3

36. Jahrgang
Juni 2014, S. 117–129
ISSN 0171-5445
A 1879

Sonderdruck

Bauphysik

Wärme | Feuchte | Schall | Brand | Licht | Energie

Optimierung des Eigenverbrauchs, der Eigendeckungsrate und der Netzbelastung von einem Mehrfamiliengebäude mit Elektromobilität

Monika Hall
Falk Dorusch
Achim Geissler

Ernst & Sohn
A Wiley Brand

Fachhochschule Nordwestschweiz
Hochschule für Architektur, Bau und Geomatik

Monika Hall
Falk Dorusch
Achim Geissler

DOI: 10.1002/bapi.201410023

Optimierung des Eigenverbrauchs, der Eigendeckungsrate und der Netzbelastung von einem Mehrfamiliengebäude mit Elektromobilität

An einem kleinen, gut gedämmten Mehrfamilienhaus mit Elektromobilität und einer großen Photovoltaikanlage wird untersucht, welche Verbraucher sich für die Steigerung des Eigenverbrauchs eignen. Das detaillierte Monitoring weist aus, dass hierzu die Wärmepumpe der größte geeignete Einzelverbraucher ist. Mit der Limitierung der Laufzeit der Wärmepumpe auf die Tagesstunden kann gezeigt werden, dass die Gleichzeitigkeit von Elektrizitätsbezug und Photovoltaikertrag erhöht und damit nicht nur die Netzbelastung reduziert, sondern auch die Einspeisespitze zur Mittagszeit geglättet werden. Der thermische Komfort wird dabei nicht beeinflusst. Für die Gesamtbilanzierung des Gebäudes wird anhand der Messdaten die Eigendeckungs- und Eigenverbrauchsrate detailliert betrachtet. Verschiedene Bilanzzeiträume und Bilanzierungszeitschritte werden gegenübergestellt. Je kürzer der Bilanzzeitraum und die Zeitschritte gewählt werden, desto geringer sind die Eigendeckungs- und Eigenverbrauchsraten. Dies ist ein wichtiger Aspekt bei der Diskussion über die Anforderungen an die Gleichzeitigkeit in Gebäudestandards und normativen Berechnungsvorschriften der Gesamtenergiebilanzierung von Gebäuden.

Optimization of self-consumption, self-cover rate and net interaction of an apartment building with electromobility. *Based on a small, well insulated multi-family dwelling with included e-car and large PV installation the load with the highest potential for increasing self-consumption is evaluated. The monitoring shows that the heat pump has the highest potential for increasing self-consumption. The run-time schedule of the heat pump is limited to daytime hours as a proof of concept. This increases the self-consumption and decreases the net interaction and also shaves the peak electricity export at noon. The thermal comfort does not decrease, hereby. The self-consumption rate and self-cover rate both depend on the balancing time period and the time-step chosen. This is an important aspect in regard to defining self-consumption requirements for building labels or energy codes.*

1 Einführung

1.1 Hintergründe

Der Trend, Gebäude mit lokaler Elektrizitätsproduktion auszurüsten, hält an und wird sich in Zukunft noch verstärken. Meist erfolgt diese Produktion mittels einer Photovoltaikanlage (PV-Anlage). In der Regel entsteht eine bidirektionale Netznutzung, welche neue Herausforderungen für die Regelung der Netzstabilität sowie für die Netzkapazität birgt. Um die Netzinteraktion zu reduzieren, ist eine hohe Gleichzeitigkeit von PV-Ertrag und Strombezug anzustreben.

In vorliegendem Forschungsprojekt wird über ein detailliertes Monitoring an einem kleinen Mehrfamilienhaus mit Elektromobilität untersucht, wann und wo welche Energieflüsse anfallen und daraus abgeleitet, welche wesentlichen Verbraucher in Zeiten mit hohem PV-Ertrag verschoben werden können, um die Gleichzeitigkeit zu erhöhen. Durch einfache Maßnahmen soll die Gleichzeitigkeit von Elektrizitätsproduktion und -verbrauch optimiert werden. Es wird weder ein komplexes Lastmanagement noch ein Batteriespeicher eingesetzt.

Das Monitoring liefert zusätzlich wertvolle Informationen zu Eigendeckungs- und Eigenverbrauchsraten.

1.2 Verwendete Definitionen

Der *Bilanzzeitraum T* ist der Zeitraum, für den die Bilanzierung durchgeführt wird, z. B. ein Jahr (Anlehnung an [1]).

Der *Bilanzierungszeitschritt* τ ist ein diskretes Zeitintervall (z. B. eine Stunde, ein Monat) im Bilanzzeitraum (Anlehnung an [1]). Ist der gewählte Bilanzierungsschritt ein Vielfaches des Mess- oder Simulationsintervalls Δt, werden entsprechend $\tau/\Delta t$ Intervalle aufsummiert. Bei dem betrachteten Projekt ist das Messintervall $\Delta t = 15$ min.

Der *Eigenverbrauch EV* bezeichnet die Menge an Elektrizität, die im Bilanzierungszeitschritt gleichzeitig von der PV-Anlage des Gebäudes erzeugt (E_{PV}) und von den Verbrauchern im Gebäude bezogen wird (E_{ges}):

$$EV_\tau = \min\left(\sum_{i=1}^{\frac{\tau}{\Delta t}} E_{PV,i}; \sum_{i=1}^{\frac{\tau}{\Delta t}} E_{ges,i} \right) \quad \left[kWh \right] \tag{1}$$

Die *Eigendeckungsrate EDR* (demand cover factor) definiert das Verhältnis aus EV und E_{ges} für den Bilanzierungszeitschritt (in Anlehnung an [2]):

$$EDR_\tau = \frac{EV_\tau}{\sum_{i=1}^{\frac{\tau}{\Delta t}} E_{ges,i}} \cdot 100 \quad \left[\% \right] \tag{2}$$

bzw. für einen Bilanzzeitraum:

$$EDR_\tau = \frac{\tau \cdot \sum_{i=1}^{\frac{T}{\tau}} EDR_{\tau,i}}{T} \quad \left[\% \right] \tag{3}$$

 © Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH & Co. KG, Berlin

Gleichzeitigkeit besteht dann, wenn im Bilanzierungszeitschritt der Gesamtelektrizitätsbezug im Gebäude durch den PV-Ertrag vollständig gedeckt (100 % EDR) wird.

Für die Berechnung der folgenden Raten gilt dieselbe Methodik, wie sie für EDR gemäß den Gl. (1) bis (3) festgelegt wird. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden sie nur schematisch dargestellt.

Als *Eigenverbrauchsrate EVR* (supply cover factor) wird das prozentuale Verhältnis aus dem Eigenverbrauch gemäß Gl. (1) und dem PV-Ertrag bezeichnet:

$$\mathrm{EVR} = \frac{\mathrm{EV}}{\mathrm{E_{PV}}} \cdot 100 \quad \left[\%\right] \tag{4}$$

Die *Residuallast* E_{res} ist die Menge an Elektrizität, die aus dem Netz bezogen wird. Sie entspricht der Differenz zwischen Nachfrage (Gesamtelektrizitätsbezug) im Gebäude und Angebot (PV-Ertrag):

$$\mathrm{E_{res}} = \mathrm{E_{ges}} - \mathrm{E_{PV}}, \mathrm{E_{ges}} > \mathrm{E_{PV}} \quad \left[\mathrm{kWh}\right] \tag{5}$$

Als *Netzbezugsrate NBR* wird der prozentuale Anteil der Residuallast (Gl. (5)) am Gesamtelektrizitätsbezug bezeichnet:

$$\mathrm{NBR} = \frac{\mathrm{E_{res}}}{\mathrm{E_{ges}}} \cdot 100 = 100\ \% - \mathrm{EDR} \quad \left[\%\right] \tag{6}$$

Die *Netzeinspeisung ES* quantifiziert die Menge an PV-Ertrag, die nicht unmittelbar zum Zeitpunkt der Erzeugung im Gebäude selbst genutzt werden kann und daher an das Elektrizitätsnetz abgegeben („eingespeist“) wird:

$$\mathrm{ES} = \mathrm{E_{PV}} - \mathrm{EV}, \mathrm{E_{PV}} > \mathrm{E_{ges}} \quad \left[\mathrm{kWh}\right] \tag{7}$$

Als *Netzeinspeiserate NSR* wird das prozentuale Verhältnis von Netzeinspeisung und dem gesamten PV-Ertrag definiert:

$$\mathrm{NSR} = \frac{\mathrm{ES}}{\mathrm{E_{PV}}} \cdot 100 = 100\ \% - \mathrm{EVR} \quad \left[\%\right] \tag{8}$$

2 Randbedingungen

2.1 Beispielgebäude

Das untersuchte Gebäude ist ein kleines, in Massivbauweise errichtetes Mehrfamilienhaus in Rupperswil im Kanton Aargau (Schweiz). Das zweigeschossige, unterkellerte Gebäude hat eine beheizte Wohnfläche von 320 m² (Bild 1). Im Erd- und Obergeschoss befindet sich je eine Wohnung mit einer beheizten Fläche von 135 m². Die Balkone sind nach Westen orientiert. Im Kellergeschoss befindet sich ein nach Osten ausgerichtetes Studio mit einer beheizten Fläche von 50 m². Das Gebäude ist mit Minergie-P-ECO (AG-005-P-ECO) zertifiziert und hat den Schweizer Solarpreis 2012 in der Kategorie PlusEnergieBau [3] gewonnen. Detaillierte Daten zum Gebäude können [4] bis [6] entnommen werden.

Bild 1. Ansichten des untersuchten Mehrfamilienhauses (Quelle: Setz Architektur, FHNW IEBau)
Fig. 1. View of the multi-family dwelling studied (© Setz Architektur, FHNW IEBau)

Die Wärme für Heizung und Warmwasser wird zu 100 % mit einer Sole-Wasser-Wärmepumpe erzeugt. Die Wärmeabgabe erfolgt über eine Fußbodenheizung. Das Gebäude verfügt über eine mechanische Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung. Bei Außenlufttemperaturen über 20 °C wird die Zuluft über einen Wärmetauscher geführt und über die umgewälzte Sole vorgekühlt.

Die Photovoltaik-Anlage mit rund 103 m² Panelfläche ist nach Süden mit einem 10 Grad-Neigungswinkel ausgerichtet. Die Nenn-Leistung beträgt 20 kW_p und es wird mit einem Ertrag von rund 18 000 kWh/a gerechnet. Die Anlage ist so geschaltet, dass erst der Verbrauch im Gebäude gedeckt und nur der Überschuss in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Der Ertrag der Solaranlage ist so groß, dass neben dem gesamten Elektrizitätsverbrauch des Gebäudes zusätzlich ein Elektroauto betrieben werden kann und trotzdem in der Jahresbilanz ein Elektrizitätsüberschuss vorliegt.

