



EINFACHES UND SCHNELLES DYNAMISCHES MODEL FÜR DIE VORHERSAGE DES PV EIGENVERBRAUCHS

Fabian Ochs¹, Georgios Dermentzis^{1,2}

¹Universität Innsbruck, Austria, E-Mail: fabian.ochs@uibk.ac.at

²Aristotle University of Thessaloniki, Greece, E-Mail: georgios.dermentzis@uibk.ac.at

Kurzfassung

Der breite Einsatz erneuerbarer Energien spielt eine entscheidende Rolle bei der Steigerung der Energieeffizienz des Gebäudebestands. Deutlich gesunkenen PV-Anlagenpreise und die hohe Flexibilität bei der Stromnutzung für alle Verbraucher in einem Gebäude, also Raumheizung (und -kühlung), Warmwasserbereitung in Kombination mit Wärmepumpe, Hilfsenergien, Haushaltsgeräten und zunehmend auch Mobilität führt zu einem breiten Einsatz von PV. Jedoch ist die Einbindung von PV ins Gebäude komplex und erfordert die Anwendung von elektrischer und/oder thermischer Energiespeicherung und entsprechenden Regelstrategien.

Dementsprechend ist die Bewertung und Optimierung der Möglichkeit, den PV-Ertrag direkt im Gebäude zu nutzen oder zu speichern, eine anspruchsvolle Aufgabe. Für eine detaillierte technische Analyse von PV und Energiespeichern auf Gebäudeebene wurden daher umfangreiche Gebäude- und Anlagen-Simulationen anhand von Referenzgebäuden durchgeführt.

Einleitung

Seit 2021 müssen alle Neubauten in der Europäischen Union (EU) Niedrigstenergiegebäude (nZEB) sein, um zum Erreichen der EU-CO₂-Neutralität bis 2050 beizutragen (Kurnitski et al., 2011). Die technischen Optionen zur Erreichung hocheffizienter Gebäudehüllen sind verfügbar und bekannt und es besteht kein Zweifel daran, dass die vielversprechendsten TGA-Systeme Wärmepumpen (WP) und Photovoltaik (PV) umfassen werden. Es gibt jedoch anhaltende Diskussionen über das optimale Systemlayout und die Integration von Speichern, für die Erreichung des nZEB Standards (Wemhoener et al., 2019). Einerseits sprechen einige gute Argumente für einen sehr geringen Gesamtenergiebedarf, während andererseits auch eine hohe Flexibilität als wichtiges Merkmal angesehen wird, um den sogenannten netzreaktiven Betrieb des Gebäudebestandes zu ermöglichen (IEA EBC Annex 67).

Eine techno-ökonomische Analyse verschiedener Technologien sollte durchgeführt werden um für jeden

Gebäudetyp und Standortabhängig kostenoptimale Lösungen zu erhalten. Diese schließt ein:

- passive Komponenten, d.h. Gebäudehülle, mechanische Lüftung mit Wärmerückgewinnung (WRG) und Duschabwasser-Wärmerückgewinnung (DWR)
- aktive Komponenten, wie z.B. Wärmepumpen (WP), elektrische Direktheizung (DE),
- erneuerbare Energien, insbesondere Photovoltaik (PV) und
- Energie-Speicherung

Kostenoptimale Lösungen sind je nach Gebäudetyp (z.B. Wohn- und Nichtwohngebäude) sowie je nach Art und Höhe der Anwendung z.B. Heizen, Kühlen, Warmwasser (mit z.B. WP oder Nah- oder Fernwärme), Beleuchtung, Haushaltsgeräte zu ermitteln (Ochs et al., 2021a). Von besonderem Interesse in diesem Zusammenhang ist die Optimierung der WP-Regelung in Verbindung mit gebäudeintegrierten Speichern (Heier et al., 2015 und Ochs et al., 2021b) im Zusammenspiel mit Strombezug und -verkauf (Strompreis, sowie Primärenergieverbrauch bzw. CO₂ Emissionen (Ochs and Dermentzis, 2018)).

