

David Zogg, Prof. Dr.
Dozent für Regeltechnik, Fachhochschule Nordwestschweiz
Geschäftsleiter Smart Energy Control GmbH

Minergie-P-Eco-Areal-Überbauung mit Wärmepumpen und innovativer Strombörse

In Möriken/Wildegg AG wird durch Setz Architektur eine neue MFH-Areal-Überbauung nach Minergie-P-Eco Standard gebaut. In einem lokalen Arealnetz mit 4 Häusern und PV-Anlagen von insgesamt 160kWp auf Dach und Fassaden sollen Wärmepumpen, Elektromobile und die Haushalte möglichst über den lokalen Solarstrom betrieben werden. Im Rahmen des Pilotprojekts, das vom BFE unterstützt wird, wird eine Eigenverbrauchsgemeinschaft gebildet und erstmals das Prinzip einer lokalen Strombörse mit variablem Stromtarif in Echtzeit für Endkunden (Bewohner) umgesetzt. Im Fokus stehen die automatische Optimierung der 4 Erdsonden-Wärmepumpen mit Natural Cooling, mehrerer Elektromobil-Ladestationen und ca. 100 Haushaltgeräte durch den Eigenverbrauchsmanager von Smart Energy Control. Das Projekt wird durch die Fachhochschule Nordwestschweiz begleitet.

Die Areal-Überbauung mit lokalem Stromnetz

Die geplante Überbauung in Möriken-Wildegg AG nach dem Minergie-P-Eco-Standard in Holz-/Mischbauweise ist in Bild 1 zu sehen. Es werden 4 Häuser mit insgesamt 36 Wohnungen und zusätzlichen Gemeinschaftsräumen realisiert. Auf den Dächern sind 4 Photovoltaik (PV) -Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung und zusätzliche PV-Anlagen an den Fassaden und Terrassenbrüstungen vorgesehen, insgesamt mit 160 kWp. Pro Haus ist eine Erdsondenwärmepumpe von Stiebel Eltron für Brauchwarmwasser und Heizung inkl. Natural Cooling für den Sommer eingeplant. Zudem können die Tiefgaragenparkplätze mit Elektromobil-Ladestationen ausgebaut werden.



Bild 1: MFH-Überbauung in Möriken AG nach Minergie-P®-Eco-Standard mit PV-Anlagen auf Dächern, Fassaden, sowie Brüstungen (Setz Architektur)

Für die Elektrizitätsversorgung ist ein Arealnetz mit lokaler Verteilung des Photovoltaik-Stroms der 4 Photovoltaik-Anlagen vorgesehen (Bild 2). Gegenüber dem Elektrizitätswerk (EW) wird mit dessen Einwilligung nur 1 Anschlusspunkt mit Zweirichtungszähler realisiert. Damit kann eine echte Eigenverbrauchsgemeinschaft mit lokaler Zählung und Abrechnung

gegründet werden. Zur Messung und Regelung der insgesamt mehr als 100 Verbraucher im Arealnetz wird ein Datennetz zur Kommunikation installiert.