2.2 Monitoring

Das Monitoring erfolgt mit 15-minütiger Zeitauflösung [7], wie es für die Leistungsmessung bei der Elektrizitätsverrechnung üblich ist. Folgende Daten werden erfasst:

Elektrizität allgemein
- Ertrag der Photovoltaikanlage, kWh
- Elektrizitätsbezug für das Elektroauto, kWh
- Allgemeinstrom, kWh
- Gesamtelektrizitätsbezug für die Lüftung aller drei Haushalte, kWh
- je Haushalt werden separat erfasst:
  - Gesamtbezug der Wohnung, kWh
  - Herd/Ofen und Waschmaschine/Tumbler (Kraftverbraucher), kWh
  - Kühlschrank, kWh
  - Geschirrspüler, kWh
  - Dunstabzugshaube, kWh

Elektrizität Wärmeerzeugung
- Elektrizitätsbezug der Wärmepumpe, kWh
- Betriebsstatus Heizen, Warmwasser, darauf basierend erfolgt die Berechnung des Elektrizitätsbedarfs zur Warmwasserbereitung
- Elektrizitätsbezug der Umwälzpumpe für die Erdwärmesonde, kWh
- Elektrizitätsbezug der Umwälzpumpe für Heizung/Warmwasser, kWh
- Elektrizitätsbezug für den Notheizstab für Heizung, kWh

Wärmeverbrauch
- Warmwassermenge je Haushalt, m^3
- Heizwärme je Haushalt, kWh

Komfort, Klima
- Innenraum (je Wohnung 1×):
  Raumtemperatur „Wohnen“, °C
- Außenlufttemperatur, °C

Das Monitoring umfasst zwei Betriebsjahre:
1. Betriebsjahr: 01.10.2011–30.09.2012
2. Betriebsjahr: 01.10.2012–30.09.2013

Von Oktober 2011 bis Mai 2013 gibt es nur vereinzelte, kurzzeitige Messdatenausfälle, die das Monitoring nicht beeinflussen. Zwischen Juni und Oktober 2013 treten starke Unregelmäßigkeiten auf, die zwar auf die Monats- und Jahresbilanz keinen Einfluss haben, jedoch keine Auswertungen von 15-min-Werten oder Stundenwerten zu lassen. Daher erfolgen die detaillierten Betrachtungen für die Gleichzeitigkeit und die Netzinteraktion für den Zeitraum: 01.05.2012–30.04.2013.

2.3 Wetterdaten

Die Außenlufttemperatur wird an der hauseigenen Wetterstation auf dem Dach gemessen. Die Solarstrahlung wird von der nächsten Klimastation von MeteoSchweiz – Klimastation Buchs/Aarau – übernommen (ca. 3 km entfernt). Die Angaben zu langjährigen Außentemperaturen und langjährigen solaren Einstrahlungen werden dem Meteonorm 6-Datensatz entnommen.

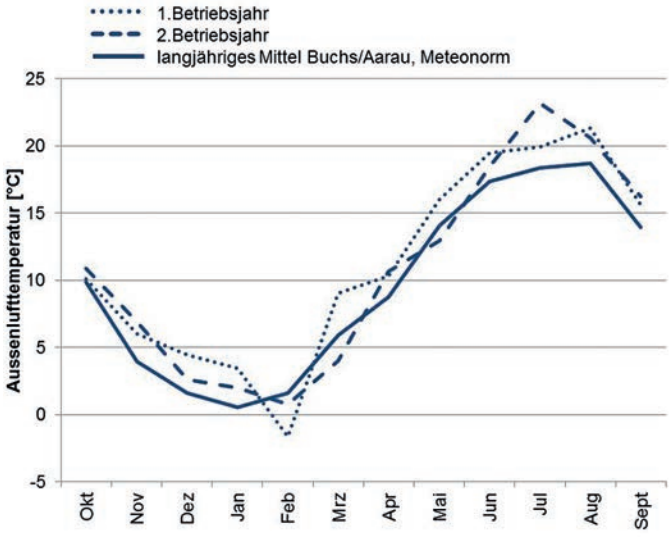


Bild 2. Außenlufttemperaturen für die beiden Betriebsjahre im Vergleich zum langjährigen Mittel
Fig. 2. Ambient temperatures of both years of operating compared to longtime average ambient temperature

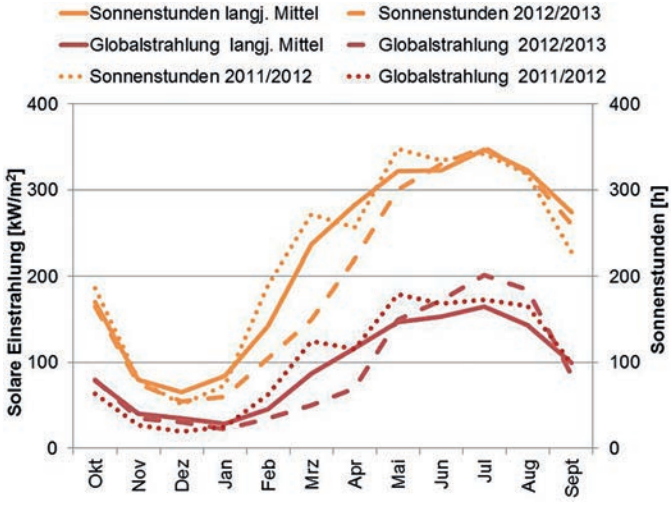


Bild 3. Sonnenstunden und Globalstrahlung für die beiden Betriebsjahre im Vergleich zum langjährigen Mittel
Fig. 3. Sun hours and global radiation of both years of operating compared to longtime average values

Beide Betriebsjahre sind leicht wärmer als das langjährige Mittel (Bild 2). Die Heizgradtage weichen im ersten Betriebsjahr um +1 %, im zweiten Betriebsjahr um +6 % vom langjährigen Mittel ab [8]. Die Einstrahlung liegt im ersten Betriebsjahr um 9 % höher, im zweiten um 2 % tiefer als im langjährigen Mittel (Bild 3). Im zweiten Betriebsjahr wirken sich insbesondere die geringere Zahl an Sonnenstunden und die niedrigen Außenlufttemperaturen in den Monaten Februar und März 2013 auf die Länge der Heizperiode aus.

3 Energieverbrauch

3.1 Gesamtbilanz

Bild 4 zeigt den kumulierten Elektrizitätsverbrauch und PV-Ertrag für die beiden Betriebsjahre. Da das Gebäude zur Heizperiode 2011/2012 bezogen wurde, war der kumulierte Verbrauch in den ersten 6 Monaten höher als der kumu-

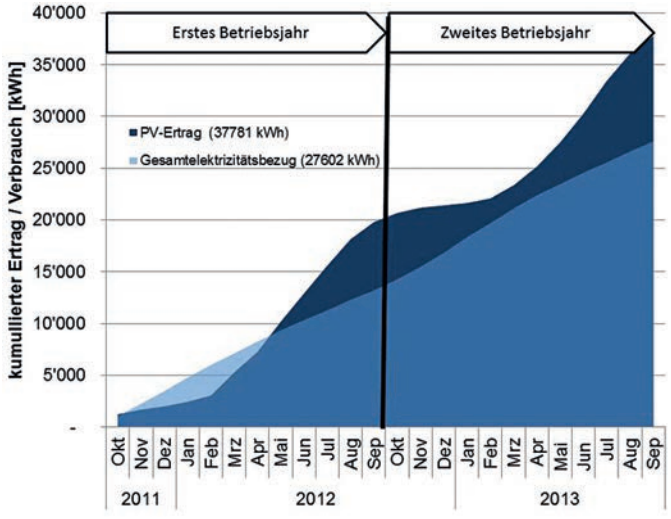


Bild 4. Kumulierter Elektrizitätsverbrauch und PV-Ertrag für die beiden Betriebsjahre
Fig. 4. Accumulated electricity consumption and PV-generation of both years of operation

lierte PV-Ertrag. Seit Mai 2012 ist der kumulierte PV-Ertrag höher als der kumulierte Verbrauch. Insgesamt wurde im ersten Betriebsjahr ein Überschuss von 50 %, im zweiten Betriebsjahre von 25 % realisiert.

Die Monatssummenwerte von einzelnen Verbrauchern und dem PV-Ertrag sind in Bild 5 dargestellt. Der typische asymmetrische Jahresgang im Elektrizitätsbezug und PV-Ertrag ist zu erkennen. In der Monatsbilanzierung kann der PV-Ertrag in den Wintermonaten den Verbrauch nicht decken (Unterdeckung) und in den Sommermonaten wird ein großer Überschuss produziert (Überdeckung). Je nach Witterung und Nutzerprofil ergeben sich in den Übergangsmonaten März und Oktober eine Über- oder Unterdeckung. Der Jahresgang des Elektrizitätsverbrauchs ist stark von dem Verbrauch für die Wärmepumpe geprägt. Das Elektroauto steht erst ab März 2012 dauerhaft zur Verfügung und wird im zweiten Betriebsjahr deutlich mehr genutzt als im ersten.

Die Summenwerte des ersten und zweiten Betriebsjahres sind in Tabelle 1 gegenübergestellt. Während der Verbrauch der Wohnungen um 9 % abgenommen hat, steigt der Verbrauch für das Elektroauto um 93 % und gleichzeitig sinkt der PV-Ertrag um 9 %. Über den betrachteten Zeitraum ist der gesamte PV-Ertrag dennoch höher als der Gesamtverbrauch.

Der heizgradtagkorrigierte Heizenergieverbrauch liegt für beide Betriebsjahre knapp 60 % über dem nach Norm [9] berechneten Wert (17,5 kWh/(m²a)). Wird für die Berechnung die mittlere gemessene Raumlufttemperatur über alle drei Wohnungen von 22 °C anstatt den normgerechten 20 °C verwendet und die Wärmerückgewinnung der Lüftungsanlage berücksichtigt, liegt der Heizenergieverbrauch nur noch rund 7 % über dem berechneten Bedarf. Mit diesen Anpassungen stimmen Bedarf und Verbrauch gut überein.

3.2 Energiebezug in den Wohnungen

Um typische Bezugsmuster zu erkennen, werden Stundenwerte der bezogenen Elektrizitätsmenge in Abhängigkeit von Tageszeit und Wochentag wohnungsweise jeweils gemittelt. In Bild 6 sind diese Bezugsmuster getrennt für die drei Wohnungen dargestellt.