Methode

Gebäude- und Anlagensimulation

Ein einfaches und schnelles dynamisches Simulationsmodell ist erforderlich, um die dynamische Last verschiedener Gebäudetypen (Einfamilienhaus (EFH), Mehrfamilienhaus (MFH), Büro, etc.) mit unterschiedlichen HLK-Systemen (z.B. WP, Fernwärme), Warmwasser- und Verbraucherprofilen sowie PV-Integration (variable Leistung) und Speicheroptionen (thermisch, elektrisch) vorherzusagen. Ein einfaches dynamisches 1-Zonen-Kapazitätsmodell wurde in Matlab (unter Verwendung des ode15s-Solvers) mit dem Ziel eine Jahressimulation in deutlich unter einer Minute durchführen zu können, und mit den folgenden Merkmalen entwickelt:

- Einzelne Zone, konzentrierte Kapazität
- Widerstandsmodell für Wand / Fenster

- g-Wert (SHGC) mit Winkelabhängigkeit, konstante Verschattung
- Konstanter effektiver Luftwechsel (optional mit Wärmerückgewinnung $\eta_{\text{eff}} = 0.8$)
- Nutzungsabhängiges Profil für int. Gewinne
- Klimadaten stündliche Auflösung (Meteonorm, angelehnt an OIB-6:2019, B8110-5 (Innsbruck))
- Detaillierte Berechnung der Sonneneinstrahlung (Perez Model)
- Heizen mit Hysterese mit WP (optional Kühlung) oder DE, bzw. FW.
- WP - Carnot Ansatz (Carnot-Gütegrad)
- Warmwasser mit „Tagesspeicher“ (Verbrauch nach (EN 16147, 2017), verschiedene Varianten für Ladestrategie (z.B. 5 Stunden tagsüber), Warmwasservorrang)
- Heizungspuffer optional (dynamisches Modell mit konzentrierter Kapazität)
- Profil für Strom (Haushaltsstrom) nach APCS (2021, 15 min Auflösung)
- Berechnung Hilfsstrom für Regelung, Lüftung mit WRG, Pumpen, etc.
- PV-Anlage mit temperaturabhängigem Wirkungsgrad und Wechselrichter
- Dynamisches Batteriemodell (einfaches Kapazitätsmodell; Laderate (c-rate) = 0,5; minimaler Ladezustand (SoC_{min}) = 0,2)

Das Modell wurde überprüft durch den Vergleich mit detaillierten Ergebnissen aus CarnotUIBK (Siegele et al., 2019) (Matlab/Simulink) und TRNSYS (TRNSYS), siehe auch (Ochs et al., 2021b). Die Ergebnisse des HWB abhängig der Qualität der Gebäudehülle und des Klimas wurden zudem mit Berechnung mit dem PHPP (PHPP, 1998) auf Monatsbasis verglichen.

Für die Untersuchungen werden zwei Beispielgebäude verwendet. Ein Einfamilienhaus (EFH mit 150 m² Energiebezugsfläche und 2 Etagen, siehe auch (Wemhoener et al., 2019)) und ein Mehrfamilienhaus (MFH mit 1296 m² Energiebezugsfläche und 4 Etagen, siehe auch (Ochs et al., 2022)), siehe Abb. 1.

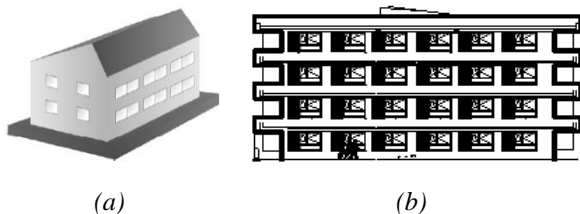


Abbildung 1: Referenzgebäude (a) EFH (b) MFH

Kennzahlen und Bewertungsgrößen

Die Bewertung erfolgt auf Basis des (eingesparten) Netzstrombezugs ($W_{\text{el,grid}}$) bzw. der PV Einspeisung ($W_{\text{PV,buyback}}$). Als Bewertungsgrößen werden

