



Schlussbericht 04.02.2016

OPTEG - Regelstrategien für die Optimierung des Eigenverbrauchs von Gebäuden

Simulation und Realisierung





Datum: 04.02.2016

Ort: Windisch

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Gebäude
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

Institut für Automation (IA)
Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW
Klosterzelgstrasse 2, 5210 Windisch
www.fhnw.ch

Industriepartner/Begleitgruppe:

CTA AG
Hunzikenstrasse 2, 3110 Münsingen
www.cta.ch

Siemens Schweiz AG
Building Technologies Division
Gubelstrasse 22, 6300 Zug
www.siemens.ch

Ökozentrum
Schwengiweg 12, 4438 Langenbruck
www.oekozentrum.ch

Vela Solaris AG
Stadthausstrasse 125, 8400 Winterthur
www.velasolaris.com

Autoren:

Prof. Dr. David Zogg, Fachhochschule Nordwestschweiz, david.zogg@fhnw.ch
Aleksandar Dunjic, James Trayler, Andreas Leuppi, et. al., Fachhochschule Nordwestschweiz

BFE-Bereichsleitung: Andreas Eckmanns
BFE-Programmleitung: Rolf Moser
BFE-Vertragsnummer: SI/500945-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch



Zusammenfassung

In diesem Projekt wurden Regelstrategien zur Optimierung des Eigenverbrauchs in Gebäuden unter Berücksichtigung der lokalen Produktion aus einer Photovoltaikanlage, der Speicherung und des lokalen Verbrauchs im Haushalt untersucht. Im Fokus liegt die thermische Speicherung in der Gebäudemasse über Wärmepumpen. Mit modernen Regelstrategien kann damit sowohl der Eigenverbrauchs- wie auch der Autarkiegrad verdoppelt werden. Die Eigenverbrauchsoptimierung ist für den Eigentümer finanziell interessant, da die Netzgebühren gespart werden können. Bei tiefen Einspeisepreisen und hohen Bezugspreisen ist der Anreiz zur Eigenverbrauchsoptimierung gegeben. In einer Zukunft mit variablen Strompreisen ist das Potential noch grösser. Dabei spielt weniger das Preisniveau eine Rolle, sondern vielmehr die Volatilität, also der Unterschied zwischen maximalem und minimalem Preis über dem Tag. Die richtigen preislichen Anreize führen zudem zu einem stabilen Stromnetz, auch mit einem hohen Anteil an neuen erneuerbaren Energien. Lokale Eigenverbrauchsoptimierung und Stabilisierung des Stromnetzes gehen mit den richtigen Regelstrategien Hand in Hand.

Résumé

Ce projet a examiné des stratégies de contrôle pour optimiser l'auto-consommation dans les bâtiments, en tenant compte de la production locale d'un système photovoltaïque, le stockage et l'usage résidentiel local. L'accent est mis sur le stockage thermique dans le bâtiment par des pompes à chaleur. Avec des stratégies de contrôle modernes, l'auto-consommation ainsi que l'auto-suffisance peuvent être doublées. L'auto-consommation est financièrement intéressante pour le propriétaire, parce que les frais de réseau peuvent être économisés. Aux tarifs d'injection basses et aux tarifs de consommation hautes, la motivation à l'auto-consommation est assurée. Avec des tarifs futurs variables, le potentiel est encore plus grand. Ce ne sont pas tout d'abord les tarifs, mais la volatilité, à savoir la différence entre le tarif minimum et maximum pendant le jour, qui influencent le comportement. Les incitations tarifaires conduisent également à un réseau électrique stable, même avec une part importante d'énergies renouvelables.

Abstract

In this project control strategies were examined in order to optimize the self-consumption in buildings, taking into account the local production of a photovoltaic system, the storage and the local residential consumption. The focus is on the thermal storage through the heat capacity of the building heated by heat pumps. With modern control strategies both the self-consumption as well as the self-sufficiency may be doubled. The self-consumption is financially interesting for the owner, because the network charges are saved. At low feed-back prices and high consumption prices, the incentive for self-consumption is given. In a future with variable electricity prices, the potential is even bigger. The price level is less important, but the volatility, i.e. the difference between the maximum and minimum price within the day. The right pricing incentives also lead to a stable power grid, even with a high part of renewable energies. Local self-consumption and stabilization of the power grid go hand in hand with the right control strategies.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé.....	3
Abstract	3
Inhaltsverzeichnis	4
Zusammenfassung der wichtigsten Resultate	6
Ausgangslage	9
Energiestrategie.....	9
Projektumfeld.....	12
Ziel der Arbeit.....	14
Grundlagen - Randbedingungen	16
Definition Gebäudetypen	16
Definition Gebäudekomponenten	17
Definition Photovoltaik.....	19
Definition Heizungssystem	19
Definition Brauchwarmwassersystem	20
Definition Zapfprofil	20
Definition Erdwärmesonde	21
Definition elektrisches Lastprofil	21
Definition hydraulische Schaltungen.....	22
STASCH 6 mit Parallelspeicher.....	23
STASCH 4 mit Seriespeicher	25
Definition der Kennzahlen	26
Berücksichtigung der Benutzerwünsche	29
Variabler Energiepreis.....	29
Definition Preisstrukturen	30
Szenario 2015.....	30
Szenario 2035.....	30
Szenario 2050.....	31
Konzept - Modellierung in PolySun®	34
Validierung mit Task 44.....	34
SFH100-Gebäudemodell.....	35
Einhaltung des Raumkomforts.....	37
Reglerstrukturen	38
Standard (1).....	38
Nachtabsenkung (2a)	40



Nachtabenkung und BWW-Tagladung (2b).....	41
Externer Zweipunktregler (3a)	43
Variable Heizkurve (3b).....	45
SG-Ready (3c).....	47
Vorgehen - Simulationen	50
Beispieltage	50
Gebäudemodell SFH 45.....	50
Standard-Regler (1) ohne Massnahmen	50
Nachtabenkung und BWW-Tagladung (2b).....	51
Optimierung nach SG-Ready (3c).....	52
Ergebnisse - Vergleich der Regelstrategien	54
Preisstruktur 2015 (heute).....	54
Preisstruktur 2035	58
Preisstruktur 2050	61
Realisierung	65
Installation und Software	65
Gebäudedaten	68
Leistungsverläufe.....	69
Statistische Auswertung	72
Schlussfolgerungen.....	74
Ausblick.....	75
Leistungsgeregelte Wärmepumpe.....	75
Elektrische Batterien	75
Elektromobile	76
Eigenverbrauch aus Sicht des Netzbetreibers	77
Smart Grid	77
Referenzen	78
ANHANG A: Simulationen Beispieltage.....	81
Gebäudemodell SFH 100.....	81
Leistungsdiagramme	81
ANHANG B: Vergleich der Regelstrategien	88
ANHANG E: Leistungsgeregelte Wärmepumpe.....	107
ANHANG F: Testinstallationen	109

Zusammenfassung der wichtigsten Resultate

In detaillierten Jahressimulationen wurden verschiedene Regelstrategien zur Steigerung des Eigenverbrauchs über Wärmepumpen untersucht. Es wurden sowohl manuelle Optimierungen mit festem Betrieb der Wärmepumpe am Tag sowie automatische Optimierungen untersucht, welche die tatsächliche lokale Produktion berücksichtigen.

Abbildung 1 zeigt die Resultate für einen sanierten Altbau (SFH100) mit heutigen Stromtarifen. Die Kosteneinsparungen werden gegenüber dem Standard-Regler (1) ohne Massnahmen angegeben. Es ist sofort ersichtlich, dass die automatische Optimierung gegenüber der manuellen Optimierung eine klare Steigerung aller Kennzahlen bringt. Insbesondere ist die Kosteneinsparung massiv höher, da der tiefe Preis während den PV-Produktionszeiten gezielt genutzt wird. Bei der manuellen Optimierung mit festen Zeitprogrammen wird die Wärmepumpe auch dann mittags betrieben, wenn keine PV-Produktion stattfindet. Der Strom muss somit im Hochtarif vom Netz bezogen werden.

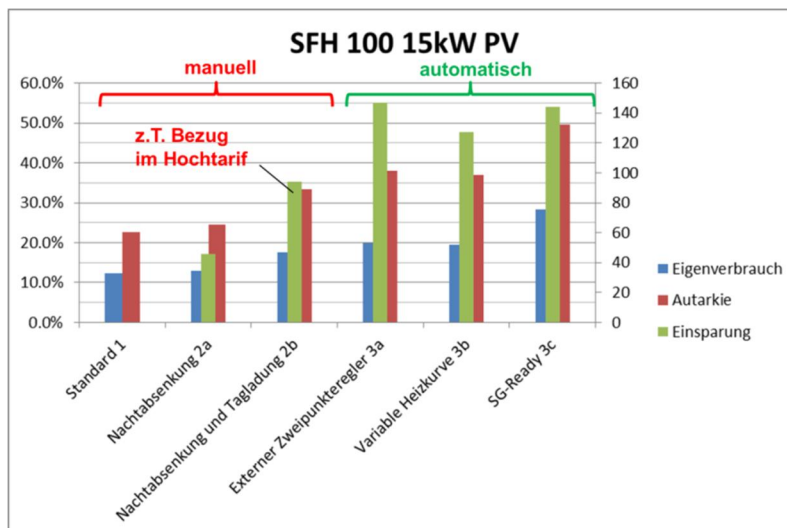


Abbildung 1: Jahres-Resultate für die Eigenverbrauchsquote (%), den Autarkiegrad (%) und die Kosteneinsparung (CHF/Jahr) für das Gebäude SFH100 mit einer 15kWp-PV-Anlage, Szenario 2015

Abbildung 2 zeigt die Resultate für einen Neubau (SFH45). Im Vergleich zum SFH100 fällt der Autarkiegrad generell höher aus, da der Wärmebedarf des Gebäudes kleiner ist. Die Kosteneinsparungen fallen je nach Regler etwas kleiner aus.

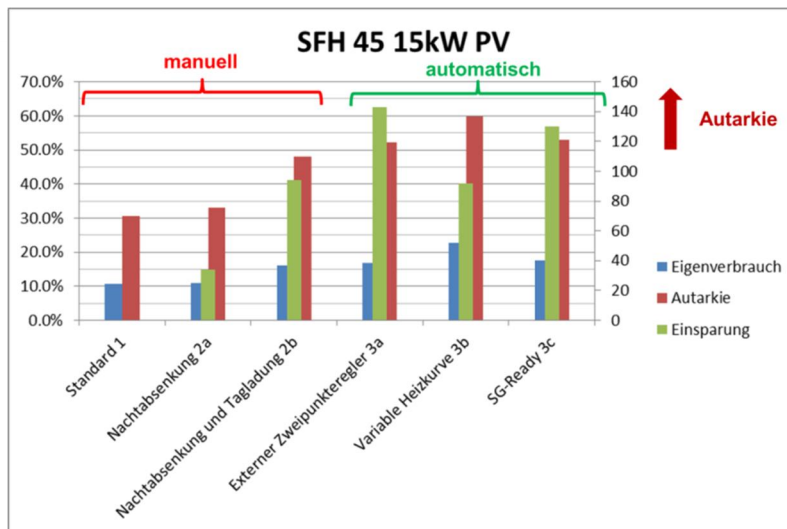


Abbildung 2: Jahres-Resultate für das Gebäude SFH45 mit 15 kWp-PV-Anlage, Szenario 2015

Bei Neubauten nach Minergie-P-Standard (SFH15) ist das Kosteneinsparungspotential erheblich kleiner. Dort reichen einfache regelungstechnische Massnahmen zur Optimierung.

Abbildung 3 zeigt die Jahresarbeitszahl (JAZ) und die Eigenverbrauchsquote (%) für die drei untersuchten Gebäude (SFH100, SFH45, SFH15) und eine mittlere PV-Anlage mit 15 kWp. Für das SFH45 ist ein klarer Trend ersichtlich. Mit zunehmender Eigenverbrauchsquote nimmt die Jahresarbeitszahl leicht ab. Die Effizienz des Systems kann also unter der Eigenverbrauchsoptimierung leiden. Der Grund liegt in den forcierten Temperaturerhebungen der Speicher. Je stärker die Temperaturerhebungen sind, desto grösser ist die Abnahme der Effizienz bei Wärmepumpen. Vor zu starken Temperaturerhebungen sei hier gewarnt. Die Jahresarbeitszahl kann noch stärker sinken als in der Abbildung. Noch problematischer sind elektrische Direktheizungen für Boiler, welche heute wieder auf den Markt kommen, um den Eigenverbrauch zu steigern. Die Arbeitszahl solcher Systeme liegt höchstens bei 1.

Das höchste Potential zur Eigenverbrauchsoptimierung liegt beim sanierten Altbau (SFH100). Hier ist fast eine Verdreifachung der Eigenverbrauchsquote durch regelungstechnische Massnahmen möglich.

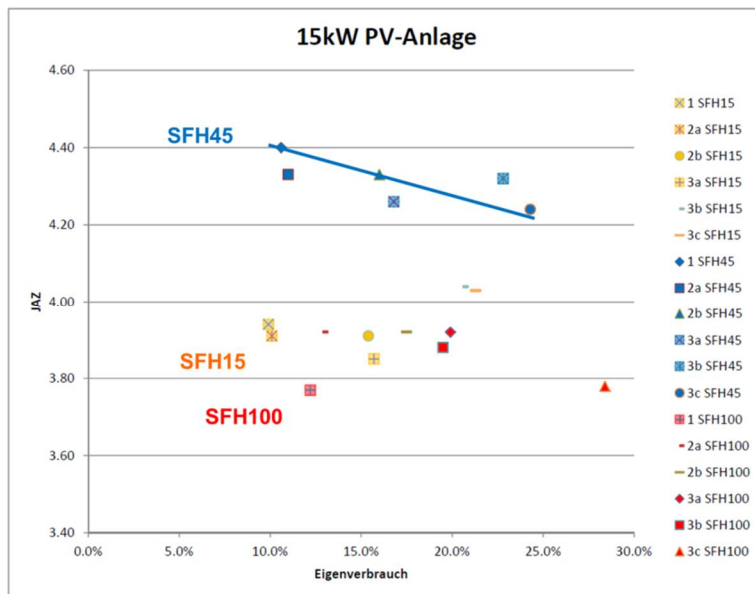


Abbildung 3: Jahresarbeitszahl (JAZ) vs. Eigenverbrauchsquote (%) der drei Gebäude SFH100, SFH45 und SFH15 für die mittlere PV-Anlage mit 15 kWp.

Abbildung 4 zeigt die absoluten Jahreskosten (CHF/a) und den Autarkiegrad (%) der drei Gebäude. Auch hier ist beim SFH100 ein klarer Trend ersichtlich. Mit zunehmendem Autarkiegrad sinken die Kosten. Es ist also bereits mit heutigen Tarifen ein positiver Effekt zwischen Autarkiesteigerung und Kosteneinsparung zu erkennen.

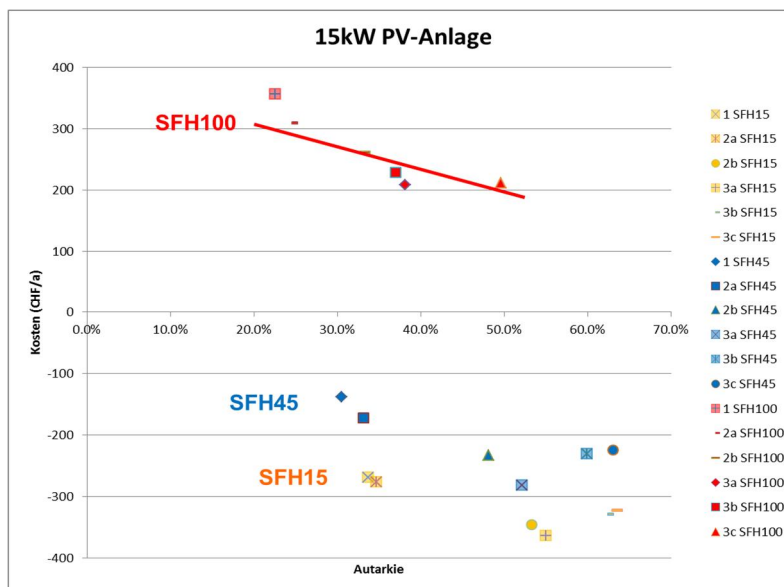


Abbildung 4: Absolute Jahreskosten (CHF/a) vs. Autarkiegrad (%) der drei Gebäude SFH100, SFH45 und SFH15 für die mittlere PV-Anlage mit 15 kWp, Szenario 2015

Es wurden auch zukünftige Tarifstrukturen mit Prognosen für die Jahre 2035 und 2050 untersucht. Der Kostenanreiz für die Eigenverbrauchsoptimierung nimmt mit zunehmendem Unterschied zwischen Einspeise- und Bezugstarif markant zu. Bei einem variablen Tarif ist der Anreiz am höchsten. Bei diesem können die Kosteneinsparungen gegenüber dem festen Tarifsysteem heute verdoppelt werden.