C1 13-13 MFH Überbauung Grabenweg Möriken
Schema Elektrizität V3

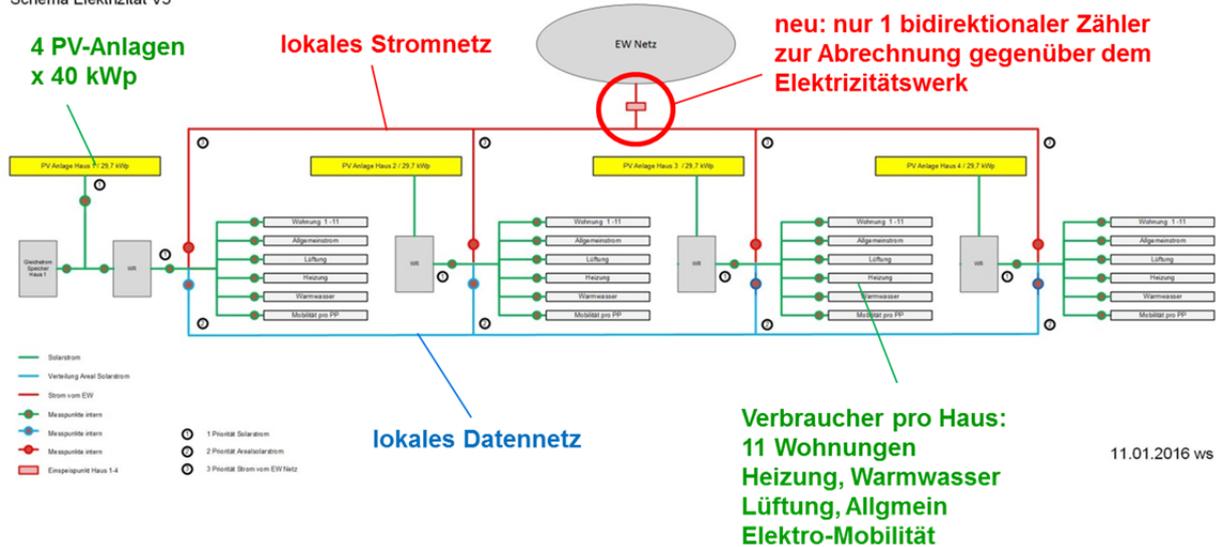


Bild 2: Schema Elektrizität mit Areal-Vernetzung für Solarstrom (Setz Architektur)

Automatische Optimierung über den Eigenverbrauchsmanager

Die Verbraucher in den Mehrfamilienhäusern wie Wärmepumpen, Waschmaschinen, Geschirrspüler und Elektromobil-Ladestationen werden automatisch über den Eigenverbrauchsmanager optimiert (Bild 3). Dieser betreibt die Geräte bei lokaler Produktion bzw. bei tiefen Tarifen. Über eine zentrale Bedienstelle mit Fernzugriff und eine App kann auf das System zugegriffen werden.

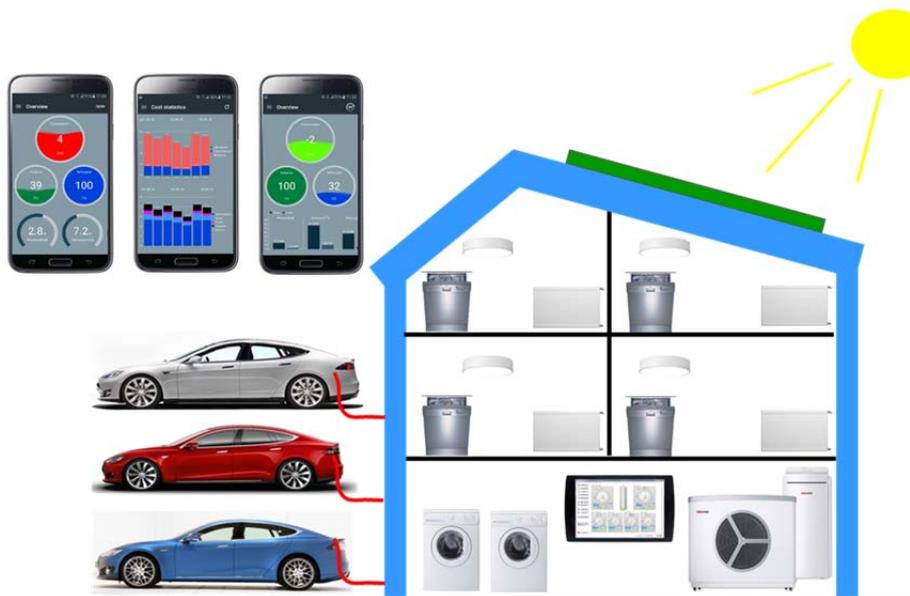


Bild 3: Die Verbraucher im Mehrfamilienhaus werden mit dem Eigenverbrauchsmanager von Smart Energy Control geregelt.

Grundlagen zum Eigenverbrauchsmanager wurden im Rahmen des vom BFE unterstützten Projektes "OPTEG" [1] erarbeitet. Dort wurde anhand von Simulationen für Einfamilienhäuser aufgezeigt, dass der Eigenverbrauch von Gebäuden durch gezielte Regelung der Wärmepumpe inkl. Brauchwarmwassererwärmung ca. verdoppelt werden kann. Das System wurde danach im Rahmen eines neu gegründeten Spin-Offs der Fachhochschule Nordwestschweiz in die Realität umgesetzt und läuft seit ca. 2 Jahren in zahlreichen Ein- und Mehrfamilienhäusern.