Der Elektrizitätsbezug der Untergeschosswohnung zeigt ein Abend- und Wochenendmaximum. Die Erdge-

Tabelle 1. Vergleich der Verbrauchergruppen, des PV-Ertrags und der meteorologischen Bedingungen für das erste und zweite Betriebsjahr
Table 1. Detailed values for individual consumers, PV-generation and climate data for both years of operation

	1. Betriebsjahr	2. Betriebsjahr	Abw.
Haushaltsstrom für 3 Wohnungen	6.584 kWh (50 %)	6.013 kWh (42 %)	–9 %
elektr. Wärmepumpe, Heizung/Kühlung	2.163 kWh (16 %)	2.168 kWh (15 %)	0 %
elektr. Wärmepumpe, Warmwasser	906 kWh (7 %)	1.014 kWh (7 %)	+12 %
Elektroauto	1.792 kWh (14 %)	3.476 kWh (25 %)	+94 %
Lüftungsanlage	826 kWh (6 %)	887 kWh (6 %)	+7 %
Allgemeinstrom	940 kWh (7 %)	776 kWh (5 %)	–17 %
Gesamtverbrauch	13.210 kWh (100 %)	14.334 kWh (100 %)	+9 %
Gesamtverbrauch ohne Elektroauto	11.354 kWh (86 %)	10.858 kWh (75 %)	–4 %
PV-Ertrag, Prognose: 18.157 kWh/a	19.805 kWh (+9 %)	17.976 kWh (–1 %)	–9 %
Überschuss	6.659 kWh (50 %)	3.584 kWh (25 %)	–46 %
Laufleistung des Elektroautos	8.745 km	15.820 km	+81 %
Sonnenstunden, langjähr. Mittel: 2.649 h	2.552 h (–4 %)	2.466 h (–7 %)	–3 %
Globalstrahlung, l.jähr. M.: 1.050 kWh/(m²a)	1.149 kWh/(m²a) (+9 %)	1.029 kWh/(m²a) (–2 %)	–11 %
Außentemperatur, langjähr. Mittel: 9,2 °C	11,3 °C (+2,1 K)	10,6 °C (+1,4 K)	–0,7 K
Heizgradtage, langjähr. Mittel: 3199 °Cd	3.243 °Cd (+1 %)	3.395 °Cd (+6 %)	+5 %
Heizenergiebedarf*, 26 kWh/(m²a) [9]	27,8 kWh/(m²a) (+7 %)	27,9 kWh/(m²a) (+7 %)	0 %
Warmwasserbedarf, 20,8 kWh/(m²a) [9]	12,2 kWh/(m²a) (–43 %)	17,5 kWh/(m²a) (–16 %)	+43 %
* unter Berücksichtigung von 22 °C Raumtemperatur und Komfortlüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung			

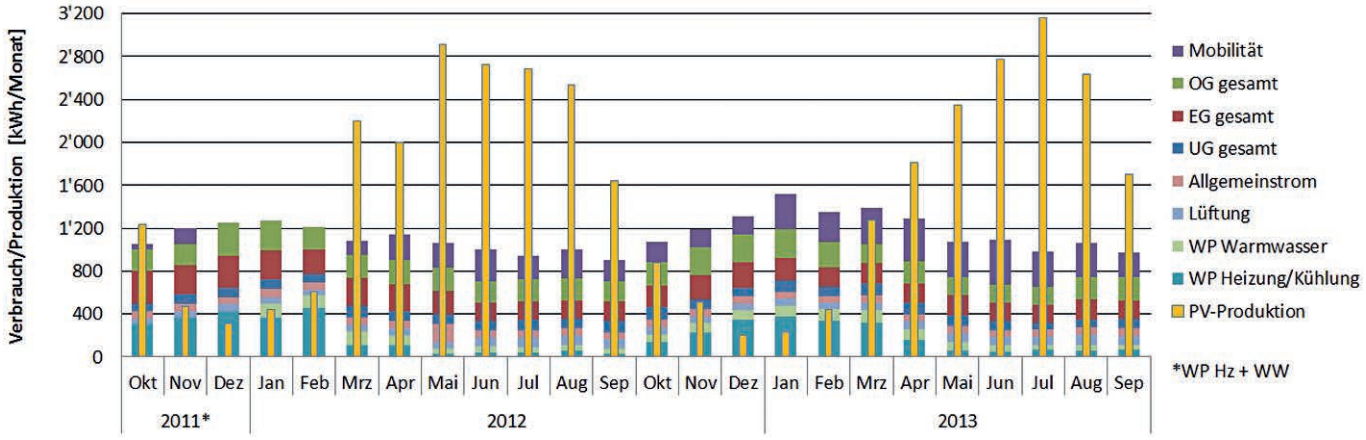


Bild 5. Monatssummenwerte von einzelnen Verbrauchern und dem PV-Ertrag (WP: Wärmepumpe)
Fig. 5. Monthly values for individual consumers and PV-generation (WP: heat pump)

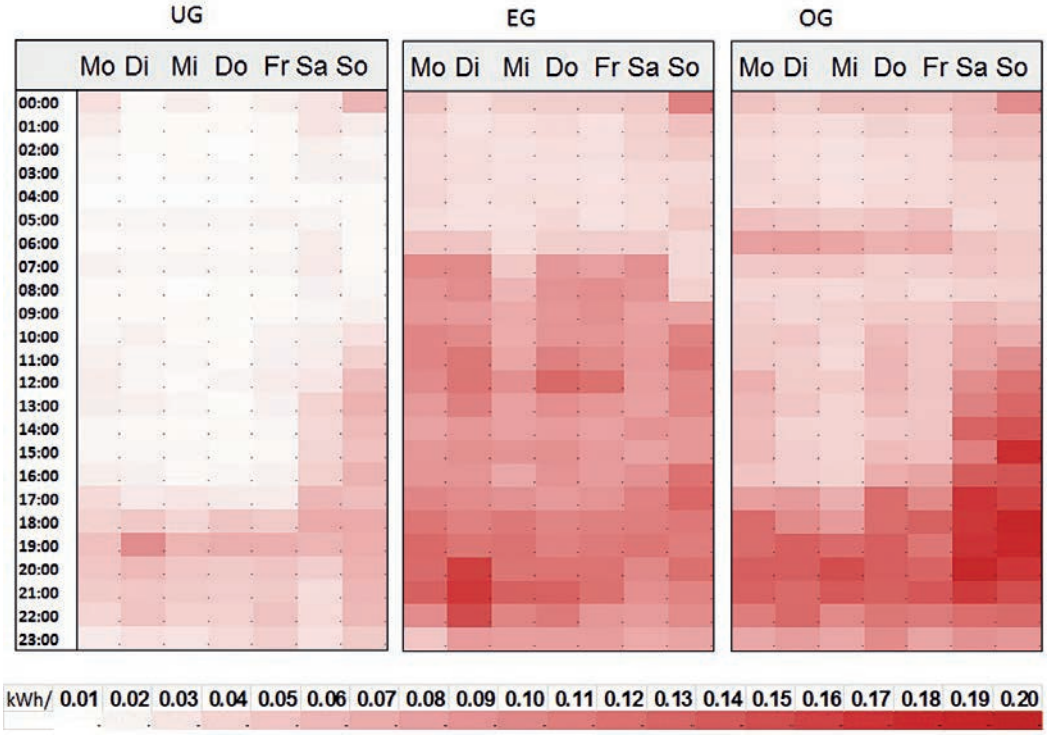


Bild 6. Stunden- und Wochenprofil des mittleren Elektrizitätsverbrauchs der einzelnen Wohnungen (Okt. 2011–Sep. 2012)
Fig. 6. Hourly and weekly mean electricity consumption profile of the three dwellings (Oct. 2011–Sep. 2012)

schosswohnung weist einen gleichmäßigen Bezug über den Tag mit reduziertem Bezug in den frühen Morgenstunden für alle Wochentage auf. Die Obergeschosswohnung bezieht verstärkt in den Morgen- und Abendstunden sowie am Wochenende Elektrizität.

Das Monitoring der Weißen Ware (höchste Energieeffizienz) und der Dunstabzugshaube sowie des Gesamtelektrizitätsbezugs in den einzelnen Wohnungen gibt Aufschluss darüber, wie viel von welchem Verbraucher verbraucht wird (Bild 7).

Der hohe Bezug für den Dampfabzug aus der Untergeschosswohnung resultiert daraus, dass die Dampfabzugsbeleuchtung als indirekte Raumbeleuchtung verwendet wird. Der Verbrauch von Unter- und Obergeschosswohnung ist in beiden Betriebsjahren sehr ähnlich, während der Verbrauch in der Erdgeschosswohnung im zweiten Betriebsjahr um 19 % gesunken ist. Dies ist insbesondere auf die Reduktion des Energieverbrauchs infolge Graustroms von rund 500 kWh (–25 %) zurückzuführen. Der Hauptgrund liegt darin, dass der tägliche Empfang von Internetradio im zweiten Jahr nicht mehr über den PC erfolgt, sondern durch ein separates Internetradio.

Die Aufstellung macht deutlich, dass die separat gemessenen Verbraucher nur rund ein Drittel des Gesamtbezugs pro Wohnung aus machen. Damit beträgt der Graustrom rund zwei Drittel des Gesamtbezugs. Ebenfalls wird deutlich, dass eine Lastverschiebung der Weißen Ware kaum einen Einfluss auf die Gleichzeitigkeit hat, da ihr Anteil am Gesamtverbrauch gering ist. Für Netzbetreiber kann es jedoch Sinn machen, eine größere Anzahl von Kühlschränken kurzzeitig vom Netz zu nehmen, um Lastspitzen zu glätten.

3.3 Kühlung

Bild 8 zeigt den Energieverbrauch der Solepumpe während einer Hitzeperiode im Juli und August 2012 zur Kühlung und Warmwassererzeugung. Der Tagesverlauf des

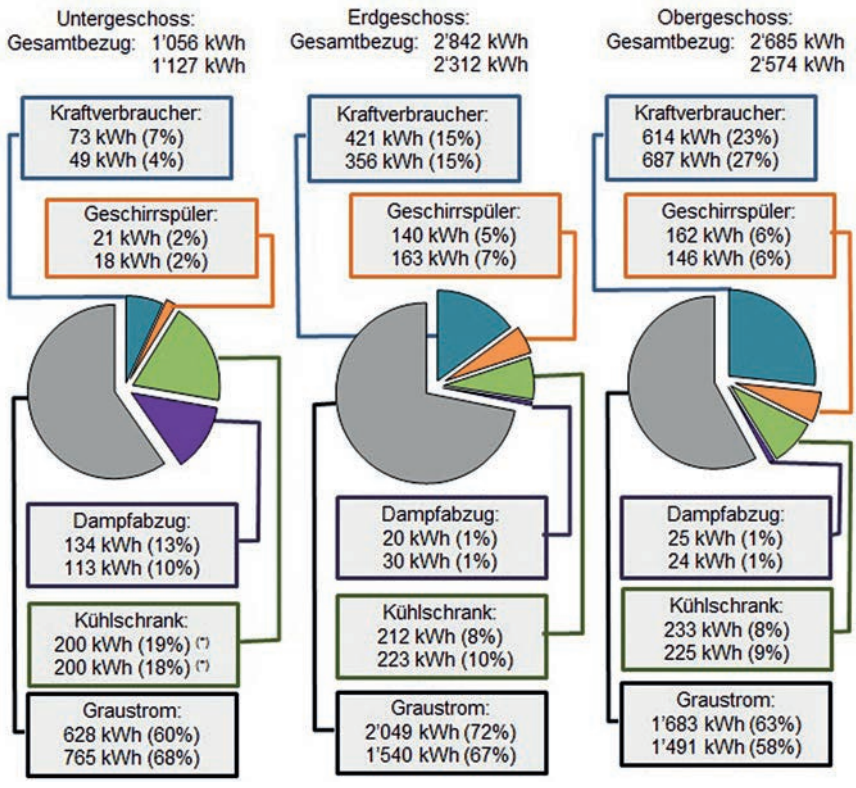


*Bild 7. Elektrizitätsverbrauch in den einzelnen Wohnungen (obere Zahl: erstens Betriebsjahr, untere Zahl: zweites Betriebsjahr; *Messstelle Kühlschrank UG fiel aus und wurde hochgerechnet)*
*Fig. 7. Electricity consumption of the three dwellings (top: first year of operation, bottom: second year of operation; *Refrigerator data was extrapolated)*