Ausgangslage

Energiestrategie

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 [1] wurde gemäss revidierter Energieverordnung [2] die **Eigenverbrauchsregelung** für Klein-Photovoltaikanlagen eingeführt. Für Anlagen < 30 kWp besteht die Möglichkeit der Einmalvergütung (EIV), welche ca. 30% der Investitionskosten deckt. Im Gegensatz zur kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) wird für die Anlagen mit EIV die eingespeiste Energie nicht mehr speziell vergütet. Der Strom kann zu marktüblichen Preisen verkauft werden. Für Kleinanlagen bedeutet dies, dass nur noch der wesentlich tiefere Energiepreis vergütet wird. Während bei der KEV der Anreiz war, möglichst viel Strom ins Netz einzuspeisen, ist nun bei der EIV der Anreiz, möglichst viel Strom selbst zu verbrauchen.

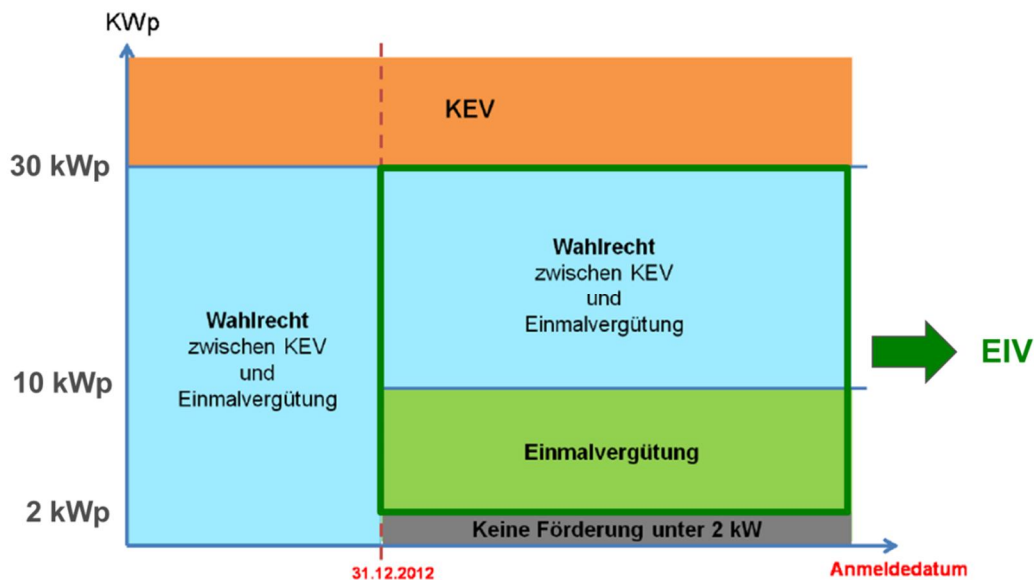


Abbildung 5: Einmalvergütung (EIV) und kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) nach installierter Leistung (kWp) der Photovoltaikanlage gemäss neuer Energieverordnung, 1. April 2014. Für PV-Anlagen < 30 kWp ist die EIV mit Eigenverbrauchsoptimierung finanziell interessant.

Ohne Eigenverbrauchsoptimierung sind Bezug und Einspeisung beliebig zeitlich verschoben (Abbildung 6). Für die Einspeisung sind die Elektrizitätswerke gesetzlich nur dazu verpflichtet, den Energiepreis zu vergüten (Beispiel 10 Rp/kWh). Beim Bezug wird jedoch der Energiepreis plus Netznutzung und Abgaben verrechnet (Beispiel 25 Rp/kWh). Die Differenz zwischen Bezugs- und Einspeisepreis ist ein Verlust für den Betreiber (im Beispiel 15 Rp/kWh).

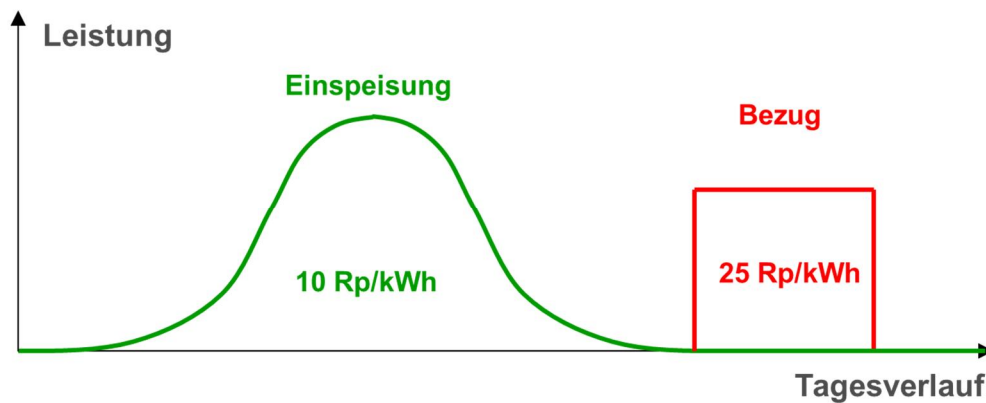


Abbildung 6: Situation ohne Eigenverbrauchsoptimierung. Einspeisung und Bezug sind zeitlich verschoben. Beispiel: Einspeisetarif 10 Rp/kWh (Energie), Bezugstarif 25 Rp/kWh (Energie + Netznutzung + Abgaben)

Mit Eigenverbrauchsoptimierung wird der Bezug zeitlich auf die lokale Produktion abgestimmt (Abbildung 7). Durch die zeitliche Abstimmung von Produktion und Verbrauch können die Geräte zu tieferen Tarifen betrieben werden. Der im Eigenverbrauch genutzte Strom kann mit dem Einspeisepreis bewertet werden. Beim Eigenverbrauch wird somit die Differenz zwischen Bezugs- und Einspeisepreis eingespart (im Beispiel 15 Rp/kWh).

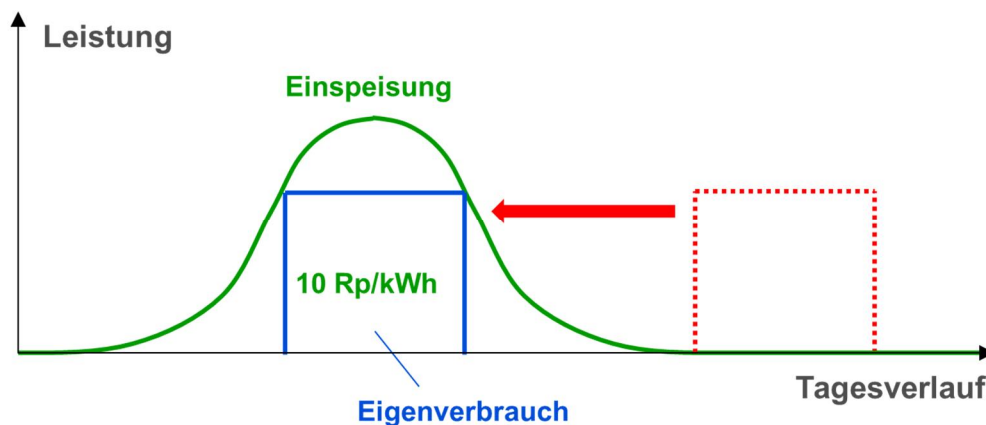


Abbildung 7: Situation mit Eigenverbrauchsoptimierung. Beispiel: Bewertung des Eigenverbrauchs mit 10 Rp/kWh, resultierende Kosteneinsparung von 15 Rp/kWh.

Zur Eigenverbrauchsoptimierung werden die vorhandenen Lasten in einem Gebäude auf die Produktionszeit geschoben (Abbildung 8). Beispielsweise kann die Wärmepumpe am Mittag statt am Abend betrieben werden. Die Energie wird in Form von Wärme im Gebäude gespeichert, sowohl als thermische Energie in der Gebäudemasse [14] als auch in den technischen Speichern. Am Abend wird die Energie zu Heizzwecken oder im Haushalt verwendet (Duschen, Baden, Waschen, usw.).

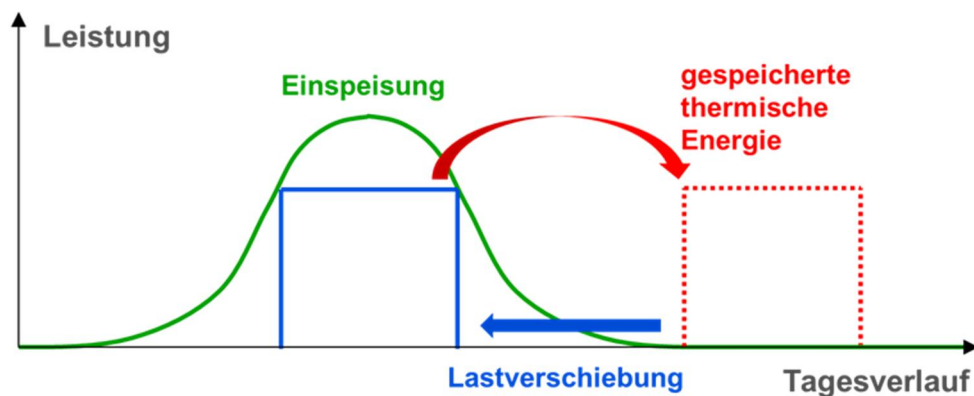


Abbildung 8: Lastverschiebung auf die Produktionszeit und thermische Speicherung der Energie

Folgende Potentialabschätzung zeigt, dass die tägliche thermische Speicherfähigkeit der Gebäudemasse mit 60 kWh (bei einer Temperaturerhöhung von 3 K) wesentlich höher ist als die Speicherkapazität der technischen Speicher (max. 15 kWh bei 400 Liter Inhalt). Allerdings ist die Nutzung der Gebäudemasse als Speicher komfort-relevant und deshalb regelungstechnisch wesentlich anspruchsvoller.

Potentialabschätzung thermische Speicherkapazitäten

Speicher	Annahmen	Täglich speicherbare Energiemenge
Brauchwarmwasserspeicher	300..400 Liter Inhalt 4.2 kJ/Liter 30 K Temperaturerhöhung	ca. 10..15 kWh
Pufferspeicher	500 Liter Inhalt 4.2 kJ/Liter 10 K Temperaturerhöhung	ca. 6 kWh
Gebäudemasse	0.5 MJ/m ² K Wärmekapazität Massivbau nach SIA 380/1 140 m ² Wohnfläche (EFH) 3 K Temperaturerhöhung	ca. 20 kWh/K ca. 60 kWh



Projektumfeld

Im Rahmen der Begleitgruppe waren folgende Partner am Projekt beteiligt:

CTA AG, Münsingen.

Als Herstellerin von Wärmepumpen ist die Firma CTA sehr an effizienten Lösungen im Themenbereich Lastmanagement interessiert. CTA hat langjährige Erfahrungen im Bereich der Entwicklung von innovativen Wärmepumpensystemen.

Siemens Building Technologies AG, Zug.

Siemens entwickelt u.A. Steuerungen für Wärmepumpen und komplette Gebäudeautomationssysteme und war im innovativen Projekt "OptiControl" [16] beteiligt, in welchem verschiedene prädiktive, modellbasierte Regelmethode an realen Gebäuden (u.A. Monte-Rosa-Hütte) ausgetestet wurden. Aufgrund der langjährigen Erfahrung konnten wertvolle Inputs für das Projekt einfließen. Siemens beteiligt sich zudem an grossen internationalen Projekten im Bereich SmartGrid und SmartCities:

EcoGrid EU

Im Rahmen des EU-Forschungsprojektes EcoGrid [32] wird auf der dänischen Insel Bornholm ein grossflächiger Feldversuch durchgeführt, wo der Ausgleich erneuerbarer elektrischer Erzeugung mit „real time price signals“ erprobt wird.

Seestadt Aspern

Auf dem Areal des ehemaligen Flugfeld Aspern in Wien entsteht ein grosses Stadterweiterungsgebiet. Damit bietet sich eine einmalige Chance, innovative Gebäudeenergiekonzepte zu untersuchen. Die Forschungsgesellschaft ASCR „Aspern Smart City Research“ [33], an welcher auch Siemens beteiligt ist, untersucht an drei verschiedenen Baufeldern in Aspern den Einsatz neuer Technologien. Ein wesentlicher Schwerpunkt der Forschung stellt die „Eigenenergieverbrauchsoptimierung“ dar.

Am Beispiel des Bildungscampus D18, welcher mit Wärmepumpen, thermischer Solaranlage und PV ausgerüstet ist, kann die Eigenenergieverbrauchsoptimierung auch bei grösseren Gebäuden untersucht werden.

Building and Renewable Energies Network (brenet).

In der Themengruppe „Kraftwerk Haus“ wird die Vision einer dezentralen, nachhaltigen Energiebereitstellung rund ums Jahr auf Ebene Gebäude und Quartier gefordert. Unter anderem ist der effiziente Betrieb dezentraler Anlagen im Fokus: Das vorliegende Projekt ist durch regelmässigen Fachaus-tausch mit brenet-Partnern gut vernetzt und eingebettet in die Aktivitäten des brenet.

Ökozentrum, Langenbruck.

Am Ökozentrum wurden folgende Projekte mit einer Verbindung zum Thema Eigenverbrauch bearbeitet:

- Im Projekt SolVar-BWW [18] (Technologievergleich solare Brauchwarmwassererwärmung – Photovoltaik und Wärmepumpe im Vergleich mit Solarthermie) wurden verschiedene Systeme der solaren Brauchwarmwassererwärmung verglichen. Es wurden auch volkswirtschaftliche Aspekte beleuchtet.
- Im Projekt SPEQUA (Quartier Speicher) werden verschiedene elektrische und thermische Speicher auf Quartierebene in Energienetze eingebunden. Auch die Ökobilanz der verschiedenen Speicher wird untersucht.



- Verschiedene Projekte laufen im Bereich der dezentralen Wärme-Kraft-Kopplung.

Zudem ist eine thematische Verbindung zu folgenden Projekten gegeben:

BFE-Projekt SOFOWA (Kombination von Solarthermie, Fotovoltaik und Wärmepumpen), FHNW, Muttenz [15]. Ziel dieses Projektes ist es, mittels Simulation und Systemtest die erfolgversprechendsten Kombinationen von Solarthermie, Fotovoltaik und Wärmepumpen zu ermitteln. Der Systemvergleich wurde auf drei Gebäudetypen erweitert. Dabei wurde eine tagesbilanzielle Betrachtung des Elektrizitätsbezugs für Haustechnik und Eigenstromerzeugung aus PV eingeführt mit ökonomischer und ökologischer Bewertung der Systeme. Ein System mit Eisspeicher und nicht abgedecktem Solarabsorber als Quelle für die Wärmepumpe wurde detailliert untersucht. Dieses dient als Basissystem für den Praxistest im Labor des IEBau-FHNW.

Beim **BFE-Projekt** an einem **Mehrfamilienhaus in Rapperswil** [8a] wurde ein Gebäude nach dem MINERGIE-P®-Standard messtechnisch untersucht, welches mit einer grossen PV-Anlage (100 m², 20 kWp) ausgerüstet ist. Die Eigenverbrauchsoptimierung wurde durch einfache Verschiebung der WP-Laufzeiten auf den Tag durchgeführt.