Die Eigenverbrauchsgemeinschaft (EVG)

Für den Betrieb des vorliegenden Arealnetzes wird eine EVG gegründet. Diese betreibt die Photovoltaik-Anlagen und das lokale Stromnetz über das gesamte Areal. Sie liefert lokal Strom an die Bewohner, womit sie einen Ertrag erwirtschaftet. Gegenüber dem Energieversorger wird nur der überschüssige Strom eingespeist oder bezogen. Der Eigenverbrauchsmanager steuert die Verbraucher und stellt den Bewohnern eine Strombörse zur Verfügung.

Das konventionelle Abrechnungssystem für die EVG

Gemäss den heutigen Empfehlungen [2] und [3] wird die Abrechnung des Eigenverbrauchs noch mit einem festen Tarif vorgenommen (Bild 4). Damit hat jedoch nur der Betreiber und der Energieversorger einen Gewinn durch den Verkauf von Solar- oder Netzstrom (Beispiel 25 Rp/kWh). Der/die BewohnerIn hat jedoch keinen Anreiz zur Eigenverbrauchsoptimierung, da ihr Tarif fest auf 25 Rp/kWh liegt, unabhängig davon, ob sie den Strom von der lokalen PV-Anlage oder dem Netz bezieht. Noch nachteiliger wird die Situation bei einem tiefen Nacht-Tarif (z.B. 15 Rp/kWh). Dann hat der/die BewohnerIn einen Anreiz, günstigen Strom in der Nacht zu beziehen anstatt am Tag bei PV-Produktion. Dadurch wird auch der reale Gewinn des Betreibers geschmälert, da er weniger Eigenstrom verkaufen kann.

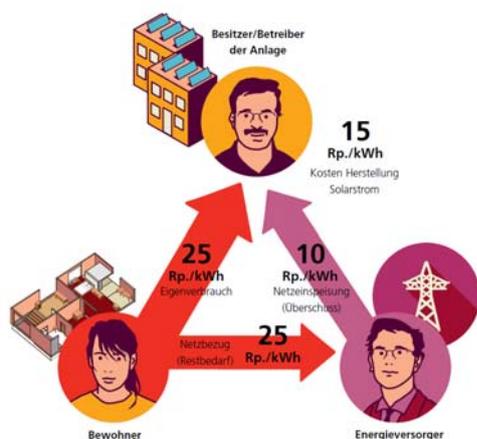


Bild 4: Heutige Empfehlung von energieschweiz [3] bezüglich Abrechnung des Eigenverbrauchs, ohne Anreiz zur Eigenverbrauchsoptimierung (gleiche Kosten 25 Rp/kWh für Eigenverbrauch wie für Netzbezug)

Das neue Abrechnungssystem für die EVG basierend auf dem Prinzip einer Strombörse

Im Gegensatz zur gängigen Abrechnungsmethode über feste Tarife wird in diesem Projekt eine neue Methode mit variablem Tarif angewandt (Bild 5). Bei dieser Methode wird ein variabler Preis berechnet, welcher sich anteilmässig aus dem Preis für den Netzbezug und der lokalen Produktion zusammensetzt. Der Preis für den Netzbezug wird wie bisher zu einem festen Tag/Nacht-Tarif verrechnet (Beispiel 25/15 Rp/kWh). Der Überschuss aus lokaler Produktion wird ebenfalls wie bisher zu einem festen Einspeisetarif verrechnet (Beispiel 10 Rp/kWh). Der lokale Eigenverbrauch kann nun aber mit verschiedenen Tarifen festgelegt werden (Beispiele 0/10/15 Rp/kWh). Mit 15 Rp/kWh ist gegenüber dem Nachttarif Parität geboten, bei tieferen Tarifen < 15 Rp/kWh wird der Eigenverbrauch am Tag zusätzlich belohnt.

Speziell an diesem System ist die Berechnung des variablen Preises (Bild 6 unten). Mit PV-Produktion reduziert sich der Preis anteilmässig. Bei voller Deckung des Verbrauchs durch die PV-Produktion ist der Preis am tiefsten. Bei tiefen Preisen werden die lokalen Verbraucher betrieben.