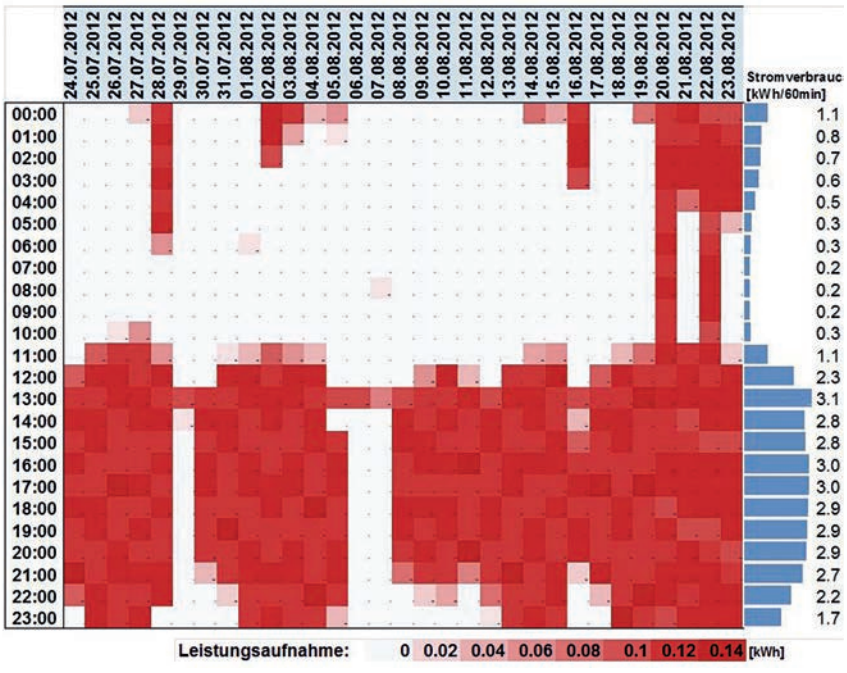


Bild 8. Elektrizitätsverbrauch der Solepumpe im Tagesverlauf für Kühlung und Warmwasserbereitung (24.07.–23.08.2012)
Fig. 8. Electricity consumption of the circulation pump for cooling and domestic hot water (24.07.–23.08.2012)

Solepumpenbetriebs folgt einerseits dem Verlauf der Außenlufttemperatur und andererseits der solaren Einstrahlung in das Gebäude. Da die großflächigen Fenster nach Westen ausgerichtet sind, fällt der Kühlbedarf ab den Mittags- bis in die Abend- und Nachtstunden an. An einzelnen Tagen läuft die Solepumpe kontinuierlich über den gesamten Tag. Der kontinuierliche Elektrizitätsbezug in der Mittagsstunde um 13 Uhr ist auf die Warmwasserbereitung der Wärmepumpe zurückzuführen.

Die Bedienung des Sonnenschutzes ist nicht bekannt. Die Raumlufttemperaturen zeigen einen gegenüber dem Verlauf der Außenlufttemperatur stark gedämpften und großteils verzögerten Verlauf (Bild 9). An wenigen Tagen ist ein kurzzeitiger Anstieg bzw. Abfall der Raumlufttemperatur im Ober- und Erdgeschoss zu erkennen. Hier ist davon auszugehen, dass manuell gelüftet wird. Eine konsequente manuelle Nachtlüftung ist nicht zu erkennen. Aus den Temperaturprofilen lässt sich schließen, dass die Lüftung überwiegend über die Lüftungsanlage, mit vortemperierter Zuluft, erfolgt.

Die hohen Raumlufttemperaturen in der Obergeschosswohnung werden nicht als störend empfunden. Im Gegenteil, die Mieter mögen es gerne warm.

3.4 Elektromobilität

Das Elektroauto, ein Renault Fluence Z.E, steht ab Mitte März 2012 dem Gebäudeeigentümer zur Verfügung. Es wird hauptsächlich als Dienstwagen genutzt. Obwohl das Auto

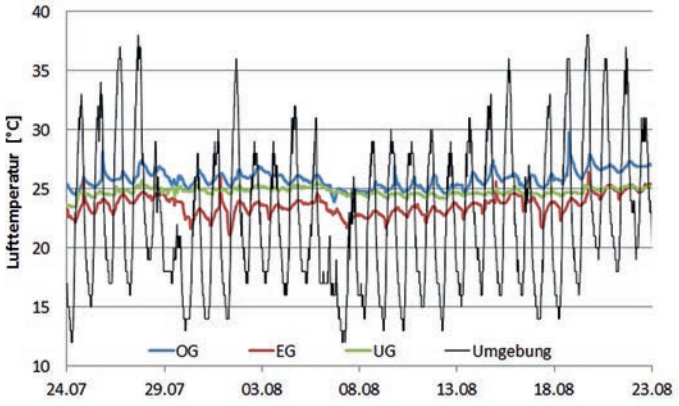


Bild 9. Lufttemperaturen im Tagesverlauf (24.07.–23.08.2012)
Fig. 9. Daily profiles of indoor air and ambient temperatures (24.07.–23.08.2012)

nur für rund 6 Monate im ersten Betriebsjahr zur Verfügung steht, wird eine Fahrstrecke von 8745 km zurückgelegt.

4 Lastverschiebung

4.1 Beeinflussbare Verbraucher

Um die Gleichzeitigkeit von Verbrauch und PV-Ertrag zu erhöhen, wird auf Grundlage der ersten Heizperiode 2011/2012 evaluiert, welche Verbraucher ohne Komforteinbuße für die Nutzer aus den Abend- und Nachtstunden in die Tagesstunden verlegt werden können. Die Analyse zeigt, dass in den Wintermonaten im Zeitraum zwischen 10 und 16 Uhr mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Synchronisation von Erzeugung und Bezug hergestellt werden kann. Zwischen Oktober 2011 und April 2012 wurden 7284 kWh von der PV-Anlage erzeugt. Der Elektrizitätsverbrauch aller Verbraucher im Gebäude zwischen 10 und 16 Uhr beläuft sich auf 2091 kWh, was einer Eigendeckungsrate von 29 % entspricht.

Die größten Einzelverbraucher, für welche separate Daten vorliegen, werden für eine mögliche Lastverschiebung bestimmt; dies sind die Wärmepumpe, die Geschirrspülmaschinen und das Elektroauto. Ihre außerhalb des Zeitraums zwischen 10 und 16 Uhr bezogene Elektrizität kann als Verschiebepotenzial betrachtet werden (Bild 10). Mit 2574 kWh beträgt ihr Anteil am Gesamtenergieverbrauch 31 %. Könnte der Betrieb dieser Verbraucher in die Tagesstunden verschoben werden, könnte sich die Eigendeckungsrate auf rund 62 % erhöhen lassen.

Das Verschiebepotenzial aus dem Zeitraum 16–10 Uhr setzt sich wie folgt zusammen:

- 2194 kWh (26,5 % des Gesamtverbrauchs) entfallen auf die Wärmepumpe,
- 185 kWh (2,2 % des Gesamtverbrauchs) auf den Betrieb der Geschirrspüler,
- 195 kWh (2,4 % des Gesamtverbrauchs) werden zur Ladung der Akkumulatoren des Elektromobils eingesetzt (ab März 2012).

Die Wärmepumpe weist mit Abstand den höchsten Verbrauch auf. Die Verschiebung der Laufzeit der Wärmepumpe in die Tagesstunden ist damit die effektivste Maßnahme. Dies hat zusätzlich den Vorteil, dass die Nutzer nicht in ihrer Handlungsfreiheit eingeschränkt werden.

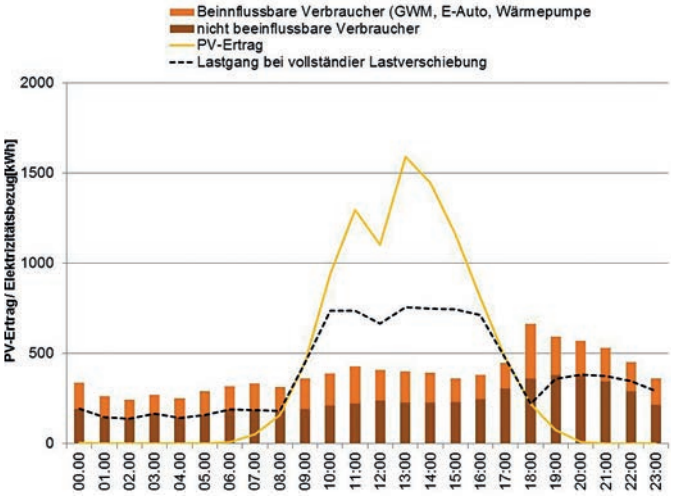


Bild 10. Mittlerer Tagesgang der PV-Erzeugung und des Elekrtizitätsverbrauchs mit und ohne Lastverschiebung (Okt. 2011–April 2012)
Fig. 10. Average daily profile of the PV-generation and electricity consumption with/without load shift (Oct. 2011–April 2012)

Die Lastverschiebung der Spülmaschinen auf die Tagesstunden bietet einerseits nur ein sehr geringes Verschiebepotential und ist zudem (ohne Maßnahmen an den Geräten) von einem aktiven Handeln der Nutzer abhängig. Trotzdem wurden die Mieter aufgefordert, mehr in den Tagesstunden zu spülen.

Die Verschiebung der Ladezeiten des Elektroautos in die Tagesstunden erhöht den Eigenverbrauch ebenfalls geringfügig. Die Einschränkungen im Gebrauch des Fahrzeuges sind jedoch erheblich.

Somit ist die Wärmepumpe der einzige Verbraucher, der sowohl ein großes Potential als auch eine geringe Beeinflussung der Nutzer aufweist. Mit der Laufzeitverschiebung der Wärmepumpe kann eine Eigendeckungsrate von rund 58 % erreicht werden.

4.2 Umstellung der Wärmepumpe

Heizung

Die Laufzeit der Wärmepumpe für den Heizbetrieb ist in der ersten Heizperiode nicht eingeschränkt (hellblaue Linie, Bild 11 links). Im Herbst 2012 wird sie so eingestellt, dass sie nur zu Zeiten des günstigen Stromniedertarifs läuft (hellblaue Linie, Bild 11 rechts). Um den Eigenverbrauch zu erhöhen, wird die Laufzeit der Wärmepumpe für den Heizbetrieb ab dem 08.02.2013 auf die Tagesstunden 10–19 Uhr beschränkt (dunkelblaue Linie, Bild 11 rechts). Eine Beschränkung von 10–16 Uhr wurde nicht realisiert, da der Gebäudeeigentümer Bedenken hat, dass der kurze Zeitraum nicht ausreichend ist, um ausreichend Heizwärme zur Verfügung zu stellen.