Vorfeld des Projektes wurden verschiedene Studien zum Thema Smart Grid und Smart Metering ausgewertet, insbesondere die **Studie des BFE** zum Thema **Smart Metering in der Schweiz** [17]. Im Grossteil der Studien war die wesentliche Erkenntnis, dass eine reine Messung und Anzeige des Verbrauchs ("Metering") nur eine kurzfristige Sensibilisierung der Benutzer bewirkt. Eine nachhaltige Wirkung kann nur mit einem automatisierten System erreicht werden, welches die Effizienz während des gesamten Betriebs optimiert ("Smart Building").

Folgende **internationale Projekte** lieferten die Basis für die **Gebäudemodellierung**:

IEA SHC Task 44 „Solar and Heat Pump Systems“ [40] [41]. Untersuchung verschiedener Varianten hydraulischer Schaltungen für die Kombination von Solarthermie und Wärmepumpe. Der Task 44 lieferte die Gebäudemodelle SFH100, SFH45 und SFH15, welche für die Simulationen in diesem Projekt verwendet wurden.

Auch im Bereich der **"Nullenergiehäuser"** fließt das Thema Eigenverbrauch immer mehr ein:

IEA SHC Task 40 / ECBCS Annex 52. Definition des „Nullenergiehauses“. Heute werden Nullenergie- oder Plusenergie-Häuser noch jährlich bilanziert. Während im Sommer ein Überschuss ins Netz eingespeist wird, wird dieser im Winter wieder bezogen. Eine momentane lokale Optimierung ist (noch) nicht im Fokus, sollte in Zukunft aber unbedingt einfließen.

Ziel der Arbeit

Der Fokus in diesem Projekt liegt auf optimalen Regelstrategien bezüglich Eigenverbrauch und Wirtschaftlichkeit sowie dessen Integration in die Gebäudeautomation. Durch die Reduktion von Einspeise- und Bezugsspitzen kann auch ein Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes geliefert werden. Im Gegensatz zu den SmartGrid-Ansätzen wird im vorliegenden Projekt jedoch eine Optimierungs-Strategie von „innen nach aussen“ betrachtet (Abbildung 9).

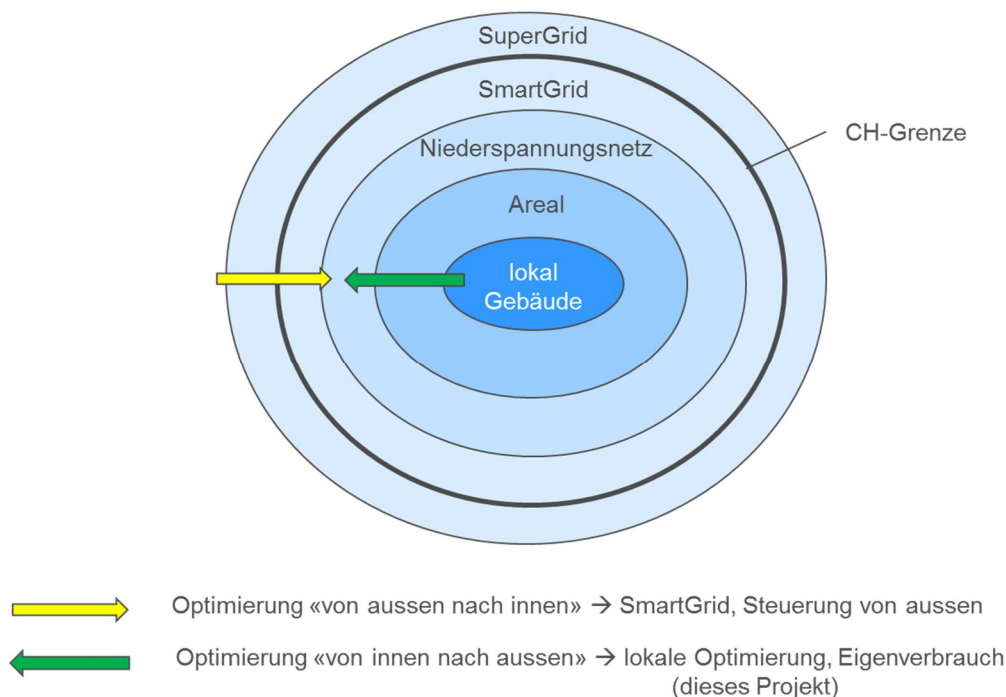


Abbildung 9: „Zwiebelschalen-Modell“ mit lokaler Optimierung im Gebäude im Zusammenhang mit SmartGrid

Untersuchte Punkte

- In Simulationen wurden **verschiedene Gebäudetypen** mit **unterschiedlichem PV-Anteil** untersucht.
- Es wurden **universelle Regelstrategien** entwickelt und untersucht, welche unabhängig vom Gebäudetyp und PV-Anteil funktionieren.
- Es wurden heutige **Standardschnittstellen** zu den Komponenten der Haustechnik (Wärmepumpen, Haushaltgeräte) untersucht. Diese eignen sich bereits gut zur Eigenverbrauchsoptimierung. Durch gezieltes Freigegeben oder Sperren können die Lasten über Relais geschaltet werden (z.B. EW-Sperreingänge bei Wärmepumpen oder Leistungs-Relais bei Haushaltgeräten).
- **Neue Kommunikations-Schnittstellen** wie der bereits verfügbare SGReady®-Standard. wurden ebenfalls untersucht. Damit kann der Betrieb forciert werden und das Temperaturniveau angehoben werden. In Zukunft werden sich digitale Bussysteme durchsetzen, mit welchen die Parameter gezielt beeinflusst werden können.
- Die **reale Umsetzung** der Regelstrategien wurde in verschiedenen Testinstallationen untersucht.



Es wurde eine Retrofit-Lösung entwickelt, welche frei konfigurierbar ist und beliebige marktübliche Komponenten eingebunden werden können.

- Die **Benutzerschnittstelle** wurden in den Testinstallationen untersucht. Aufgrund eines ersten Feedbacks der Anwender wurde diese massiv vereinfacht.
- Eine möglichst einfache **Einstellung der Reglerparameter** wurde in der **Praxis** untersucht. Dank adaptiver Algorithmen ist wenig gebäudespezifisches Know-How notwendig.

Im **Detail** wurden folgende Ziele verfolgt:

- **Definition der Gebäudetypen.** Für die Simulation wurden in der Schweiz typische Einfamilienhäuser betrachtet. Dazu gehören die Standards Minergie, Mustervorschriften (MuKEN) und Sanierungsbau. Die Gebäudetypen wurden in Anlehnung an den IEA Task 44 [40] als SFH100, SFH45 und SFH15 definiert (SFH = Single Family House). Für die Photovoltaik-Anlage wurden drei Grössen < 30 kWp angenommen, welche in den Bereich der Einmalvergütung EIV [2] fallen und damit für den Eigenverbrauch speziell interessant sind.
- **Definition der zu betrachtenden Gebäudekomponenten.** In den Simulationen wurde der Fokus auf die Kopplung von Photovoltaik-Anlage und Wärmepumpe gelegt, wobei die thermische Speicherung in der Gebäudemasse sowie dem Puffer- und Brauchwarmwasserspeicher im Vordergrund war. In den realen Testgebäuden waren z.T. Elektromobile vorhanden, mit welchen der Eigenverbrauch in den Sommermonaten massiv gesteigert werden konnte.
- **Definition der hydraulischen Schaltungen.** In den Simulationen wurden die gängigsten Schaltungen STASCH4 mit Seriespeicher und STASCH6 mit Parallelspeicher aus [23] verwendet. Das Brauchwarmwasser wurde durch die Wärmepumpe erwärmt. In den realen Installationen wurden verschiedenste Schaltungen angetroffen. Oft waren auch die Boiler noch elektrisch beheizt oder mit thermischen Solaranlagen gekoppelt.
- **Aufbau der Simulationsmodelle.** Die Simulationsmodelle wurden sowohl in PolySun® wie auch in MATLAB/Simulink® aufgebaut. PolySun® bietet den Vorteil einer validierten Simulationsumgebung und effizienter Arbeitsweise. MATLAB bietet den Vorteil, dass beliebige Regelalgorithmen implementiert werden können. Die beiden Simulationstools liefern aufgrund der unterschiedlichen Parametrierung nicht exakt dieselben Resultate. Trotzdem konnte durch einen Quervergleich einzelner Simulationen eine relativ gute Übereinstimmung der Jahreskennzahlen festgestellt werden.

Grundlagen - Randbedingungen

Es wurde ein Simulationsmodell entwickelt mit folgenden Komponenten.

Definition Gebäudetypen

Als Gebäude wurden typische **Einfamilienhäuser** (EFH) betrachtet. Es wurden folgende Gebäudetypen aus dem IEA Task 44 [40] [41] übernommen:

- SFH100 (Single Family House, 100 kWh/m²/Jahr). Entspricht einem typischen Schweizer Sanierungsbau.
- SFH45 (Single Family House, 45 kWh/m²/Jahr). Entspricht ca. den Mustervorschriften (Muker) für Neubauten in der Schweiz.
- SFH15 (Single Family House, 15 kWh/m²/Jahr). Entspricht ca. dem MINERGIE-P-Standard, also einem sehr gut isolierten Haus.

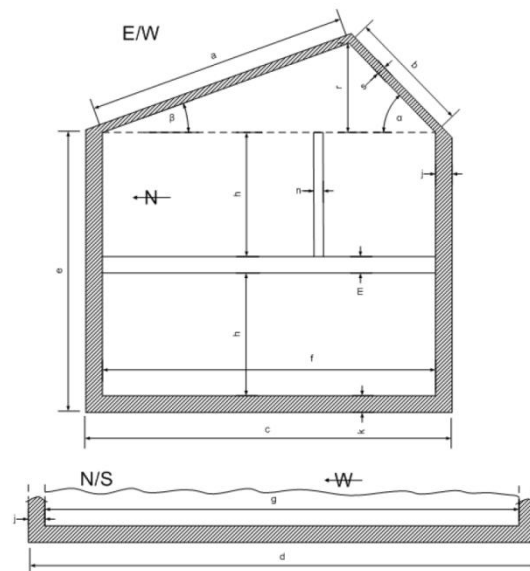
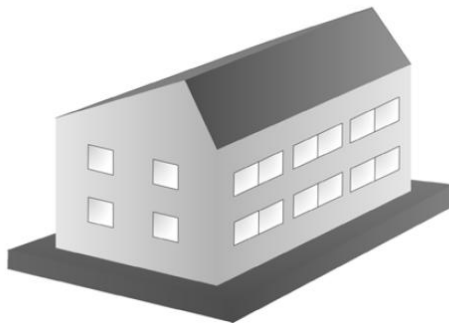


Abbildung 10: Gebäude-Geometrie aus Task 44

Gebäudeparameter

Parameter	SFH15	SFH45	SFH100
Heiz-Energieverbrauch (kWh/m ² /Jahr)	15	45	100
Netto-Grundfläche ohne Isolation (m ²)	70	70	70
Stockwerke (Anzahl)	2	2	2
Wohnfläche beheizt (m ²)	140	140	140
Isolationsstärke Aussenwände EPS (mm)	200	120	40



Isolationsstärke Dach Steinwolle (mm)	200	160	40
U-Wert Konstruktion (W/m ² K)	0.182	0.286	0.667
U-Wert Fenster (W/m ² K)	1.0	1.5	3.0
g-Wert Fenster (-)	0.585	0.622	0.755
Wärmekapazität (MJ/m ² K) „Leichtbau“ [29]	0.1	0.1	0.1
Wärmekapazität (MJ/m ² K) „Massivbau“ [29]	0.5	0.5	0.5

Als **Standort** für die Wetterdaten wurde **Zürich** ausgewählt. Die Wetterdaten stammen von *Meteotest*.

Definition Gebäudekomponenten

Als Resultat von [6] hat sich gezeigt, dass sich für das Lastmanagement bzw. die Eigenverbrauchsoptimierung insbesondere die grossen Verbraucher eignen. Deshalb wurden folgende Komponenten gewählt.

Verbraucher:

- Wärmepumpe mit optionaler Brauchwarmwasser-Erwärmung (schaltbarer Verbraucher)
- Haushalt mit elektrischem Lastprofil nach BDEW 2500kWh [39] (nicht schaltbarer Verbraucher)

Produzenten:

- Photovoltaik

Speicher:

- Pufferspeicher (Heizkreis)
- Brauchwarmwasser-Speicher
- Gebäudemasse

Die solarthermische Anlage wird hier nicht betrachtet, da elektrische Produzenten und Verbraucher im Vordergrund stehen. Thermische Anlagen werden heute vermehrt durch photovoltaische Anlagen ersetzt, wobei die thermischen Anlagen für die Brauchwassererwärmung nach wie vor interessant sind [18].

Die Energieflüsse zwischen den Komponenten sind in Abbildung 11 dargestellt. Hier sind die grossen elektrischen wie auch thermischen Energieflüsse im Fokus. Die Wärmepumpe wandelt elektrische in thermische Energieflüsse, welche anschliessend thermisch gespeichert werden. Die direkten elektrischen Verbraucher wie Waschmaschine, Geschirrspüler usw. sind hier nicht im Fokus, da deren Potential für das Lastmanagement bereits in früheren Projekten [6] geringer eingestuft wurde (zumindest bei dem heute noch kleinen preislichen Anreiz). Auch die Kühlung wird nicht betrachtet.

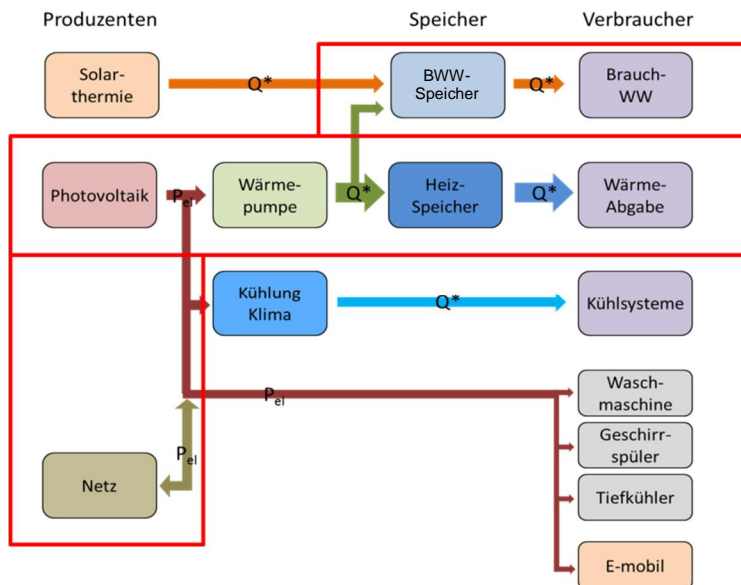


Abbildung 11: Energieflüsse im Fokus des Projektes (rot eingrahmt). P_{el} elektrische Energieflüsse, Q^* thermische Energieflüsse

Da in diesem Projekt keine vollständige Autarkie angestrebt wird, ist der Anschluss ans Stromnetz ein zentraler Bestandteil. Die Maximierung des lokalen Eigenverbrauchs soll jedoch die Einspeise- und Bezugsspitzen minimieren und dabei mithelfen, das zukünftige Stromnetz zu stabilisieren.

Für den finanziellen Anreiz der Eigenverbrauchsoptimierung ist die Installation der Elektrozähler entscheidend. Früher war es üblich, zwei getrennte Zähler für Bezug und Produktion zu installieren. Dies war auch für die kostendeckende Einspeisvergütung (KEV) so vorgesehen. Bei getrennten Zählern gibt es keinen Anreiz, den produzierten Strom lokal zu verbrauchen. Seit der Revision der Energieverordnung [22] am 1. April 2014 gilt für Kleinanlagen bis 10 kWp (wahlweise bis 30 kWp) die Eigenverbrauchsregelung. Für diese wird nur noch ein Zweirichtungszähler installiert (Abbildung 12). Damit ist der Eigenstromverbrauch abrechnungstechnisch möglich.

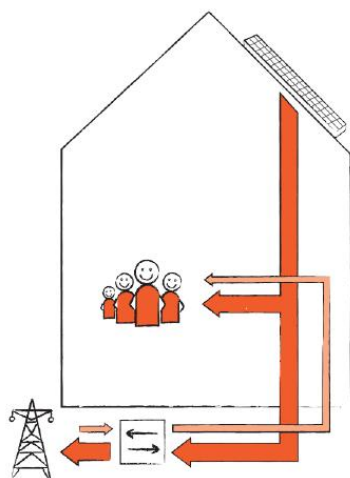


Abbildung 12: Zählerinstallation für Eigenverbrauch mit einem Zweirichtungs-Zähler [2].