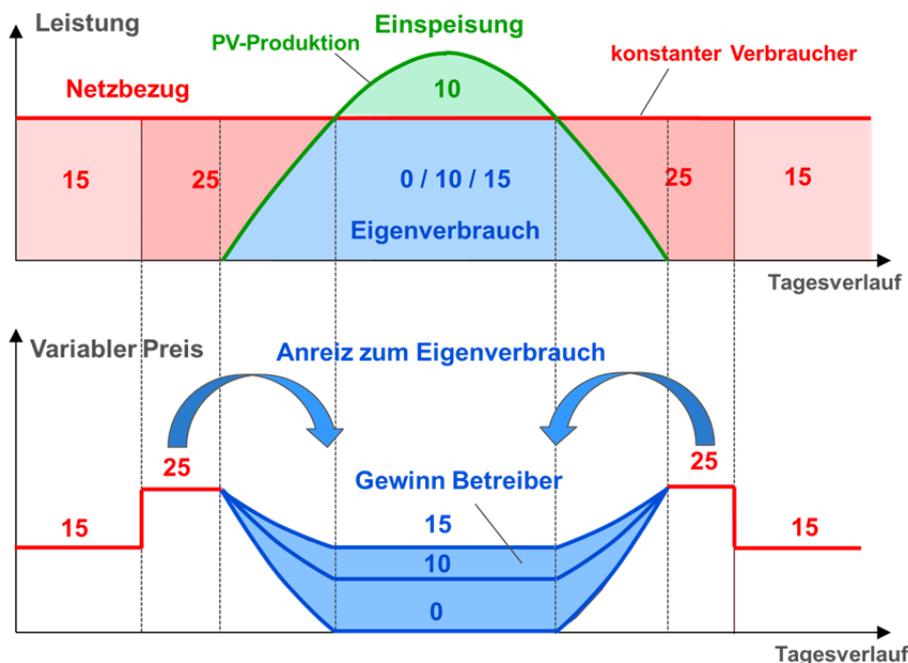


Bild 5: Berechnung des variablen Preises aus aktueller Produktion und Verbrauch. Gewichtung des Eigenverbrauchs mit verschiedenen Tarifen (0/10/15 Rp./kWh), Gewinn für den Betreiber und Anreiz zum Eigenverbrauch durch geschickte Wahl des Eigenverbrauchstarifs.

Die Berechnung des variablen Preises wurde in der Software "Eigenverbrauchsmanager" bereits realisiert. Bild 6 zeigt einen realen Preisverlauf, welcher aufgrund fluktuierender Produktion und dem Ein-/Ausschalten mehrerer Verbraucher entstanden ist.

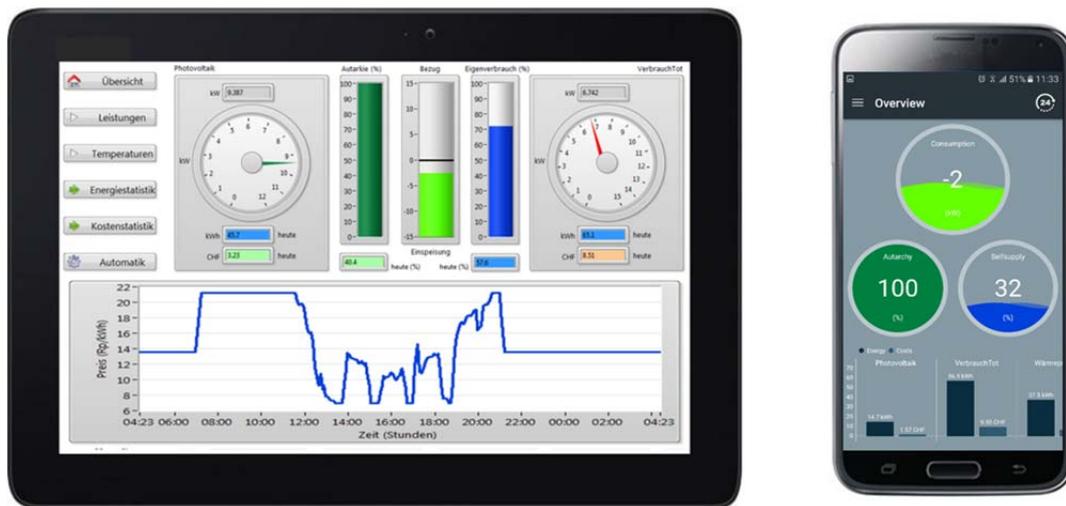


Bild 6: Visualisierung des variablen Strompreises und der Verbrauchsdaten für den einzelnen Bewohner (Beispiel mit realen Daten)

Einfluss auf das Stromnetz

Der lokale Strommarkt soll auch auf die Netzsituation Rücksicht nehmen. Es soll untersucht werden, welche Auswirkungen das Projekt hat auf die ins Netz ein- und ausgespeiste Leistung (nicht nur Energie). Eine zentrale Frage ist, ob durch geschicktes Lastmanagement die Grösse des Netzanschlusses kleiner dimensioniert werden kann.