typischerweise der Deckungsfaktor bezogen auf die Last (load cover factor, LCF) und der Deckungsfaktor bezogen auf die Erzeugung (supply cover factor, SCF) verwendet. Der dafür zu ermittelnde PV-Eigenverbrauch ($W_{\text{PV,own}}$) hängt vom Verhältnis aus Last ($W_{\text{El,tot}}$) und Erzeugung (W_{PV}), dem sog. Lastfaktor (Load Factor, LF) sowie von der Einbindung von Energiespeichern ab. Die Kenngrößen werden innerhalb der (dynamischen) Simulationsschrittweite ermittelt. Die Primärenergieeinsparung bzw. CO₂ Einsparung sollte auf Basis von Monatswerten ermittelt werden (Ochs and Dermentzis, 2018). In den Glg. 1 bis 6 werden die Kenngrößen definiert:

$$LF = W_{\text{PV}} / W_{\text{El,tot}} \quad (1)$$

$$LCF = W_{\text{PV,own}} / W_{\text{El,tot}} \quad (2)$$

$$SCF = W_{\text{PV,own}} / W_{\text{PV}} \quad (3)$$

$$W_{\text{El,grid}} = W_{\text{El,tot}} - W_{\text{PV,own}} \quad (4)$$

$$W_{\text{PV,buyback}} = W_{\text{PV}} - W_{\text{PV,own}} \quad (5)$$

$$CO_2 = W_{\text{El,grid}} \cdot f_{\text{CO}_2} \quad (6)$$

Energiespeicherung im Gebäude

Tabelle 1 zeigt ein Überblick über verschiedene Optionen Energie im Gebäude zu speichern mit typischen Speicherkapazitäten. Alle Speicher sind als Tagesspeicher einzuordnen, d.h. die Überbrückung der Diskrepanz zwischen Bedarf und Angebot erfolgt zwischen Tag und Nacht und maximal bis zu 2 bis 3 Tagen (bei sehr gut gedämmten massiven Gebäuden).

Tabelle 1: Energiespeicher im Gebäude und typische Kapazität (Bsp. EFH)

Energie	Art	Typ. Auslegung	Kapazität (Beispiel)
thermische Masse	TABS	200 Wh/K/m ²	28 kWh _{th} /d $\Delta T = 1 \text{ K}$
Thermisch	Heizung s-puffer	1000 l	23 kWh _{th} 50/30 °C
Thermisch	TWW-Speicher	100 to 150 l	7 kWh _{th} 50/10 °C
Elektrisch	Batterie	1 kWh/kW _p	6 kWh _{el}

In Kombination mit einer WP kann bei einer angenommenen durchschnittlichen Leistungszahl (COP) von 3 die thermische Speicherkapazität näherungsweise in elektrische Speicherkapazität umgerechnet werden. Für Warmwasser beträgt das tägliche elektrische Speicherpotenzial 2,3 kWh (EN 16147, 2017). Für ein typisches EFH liegt der tägliche Stromverbrauch (Geräte, Beleuchtung etc.) zwischen 6 kWh/d im Sommer und 8 kWh/d im Winter (APCS).

Tabelle 2 fasst die variierten Parameter und den entsprechenden Wertebereich zusammen.

Tabelle 2: Parameter und Wertebereich

PARAMETER	EINHEIT	BEREICH	ANMERKUNG
U	W/(m² K)	0.1 0.15 0.2	Gebäudehülle
η_T	-	0 0.75	Lüftung mit WRG
RH	-	No*) DE WP	Heiztechnik Raumheizung
TWW	-	No*) DE WP	Heiztechnik Warmwasser
V_{TWW}	l	120 (Beladung Tagsüber oder Nachts) (EFH) bzw. pro Whg. (MFH)	TWW Speicher
V_{RH}	l	0 500 1000 2000 5000 (EFH) 0 2000 (MFH)	Puffer-speicher für Raumheizung
P_{PV}	kWp	1 2 ... 5 10 12 (EFH) 20 40 60 (MFH)	PV Systemgröße
C_{Bat}	kWh	6.67 x 1 2 ... 8	Batteriegröße

*) „no“ kein elektrisches System; „DE“ Direkt-Elektrisch

Pre-Design Tool (Monatsbilanzverfahren)