Definition Photovoltaik

Für die Photovoltaikanlage wurden 3 typische Leistungsklassen definiert, für welche die Eigenverbrauchsregelung [22] mit Einmalvergütung (EIV) in Frage kommt.

Leistungsklasse	5 kWp	15 kWp	25 kWp
PV-Fläche	32 m ²	95 m ²	162 m ²
PV-Ausrichtung	Süd		

Definition Heizungssystem

Die Heizsystemparameter wurden mithilfe der STASCH-Planungshilfe [23] ermittelt. Für die Auslegung der Wärmepumpenleistung wurden eine Aussentemperatur von -10°C und eine Raumtemperatur von 20°C gewählt. Um für alle Gebäudetypen gleiche Verhältnisse zwischen Wärmebedarf und Wärmepumpenleistung zu erreichen, wurde die Wärmepumpenleistung skaliert. Als Basis diente die CTA Optiheat OH-1-5es.

Parameter	SFH15	SFH45	SFH100
Typ Wärmeabgabesystem	Fussboden- heizung	Fussboden- heizung	Radiator
Standard-Raumregelung	Selbstregelungs- effekt	Selbstregelungs- effekt	Thermostatventil
Inhalt Serie-Pufferspeicher [L]	0	150	250
Inhalt Parallel-Pufferspeicher [L]	100	250	500
Wärmepumpe Heizleistung [kW] bei B0W35	3.65	5.9	12.3
Wärmepumpe elektrische Leis- tungsaufnahme [kW] bei B0W35	0.8	1.3	2.71
COP bei B0W35	4.5	4.5	4.5
Vorlauftemperatur [°C] Auslegungspunkt	33	35	50
Rücklauftemperatur [°C] Auslegungspunkt	28	30	40
Auslegungspunkt [°C]	-10		
Wärmequelle	Erdwärmsonde		



Volumenstrom Heizkreis [l/h]	500	840	1'500
Volumenstrom Ladekreis [l/h] (STASCH 6 mit Parallelspeicher)	600	1'100	1'800
Volumenstrom Erdwärmsonde [l/h]	800	1400	2'000
Brauchwarmwasserlast [L/Tag]	150		
EW-Sperre	11.00-12.00 Uhr 17.00-19.00 Uhr 21.00-22.00 Uhr		

Definition Brauchwarmwassersystem

Das Brauchwarmwasser wird über die Wärmepumpe erhitzt. Dazu wird ein separater Speicher mit einem Heizregister verwendet. Für die Simulationen wird keine solarthermische oder elektrische Zusatzheizung verwendet.

Folgende Parameter wurden verwendet.

Parameter	Verwendete Grösse
Volumen	300 Liter
Relative Höhe ¹⁾ Warmwasseranschluss	100%
Relative Höhe ¹⁾ Kaltwasseranschluss	0%
Relative Höhe ¹⁾ Heizregistereinlass	45%
Relative Höhe ¹⁾ Heizregisterauslass	0%

¹⁾ 0% = unten, 100% = oben

Definition Zapfprofil

Es wurde angenommen, dass das Brauchwarmwasser an der Zapfstelle bei konstant 45°C bezogen wird. Die Einhaltung der Bezugstemperatur an der Zapfstelle wird durch ein Mischventil mit entsprechendem Regler simuliert. Zudem wird als Vereinfachung eine konstant über den Tag verteilte Zapfmenge angenommen.

Parameter	Verwendete Grösse
Temperatur Zapfstelle	45 °C
Zapfmenge	150 Liter / Tag

Definition Erdwärmesonde

Um die Simulationen zu beschleunigen, wurde auf eine detaillierte Modellierung der Erdwärmesonde verzichtet. Für die Sondaustrittstemperatur wurde ein sinusförmiger Verlauf über dem Jahr angenommen [44] (*Abbildung 13*). Dies hat auch den Vorteil, dass die Jahresarbeitszahlen der verschiedenen Gebäudetypen besser verglichen werden können (gleiche Quellentemperaturen).

Jahresverlauf Sondaustrittstemperatur (Sole):

Mittlere Temperatur	3°C
Amplitude	2°C
T _{min}	1°C am 1. Februar
T _{max}	5°C am 1. August
Periodendauer	365 Tage

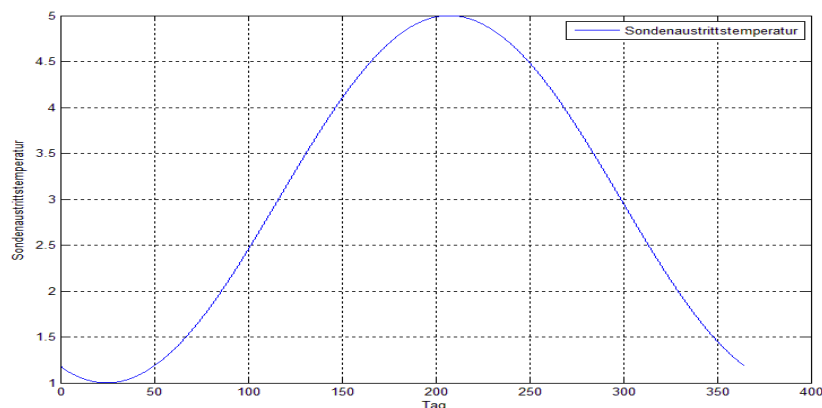


Abbildung 13: Sondaustrittstemperatur über einem Jahr. Die Minimaltemperatur wird anfangs Februar erreicht, die Maximaltemperatur anfangs August.

Definition elektrisches Lastprofil

Zur Simulation des Verbrauchs von nicht-schaltbaren elektrischen Haushaltgeräten wurde das dynamische Standard-Lastprofil H0, 2011 des BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft Deutschland) übernommen [45] (*Abbildung 14*). Der Jahresenergieverbrauch von 2500 kWh wurde nach Groupe-e [46] für Einfamilienhaus, 4 Personen ohne Boiler geschätzt.

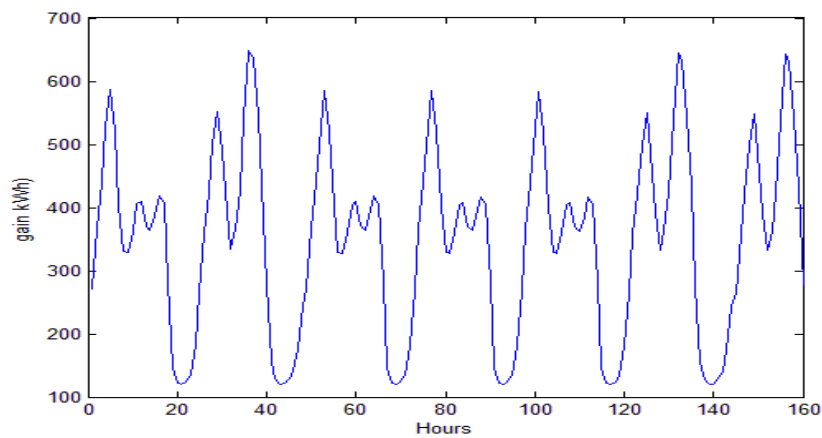


Abbildung 14: Auszug Standardprofil H0 von BDEW, erste Januarwoche

Definition hydraulische Schaltungen

Für Vergleichszwecke wurden die Standard-Schaltungen [23] verwendet. Dabei wurde der Fokus auf die beiden am häufigsten verwendeten Schaltungen mit Parallel- und Seriespeicher gelegt.

STASCH 6 mit Parallelspeicher

Als erste verwendete Variante wurde STASCH 6 mit einem Parallelspeicher betrachtet, siehe **Abbildung 15**. Der Parallelspeicher hat den Vorteil, dass sich eine Temperatschichtung bilden kann. Zudem kann eine getrennte Lade- und Entladeregelung realisiert werden. Das Brauchwarmwasser wird in einem separaten Speicher mit der Wärmepumpe erwärmt über eine Priorisierung.

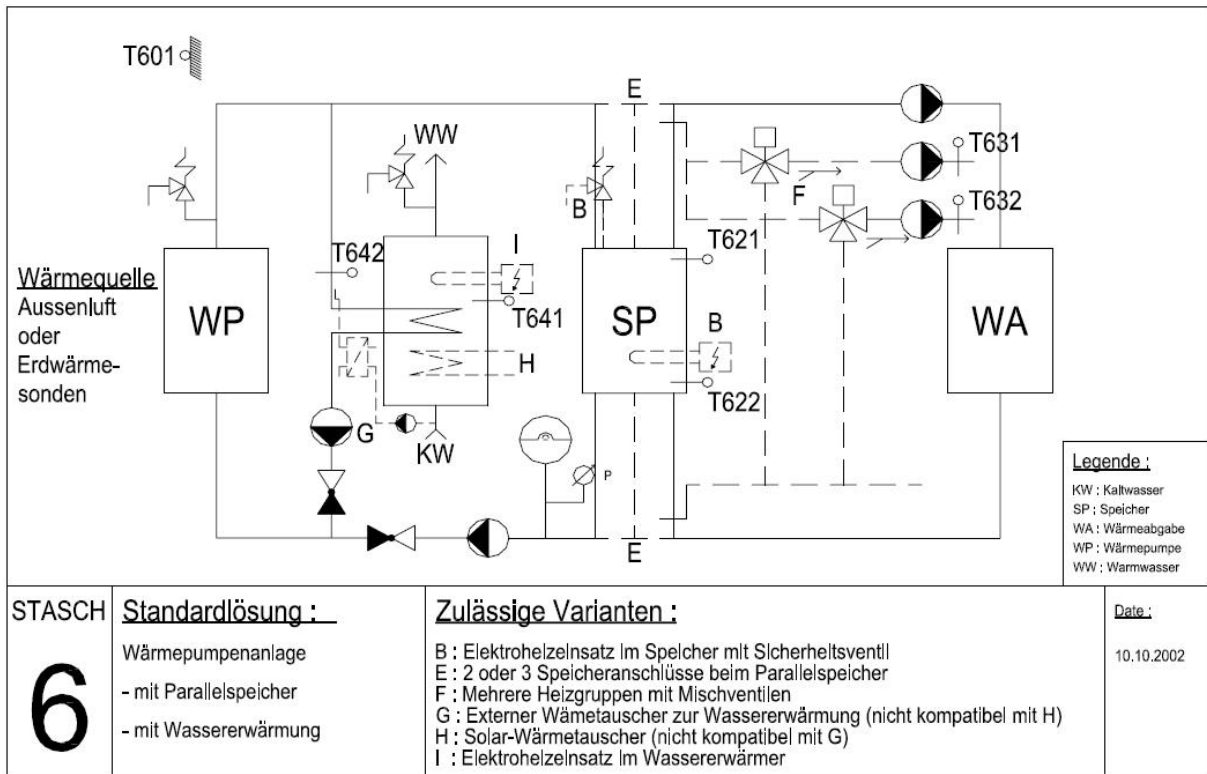


Abbildung 15: Standardschaltung 6 mit Parallelspeicher und Warmwassererwärmung [23]

Die Standardschaltung 6 wurde für die Eigenverbrauchsoptimierung mit einer PV-Anlage, Wechselrichter, Netzanschluss sowie zusätzlicher Sensorik und Logik ergänzt (Abbildung 16). Die Speicher dienen zur thermischen Speicherung der überschüssigen Energie aus der PV-Anlage. Als thermische Speicher dienen die Gebäudemasse sowie der Puffer- und Brauchwarmwasserspeicher. In allen Speichern können die Temperaturen erhöht oder abgesenkt werden. Beim Gebäude (Wärmeabgabe) muss zwingend eine Komfortüberwachung über einen Raumtemperatur-Fühler installiert werden, um das volle Potential nutzen zu können. Der Pufferspeicher kann dank der parallelen Verschaltung unabhängig vom Wärmeabgabesystem angehoben werden, was für die Eigenverbrauchsoptimierung einen zusätzlichen Freiheitsgrad liefert.

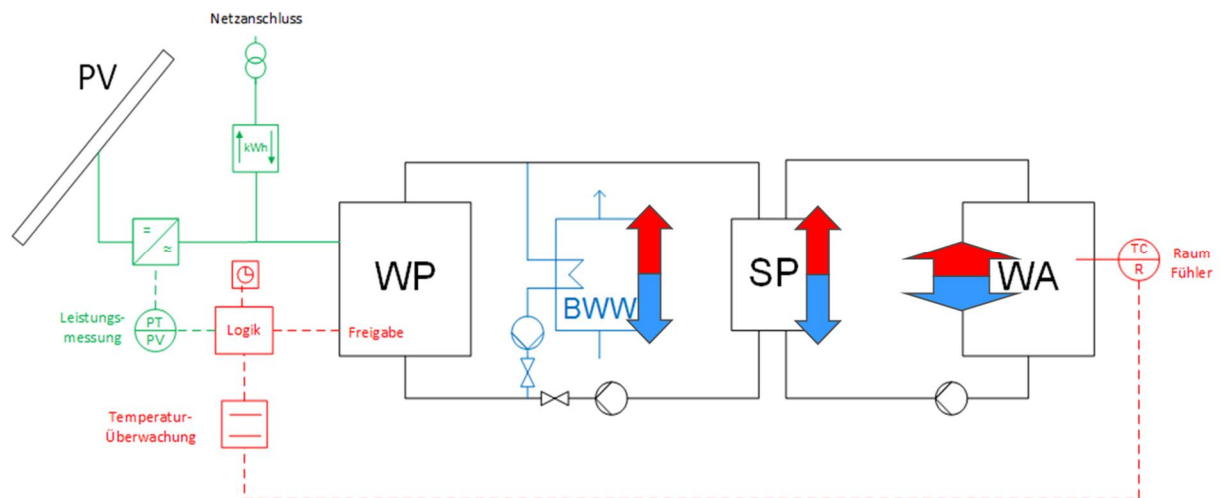


Abbildung 16: Ergänzte Standardschaltung 6 zur Eigenverbrauchsoptimierung (PV = Photovoltaik, WP = Wärmepumpe, SP = Speicher, WA = Wärmeabgabe inkl. Gebäude, BWW = Brauchwarmwasser). Potential zur thermischen Speicherung: Temperaturerhöhung (rote Pfeile nach oben), Temperaturabsenkung (blaue Pfeile nach unten) und nutzbare Wärmekapazität (Breite der Pfeile).

STASCH 4 mit Seriespeicher

Als zweite Variante wurde STASCH 4 mit einem Seriespeicher im Rücklauf betrachtet, siehe **Abbildung 17**. Der Seriespeicher ist vollständig durchmischt und dient zur Erhöhung der Trägheit des Wasserkreislaufes bei getaktetem Betrieb. Bei Fussbodenheizungen kann er auch weggelassen werden. Auch hier wird das Brauchwarmwasser über die Wärmepumpe erwärmt.