Bild 7 zeigt, wie durch die gezielte Ansteuerung leistungsvariabler Verbraucher das Netz entlastet werden kann (hier variables Laden des Elektromobils). Zudem steht eine Vielzahl von geschalteten Verbrauchern zur Verfügung (Wärmepumpen, Geschirrspüler, Waschmaschinen, Tumbler), welche stufenweise zu- oder weggeschaltet werden können.

Durch automatisches Lastmanagement all dieser Verbraucher sollen Einspeise- und Bezugsspitzen gezielt vermieden werden.

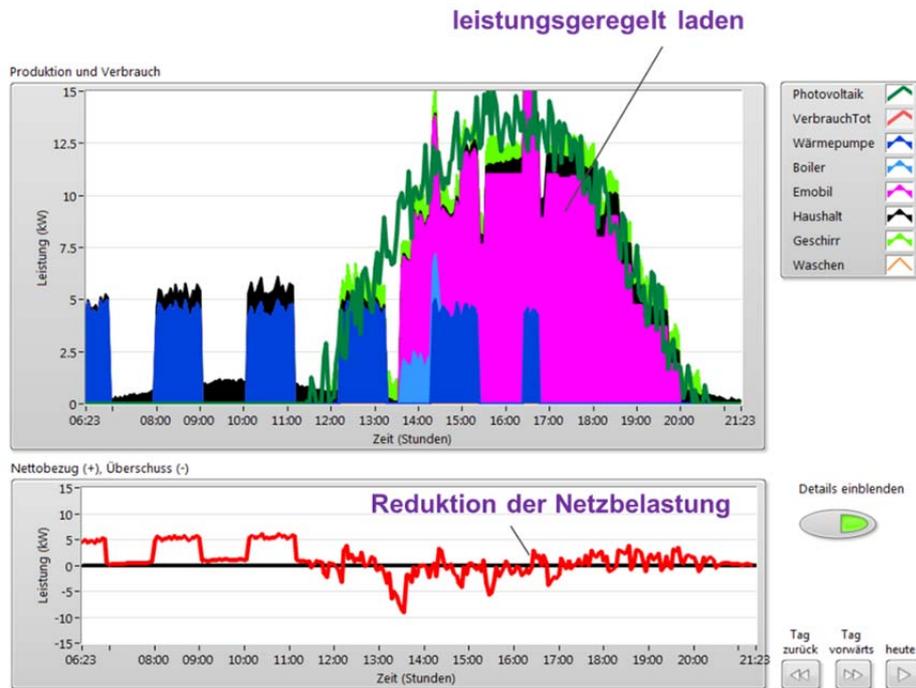


Bild 7: Reduktion der Netzbelastung durch gezieltes Ansteuern leistungsgeregelter Verbraucher

Durch die Definition eines Leistungsbandes soll die Anschlussleistung gezielt reduziert werden können (Bild 8). Beim Überschreiten einer vordefinierten Bezugsgrenze werden die Lasten abgeworfen oder reduziert. Beim Überschreiten einer Einspeisegrenze werden die Lasten zugeschaltet bzw. deren Leistungsaufnahme erhöht. Die genaue Festlegung des Leistungsbandes soll mit Tests am realen Objekt erörtert werden, um für zukünftige derartige Installationen Empfehlungen für die Anschlussleistung abgeben zu können.

