gegenstand der zukünftigen Forschung sein.

Quellen:

- [1] T. Wieland, F. Otto, L. Fickert: „Analyse, Bewertung und Steigerung möglicher Einspeisekapazität dezentraler Energieerzeugungsanlagen in der Verteilnetzebene“, 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2013, Wien
- [2] Statistik Austria, Strom- und Gastagebuch 2012 - Strom- und Gaseinsatz sowie Energieeffizienz österreichischer Haushalte, 2013, Wien
- [3] T. Wieland, E. Schmutzger, M. Aigner, E. Friedl: „Konzepte zum Einsatz von Stromspeichern und Laststeuerungen zur Glättung fluktuierender erneuerbarer Energiequellen im Niederspannungsbereich“, 12. Symposium Energieinnovation, 15.-17.2.2012, Graz
- [4] ÖVE/ÖNORM EN 50160: „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, 2011
- [5] R. Sterbak: „Volle Ladung“, Nachhaltige Mobilität - Ladesysteme für Elektroautos, Pictures of the Future, 2010
- [6] J. Pasker: „Schutzkonzept und Verhalten von Wechselrichtern in Smart Grids“, Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2012, Graz
- [7] J. Mähliß: „Lithium-Ionen-Batterien – Gefahrenpotential und Umgang“, Würzburg, 2013
- [8] Energie Steiermark: „Optimale Dimensionierung einer Photovoltaikanlage“, <http://www.e-steiermark.com>, zuletzt besucht am: 07.01.2014
- [9] L. Fickert, T. Wieland, M. Aigner: „Technische und rechtliche Abgrenzung autarker Inselnetzlösungen und die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Netzqualität“, 2013, Bonn
- [10] T. Wieland: „Verhalten von Niederspannungs-Synchrongeneratoren im Fehlerfall“, Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2011, Graz
- [11] R. Neunteufel, L. Richard, R. Perfler, et. al: „Wasserverbrauch und Wasserbedarf – Zusammenfassung der Ergebnisse“, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Wien, 2012
- [12] H. Pfeifer, H. Schmiedel, R. Stannarius: „Kompaktkurs Physik mit virtuellen Experimenten und Übungsaufgaben“, B. G. Teubner Verlag / GWV Fachverlag GmbH, Wiesbaden, 2004
- [13] H. Stigler: „Skriptum Energieplanungsmethoden“, Vorlesungsskript, Energieplanungsmethoden, Technische Universität Graz, Graz, 2006
- [14] Statistik Austria: „STATcube - Statistische Datenbank von Statistik Austria“, zuletzt besucht am: 24.06.2013
- [15] SMA Solar Technology AG: „Garantieverlängerung Active – Sunny Boy, Sunny Mini Central und Sunny Tripower“, 2013, Niesental
- [16] E-Control: „Strompreise in Österreich - Strompreismonitor“, Wien, 2013
- [17] Kundeninformation Energie Steiermark: „s-Sun Einspeisetarif“, <http://www.e-steiermark.com/>, zuletzt besucht am: 12.01.2014
- [18] Photovoltaik-Guide: „Photovoltaik-Preisindex“, <http://www.photovoltaik-guide.de/pv-preisindex>, zuletzt besucht am: 13.01.2014
- [19] efectoX: „Sunxtender“, 2013, <http://www.efectox.com/>
- [20] EnBW Regional AG: „Standardlastprofil Photovoltaik“ enbw-regional.de, 2012
- [21] Solarwatt GmbH: „SOLARWATT Storage parallel – Datenblatt“, Dresden, 2013