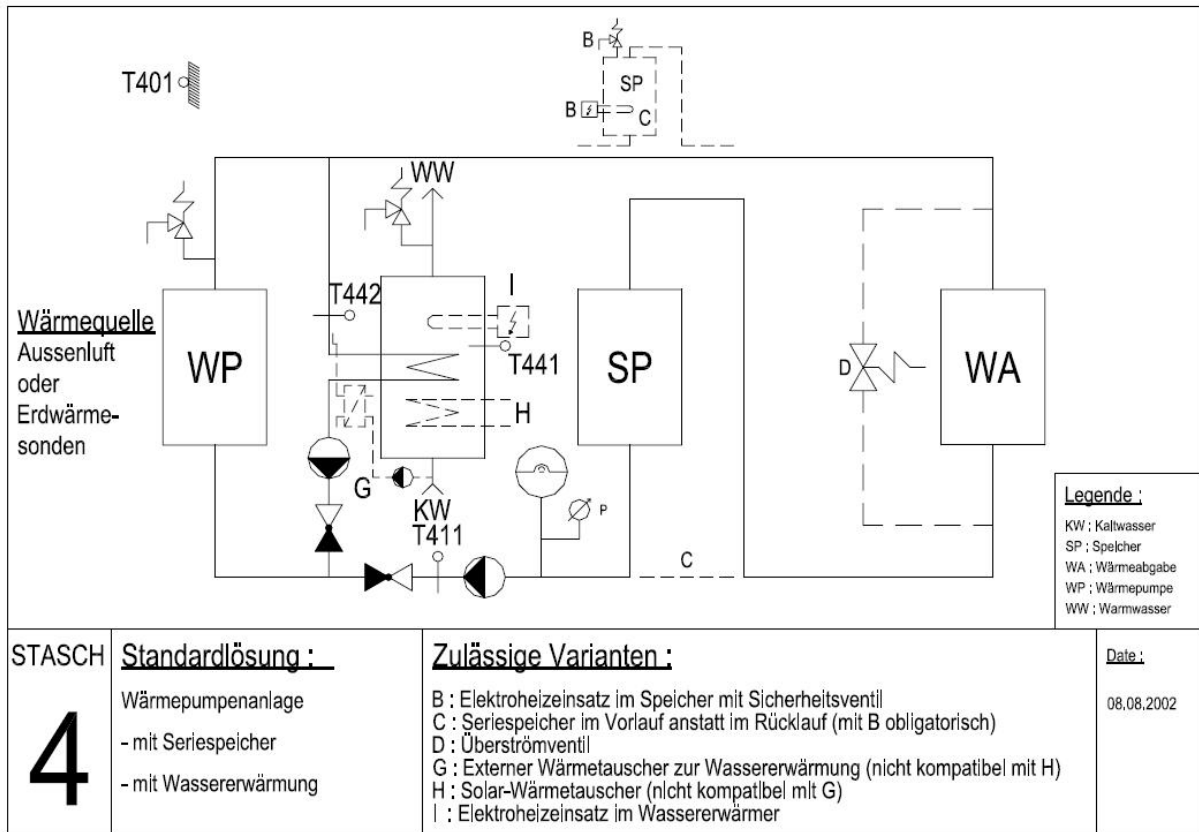


Abbildung 17: Standardschaltung 4 mit Seriespeicher im Rücklauf und optionaler Warmwassererwärmung [23]

Auch die Standardschaltung 4 wurde für die Eigenverbrauchsoptimierung mit einer PV-Anlage, Wechselrichter, Netzanschluss sowie zusätzlicher Sensorik und Logik ergänzt (*Abbildung 18*). Da der Seriespeicher im Rücklauf ist, ist die Temperatur im Speicher stark an das Wärmeabgabesystem gekoppelt. Für die Regelung hat dieses System also einen Freiheitsgrad weniger als der Parallelspeicher.

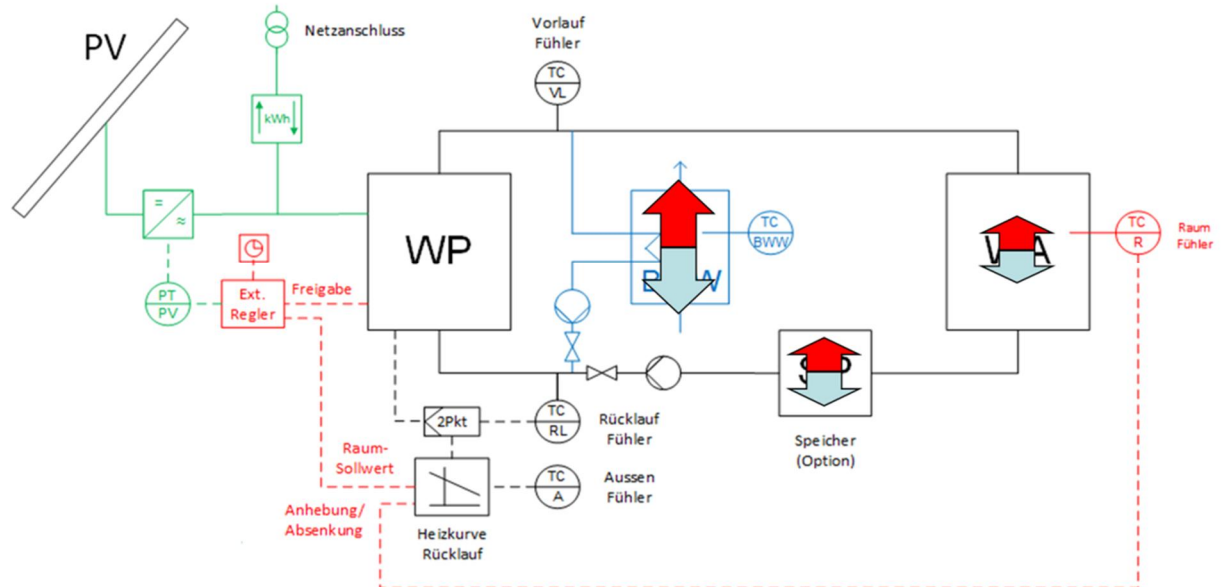


Abbildung 18: Ergänzte Standardschaltung 4 zur Eigenverbrauchsoptimierung (Legende siehe Abbildung 16).

Definition der Kennzahlen

Zur Definition der Kennzahlen wird ein zeitlicher Verlauf von Produktion und Verbrauch betrachtet (Abbildung 19).

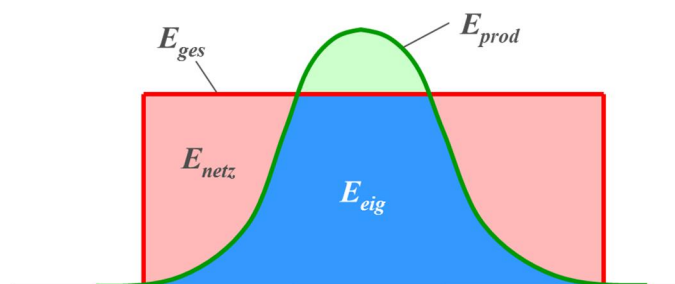


Abbildung 19: Visualisierung von Eigenverbrauch (E_{eig}), Produktion (E_{prod}), Netzbezug (E_{netz}) und Gesamtverbrauch (E_{ges}).



Eigenverbrauchsverhältnis

Das Eigenverbrauchsverhältnis wird wie folgt definiert:

$$R_{eig} = \frac{E_{eig}}{E_{prod}} = \frac{E_{ges} - E_{netz}}{E_{prod}} \quad (i)$$

R_{eig}	Eigenverbrauchsverhältnis (%)
E_{eig}	Eigenverbrauch (kWh)
E_{ges}	Gesamter Stromverbrauch (kWh)
E_{netz}	Netzbezug (kWh)
E_{prod}	Eigenstromproduktion (kWh)

Das Eigenverbrauchsverhältnis (i) gibt an, welcher Anteil des lokal produzierten PV-Stroms selbst verbraucht wird.

Das Eigenverbrauchsverhältnis ist saisonalen Schwankungen unterworfen. Zudem ist es abhängig vom Verhältnis zwischen der installierten Leistung des Produzenten (PV-Anlage) und des Verbrauchers (Wärmepumpe).

Natürlicher Eigenverbrauch

Mit dem „natürlichen“ Eigenverbrauch wird der Eigenverbrauch ohne spezielle regelungstechnische Massnahmen bezeichnet [35]. Der "natürliche" Wert kann mit dem Eigenverbrauch nach regelungstechnischer Optimierung verglichen werden, was zum Optimierungsfaktor (ii) führt.

$$r_{eig} = R_{eig} / R_{eig, nat\ddot{u}rlich} \quad (ii)$$

R_{eig}	Eigenverbrauchsverhältnis nach Optimierung
$R_{eig, nat\ddot{u}rlich}$	natürliches Eigenverbrauchsverhältnis vor Optimierung
r_{eig}	Optimierungsfaktor

Auch der natürliche Eigenverbrauch ist saisonalen Schwankungen unterworfen. Bei Wärmepumpen ist er im Winter prinzipiell höher als im Sommer.

Autarkiegrad

Zur Beschreibung der Unabhängigkeit vom externen Stromnetz wird der Autarkiegrad definiert:

$$R_{aut} = \frac{E_{eig}}{E_{ges}} = \frac{E_{ges} - E_{netz}}{E_{ges}} \quad (iii)$$

R_{aut}	Autarkiegrad (%)
E_{ges}	Gesamter Stromverbrauch (kWh)
E_{netz}	Netzbezug (kWh)
E_{prod}	Eigenstromproduktion (kWh)

Der Autarkiegrad ist gegenläufig zum Eigenverbrauch. Im Sommer sind hohe Autarkiegrade zu erwarten, im Winter tiefe Autarkiegrade.

Komfort



Es liegen verschiedene DIN-Normen zur Definition der Raumluftqualität [26a] und thermischen Behaglichkeit [26b] vor. Hier wird der Komfort vereinfachend durch die Raumtemperatur definiert. Zur Beurteilung wird die aufsummierte Abweichung der Raumtemperatur vom Sollwert betrachtet (falls die Raumtemperatur unter dem Sollwert liegt).

Für alle Zeitpunkte $T_{ist} < T_{soll}$: $Kelvinstunden = \int_{t=0}^{8760h} (T_{soll} - T_{ist}) dt$

Effizienz

Die Effizienz der Wärmepumpe wird durch den COP (Coefficient of Performance) sowie die Arbeitszahl (AZ) definiert:

$$COP_{WP} = \frac{Q_{WP}^*}{P_{WP}} \quad (1)$$

$$AZ_{WP} = \frac{Q_{WP}}{E_{WP}} \quad Q_{WP} = \int_t Q_{WP}^* dt \quad E_{WP} = \int_t P_{WP} dt \quad (2)$$

Q_{WP}^* thermische Heizleistung Wärmepumpe (kW)
 P_{WP} elektrische Aufnahmeleistung Wärmepumpe (kW)
 Q_{WP} zeitlich integrierte thermische Heizenergie Wärmepumpe (kWh)
 E_{WP} zeitliche integrierte elektrische Energie Wärmepumpe (kWh)

Die Jahresarbeitszahl (JAZ) wird zur energetischen Beurteilung der Wärmepumpe über ein Jahr verwendet:

$$JAZ_{WP} = \frac{Q_{WP}}{E_{WP}} \quad Q_{WP} = \int_{t=0}^{365d} \dot{Q}_{WP} dt \quad E_{WP} = \int_{t=0}^{365d} P_{WP} dt \quad (3)$$

Bei den Arbeitszahlen wird sowohl das Heizen wie auch die Brauchwarmwassererwärmung berücksichtigt. Bei der Brauchwarmwassererwärmung sind die Arbeitszahlen durch die höheren Vorlauftemperaturen tiefer als beim Heizen.

Bei den Simulationen werden Speicherverluste und Energieverbräuche von Umwälzpumpen berücksichtigt. Diese sind jedoch nicht in der JAZ enthalten.

Energiekosten

Die Energiekosten werden aufs ganze Jahr mit folgender Formel berechnet:

$$Kosten = \int_{t=0}^{365d} (P_{Bezug}(t) \cdot r_{Bezug}(t) - P_{Einspeisung}(t) \cdot r_{Einspeisung}(t)) dt + n \cdot r_{Basis} \quad (4)$$

$P_{Einspeisung}$ elektrische Einspeiseleistung (Überschuss) am Zähler des Elektrizitätswerks (kW)
 P_{Bezug} elektrische Bezugsleistung (Netto Bezug) am Zähler des Elektrizitätswerks (kW)
 $r_{Einspeisung}$ Tarif des ins Netz eingespeisten Stroms (Rp/kWh, CHF/kWh)
 r_{Bezug} Tarif des aus dem Netz bezogenen Stroms (Rp/kWh, CHF/kWh)



r_{Basis} Basis- oder Grundtarif pro Monat (Rp/Monat, CHF/Monat)
 n Anzahl Monate pro Jahr (12)

Die Tarife $r_{Einspeisung}$ und r_{Bezug} werden für verschiedene Szenarien vorgegeben. Die Tarife sind zeitlich veränderliche Grössen, welche beispielsweise die Unterschiede zwischen Hoch- und Niedertarif berücksichtigen.

Berücksichtigung der Benutzerwünsche

Zentral für die Akzeptanz von Regelalgorithmen zur Optimierung des Eigenverbrauchs bzw. der Energieeffizienz ist die Berücksichtigung der Benutzerwünsche. Da die Gewichtung zwischen Komfortbedürfnis und energetischer Optimierung subjektiv ist, soll der Benutzer diesen Wunsch einstellen können. («Schieberegler» gemäss **Abbildung 20**).

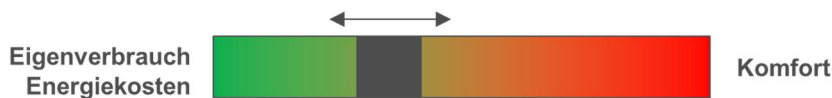


Abbildung 20: Einfache Einstellung des Benutzer-Wunsches zwischen Maximierung des Komforts und Maximierung des Eigenverbrauchs bzw. Minimierung der Energiekosten

Variabler Energiepreis

Zur gezielten Optimierung der Energiekosten unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs wird als Neuheit ein variabler Energiepreis definiert. Im variablen Energiepreis werden der externe Stromtarif vom Elektrizitätswerk sowie die lokale PV-Produktion berücksichtigt. Der externe Tarif ist heute nach einer festen Hoch-/Niedertarif-Struktur vorgegeben. In Zukunft können jedoch beliebige variable Tarife berücksichtigt werden.

Abbildung 21 zeigt die Situation mit einer beispielhaften Tarifstruktur (15 Rp/kWh Bezug Niedertarif, 25 Rp/kWh Bezug Hochtarif, 10 Rp/kWh Einspeisung Hochtarif). Ohne PV-Produktion gelten die fest vorgegebenen Tarife (blaue Kurve). Mit PV-Produktion sinkt der Preis (rote Kurve). Die lokale PV-Produktion wird anteilmässig mit dem tiefen Einspeisetarif bewertet (10 Rp/kWh).

Für die Kosten-Optimierung wird das Gerät bei tiefen Preisen betrieben. Im vorliegenden Beispiel wäre dies in der Nacht und am Tag bei genügend Produktion.

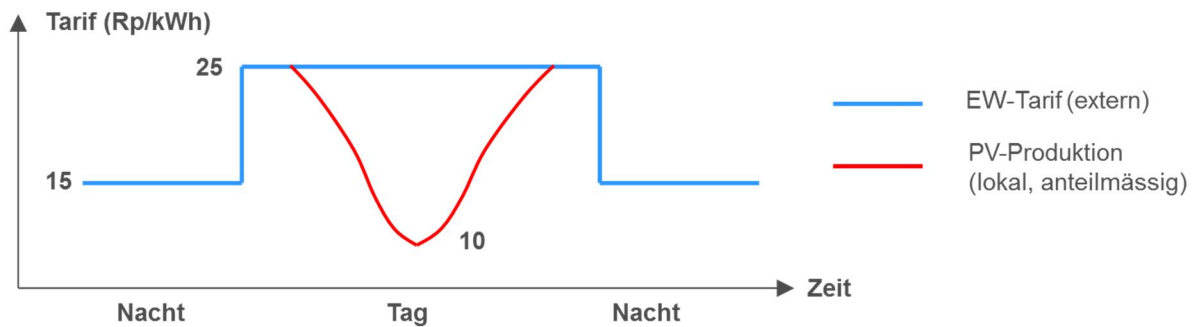


Abbildung 21: Variabler Energiepreis mit Berücksichtigung der lokalen Produktion.

Definition Preisstrukturen

Über die externen Stromtarife kann der Anreiz zur Eigenverbrauchsoptimierung wesentlich beeinflusst werden. Deshalb werden in diesem Projekt verschiedene Szenarien für heutige und zukünftige Stromtarife betrachtet.

Szenario 2015

Hier wird ein fester Hoch-/Niedertarif betrachtet (Elektrizitäts-Genossenschaft Untersiggenthal AG, 1. April 2015, Option "Naturstrom star" [47b] [47c]).