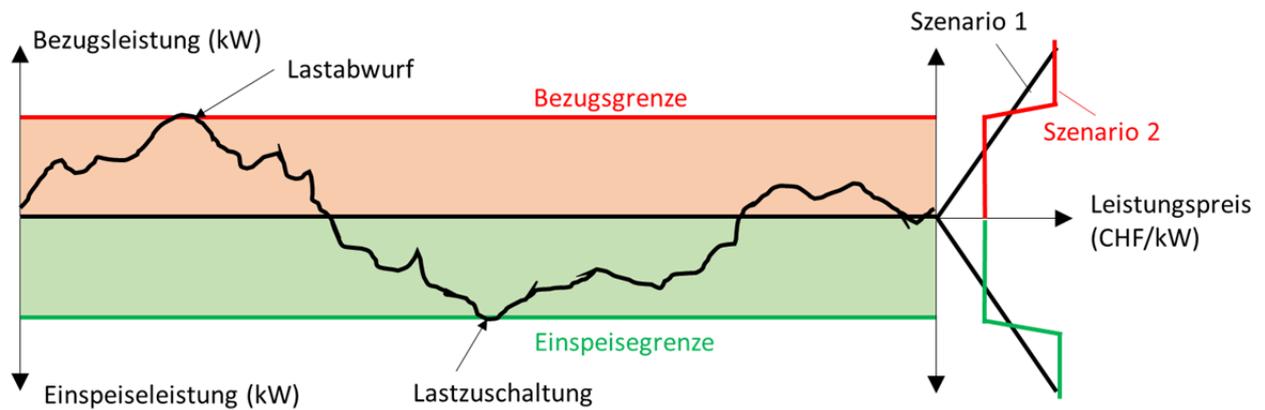


Bild 8: Definition eines Leistungsbandes mit maximaler Einspeise- und Bezugsleistung sowie entsprechendem Leistungspreis (rechts)

Einbindung der Wärmepumpe zur Eigenverbrauchsoptimierung mit Effizienz- und Kostenoptimierung

Die Wärmepumpen von Stiebel Eltron werden über eine intelligente Schnittstelle eingebunden (Bild 9). Über den digitalen Daten-Bus können die Soll-Temperaturen für Brauchwarmwasser- (BWW) und Pufferspeicher (SP) sowie das Gebäude variabel vorgegeben werden. Durch gezielte Erhöhung und Reduktion der Soll-Temperaturen kann lokal thermische Energie gespeichert werden. Gegenüber konventioneller Eigenverbrauchsoptimierung mit alleiniger Speicherüberhöhung hat der gewählte Ansatz folgende Vorteile:

- **Volle Nutzung der Gebäudemasse als thermischer Speicher.** Für Einfamilienhäuser in Massivbauweise können ca. 20kWh pro Kelvin (K) Temperaturerhöhung gespeichert werden [1]. Bei Mehrfamilienhäusern multipliziert sich das Potential entsprechend. Da die Erhöhung der Temperatur relativ klein ist (2-3 K), wird der Coefficient of Performance (COP) der Wärmepumpe nur leicht beeinträchtigt.
- **Überwachung der Raumtemperatur.** Zur Einhaltung des Komforts wird die Raumtemperatur laufend überwacht und in die Optimierung mit einbezogen.
- **Einbezug der technischen Speicher.** Die technischen Speicher (BWW und SP) werden ebenfalls genutzt zur thermischen Speicherung. Da dort auf höhere Temperaturen gefahren wird, ist mit einer grösseren Beeinträchtigung des COP zu rechnen. Deshalb wird hier primär das Gebäude als thermischer Speicher genutzt und die technischen Speicher werden nur bei grossem Überschuss der PV-Anlage nach oben gefahren.
- **Beeinflussung der Sollwerte in beide Richtungen.** Bei konventioneller Eigenverbrauchsoptimierung werden die Speicher nur nach oben gefahren bei PV-Produktion. Hier wird auch gezielt nach unten gefahren, um einen höheren Temperaturhub bei gleichzeitig gutem COP zu erzielen.
- **Berücksichtigung der Stromtarife.** Der grösste Unterschied zur konventionellen Eigenverbrauchsoptimierung liegt darin, dass der aktuelle Stromtarif berücksichtigt wird (Prinzip der Strombörse). Die Wärmepumpe wird damit bei Hochtarifzeiten gezielt heruntergefahren. Damit können die Stromkosten reduziert werden.