Warmwasserbetrieb

Ebenfalls ist die Laufzeit der Wärmepumpe für den Warmwasserbetrieb in der ersten Heizperiode nicht eingeschränkt (rote Linie, Bild 11 links). Sie wird ab dem 09.05.2012 auf 11–17 Uhr und ab dem 21.07.2012 auf 13–17 Uhr limitiert (rote Linie, Bild 11 rechts). Es ist zu beobachten, dass eine tägliche Betriebsdauer zwischen 30 und 120 min ausreicht,

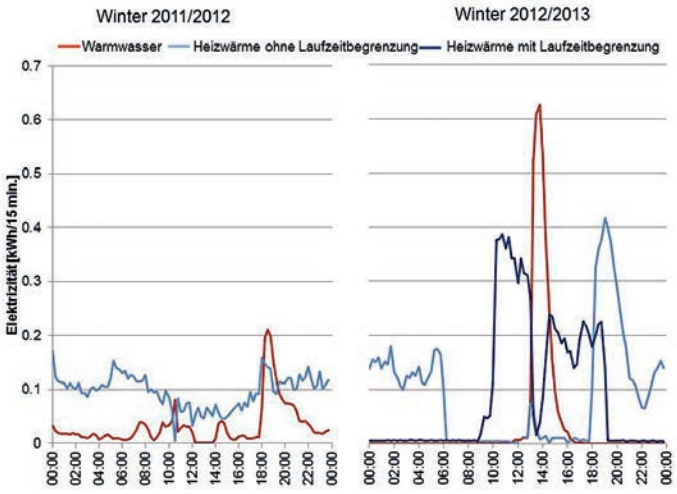


Bild 11. Mittlerer 15-min-Energieverbrauch der Wärmepumpe im Heizungs- und Warmwasserbetrieb im Tagesverlauf bei wärmegeführtem (links) und zeitlich begrenztem Betrieb (rechts)
Fig. 11. Average 15 min values of the electricity consumption for the heat pump for heating and domestic hot water: heat driven (left), time scheduled (right)

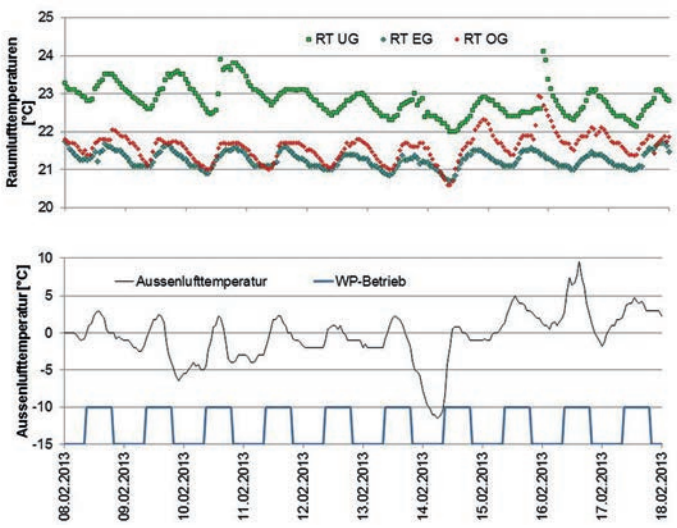


Bild 12. Verhalten der Raumlufttemperaturen „Wohnen" für die drei Wohnungen bei zeitlich begrenztem Wärmepumpenbetrieb (Stundenmittelwerte)
Fig. 12. Indoor air temperatures in the living rooms for time scheduled heat pump operation

um den Warmwasserbedarf eines Tages zu decken. Im Mittel läuft die Wärmepumpe ca. eine Stunde am Tag. Während dieser Betriebszeit wird der Warmwasserspeicher (800 l) auf 50 °C erwärmt. Dazu werden durchschnittlich 3,2 kWh Elektrizität pro Tag aufgewendet. Trotz zeitlicher Limitierung ist die Warmwasserversorgung sichergestellt.

4.3 Temperaturauswirkung

Der Einfluss der zeitlich begrenzten Heizwärmeproduktion auf den Tagesgang der Raumlufttemperaturen ist gering aber messbar. Bild 12 zeigt die Raumlufttemperaturen exemplarisch für den Zeitraum 08.–18. 02. 2013. Dieser Zeitraum ist durch kalte Außentemperaturen (minimal –12 °C) und einen hohen Heizwärmebezug gekennzeichnet. Im Verlauf eines Tages steigen die Raumlufttemperaturen in allen drei Wohnungen an, sobald die Heizwärmeproduktion beginnt. Nach dem Abschalten der Wärmepumpe am Abend sinken die Raumlufttemperaturen wieder ab. Die dabei eintretenden Temperaturschwankungen erreichen maximal 1,5 K. Die Raumlufttemperatur der „kältesten" Wohnung sinkt nur selten unter 21 °C ab. Wie stark der Temperaturabfall durch die manuelle Fensterlüftung beeinflusst wird, ist nicht bekannt. Es ist davon auszugehen, dass trotz Lüftungsanlage Fenster und Türen manuell zum Lüften – wenn auch nur kurzzeitig – geöffnet werden [10] und somit ein Teil der Temperaturreduktion auf das manuelle Lüften zurückzuführen ist.

Insgesamt zeigt sich, dass die auf die Tagesstunden beschränkte Laufzeit auch bei tiefen Außenlufttemperaturen ausreicht, um einen hohen thermischen Komfort sicherzustellen.

4.4 Vergleich der beiden Betriebsjahre

In Tabelle 2 ist der Elektrizitätsverbrauch der beeinflussbaren Verbraucher für die beiden Betriebsjahre gegenübergestellt. Die Verschiebung der Wärmepumpenlaufzeit in die Tagesstunden erhöht deutlich den Elektrizitätsverbrauch in dem Zeitraum von 10–16 Uhr (+116 %) und reduziert den Verbrauch zwischen 16–10 Uhr (–34 %). Damit führt die Laufzeitbeschränkung zum erwünschten Erfolg. Der Gesamtverbrauch der Wärmepumpe erhöht sich im zweiten Betriebsjahr gegenüber dem ersten Betriebsjahr nur um +4 %, wobei dies auf die Zunahme des Warmwasserverbrauchs zurückzuführen ist.

Obwohl die Heizgradtage um 7 % zugenommen haben, ist der Verbrauch für den Heizbetrieb nicht gestiegen (Tabelle 1). Dies lässt darauf schließen, dass durch die Laufzeitbeschränkung die Wärmepumpe kontinuierlicher

Tabelle 2. Vergleich des Elektrizitätsverbrauchs der zeitlich beeinflussbaren Verbraucher für die beiden Betriebsjahre
Table 2. Electricity consumption of consumers with flexible schedules for both years of operation

	1. Betriebsjahr		2. Betriebsjahr			
	10–16 Uhr	16–10 Uhr	10–16 Uhr		16–10 Uhr	
	kWh/a	kWh/a	kWh/a	%	kWh/a	%
Wärmepumpe	792	2.277	1.676	+116	1.506	–34
Elektroauto	1.056	736	933	–11	2.543	+246
Geschirrspüler	32	291	55	+72	273	–6
Total	1.880	3.304	2.664	+43	4.322	+31

betrieben wird (weniger Taktungen) und dadurch die Jahresarbeitszahl steigt.

Das Elektroauto bezieht im zweiten Betriebsjahr nahezu die doppelte Energiemenge. Es wird hauptsächlich in den Abendstunden geladen (+246 %). Dies ist ein typisches Muster für Personen, die das Elektroauto für die tägliche Arbeit verwenden. Aus diesem Grund ist das Elektroauto bei diesem Gebäude nicht geeignet, die Gleichzeitigkeit zu erhöhen.

Die Geschirrspülmaschinen werden vermehrt in den Tagesstunden genutzt, jedoch ist der Einfluss auf die Gleichzeitigkeit gegenüber der Wärmepumpe und dem Elektroauto verschwindend gering.

Insgesamt kann der Eigenverbrauch im zweiten Betriebsjahr in der Zeit zwischen 10–16 Uhr um 43 % erhöht werden. Dadurch steigt die Wahrscheinlichkeit, dass Gleichzeitigkeit erreicht werden kann.

Infolge des deutlichen Mehrverbrauchs für das Elektroauto steigt der Verbrauch in der Zeit zwischen 16–10 Uhr um rund ein Drittel an. In diesem Zeitraum kann keine Gleichzeitigkeit erreicht werden.

Um die Wirkungsweise der Verschiebung der Wärmepumpe in die Tagesstunden zu evaluieren, wird das Elektroauto aus der Bilanz herausgenommen und die erste und zweite Heizperiode werden verglichen (Tabelle 3). Für diesen Zeitraum konnte die Eigendeckungsrate um 24 % erhöht werden. Dies zeigt, dass mit der Verschiebung der Laufzeit der Wärmepumpe in die Tagesstunden der Eigenverbrauch erhöht wird.

Die Laufzeitbeschränkung der Wärmepumpe und die vermehrte Nutzung des Elektroautos sind deutlich im Lastprofil des Gebäudes zu erkennen. Der Lastgang des Gesamtverbrauchs setzt sich aus fünf Hauptverbrauchern im Gebäude – dem Allgemeinstrom, der Lüftungsanlage, der Wärmepumpe, dem Strombezug der Wohnungen und dem Elektroauto – zusammen. Bild 13 zeigt die auf Stundenwerte gemittelten Energieverbräuche für fünf Perioden von Winter 2011/2012 bis Sommer 2013.

Der Elektrizitätsverbrauch für die mechanische Komfortlüftungsanlage und den Allgemeinstrom bildet eine konstante Grundlast über das Jahr.

Tabelle 3. Vergleich des Gesamt- und Eigenverbrauchs der ersten und zweiten Heizperiode (ohne Elektromobilität)
Table 3. Overall consumption and self-consumption for both heating periods (without e-mobility)

	1. Heizperiode 01.10.11–30.04.12	2. Heizperiode 01.10.12–30.04.13
Gesamtverbrauch [kWh]	7.689	7.327 (–5 %)
Eigenverbrauch [kWh]	1.635	1.882 (+15 %)
Eigendeckungsrate [kWh]	21 %	26 % (+24 %)

Der Verbrauch in den Wohnungen weist in allen Perioden einen Tagesgang auf, der morgens gegen 4 Uhr ein Minimum und gegen 20 Uhr ein Maximum erreicht. Das Profil zeigt deutlich, dass die Mieter hauptsächlich in den Abendstunden aktiv sind.

Im Winter 2011/2012 stand das Elektroauto erst ab März zur Verfügung und wurde hauptsächlich in den Tagesstunden geladen. Der Strombezug des Elektroautos verschiebt sich von fast ausschließlichen Ladezeiten in den Tagesstunden (Sommer 2012) immer mehr in die Abend- und Nachtstunden (Winter 2012/2013, Winter 2013). Im Sommer 2013 wird zusätzlich wieder verstärkt am Mittag geladen. Prinzipiell wird das Elektroauto im Sommer mehr geladen als im Winter, da das Elektroauto im Sommer häufiger als im Winter genutzt wird. Im Winter ist die Reichweite infolge des Betriebs z. B. der Heizung, dem Scheibenwischer oder der Lüftung geringer. Der Nutzer nutzt im Winter vermehrt den öffentlichen Verkehr und einen konventionellen Dienstwagen.

Im Winter 2011/2012 lief die Wärmepumpe für die Bereitstellung von Heizwärme und Warmwasser nach Bedarf. Dies führt zu einem Mittags- und Abendmaximum sowie zu einer kontinuierlichen Heizphase während der frühen Morgenstunden. Ab Sommer 2012 führt die Laufzeitbegrenzung der Wärmepumpe für Warmwasser zu einem charakteristischen großen Mittagsmaximum zwischen 12 und 16 Uhr.