Ein Pre-Design-Tool (auf Basis PHPP) wurde entwickelt um auf monatlicher Basis den Teil des PV-Stroms, der vom Gebäude verbraucht wird (d.h. den PV Eigenverbrauch), und den verbleibenden Teil, d.h. der in das Netz eingespeist wird, sowie den vom Netz benötigten Strom zu berechnen. Das Tool arbeitet als Add-on zum PHPP, von dem es die Eingaben wie Strombedarf und PV-Erzeugung bekommt. PHPP liefert standardmäßig nur den jährlichen Stromverbrauch der WP. Der für die Berechnung benötigte monatliche Strombedarf der WP ergibt sich aus dem Jahresstrombedarf bzw. aus der Summe der Monatsverbräuche:

$$W_{HP,EL,tot} = \sum_{i=1}^{12} \frac{Q_{HP,i}}{\eta_{Carnot} \cdot COP_{Carnot,i}} \quad (7)$$

Die Gleichung kann nach dem Carnot Gütegrad η_{Carnot} aufgelöst werden und dann wird mit diesem der monatliche Stromverbrauch berechnet. Dabei wird die mittlere monatliche Leistungszahl COP_{Carnot} basierend auf den monatlichen Quellen- und Senkentemperaturen berechnet):

$$W_{HP,EL} = Q_{HP} / (\eta_{Carnot} \cdot COP_{Carnot}) \quad (8)$$

Der aus dem Gesamtstrombedarf resultierende monatliche PV Eigenverbrauch $W_{PV,own}$ wird auf der Grundlage eines sog. „Tuning factor“ f_{tuning} berechnet. Dieser hängt vom Lastfaktor (LF) (siehe Gl. (1)) sowie von der Integration von Speichern (d.h. kein Speicher, kleiner thermischer Speicher, elektrischer Speicher/Batterie und beide Speichertypen) sowie von

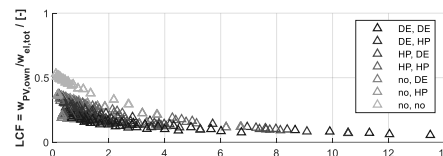
der Regelung ab und wird auf Basis der Simulationsergebnisse bestimmt.

$$W_{PV,own} = \min(W_{PV}, f_{tuning} \cdot W_{el,tot,mon}) \quad (9)$$

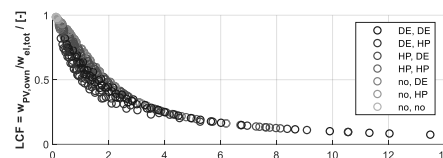
Ergebnisse und Diskussion

Theoretische Grenzen

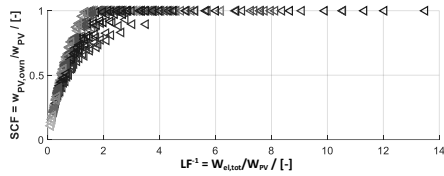
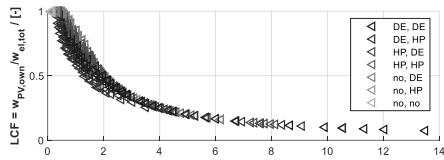
Die theoretischen Obergrenzen des LCF und SCF als Funktion des LF (bzw. LF^{-1}) lassen sich für verschiedene Speicheroptionen näherungsweise ermitteln, indem die zeitliche Bilanzierung unterschiedlich gewählt wird. Bei einer stündlichen Bilanzierung ohne Berücksichtigung von Speichern werden nur kurzfristige Speichereffekte berücksichtigt. Bei einer tagesweisen Bilanzierung wird quasi ein idealer Tagesspeicher (Ausgleich Tag/Nacht) abgebildet. Bei größeren Zeitschritten, d.h. wöchentlich und monatlich ist zu erkennen, welchen Effekt Speicher hätten, die über einen entsprechenden längeren Zeitraum puffern könnten. Die Jährliche Bilanzierung ergibt die absolute Obergrenze (Nettobilanzierung). Es ist in Abb. 2 zu erkennen, dass eine Speicherung (Bilanzierung) über einen Tag im Vergleich zur stündlichen Bilanzierung einen wesentlichen Einfluss hat. Eine Bilanzierung über größere Zeiträume verändert das Bild dagegen kaum. Erst bei Bilanzierung über ein Jahr (idealer saisonaler Speicher) ist wieder ein Effekt sichtbar.