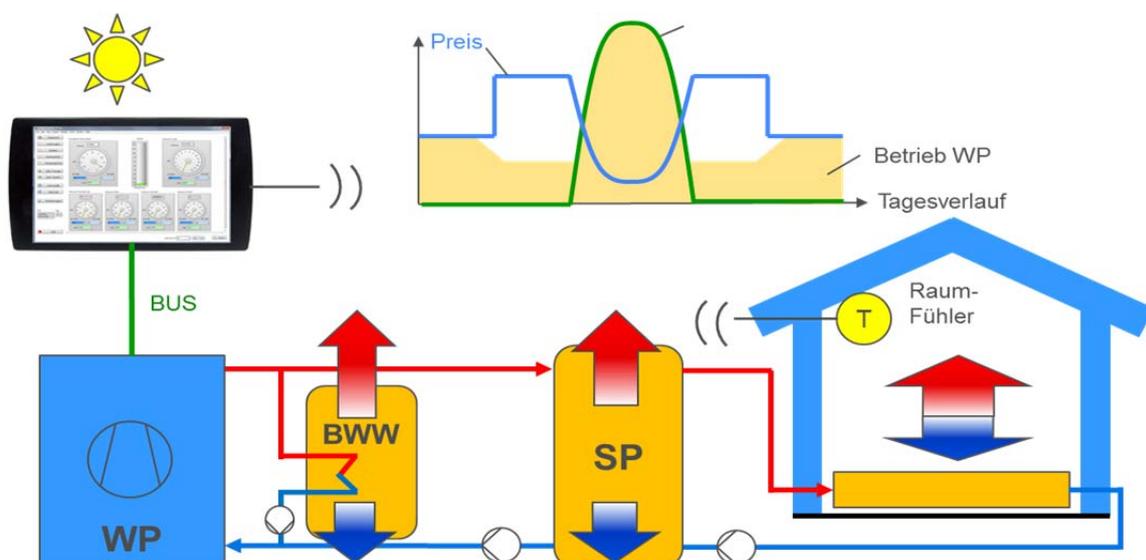


Bild 9: Wärmepumpe (WP) mit Anbindung des Eigenverbrauchsmanagers über digitalen Bus. Nutzung des thermischen Speicherpotentials im Brauchwarmwasser- (BWW) und Pufferspeicher (SP) sowie der Gebäudemasse mit integrierter Temperaturüberwachung.

Einstellung des Komfortbereichs und Einbezug der Benutzer

Anstelle von festen Sollwerten für Raum- und Speichertemperaturen werden Temperaturbänder vorgegeben, innerhalb welcher der Regler automatisch optimiert (Bild 10 links). Dies wurde für die Einfamilienhäuser bereits implementiert und hat sich dort bewährt, da der Kunde den Komfortbereich nach seinen Wünschen einstellen kann. Im Fall von Mehrfamilienhäusern bzw. der vorliegenden Arealüberbauung kann nur der Anlagenbetreiber die Temperaturbänder vorgeben. Der einzelne Bewohner hat jedoch die Möglichkeit, die Raumtemperatur über eine lokale Anzeige zu beeinflussen (Bild 10 rechts). Zudem wird dem Bewohner jederzeit visualisiert, wieviel "Sonnenstrom" aktuell im lokalen Stromnetz vorhanden ist. Er kann somit sein Verhalten gezielt anpassen.

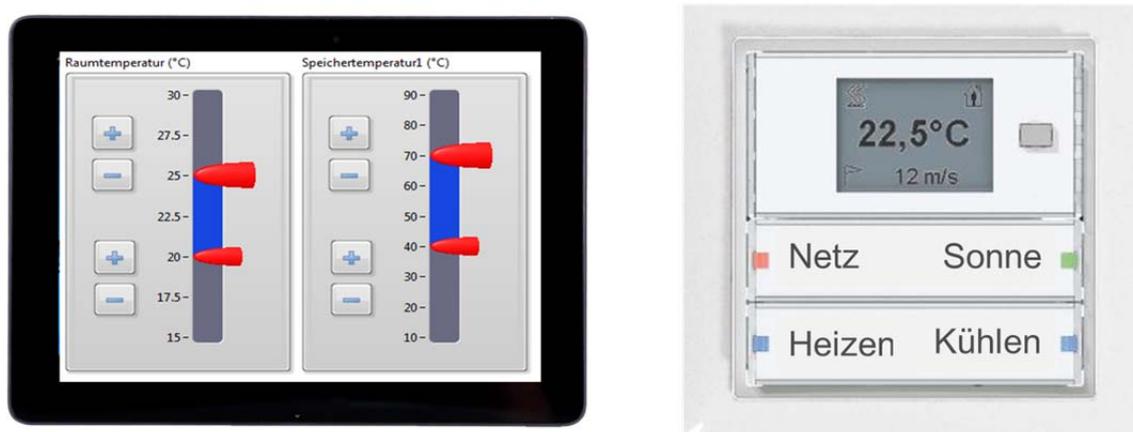
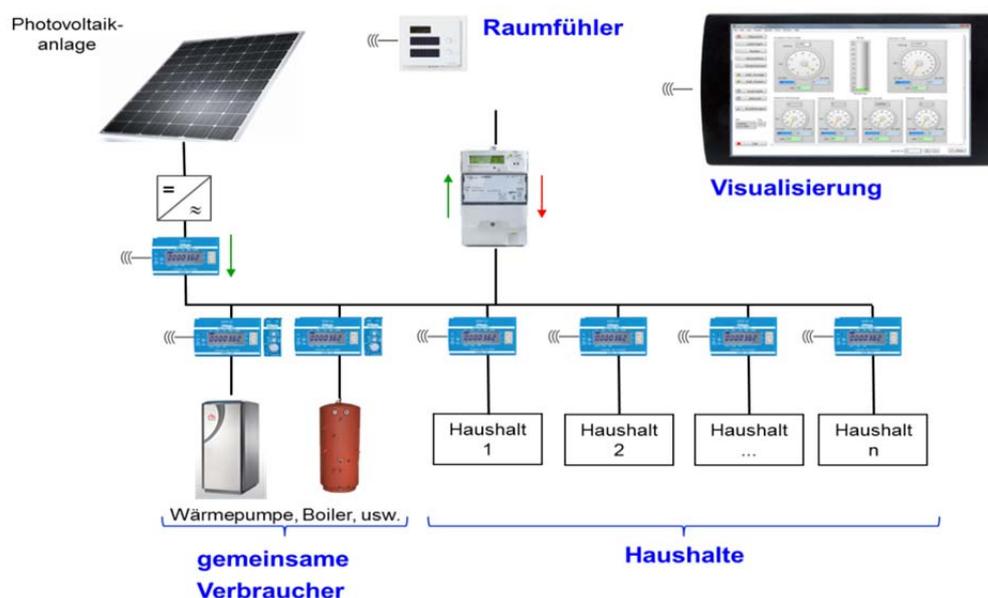