Im Winter 2012/2013 wird die Heizwärme in den Abend- und Nachtstunden zwischen 18 und 8 Uhr zur Ver-

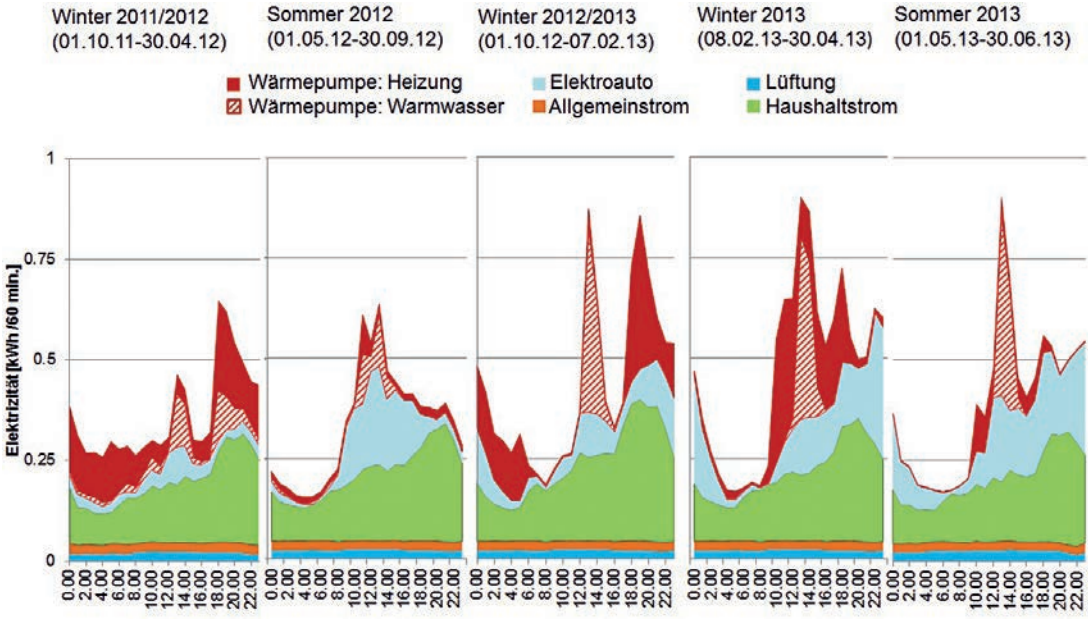


Bild 13. Auf Stundenwerte gemittelte Energieverbräuche für einzelne Verbraucher für 5 Perioden
Fig. 13. Hourly mean values of energy consumption for individual consumers for 5 periods

fügung gestellt (Niedertarif), was zu einer Bezugsspitze zwischen 18 und 20 Uhr führt. Mit der Verschiebung der Laufzeit in die Tagesstunden (Winter 2013) wird die Heizwärme zwischen 10 und 19 Uhr erzeugt. In den übrigen Stunden läuft nur die Umwälzpumpe. Im Sommer 2013 sind noch geringe Heizphasen in den Morgen- und Nachmittagsstunden zu sehen, welche auf den kühlen Mai 2013 zurückzuführen sind.

5 Netzbelastung und Gleichzeitigkeit

5.1 Betrachtungsperioden

Für die Analyse der Gleichzeitigkeit und Netzbelastung werden drei Perioden definiert:

- Sommer 2012 01.05.2012–30.09.2012
- Winter 2012/13 01.10.2012–07.02.2013
- Winter 2013 08.02.2013–30.04.2013

5.2 Netzeinspeisung und Netzbezug

Die Einspeisung in das Stromnetz ist von dem PV-Ertrag und von dem momentanen Eigenverbrauch im Gebäude abhängig. In Bild 14 ist der gemittelte stundenspezifische Verlauf des PV-Ertrags und der Einspeisung dargestellt. Aus Gl. (7) ist ersichtlich, dass die Differenz zwischen PV-Ertrag und Netzeinspeisung der Eigenverbrauch ist. In allen Perioden ist im Lastgangprofil ein Absinken der Einspeisemenge während der Mittagszeit erkennbar, obwohl dies der Zeitraum mit der höchsten Einstrahlung ist. Die Ursache hierfür liegt im zeitlich begrenzten Wärmepumpenbetrieb für die Warmwasserbereitung. Diese Regelstrategie wirkt wie eine lastbeschränkte Ladesteuerung eines Batteriespeichers. Dadurch wird in den Mittagsstunden die Netzeinspeisespitze reduziert (peak shaving), wie es für die netzdienliche Betriebsführung eines Batteriespeichers empfohlen wird [11].

Die Lastgangprofile des Netzbezugs, des Gesamtbezugs sowie des Eigenverbrauchs sind in Bild 15 dargestellt. Im Sommer und Winter gibt es jeweils mittags und abends ein Bezugsmaximum. Das Bezugsmaximum am Abend fällt im Sommer deutlich geringer aus als im Winter.

Im Sommer kann Eigenverbrauch im Mittel zwischen 6 und 20 Uhr, im Winter zwischen 9 und 16 Uhr realisiert werden. Im Winter ist der Netzbezug höher als im Sommer. Die Ursache hierfür liegt sowohl bei dem geringeren PV-Ertrag als auch bei dem erhöhten Elektrizitätsverbrauch.

85 % des Elektrizitätsverbrauchs im Gebäude wird im Sommer 2012 im Zeitraum zwischen 6 und 20 Uhr durch den PV-Ertrag gedeckt (Basis: Stundenwerte). Somit wird der Netzbezug stark reduziert. Die beiden Mittagsspitzen des Gesamtbezugs bzw. des Eigenverbrauchs resultieren aus den verschobenen Zeitpunkten der Wärmwasserbereitung (s. Abschn. 4.2).

Im Winter ist ein auffälliges Maximum zur Mittagszeit erkennbar, welches auf die zeitlich begrenzte Warmwassererzeugung zurückzuführen ist. Das Abendmaximum resultiert zum einen aus den Aktivitäten der Nutzer und zum anderen durch das Aufladen des Elektroautos. Die kleine Bezugsspitze um Mitternacht ist durch das Laden des Elektroautos bedingt. Der steile Anstieg des Gesamtbezugs in den Morgenstunden im „Winter 2013“ ist eine Folge der Restriktion der Wärmepumpenlaufzeit für den Heizbetrieb.

Die modifizierte Betriebsstrategie für die Wärmepumpe führt zu einem hohen Eigenverbrauch, geringem Netzbezug und einer reduzierten Netzeinspeisung in den Mittagsstunden. Damit sinkt die Netzbelastung. Bei ungünstigen Wetterbedingungen führt die Strategie aber auch zu Netzbezugsspitzen in der Mittagszeit. Eine (zusätzlich) solargeführte Regelung der Wärmepumpe könnte hier Abhilfe schaffen.

5.3 Eigendeckungsrate und Gleichzeitigkeit

In Bild 16 ist eine detailliertere Aufschlüsselung (Bilanzierungszeitschritt: 15 min) der Eigendeckungsrate für den Zeitraum Mai 2012–April 2013 dargestellt. Die Eigendeckungsraten werden in verschiedene Klassen zusammengefasst und farblich gekennzeichnet. Viertelstunden, in denen Gleichzeitigkeit herrscht, d. h. der PV-Ertrag den Gesamtverbrauch deckt, sind orange dargestellt. In Tabelle 4 ist die verwendete Farbskala erläutert und die Häufigkeiten der Klassen

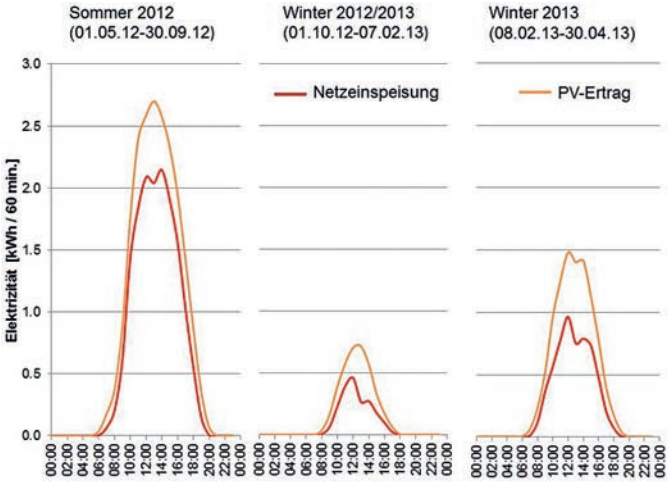


Bild 14. Lastgangprofile aus gemittelten stündlichen Werten für den PV-Ertrag und die Netzeinspeisung
Fig. 14. Profiles of average hourly PV-generation and electricity export to the grid

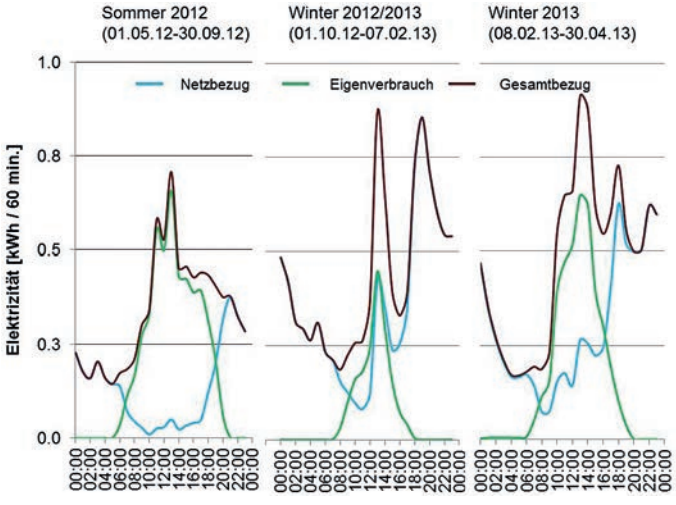


Bild 15. Lastgangprofile gemittelter stündlicher Werte für den Netzbezug, den Gesamtbezug und den Eigenverbrauch
Fig. 15. Profiles of average hourly electricity import, overall demand and self-consumption

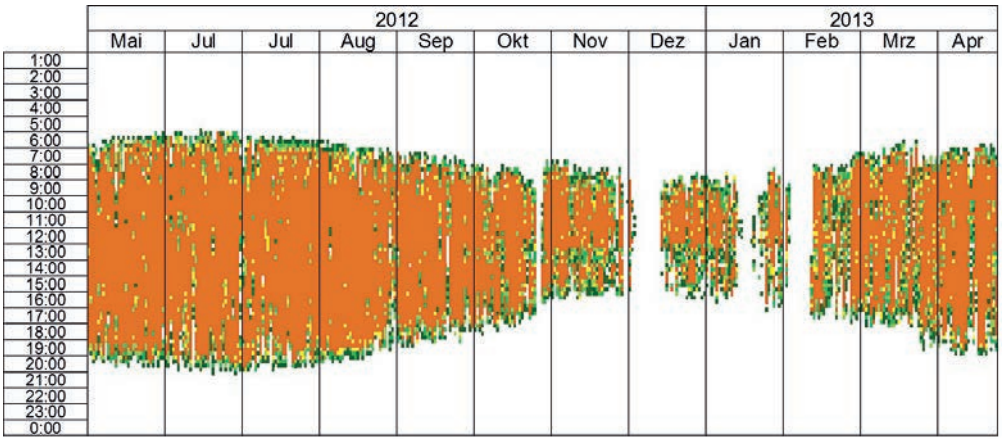


Bild 16. Eigendeckungsraten in 15-min-Zeitschritten; die Legende ist in Tabelle 4 enthalten
Fig. 16. Self-consumption rates with 15 min time step resolution; for color legend see Table 4

für die Bilanzierungszeitschritte von 15 min und einer Stunde gegenübergestellt. Die Eigendeckungsrate verteilt sich bei rund 90 % der Zeitschritte auf die Klassen „≤ 20 %“ und „100 %“. Dass der größte Teil, ca. 60 %, eine Eigendeckungsrate von ≤ 20 % aufweist, ist hauptsächlich durch den Elektrizitätsbezug in den Abend- und Nachtstunden bedingt. Dieser Wert kann nur mit Hilfe eines Batteriespeichers reduziert werden. Gleichzeitigkeit wird bei 30 % der 15-min-Zeitschritte erreicht. Für Stundenschritte ist der Anteil geringer, da die Gleichzeitigkeit bei Stundenzeitschritte weniger gut zu erreichen ist.