- Hochtarif: Montag bis Freitag 07:00- 21:00 Uhr, Samstag 07:00- 13:00 Uhr
- Niedertarif: übrige Zeiten

Szenario 2015	Hochtarif Sommer Rp/kWh	Niedertarif Sommer Rp/kWh	Hochtarif Winter Rp/kWh	Niedertarif Winter Rp/kWh
Energiepreis	11.6	9.5	12.8	10.4
Netznutzungspreis	9.7	4.5	9.7	4.5
Abgaben (Swissgrid, KEV, Gemeinde)	2.1	2.1	2.1	2.1
Bezugspreis	23.4	16.1	24.6	17.0
Energiepreis	6	6	6	6
Herkunftsnachweise (HKN) für Anlagen mit EIV	1	1	1	1
Einspeisepreis	7	7	7	7

Grundpreis: CHF 9 / Monat

Szenario 2035

Hier wird von einem Einheitstarif ("Flatrate") ohne Hoch-/Niedertarif ausgegangen. Es wird angenommen, dass die Produktion von Bandenergie (u.A. durch AKW) reduziert wird und deshalb keine tiefen Nachtstarife mehr angeboten werden. Für die Eigenverbrauchsoptimierung ist dieses Szenario interessant, da kein Anreiz mehr besteht, günstigen Strom in der Nacht einzukaufen und "teuren" Strom am



Tag einzuspeisen. Die Höhe des Bezugstarifs wurde von einer Studie der Prognos AG [37] entnommen.

Es wird angenommen, dass der HKN entfällt, dafür der Anteil des Energiepreises leicht erhöht wird (55% des Bezugspreises). Der Anteil der Abgaben reduziert sich, da auch die KEV auslaufen wird (Annahme).

Szenario 2035	Einheitstarif Rp/kWh
Energiepreis	16.1
Netznutzungspreis	12.0
Abgaben	1.2
Bezugspreis	29.3
Energiepreis	16.1
Herkunftsnachweise (HKN)	0

Grundpreis: CHF 10 / Monat

Szenario 2050

Es wird angenommen, dass durch eine weitere Marktliberalisierung variable Strompreise bis zum kleinen Endverbraucher durchdringen. Für die Prognose werden heutige variable Grosshandelspreise [44] der Strombörse mit Prognosen des VSE [42] kombiniert. Die variablen Preise setzen sich aus einem Mittelwert und einem Spread (Max/Min, +/-) zusammen:

Szenario 2050	Variabel Rp/kWh
Bezugspreis Jahresmittel	ca. 29
Tagesmittel (So..Wi)	ca. 22..32
Spread (Max/Min)	ca. +/- 12
Einspeisepreis Jahresmittel	ca. 16
Tagesmittel (So..Wi)	ca. 12..18
Spread (Max/Min)	ca. +/- 7

Grundpreis: CHF 10 / Monat

Zusammensetzung fluktuierender Bezugstarif

Es wurden von den Monaten Januar, April, Juli und Oktober jeweils eine Woche der Grosshandelspreise entnommen und über ein Jahr interpoliert. Die Grosshandelspreise wurden auf Kleinhandelspreise skaliert, indem der Jahresdurchschnittspreis von 29 Rp/kWh aus der Prognose [42] entnommen wurde. Die Kurven wurden um ca. 12h Stunden geschoben und der Spread wurde proportional skaliert. Die folgenden Abbildungen zeigen den Jahresverlauf und einzelne ausgewählte Wochen.

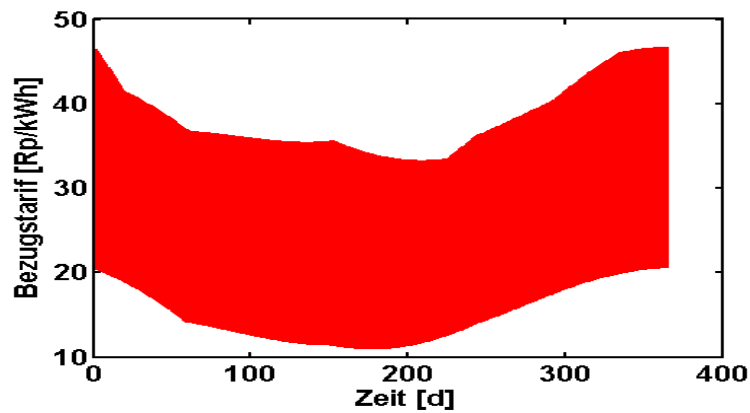


Abbildung 22: Tarif 2050, Jahresverlauf des Bezugstarifs (Rp/kWh)

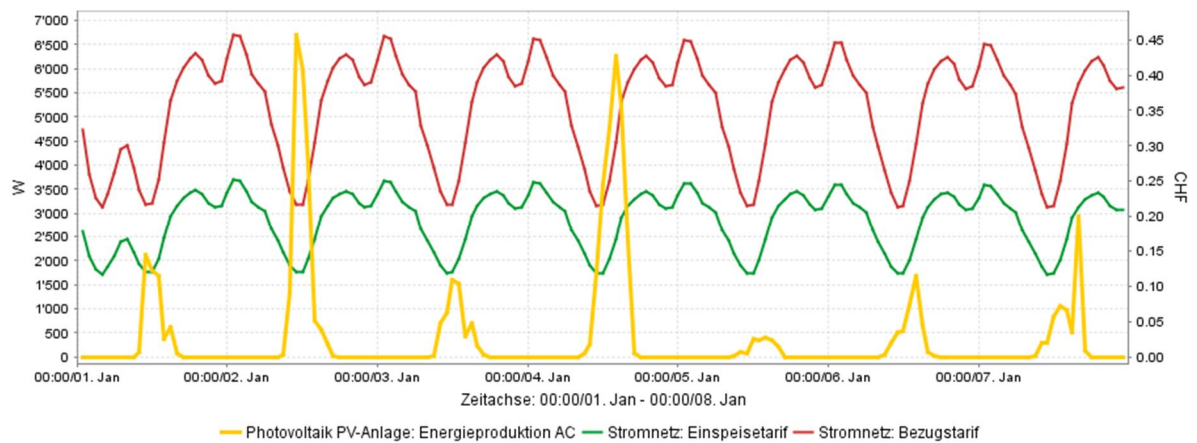


Abbildung 23: Tarif 2050, erste Januar-Woche, Bezugs- und Einspeisetarif (CHF/kWh) sowie PV-Produktion (W)

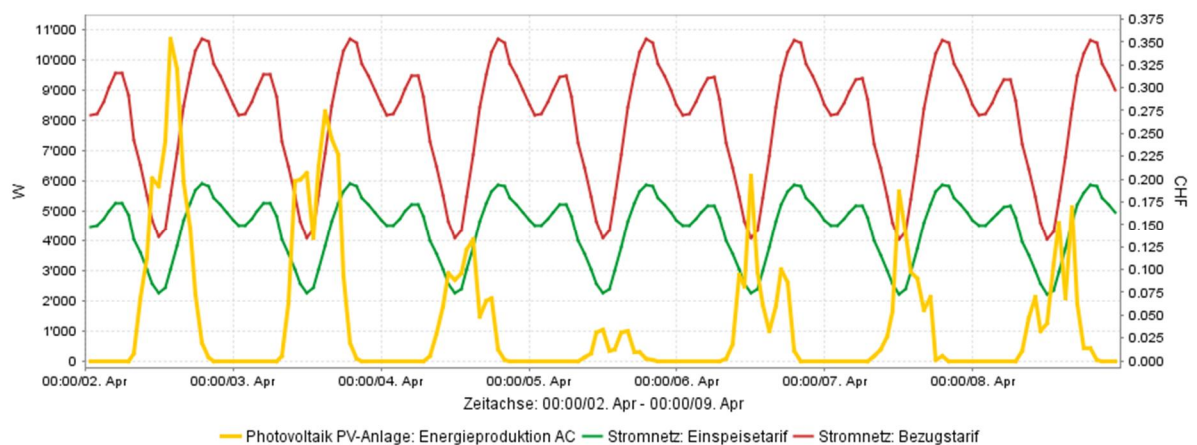


Abbildung 24: Tarif 2050, erste April-Woche

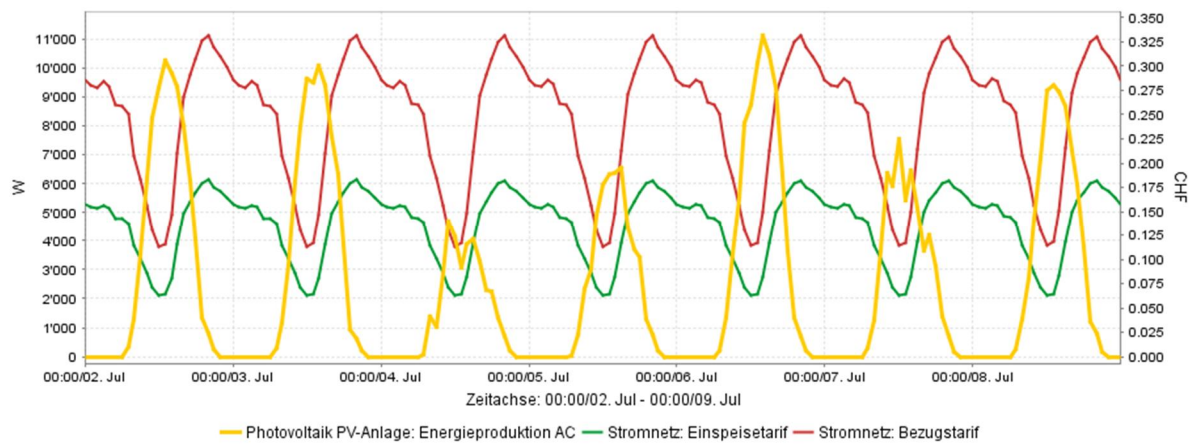


Abbildung 25: Tarif 2050, erste Juli-Woche

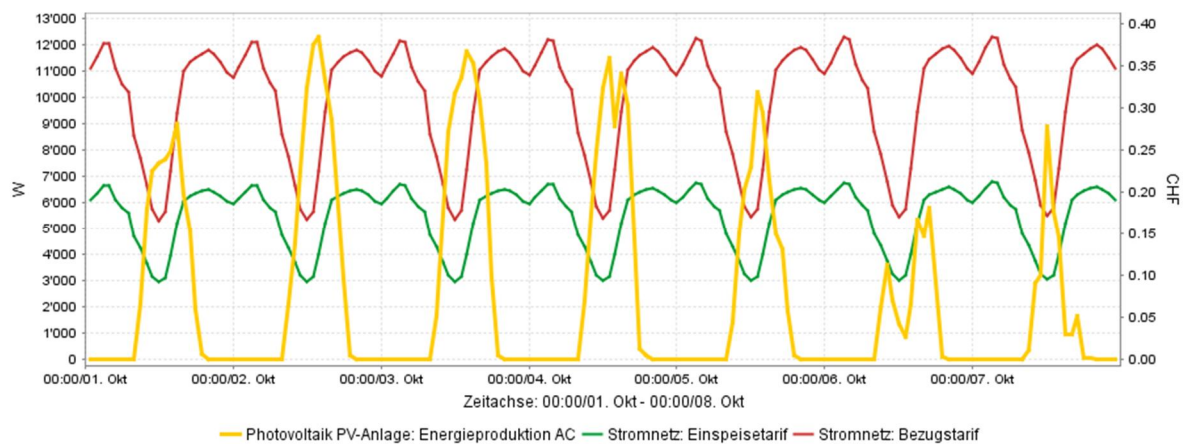


Abbildung 26: Tarif 2050, erste Oktober-Woche

Wie aus den obigen Abbildungen ersichtlich ist, sind die Strompreise während den PV-Produktionszeiten tief. Im Winter ist das Preisniveau generell höher als im Sommer.

Konzept - Modellierung in PolySun®

Die Modellierung des Gebäudes inkl. Pufferspeicher, Wärmepumpe, PV-Anlage und restlicher Verbraucher wurde in der Simulationssoftware PolySun® [36] vorgenommen. Im Rahmen mehrerer Diplomarbeiten [34] [52] wurde das Modell entwickelt und verschiedene Regelalgorithmen implementiert [52]. Die Modelle wurden anschliessend im Rahmen des Forschungsprojektes validiert. Als hydraulische Schaltung wurde die erweiterte Standardschaltung 6 verwendet (Abbildung 27), da diese gegenüber der Standardschaltung 4 mehr Freiheitsgrade für die Eigenverbrauchsoptimierung bietet.

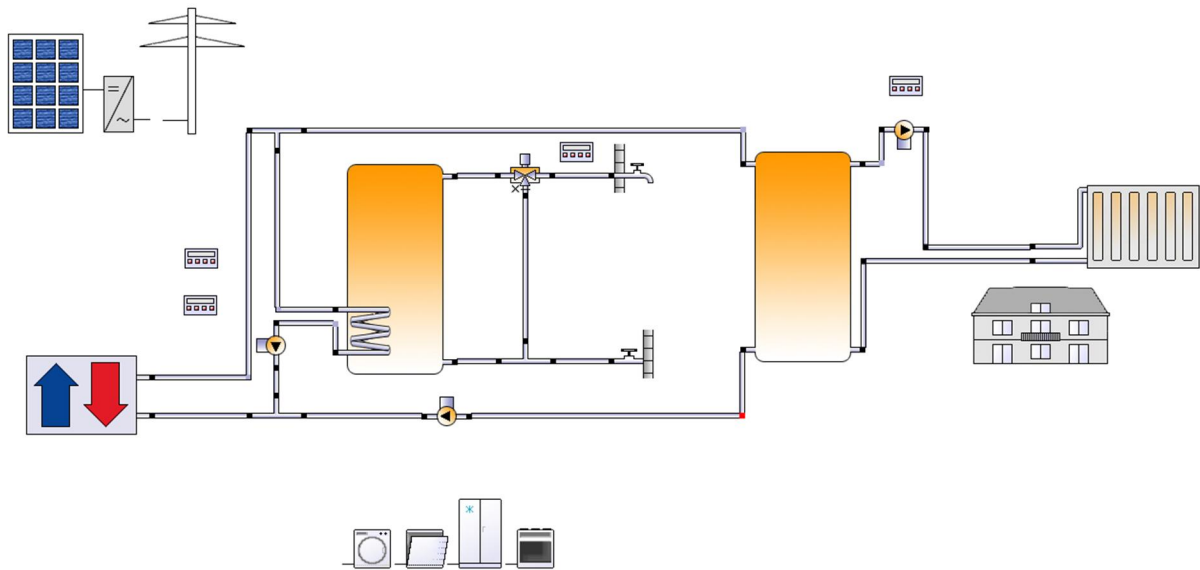


Abbildung 27: PolySun-Modell für Standardschaltung 6, erweitert mit PV-Anlage, Stromnetz und Haushaltgeräten.

Validierung mit Task 44

Das Simulationsmodell wurde anhand der Daten des IEA Task 44 [40] [41] validiert. In *Abbildung 28* ist die Energiebilanz der Standardhäuser SFH100, SFH45 und SFH15 mit den Wetterdaten von Strasbourg zu sehen. Das Wetter in Strasbourg ist ähnlich wie das Wetter in Zürich.

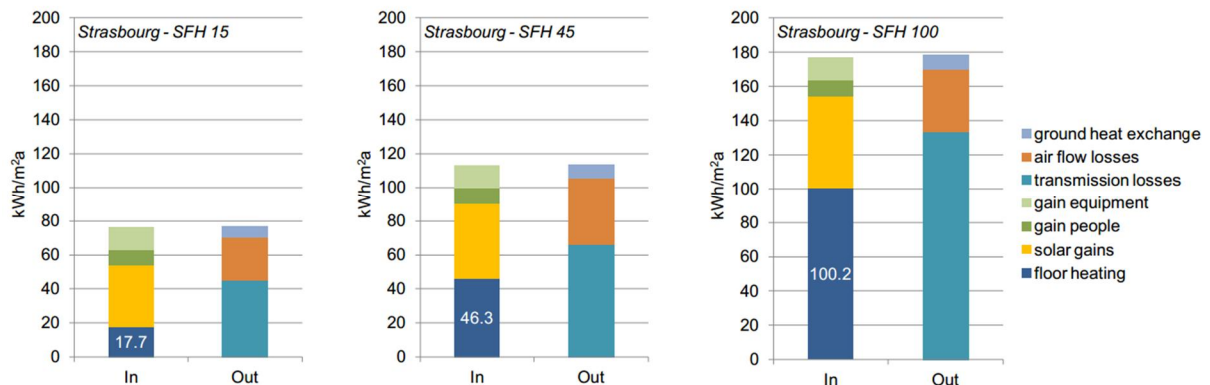


Abbildung 28: Energiebilanz der Task 44 SFH15-, SFH45- und SFH100-Standardhäuser mit den Wetterdaten von Strasbourg

Im Task 44 werden nicht die exakt gleichen Begriffe verwendet wie in PolySun. Untenstehend sind die Unterschiede dokumentiert.