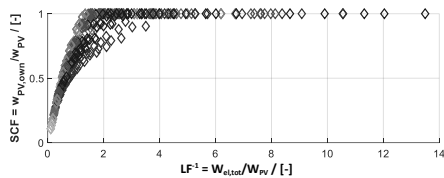
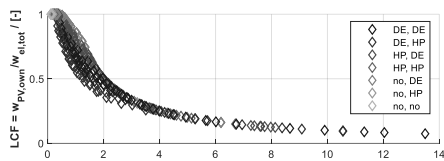
(a) Stündliche Bilanzierung



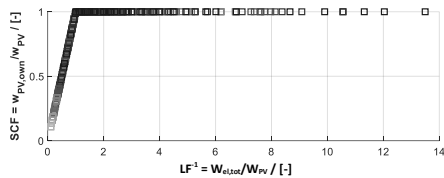
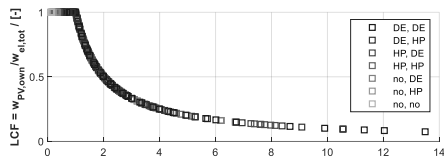
(b) Tägliche Bilanzierung



(c) Wöchentliche Bilanzierung



(d) Monatliche Bilanzierung



(e) Jährliche Bilanzierung

Abbildung 2: LCF und SCF in Abhängigkeit des inversen LF und bei unterschiedlicher zeitlicher Bilanzierung ((a) Stündlich, (b) Täglich (c) Wöchentlich (d) Monatlich (e) Jährlich) am Bsp. EFH für verschiedene Systeme für Raumheizung und Warmwasserversorgung

Einfluss von thermischen und elektrischen Speichern

Am Beispiel des EFH wird der Einfluss von Speichern gezeigt. Als Varianten wurde untersucht thermische Speicher, elektrische Speicher sowie Kombinationen. In Abb. 3 ist erwartungsgemäß zu erkennen, dass die Integration von Speichern einen wesentlichen Einfluss auf den PV Eigenverbrauch hat, insbesondere im Bereich $LF^{-1} = 0.5$ bis 1.5 als im Bereich, wenn der Jahresertrag der PV Anlage in etwa dem Jahresstrombedarf des Gebäudes entspricht (Netto-Null). Thermische Speicher haben einen

verhältnismäßig kleinen Einfluss aufgrund des relative hohen Anteils am Haushaltsstrombedarf.

Die generelle Auslegungsempfehlung für die Integration von Batterien in Gebäude, diese entsprechend des Nachtstrombedarfs im Sommer zu dimensionieren, wird durch die Simulationen bestätigt (Anmerkung: dies ist keine Empfehlung für die Integration von Batterien, sondern dafür, dass wenn Batterien eingesetzt werden, diese nicht überdimensioniert werden).

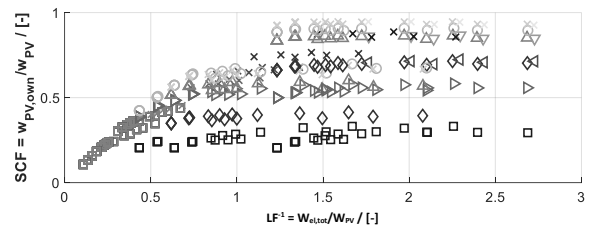
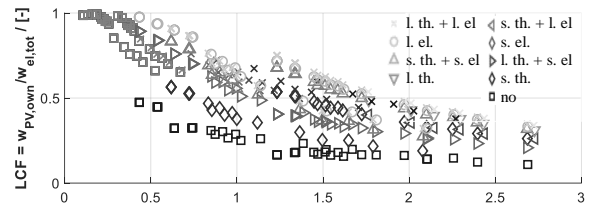


Abbildung 3: LCF und SCF in Abhängigkeit des inversen LF unter Verwendung verschiedener Speicher (no: keine Speicher (zusätzlich zur thermischen Masse); s.th kleiner TWW Puffer; l.th. kleiner TWW + Raumheizungspuffer; s.el. 6.67 kWh; l.el. 8 x 6.67 kWh Batterie) am Bsp. des EFH