Es zeigt sich, dass selbst in den Wintermonaten November bis Januar Viertelstunden mit mehr PV-Ertrag als Gesamtverbrauch auftreten. Meist steht in den Wintermonaten jedoch ein erhöhter Verbrauch einem geringen PV-Ertrag gegenüber. Der geringe PV-Ertrag kann im Winter durch eine schneebedeckte PV-Anlage (06. 02.–15. 02. 2013) und Schlechtwetter nochmals reduziert werden.

Maximal wird an 13 Stunden eines Tages Gleichzeitigkeit erreicht (22. 06. 2013, 30. 06. 2013). Bei Betrachtung von Tages-Bilanzierungszeitschritten zeigt sich, dass an 158 Tagen (43 %) im Laufe eines Tages mehr Elektrizität produziert als bezogen wird. Im Sommer ist eine Eigendeckungsrate pro Tag zwischen rund 50 und 70 % häufig, Deckungsraten bis 90 % sind möglich, Minimal-Werte liegen bei 20 %. In strahlungsarmen Wintermonaten (Dezember, Januar) bewegt sich die Eigendeckungsrate pro Tag hauptsächlich in dem Bereich zwischen 0 % und 18 %.

Tabelle 4. Absolute und relative Häufigkeiten der verschiedenen Klassen der Eigendeckungsraten für die einzelnen Zeitschritte von 15-min- und Stundenintervallen (Mai 2012–April 2013); Farb-Legende zu Bild 16
Table 4. Absolute and relative frequency of different demand cover factor classes for 15-min-values and hourly values (Mai 2012–April 2013); color legend for Fig. 16

Farbcode	Klasse der Eigendeckungsrate	Häufigkeiten der diskreten Zeitschritte	
		15 min	Stunde
	[%]	[–], [%]	[–], [%]
	≤ 20	20.925, 60	5.132, 59
	21–40	1.176, 3	290, 3
	41–60	939, 3	278, 3
	61–80	879, 2	368, 4
	81–99	745, 2	622, 7
	100	10.376, 30	2.070, 24

5.4 Zeitliche Auflösung der Bilanzierungszeitschritte

Das Ergebnis für den Bilanzzeitraum ist abhängig von der zeitlichen Auflösung der diskreten Bilanzierungszeitschritte. Üblicherweise wird die Energiebilanz eines Gebäudes für den Bilanzzeitraum von einem Jahr als Netto-Jahresbilanz bestimmt. Dabei wird die Differenz aus dem im Jahresverlauf kumulierten Energiebezug des Gebäudes und dem Jahres-PV-Ertrag gebildet. Ist der PV-Ertrag gleich oder größer als der Energiebezug, beträgt die Eigendeckungsrate 100 %. Die Eigendeckungsrate desselben Gebäudes reduziert sich bei einer Jahresbilanzierung auf Basis von Monats- bzw. Tageszeitschritten auf die Größenordnung von 70 bis 80 %. Bei Stundenzeitschritten sinkt die Eigendeckungsrate in den Bereich von 30 bis 40 % [12]. Für das untersuchte Gebäude ist die Eigendeckungsrate für verschiedene Bilanzierungszeitschritte und für den Bilanzzeitraum von einem Jahr in Bild 17 (orangefarbene Säulen) dargestellt. Die Ergebnisse bestätigen die Aussage aus [12]. Zusätzlich ist der Jahreswert basierend auf

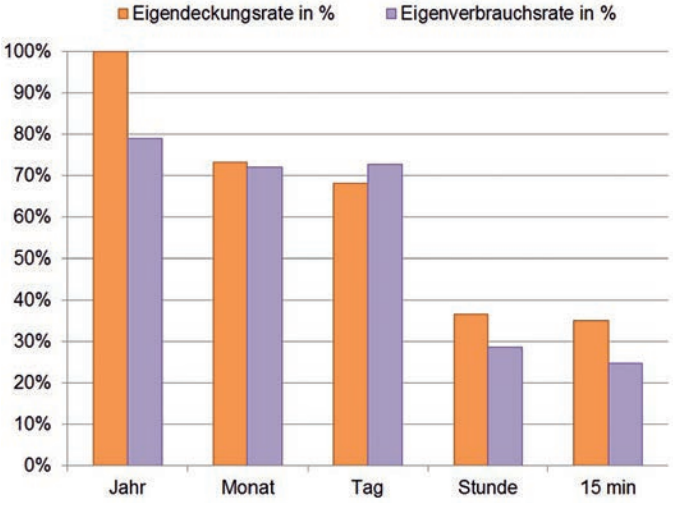


Bild 17. Jährliche Eigendeckungs- und Eigenverbrauchsraten bei unterschiedlichen Bilanzierungszeitschritten (Mai 2012–April 2013)
Fig. 17. Annual demand and supply cover factors based on different time steps (Mai 2012–April 2013)

15-min-Zeitschritten aufgeführt. Er liegt rund 3 % unter den Stundenwerten.

Bild 17 zeigt neben der Eigendeckungsrate auch die Eigenverbrauchsrate. Da die PV-Anlage sehr groß ist, ist der PV-Jahresertrag größer als der Gesamtverbrauch und es kann somit nur ein Teil des PV-Ertrags genutzt werden. Die Eigenverbrauchsrate sinkt wie die Eigendeckungsrate mit kürzer werdenden Bilanzierungszeitschritten.

Bei einem Bilanzzeitraum und -zeitschritt von einem Monat bildet sich die Eigendeckungsrate in Abhängigkeit von dem solaren Strahlungsangebot ein ausgeprägter Jahresverlauf aus (Bild 18). In den Sommermonaten wird eine Eigendeckungsrate von 100 % pro Monat erreicht. Im Winter deckt der PV-Ertrag nur einen geringen Teil des monatlichen Stromverbrauchs. Einen sehr ähnlicher Verlauf zeigt die Monatsbilanzierung auf Tageswerten. Bei einer weiteren Verkürzung der Bilanzierungszeitschritte auf sechs respektive eine Stunde sinkt in den Sommermonaten die Eigendeckungsrate in einen Bereich von 50 bis 60 %. Die Eigendeckungsraten mit dem Bilanzierungszeitschritt von 15 Minuten liegen unter den Werten der Stundenbilanzierung, die Abweichungen dazu sind aber in den Wintermonaten sehr gering.

In den Hochwintermonaten Dezember und Januar spielt die zeitliche Auflösung für die Berechnung der Eigendeckungsrate eine weniger große Rolle. Das PV-Angebot ist so gering und der Verbrauch so hoch, dass kein Überschuss aus kurzen Zeitintervallen in längere Zeitintervalle verrechnet werden kann.

Die Eigenverbrauchsrate ist für die Bilanzierungszeitschritte von einem Monat und einer Stunde ebenfalls in Bild 18 dargestellt. Sie zeigt gegenüber der Eigendeckungsrate einen gegenläufigen Jahresverlauf. Im Sommer kann nur ein geringer Anteil des gesamten PV-Ertrags zeitgleich genutzt werden, während im Winter ein hoher Anteil des PV-Ertrags selbstverbraucht wird. Bei dem Zeitschritt von einem Monat kann eine Eigenverbrauchsrate von 100 % und auf Stundenbasis maximal rund 60 % in den Wintermonaten erzielt werden

5.5 Gesamtbetrachtung

Für die Gesamtbetrachtung sind die Monatssummen von Eigenverbrauch, Netzbezug und -einspeisung sowie die Monatswerte berechnet aus Stundenwerten der Eigendeckungs- und Eigenverbrauchsrate, der Netzbezugsrate und der Netzeinspeisungsrate in Bild 19 dargestellt. In den Sommermonaten ist die Eigendeckungsrate hoch, was sich analog in der niedrigen Netzbezugsrate zeigt. Aufgrund der großen PV-Anlage ist die Eigenverbrauchsrate dennoch gering, was sich in einer hohen Netzeinspeisungsrate niederschlägt.

In den Wintermonaten ist es genau umgekehrt. Während der Anteil des eigengenutzten PV-Ertrags am gesamten PV-Ertrag steigt, sinkt der Anteil vom Gesamtverbrauch, der durch PV-Ertrag gedeckt werden kann. In den Übergangsmonaten gleichen sich die beiden Raten an.

Sehr gut ist zu erkennen, dass sich die Eigendeckungs- und die Netzbezugsrate sowie die Eigenverbrauchs- und die Netzeinspeisungsrate spiegelbildlich verhalten.

5.6 Diskussion

Die Resultate zeigen, dass bei der Betrachtung von Gleichzeitigkeit zum einen der Bilanzzeitraum und der Bilanzierungszeitschritt eine große Rolle spielen und zum anderen geklärt werden muss, ob sich die Optimierung auf die Eigendeckungsrate oder auf die Eigenverbrauchsrate bezieht. Diese Entscheidung hat einen Einfluss auf die Größe der PV-Anlage. Hohe Eigendeckungsraten werden mit größeren PV-Anlagen erzielt, während sich hohe Eigenverbrauchsraten mit kleineren Anlagen einstellen. Beide Raten können mit dem Einsatz von Batteriespeichern erhöht werden [13].

Momentan wird bei der Definition von Gebäudestandards die Eigendeckungsrate als Jahresbilanz auf Basis von Jahressummenwerten und mit gleichen bzw. symmetrischen Primärenergiefaktoren für Eigenverbrauch, Netzeinspeisung und -bezug bestimmt: z. B. bei MINERGIE-A entspricht

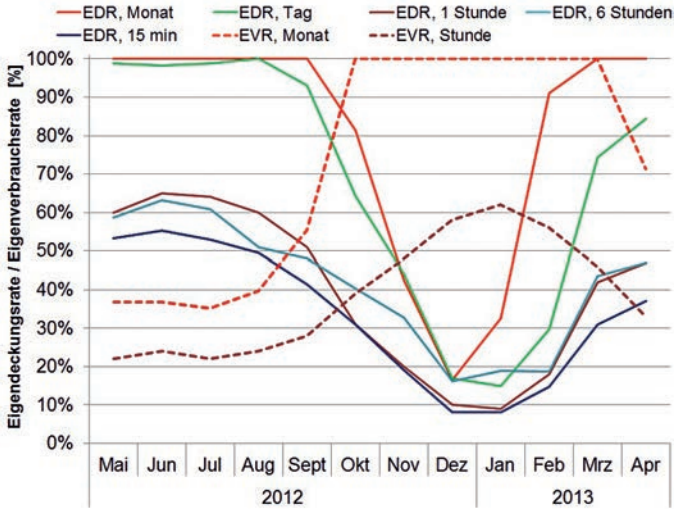


Bild 18. Monatswerte der Eigendeckungs- und Eigenverbrauchsrate in Abhängigkeit von verschiedenen Bilanzierungszeitschritten
Fig. 18. Monthly values of demand and supply cover factors based on different time steps

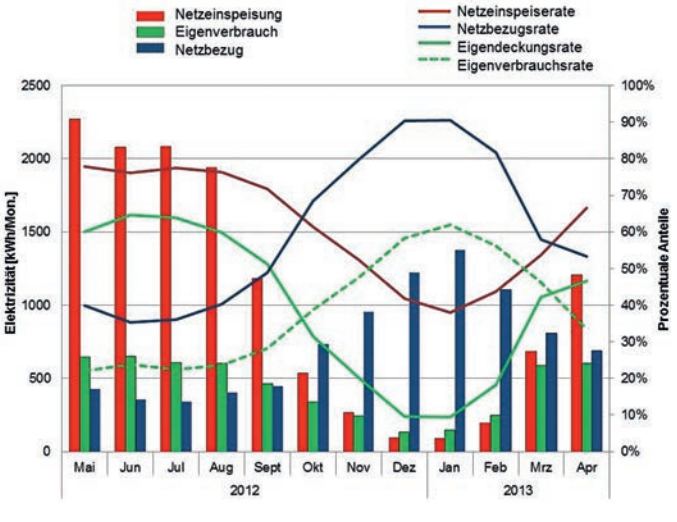


Bild 19. Monatlicher Netzaustausch, berechnet aus Stundenwerten
Fig. 19. Monthly net interaction values based on hourly values

dies der Kennzahl „Wärme“ [14]. Bei einem Nullenergiegebäude ist die Eigendeckungsrate in der „Null“ der Netto-Jahresbilanz enthalten [12] und bei einem Plusenergiegebäude muss der PV-Ertrag größer als der Verbrauch sein [15], [16], was einer theoretischen Eigendeckungsrate von mehr als 100 % entspricht.