- Den Punkten "Transmission" und "Ground Heat Exchange" aus dem Task 44 entsprechen die "Energieverluste durch die Gebäudehülle" in PolySun. Für den Vergleich wird dieser Punkt fortan "Transmission" genannt
- In PolySun sind „Infiltration“ und „Ventilation“ separate Parameter, wobei Infiltration für den ungewollten Austausch von Luft durch Undichtigkeiten in der Gebäudehülle steht und Ventilation für den Luftaustausch durch manuelle oder automatische Lüftung. In Task 44 geschieht der Luftaustausch bei SFH100 und SFH45 per Infiltration, bei SFH15 per mechanische Ventilation mit Wärmerückgewinnung. Für den Vergleich wird beides zusammengefasst unter dem Oberbegriff „Ventilation“.
- "Gain People" und "Gain Equipment" aus Task 44 werden in PolySun als "interne Wärmequellen" und "interner Wärmeertrag" ausgegeben. Für den Vergleich werden beide unter "interne Gewinne" zusammengefasst.

SFH100-Gebäudemodell

Ein Vergleich der PolySun-Simulation und der Werte aus Task 44 ist in den folgenden Abbildungen zu sehen. Es wurden die entsprechenden Energiebilanzen für 1 Jahr verglichen.

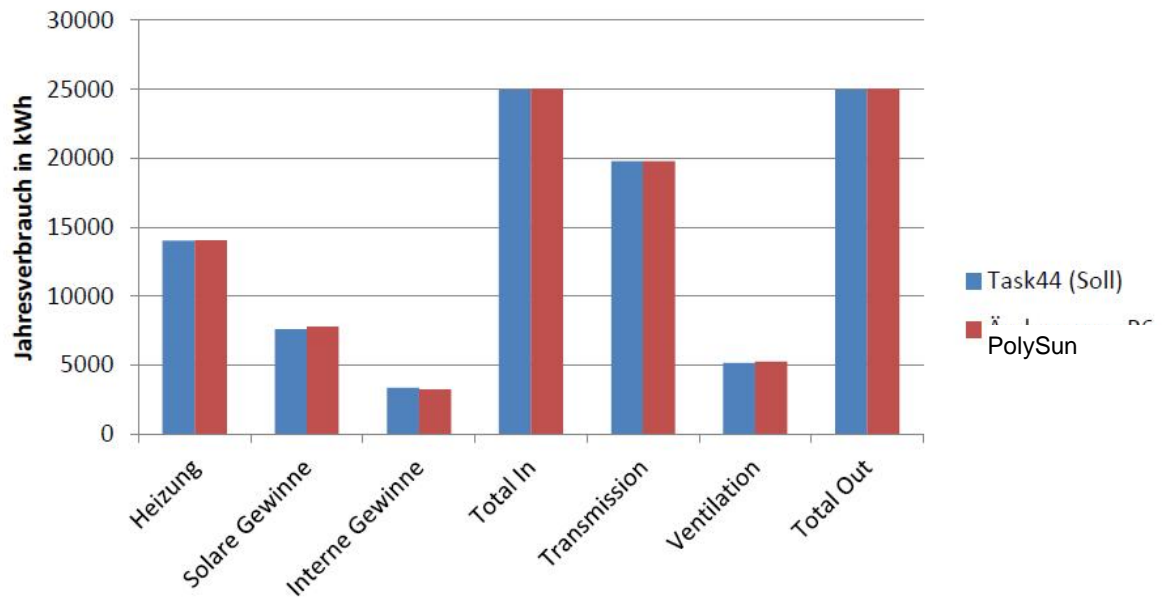


Abbildung 29: Vergleich der Energiebilanzen mit den Sollvorgaben aus Task 44 für das Gebäude SFH100

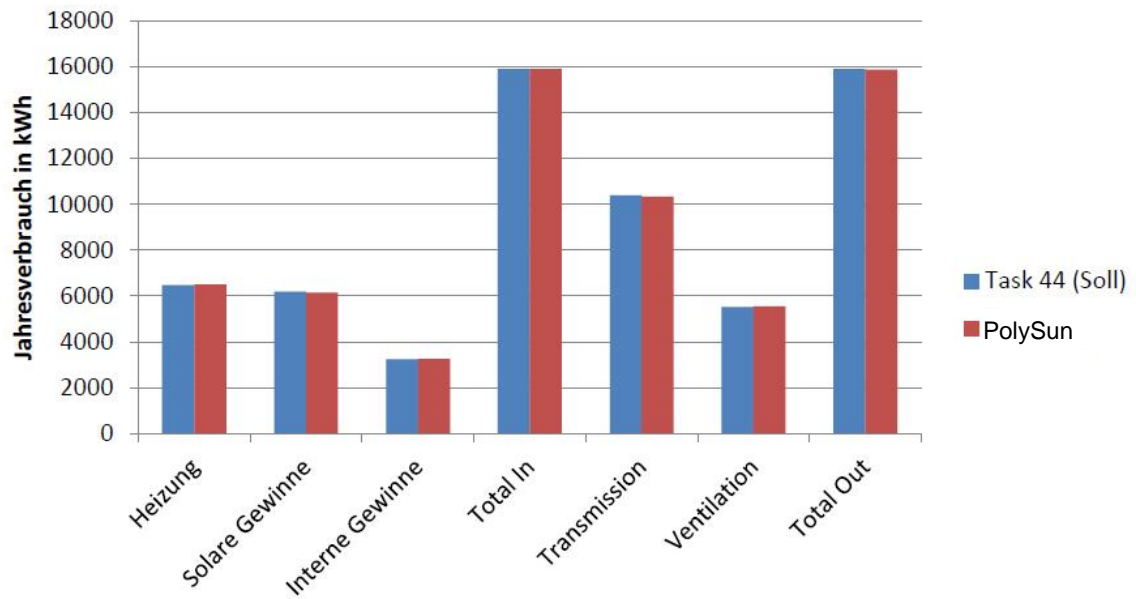


Abbildung 30: Vergleich der Energiebilanzen mit den Sollvorgaben aus Task 44 für das Gebäude SFH45

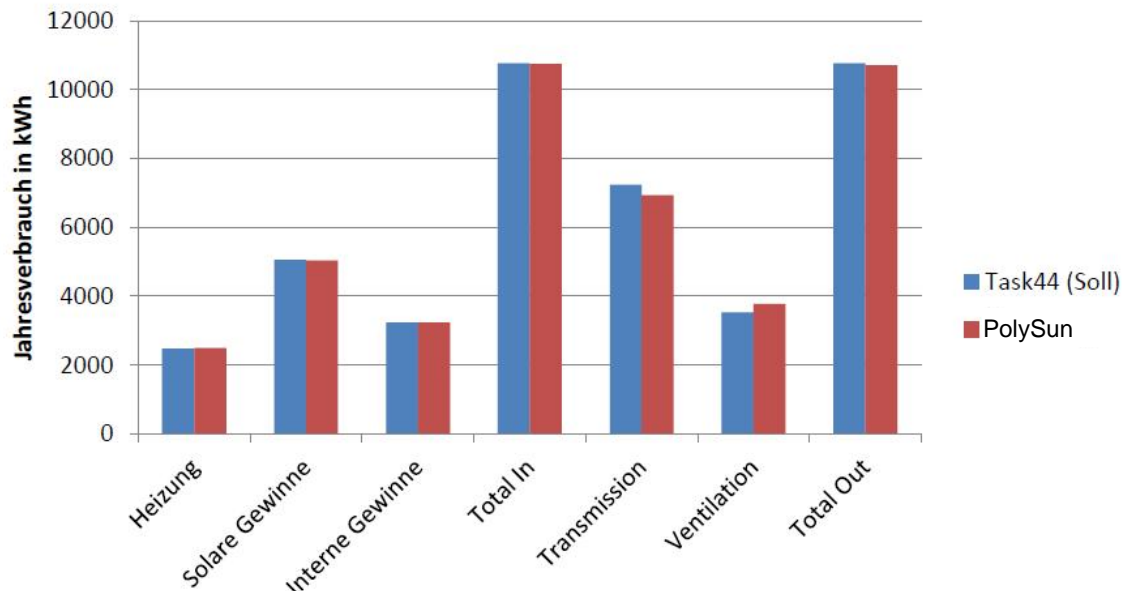


Abbildung 31: Vergleich der Energiebilanzen mit den Sollvorgaben aus Task 44 für das Gebäude SFH15

Einhaltung des Raumkomforts

Neben den Energiebilanzen wurde der Komfort im Gebäude überprüft. Die resultierenden Raumtemperaturen sind in den folgenden Abbildungen zu sehen. Die minimale Raumtemperatur beträgt 20°C. Die leicht höheren Temperaturen im Sommer können ohne aktive Kühlung nicht verhindert werden.

Bezeichnung	Symb...	Einh...	Jahr	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Temperatur		°C	20.8	20.3	20.3	20.4	20.4	20.7	21.2	22.3	22.2	21.2	20.4	20.3	20.3
Minimalwert		°C	20	20	20.1	20.2	20.3	20.3	20.3	21.4	21	20.3	20	20.2	20
Maximalwert		°C	23.6	20.6	20.8	20.8	20.8	21.4	22.5	23.6	23.6	22.6	20.9	20.6	20.6

Abbildung 32: Gebäudetemperaturen im SFH100-Gebäudemodell

Bezeichnung	Symb...	Einh...	Jahr	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Temperatur		°C	21.8	21.3	21.6	21.9	21.9	21.9	22.1	22.4	22.3	21.9	21.7	21.6	21.5
Minimalwert		°C	20.8	20.8	21.1	21.5	21.5	21.7	21.7	21.8	21.8	21.4	21.2	21.4	21.1
Maximalwert		°C	23.4	21.8	22	22	22	22.3	22.8	23.3	23.4	22.5	22	22	22

Abbildung 33: Gebäudetemperaturen im SFH45-Gebäudemodell



Bezeichnung	Symb...	Einh...	Jahr	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Temperatur		°C	21.6	20.6	21.2	21.6	21.7	22	22.1	22.3	22.2	22	21.8	21.1	21
Minimalwert		°C	20.2	20.2	20.5	21.2	21.3	21.8	21.7	21.9	21.9	21.8	21.4	20.7	20.5
Maximalwert		°C	23.2	21.2	21.7	22	22	22.3	22.6	23.1	23.2	22.4	22	21.6	21.5

Abbildung 34: Gebäudetemperaturen im SFH15-Gebäudemodell

Reglerstrukturen

Die Regelstrategien verfügen jeweils über einen Brauchwarmwasser-Regler (BWW-Regler), der gegenüber dem Wärmepumpen-Regler (WP-Regler) eine höhere Priorität hat. Beim Betrieb des BWW-Reglers wird unterschieden zwischen Nachtladung und Tagladung des Brauchwarmwassers. Beim WP-Regler dagegen wurde mit verschiedenen Massnahmen versucht, den Eigenverbrauch zu erhöhen.

Folgende Tabelle zeigt eine Übersicht der Regelstrategien. Mit dem Regler 1 wird der natürliche Eigenverbrauch ohne Massnahmen untersucht. Die Regler 2a und 2b sind manuelle Optimierungen, welche an jedem heutigen Standard-Wärmepumpenregler vorgenommen werden können. Die Regler 3a bis 3c sind eigenverbrauchsoptimierte Regler, welche spezielle Algorithmen verwenden. Die Regler können extern realisiert werden und über entsprechende Schnittstellen mit den Wärmepumpen-Standard-Reglern kommunizieren. Sie könnten aber auch als Erweiterung in die Standard-Regler implementiert werden.

Übersicht der Reglerstrukturen

Name		WP-Regler	BWW-Regler	Sensorik	Schnittstellen
1	Standard	Heizkurven-Rücklaufregelung, Ausgangslage	Nachtladung	Thermostatventil/ Selbstregelungseffekt	-
2a	Nachtabenkung	Nächtliche Absenkung Heizkurve	Nachtladung	Thermostatventil/ Selbstregelungseffekt	-
2b	Nachtabenkung und BWW-Tagladung	Nächtliche Absenkung Heizkurve	Tagladung	Thermostatventil/ Selbstregelungseffekt	-
3a	Externer Zweipunkt-Regler	Vorgeschalteter 2-Pkt-Regler mit Deckungsgradschwelle	Tagladung	Raumfühler	EW-Sperre
3b	Variable Heizkurve	Anhebung / Absenkung der Heizkurve je nach Deckungsgrad	Tagladung	Raumfühler	integriert /analog
3c	SG-Ready	Vier Betriebsmodi, je nach Deckungsgrad	Tagladung	Raumfühler	Digital (2 Bit)

Standard (1)

Beschreibung

Die Regelstrategie Standard entspricht dem aufgebauten Modell nach Task 44 mit den Standardreglern. Der Brauchwarmwasserregler hat höhere Priorität als der Wärmepumpenregler. Simulationstechnisch wurde dies durch eine Regler-Kaskade umgesetzt. In den SFH15- und SFH45-Modellen wird mit Fussbodenheizung, aber ohne Thermostatventil gearbeitet. Im SFH100-Modell hingegen ist ein Radia-

tor mit Thermostatventil eingebaut. Die Ladung des Brauchwarmwassers findet in der Nacht statt und ist zeitlich fest vorgegeben (zwischen ein Uhr und drei Uhr morgens).

Schema

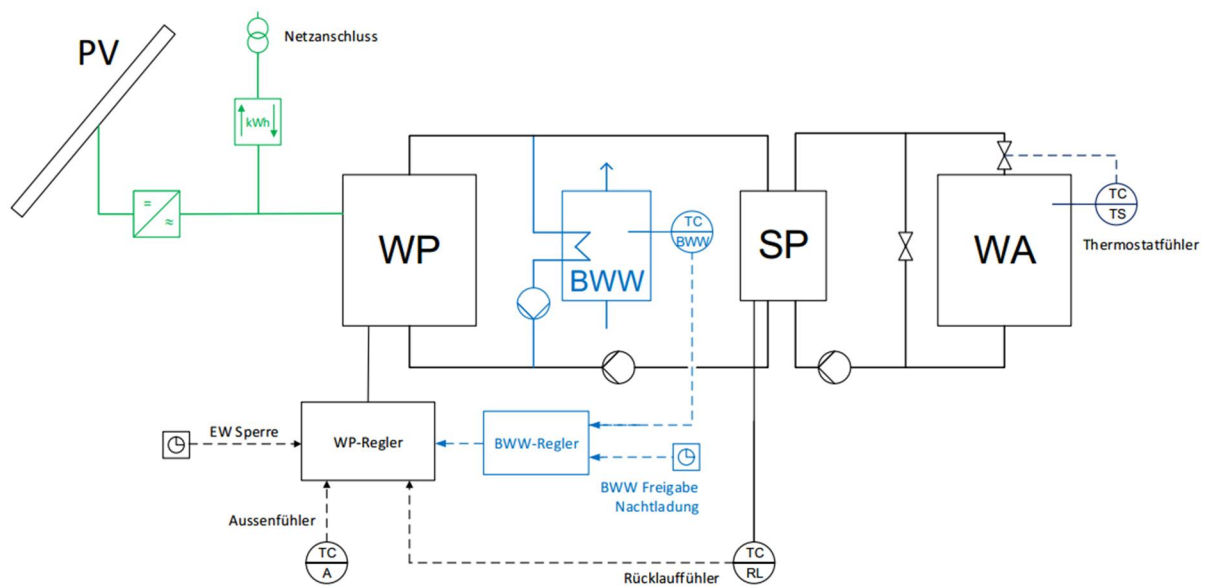


Abbildung 35 - Schema der Regelstrategie Standard (1)

Nachtabsenkung (2a)

Beschreibung

Mit einem Zeitprogramm kann die Raumtemperatur zeitweise abgesenkt oder angehoben werden. Eine Nachtabsenkung hat das primäre Ziel, den Energieverbrauch bei schlechter isolierten Gebäuden zu senken. Sekundär wird aber auch der Eigenverbrauch erhöht, da der Betrieb der Wärmepumpe tendenziell auf den Tag geschoben wird.