Monatsweise Analyse des PV-Eigenverbrauchs

Der Einfluss von Speichern auf den PV Eigenverbrauch ist unterschiedlich je nach Art (Höhe und Zeitpunkt) der Last. Aufgrund der saisonalen Schwankungen der Gebäudelast (Heizung) und des PV-Ertrags ist mit unterschiedlichen Mustern im Winter, Sommer und in der Übergangszeit zu rechnen. In Abb. 4 wird entsprechend der LCF und SCF jeweils über die 12 Monate des Jahres dargestellt. Es ist zu erkennen, dass in den Wintermonaten mit einem verhältnismäßig hohen LF^{-1} Speicher nur eine untergeordnete Rolle spielen, diese jedoch v.a. im Sommer einen größeren Einfluss haben als der LF^{-1} (und dieser dann auch nur eine geringe Bandbreite aufweist). Die Erkenntnis deckt sich mit der vorherigen Aussage, dass Speicher einen relevanten Einfluss auf Tagesebene haben, Wochen, oder Monatsspeicher keine messbaren Effekt aufweisen, sondern dann erst wieder (theoretische) Saisonspeicher.

Vergleich Simulation und Berechnung

Das oben vorgestellte Berechnungsverfahren (Monatsbilanz) wurde umgesetzt mit dem Ziel eine gute Vorhersage des Jahres-PV-Eigenverbrauchs zu erlauben. Abb. 5 zeigt die aus den Simulationen

abgeleiteten Ausgleichskurven für den „Tuning-Faktor“ (vgl. Gl. 9.).

In Abb. 6 ist Beispielhaft die Berechnung für ein EFH und ein MFH dargestellt. Die Übereinstimmung ist nicht perfekt, aber für ein Pre-Design Tool ausreichend gut. Die Verbesserung durch die Umsetzung von monatlichen Faktoren ist noch zu untersuchen.

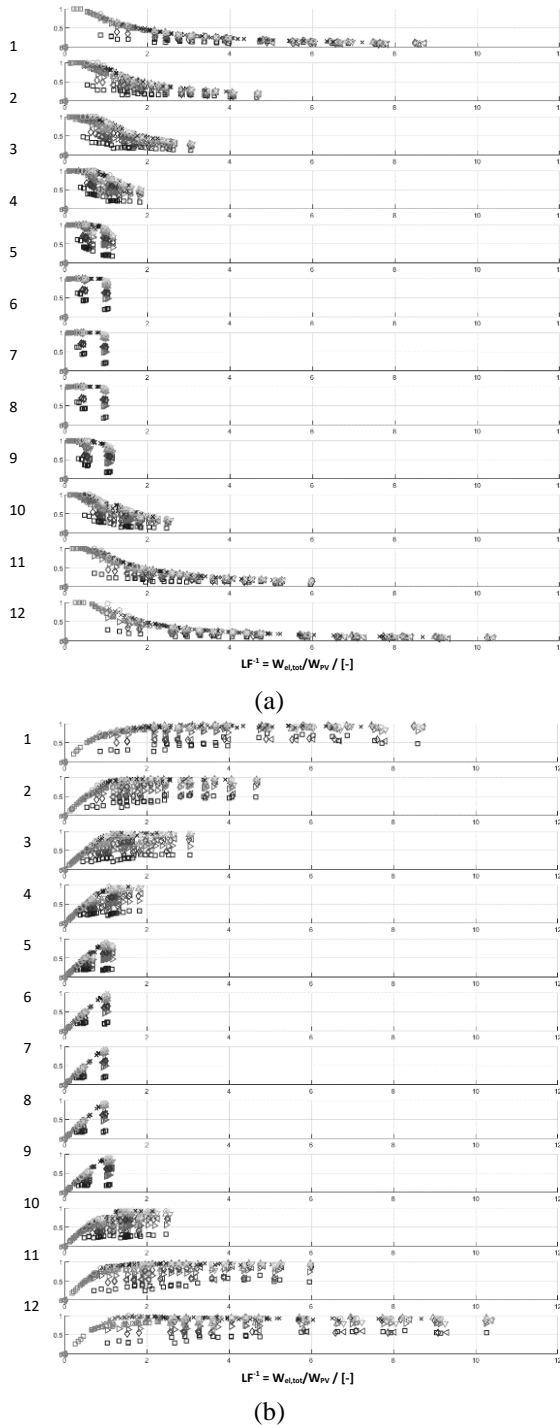


Abbildung 4: Monatsweise Analyse des LCF (a) und SCF (b) als Funktion des LF^{-1} am Bsp. des EFH (Legende wie in Abb. 3)