Im Schweizer Verein MINERGIE wird diskutiert, ob die Gleichzeitigkeit beim Nullwärmeenergiestandard MINERGIE-A berücksichtigt werden soll. Dies könnte z. B. durch unterschiedliche, d. h. asymmetrische Primärenergiefaktoren für Eigenverbrauch, Netzeinspeisung und -bezug erfolgen. Ebenfalls wird diskutiert, die Gleichzeitigkeit als Jahresbilanz basierend auf Monatssummenwerten zu bilanzieren. Im Entwurf von SIA 416/1 [17] wird bei der Berechnung des Gesamtenergiebedarfs eine Methode vorgeschlagen, bei der die Eigenverbrauchsrate von 30 % berücksichtigt und die Primärenergie für Netzeinspeisung und -bezug mit asymmetrischen Faktoren gewichtet wird.

6 Zusammenfassung

Die detaillierte Erfassung der Energieflüsse an einem Mehrfamilienhaus mit Elektromobilität zeigt, wann welcher Energieverbraucher wieviel Elektrizität bezieht. Hieraus wird abgeleitet, welche Verbraucher zur Erhöhung der Gleichzeitigkeit von Produktion und Verbrauch geeignet sind. In den Wintermonaten besteht eine hohe Wahrscheinlichkeit, zwischen 10 und 16 Uhr Gleichzeitigkeit zu erreichen.

Die Wärmepumpe weist das größte Einzelpotential auf, um die Gleichzeitigkeit zu erhöhen. Aus diesem Grund wird die Laufzeit der Wärmepumpe auf die Tagesstunden limitiert. Für die Heizung wird dabei das Intervall 10–19 Uhr und für die Warmwasserbereitung das Intervall 13–17 Uhr vorgegeben.

Die Auswertungen zeigen, dass bei dem betrachteten Gebäude die vollständige Verschiebung des Wärmepumpenbetriebs in Zeiträume mit PV-Ertrag geeignet ist, ohne Komforteinbusse den Eigenverbrauch zu erhöhen. Zusätzlich wird durch die Produktion des Warmwassers in der Mittagszeit die Spitze der Netzeinspeisung reduziert. Nachteilig an dieser Wärmepumpenführung ist, dass an Tagen mit wenig oder keinem PV-Ertrag in der Mittagszeit ein hoher Netzbezug erfolgt. Die Optimierung durch eine solar- bzw. wetterdatengeführte Regelung ist denkbar.

Das detaillierte Monitoring erlaubt vielfältige Aussagen zu der Eigendeckungsrate. Rund 30 % aller Viertelstunden- und Stundenintervalle im Jahr weisen eine Eigendeckungsrate von 100 % auf. Rund 60 % aller Viertelstunden- und Stundenintervalle im Jahr weisen in Folge der Abend- und Nachtstunden eine Eigendeckungsrate von 20 % und weniger auf.

Die Höhe der Eigendeckungs- und Eigenverbrauchsraten sind von dem gewählten Bilanzzeitraum und Bilanzierungszeitschritt abhängig. Im Rahmen einer Festlegung von Anforderungen an die Gleichzeitigkeit in Gebäudestandards oder Normen müssen daher neben der gewünschten Metrik auch diese Größen festgelegt werden. Die Optimierung auf die Eigendeckungs- oder Eigenverbrauchsrate führt zu unterschiedliche großen PV-Anlagen und damit zu unterschiedlichen Energiestrategien und Netzbelastungen.

Danksagung

Die Ergebnisse dieses Beitrags wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „Mehrfamilienhaus mit Elektromobilität in Rupperswil, AG“ erarbeitet und durch das Bundesamt für Energie BFE, Bern (Schweiz), unter den Förderkennzeichen SI/500645//SI/500645-01 gefördert.

Literatur

[1] DIN EN 15603:2008: Energieeffizienz von Gebäuden – Gesamtenergiebedarf und Festlegung der Energiekennwerte.
[2] *Salom, J.* et al.: Understandig Netz Zero Energy Buildings: Evaluation of load match and grid interaction indicators. Proceedings of Building Simulation 2011.
[3] http://solaragentur.ch/dokumente//G-12-09-24%20Klein-Solarpreispublikation%202012-DEF_Setz_kleinste.pdf
[4] *Dorusch, F., Hall, M., Dott, R.*: Mehrfamilienhaus mit Elektromobilität in Rupperswil. Zwischenbericht Juni 2012 und Februar 2013, www.iebau.ch
[5] *Setz, W.:* Energie und Saft vom Dach. HK-Gebäudetechnik 6 (2012), S. 46–47.
[6] *Dorusch, F., Hall, M., Dott, R.*: Energieflüsse eines Mehrfamilienhauses unter der Lupe. HK-Gebäudetechnik 10 (2012), S. 38–41.
[7] Firma Spline AG, Messdatenerfassung, www.spline.ch
[8] Hauseigentümerverband der Schweiz: Heizgradtage, www.hev-schweiz.ch
[9] SIA 380/1: Thermische Energie im Hochbau, Zürich 2009.
[10] *Kriesi, R.*: Reales Lüftungsverhalten in Wohnungen mit unterschiedlichen Lüftungssystemen. Stadt Zürich, Amt für Hochbau, 2012, www.stadt-zürich.ch
[11] *Hollinger, R., Wille-Haussmann, B., Erge, Th., Sönnichsen, J., Stillahn, T., Keifels, N.*: Speicherstudie 2013 – Kurzgutachten. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2013, www.solarwirtschaft.de
[12] *Voss, K., Musall, E., Lichtmess, M.*: Vom Niedrigenergiezum Nullenergiehaus: Standortbestimmung und Entwicklungsperspektiven. Bauphysik 32 (2010), H. 6, S. 424–434.
[13] *Staudacher, Th., Eller, S.*: Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses. BWK, Bd. 64 (2012), Nr. 6, S. 66–72, www.ffe.de
[14] Standard MINERGIE-A: www.minergie.ch
[15] Innovationsgruppe Plusenergie-Gebäude: www.energie-cluster.ch
[16] Reglement Plusenergiebauten für den Schweizer Solarpreis. www.solaragentur.ch
[17] SIA 416/1: Grundlagen für energetische Berechnungen von Gebäuden. Entwurf 14.06.2013.

Autoren dieses Beitrages:
Dr.-Ing. Monika Hall
wissenschaftliche Mitarbeiterin
Dipl.-Ing. Falk Dorusch
wissenschaftlicher Assistent
Prof. Dr.-Ing. Achim Geissler
Leiter Gruppe Bau

Alle:
Fachhochschule Nordwestschweiz
Institut Energie am Bau
St. Jakobs Str. 84
CH-4132 Muttenz

Energie-Forschung für die Baupraxis – Energy Research Lab

Energie Research Lab

Mit dem Energy Research Lab (ERL) verfügt die Fachhochschule Nordwestschweiz (FHNW) über ein Simulationslabor und ein Licht- und Fassadenlabor. Neue Ideen aus der Energieforschung in Gebäuden können dort praxisnah wissenschaftlich erprobt werden. Ziele sind dabei energetische und regelungstechnische Optimierungen von Heizsystemen mit regenerativen Wärmeerzeugern sowie die Prüfung der Interaktion von Klima, Fassade und Raum mit dem Schwerpunktthema Licht.

Photo: Claire Morin, Matthias Indermaur

Energie-Forschung für die Baupraxis – Energy Research Lab

Merkmale und Konzept Simulationslabor

Mit Hilfe des ERL können das dynamische Verhalten von Heizungsanlagen untersucht und die Energieeffizienz optimiert werden. Zentrales Merkmal dabei ist die Verwendung von Simulations- und Emulationstechniken in Kombination mit Echtkomponenten (Hardware-In-the-Loop).

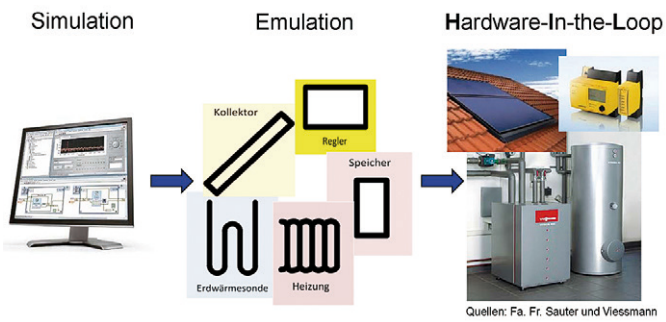
- Dienstleistungen für Hersteller und Systemanbieter
- Dynamischer Systemtest für kombinierte Systeme WP/solar, WP/Biomasse oder WP bivalent
- Realtime-Simulation und Emulation oder Hardware-In-the-Loop (HIL)
- PV, Lastabnahme und Netzinteraktion

Licht- und Fassadenlabor

Ein Modul des ERL ist das Licht- und Fassadenlabor, das mit der Sonne drehbar ist. In ihm werden verschiedene Fragestellungen in Zusammenhang mit den Wechselwirkungen zwischen Aussenklima, Innen-Komfort, Licht und Raum untersucht. Dazu gehören thermische Messungen zur Ermittlung bauphysikalischer Eigenschaften und die spektrale Verteilung der Leuchtdichte mit dem Ziel, Tages- und Kunstlicht optimal zu kombinieren.

- Licht- und Fassadenlabor für eine effiziente Tages- und Kunstlichtnutzung
- blendfreie Arbeitsplätze mit hohem thermischem Komfort
- Testmöglichkeiten von z.B. Closed Cavity-Fassade (CCF), fassadenintegrierte Anlagentechnik und beliebigen fassadenmontierten Sonnenschutzeinrichtungen

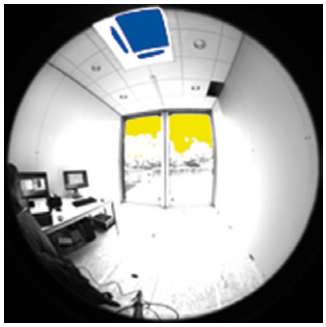
Weitere Informationen:
Institut Energie am Bau, FHNW
www.fhnw.ch/habg/iebau



Komponenteneinbindung und Optimierung

Photo: Achim Geissler

Komfortmessung



Blendungsbewertung

Fachhochschule Nordwestschweiz
Hochschule für Architektur, Bau und Geomatik

Fachhochschule Nordwestschweiz
Institut Energie am Bau
St. Jakob-Strasse 84
CH-4132 Muttenz

T: +41 61 467 45 45
F: +41 61 467 45 43

iebau.habg@fhnw.ch
www.fhnw.ch/habg/iebau/