Bild 10: Zentrale Vorgabe der Temperaturbänder durch den Betreiber (links), individuelle Raumtemperaturvorgabe mit Anzeige von Sonnenstrom durch die Bewohner (rechts).

Neben dem Heizen in der Wintersaison ist auch ein Kühlen in der Sommersaison vorgesehen. Dies wird mittels "Natural Cooling" über die Erdwärmesonden realisiert. Die Regler schalten im Sommer-Betrieb automatisch in den Kühlmodus mit entsprechend definierten Temperaturbändern. Die Funktionsweise ist prinzipiell dieselbe, mit umgekehrtem Vorzeichen.

Installation

Für die Hardware-Installation wird das für Einfamilienhäuser bewährte System auf Mehrfamilienhäuser erweitert (Bild 11). Die Produktion sowie die allgemeinen Verbraucher wie Wärmepumpen, Licht, Lüftung usw. werden über Zähler mit integrierter Energie- und Leistungsmessung erfasst. Für die einzelnen Haushalte werden Privatzähler installiert, über welche später auch abgerechnet werden kann. Neu ist die Abrechnung über den variablen Tarif mit echtem Anreiz zur Eigenverbrauchsoptimierung für die einzelnen Bewohner. Die Visualisierung und Datenerfassung befindet sich im Technik-Raum, wobei die Bewohner Zugriff haben auf Ihre Daten via App.



24

Bild 11: Installation für Mehrfamilienhäuser mit Privatzählern und Visualisierung (vereinfacht)

Ausblick

Das Pilotprojekt wurde im Januar 2017 gestartet. Der Spatenstich der Überbauung erfolgte am 22. Mai 2017. Die Bauphase läuft bis Q3/2018. Parallel dazu wird die Software auf Arealnetze weiterentwickelt. Die einjährige Messphase mit Erfolgskontrolle erfolgt anschliessend vom Q4/2018 bis Q4/2019.

Quellen

- [1] D. Zogg et. al: OPTEG - Regelstrategien für die Optimierung des Eigenverbrauchs von Gebäuden, Simulation und Realisierung, Bundesamt für Energie BFE, Fachhochschule Nordwestschweiz, 2016.
- [2] L. Konersmann et. al: Eigenverbrauch von Solarstrom im Mehrfamilienhaus, Simulation und Realisierung, Hintergrundbericht als Grundlage zur Erarbeitung eines Leitfadens für Liegenschaftsbesitzern, Bundesamt für Energie BFE, Energie Zukunft Schweiz, 2015.
- [3] Solarstrom für den Eigenverbrauch, Neue Möglichkeiten für Besitzer von Mehrfamilienhäusern, Energie Schweiz, Energie Zukunft Schweiz, 2015.