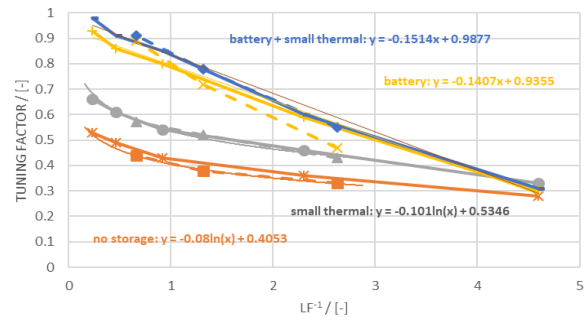


Abbildung 5: Näherungsgleichung für den „Tuning Factor“ für die Berechnung des PV-Eigenstromverbrauchs mit dem Monatsverfahren (durchgezogene Linie MFH, gestrichelte Linie EFH).

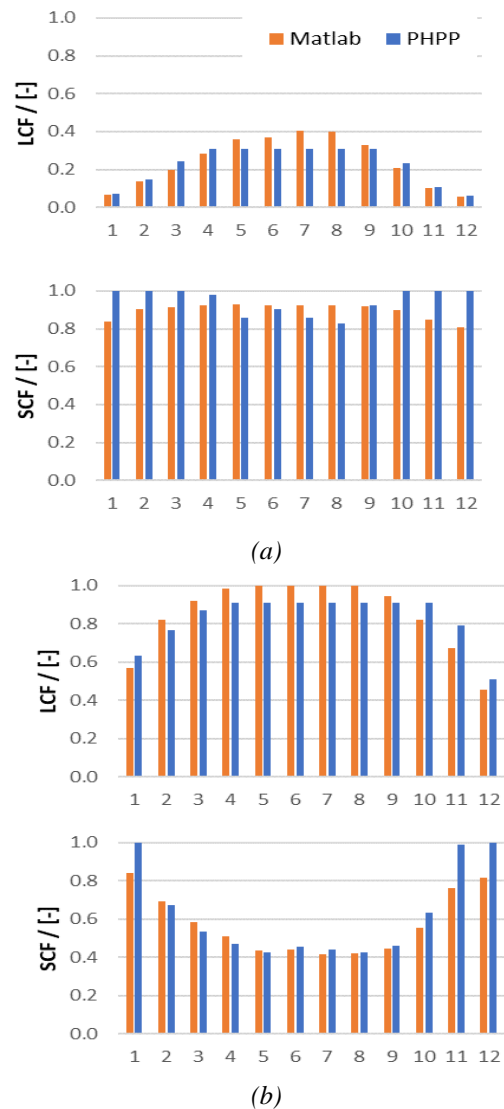


Abbildung 6: Vergleich der simulierten und berechneten (PHPP mit der oben eingeführten Ergänzung für die Berechnung des PV Eigenverbrauchs auf Basis von Monatsbilanzen) (a) EFH 20 kWh/(m² a) mit WP und mit 1 kWp PV mit kleinem thermischen Speicher und 6.67 kWh Batterie (b) MFH mit 12 kWh/(m² a), WP, 60 kWp, kleinem thermischen Speicher und 6.67 kWh Batterie

Aufgrund vergleichbarer Lastprofile (Wohngebäude mit Warmwasserbereitung und Haushaltsstrom) können für den „Tuning Factor“ (siehe Abschnitt oben) für das EFH und MFH die gleichen Korrelationen verwendet werden. Es bleibt zu prüfen, inwieweit dies übertragbar ist auf deutlich abweichende Annahmen für den Warmwasser- und den Haushaltsstromverbrauch bzw. für Nichtwohngebäude.

Schlussfolgerung und Ausblick

Für die Bewertung und Optimierung der Möglichkeit, den PV-Ertrag direkt im Gebäude zu nutzen oder zu speichern wurde eine detaillierte technische Analyse auf Basis von Gebäude- und Anlagensimulationen mit PV und Energiespeichern auf Gebäudeebene durchgeführt. Zudem wurde ein vereinfachtes Verfahren auf Basis von Monatsbilanzen entwickelt, welches z.B. mit dem PHPP oder Energieausweisberechnungen verwendet werden kann.

Auf Basis der vorgestellten Simulationsergebnisse kann das Spreadsheet basierte Verfahren zur Bewertung des sogenannten PV Eigenverbrauchs überprüft werden. Die Übereinstimmungen zwischen Berechnung und Simulation sind auf Jahresbasis bereits sehr gut, für eine bessere Übereinstimmung auf Monatsbasis sind noch weitere Verbesserungen in Arbeit. Letztendlich soll dieses Tool zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit eingesetzt werden können.

Der sogenannte PV-Eigenverbrauch ist abhängig vom Klima des Standorts, des Gebäudes und dessen Energieeinsatz, der Art der Speicherung und der Regelung. In einem nächsten Schritt wird auf den Einfluss der Integration von Elektrofahrzeugen eingegangen.

Die Wirtschaftlichkeit hängt maßgeblich von den Strom- und Einspeisevergütung sowie von den von Land zu Land sehr unterschiedlichen Fördermöglichkeiten ab.

Anzumerken ist, dass unabhängig von der kostenoptimalen Lösung, für die Erreichung der Klimaschutzziele nicht die Optimierung des Eigenverbrauchs, sondern die Reduktion des Netzstrombezugs entscheidend ist, und dies v.a. im Winter mit geringeren Anteilen erneuerbarer Energien bei der Stromerzeugung.

Danksagung

Das Projekt OutPHit wurde im Rahmen des Forschungs- und Innovationsprogramms „Horizon 2020“ der Europäischen Union im Rahmen der Grant Agreement Nr. 957175 finanziert. Die Inhalte liegen in der alleinigen Verantwortung der Autoren und spiegeln nicht notwendigerweise die Ansichten der Europäischen Union wider.

Literatur

- APCS, Power Clearing and Settlement, <https://www.apcs.at/de>
- EN 16147, Heat pumps with electrically driven compressors - Testing, performance rating and requirements for marking of domestic hot water units;:2017
- Heier, Johan; Bales, Chris; Martin, Viktoria, Combining thermal energy storage with buildings – a review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 42, February 2015, Pages 1305-1325
- IEA EBC Annex 67, Energy Flexible Buildings
- Kurnitski, J., Saari, A., Kalamees, T., Vuolle, M., Niemelä, J., & Tark, T. (2011). Cost optimal and nearly zero (nZEB) energy performance calculations for residential buildings with REHVA definition for nZEB national implementation. Energy and Buildings, 43(11), 3279-3288.
- Ochs, Fabian; Dermentzis, Georgios (2018): Evaluation of Efficiency and Renewable Energy Measures Considering the Future Energy Mix. In: 7th International Building Physics Conference (IBPC 2018). Proceedings. Syracuse, NY, USA, September 23 - 26. 2018. Syracuse University, S. 1271 - 1276. (DOI)
- Ochs, Fabian; Magni, Mara; Hauer, Martin; De Vries, Samuel; Bonato Paolo, 2021a Simulation based evaluation of building integrated solar envelope systems on building level, BS 2021, IBPSA, Bruges, 2021
- Ochs, Fabian; Magni, Mara; Venturi, Elisa; Tosatto, Alice; Streicher, Wolfgang; 2021b Cost-optimal nZEB HVAC configurations with onsite storage; HVAC 2021, Tallinn 2021
- Ochs, Fabian; Magni, Mara; Tosatto, Alice; Heat Pumps and Renewables in District Heating – Evaluation of Central and Decentral Approaches, Clima 2022, Rotterdam 2022
- Passivhaus-Projektierungs-Paket (PHPP), www.passiv.de; 1998
- Siegele, D. Leonardi, E., Ochs F. (2019), A new MATLAB Simulink Toolbox for Dynamic Building Simulation with B.I.M. and Hardware in the Loop compatibility, Proc. Build. Simul. 2019 16th Conf. IBPSA, <https://doi.org/10.26868/25222708.2019.210641>.
- TRNSYS, <http://www.trnsys.com>
- Wemhoener C., Rominger L., Buesser S., Magni M., Ochs F., Betzold C., Dippel D., Simulation-based Methodology For Comparison of nZEB Requirements In Different Countries Including Results Of Model Calibration Tests, IBPSA 2019, Rome.