Die Zeitspanne für die Nachtabsenkung wird zwischen 20 Uhr und 5 Uhr morgens gelegt, um die Komfortbedingungen möglichst gut zu erfüllen. Die Heizkurve wird während dieser Zeit abgesenkt. Dieser Ansatz ist in Abbildung 36 dargestellt.

Eine Nachtabsenkung kann mit jedem heutigen Standard-Wärmepumpen-Regler realisiert werden und braucht keine besonderen Schnittstellen.

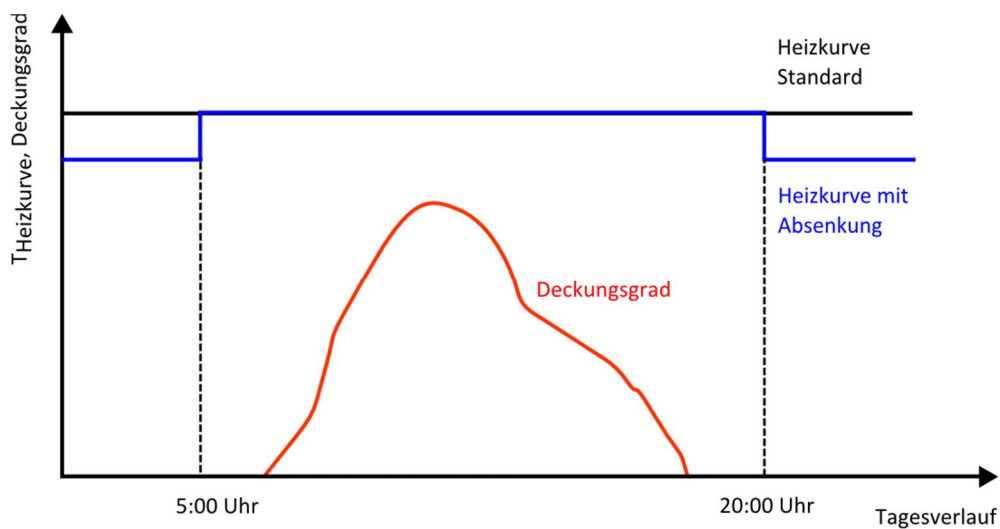


Abbildung 36 - Anhebung der Heizkurve mit einem Zeitprogramm

Schema

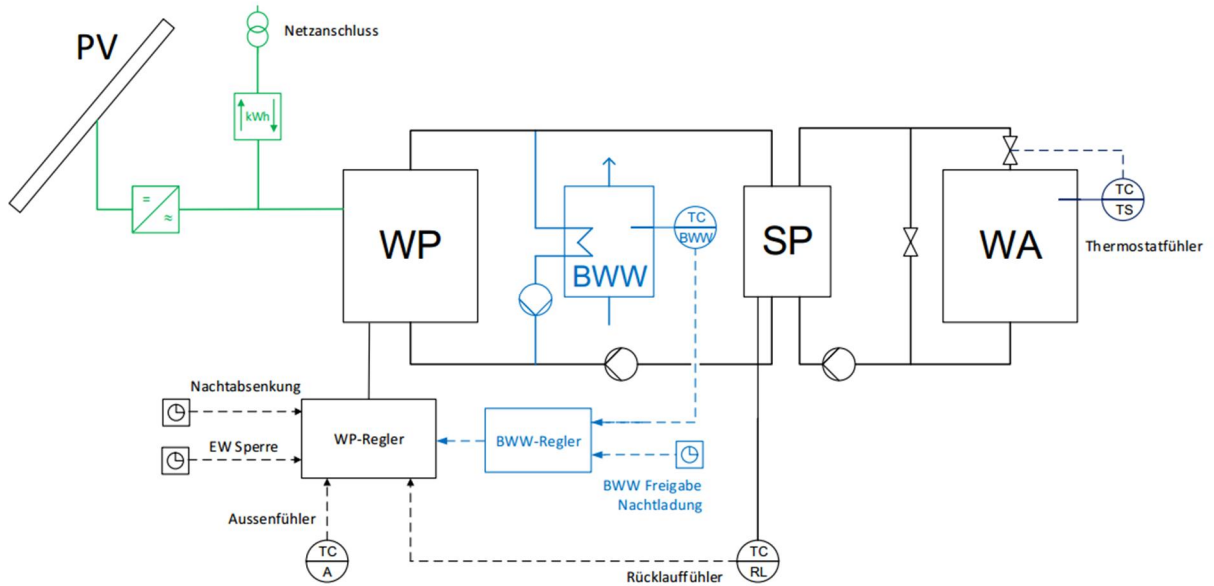


Abbildung 37 - Schema zur Regelstrategie „Nachtabsenkung (2a)“, SFH100

Nachtabsenkung und BWW-Tagladung (2b)

Beschreibung

Zusätzlich zur Nachtabsenkung in Regelstrategie (2a) kann die Ladung des Brauchwarmwassers auf die Mittagszeit verschoben werden, wo an den meisten Tagen ein PV-Überschuss zu erwarten ist. Damit kann eine weitere Steigerung des Eigenverbrauchs erreicht werden.

Die Tagladung des Brauchwarmwassers kann mit jedem heutigen Standard-Wärmepumpen-Regler realisiert werden und braucht keine besonderen Schnittstellen.

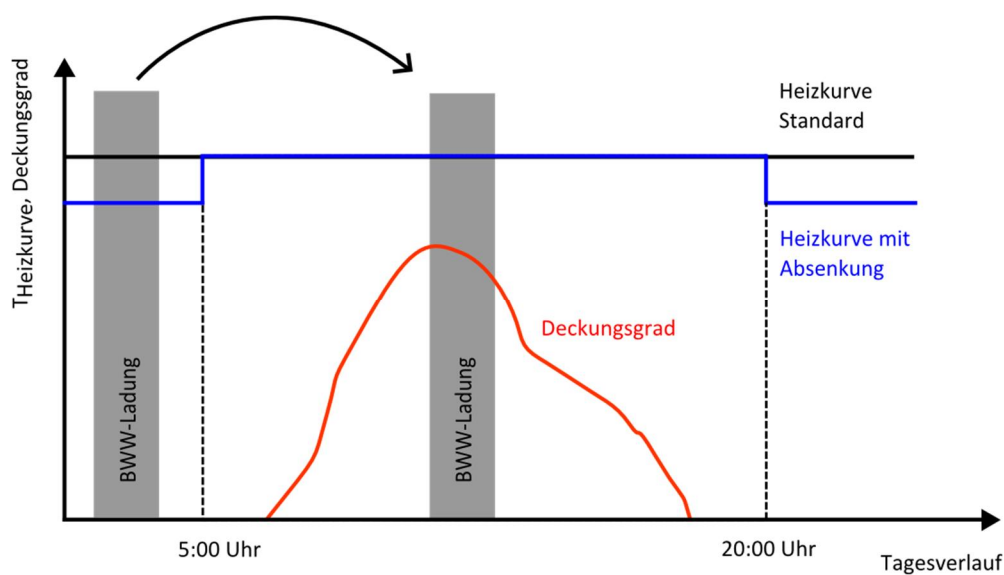


Abbildung 38 - Verschieben der BWW-Ladung in die Mittagszeit

Schema

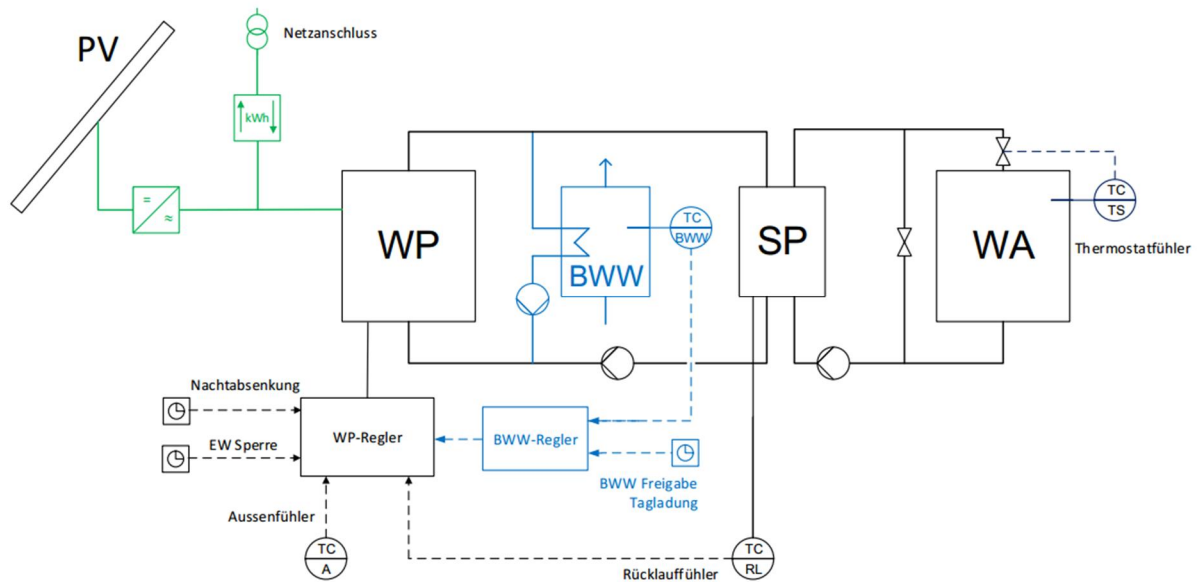


Abbildung 39 - Schema zur Regelstrategie „Nachtabsenkung und BWW-Tagladung (2b)“

Externer Zweipunktregler (3a)

Deckungsgrad

Die Regelstrategie „Externer Zweipunktregler (3a)“ arbeitet mit dem Deckungsgrad. Dieser beschreibt, wie hoch der Anteil der überschüssigen elektrischen PV-Leistung am Verbrauch der Wärmepumpe ist. Ein Deckungsgrad von null bedeutet, dass die gesamte von der Wärmepumpe benötigte Leistung aus dem Stromnetz bezogen wird. Ein Deckungsgrad von 100% bedeutet, dass die elektrische PV-Überschussleistung genau dem Leistungsbedarf der Wärmepumpe entspricht.

Der Deckungsgrad (DG) wird mit Formel (5) berechnet. Dazu wird die elektrische PV-Überschussleistung ($P_{PV} - P_{HG}$) berechnet. Von der aktuellen PV-Produktionsleistung P_{PV} werden also die übrigen Verbraucher P_{HG} abgezogen. Die Haushaltgeräte werden hier als nicht schaltbare Lasten betrachtet. Die aktuelle Überschussleistung wird dann auf den elektrischen Leistungsbedarf der Wärmepumpe P_{WP} bezogen. Der Leistungsbedarf der Wärmepumpe kann im Betrieb gemessen werden oder aus den Herstellerkennlinien entnommen werden.

$$DG = \frac{P_{PV} - P_{HG}}{P_{WP}} \quad (5)$$

P_{PV}	Momentane elektrische Leistung der PV-Anlage (kW)
P_{HG}	Momentane elektrische Aufnahmeleistung der übrigen Haushaltgeräte (kW)
P_{WP}	Elektrische Aufnahmeleistung der Wärmepumpe (kW)

Komfortüberwachung

Da die Wärmepumpe nur noch bei genügend hohem Deckungsgrad betrieben wird, muss die Raumtemperatur zusätzlich überwacht werden. Bei zu tiefer Raumtemperatur wird die Wärmepumpe immer freigegeben, um eine Unterkühlung des Gebäudes zu verhindern. Bei zu hohen Raumtemperaturen wird die Wärmepumpe gesperrt, um eine Überhitzung des Gebäudes zu verhindern. Der Raumkomfort hat also höhere Priorität als der Deckungsgrad. Selbstverständlich ist bei trägen Gebäuden mit Fussbodenheizung darauf zu achten, dass die Temperaturschwellen für die Regler enger eingestellt werden als die eigentlichen Komfortgrenzen.

Brauchwarmwasser

Aus Komfortgründen erfolgt die Warmwasseraufbereitung auch hier in einem festen Zeitfenster am Tag (14-16 Uhr). Dieses Zeitfenster folgt aus einer Optimierung in vorgängigen Simulationen.

Schnittstelle EW-Sperre

Die Regelstrategie „Externer Zweipunktregler (3a)“ entspricht einer Erweiterung des bisherigen Standard-Reglers mit einem externen Zweipunktregler, der über das EW-Sperrsignal mit dem Wärmepumpenregler kommuniziert. Alle heutigen Standard-Wärmepumpenregler besitzen eine solche Schnittstelle. Sie wird üblicherweise vom Elektrizitätswerk verwendet, um die Wärmepumpe zu bestimmten Hochlastzeiten zu sperren. Für die Eigenverbrauchsoptimierung wird die Wärmepumpe nun zusätzlich gesperrt oder freigegeben. Dazu ist in Abklärung mit dem Netzbetreiber eine Schaltung in Serie oder parallel zur bestehenden Sperrschaltung implementierbar.

Funktionsweise

Mit dem externen Zweipunktregler können die Einschaltzyklen der Wärmepumpe beeinflusst werden. Für eine Erhöhung des Eigenverbrauchs wird die Wärmepumpe nur noch freigegeben, wenn ein gewisser Deckungsgrad überschritten wird (siehe Abbildung 40). Um die Einhaltung des Komforts zu

gewährleisten, wird die Wärmepumpe zusätzlich freigegeben, wenn eine untere Schwelle für die Raumtemperatur unterschritten wird bzw. gesperrt, wenn eine obere Schwelle für die Raumtemperatur überschritten wird (siehe Abbildung 41). Dafür wird ein Raumfühler eingebaut und das Thermostatventil entfernt (bzw. voll geöffnet), um redundante Regelkreise zu vermeiden. Wenn die Wärmepumpe freigegeben ist, arbeitet sie im normalen Betriebsmodus wie mit der Regelstrategie 1 – Standard. Die Wärmepumpe kann also nicht in den Betrieb forciert werden. Nach einer längeren Sperrzeit ist die Wahrscheinlichkeit für ein Einschalten aufgrund der abgesenkten Temperaturen jedoch hoch.

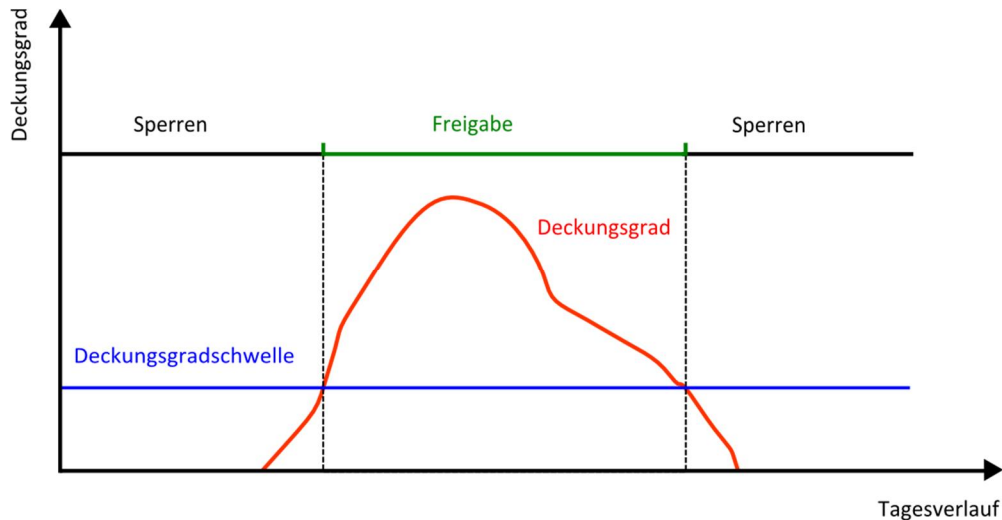


Abbildung 40 – Freigabe bei Überschreitung des gewählten Deckungsgrades bei Regelstrategie 3a

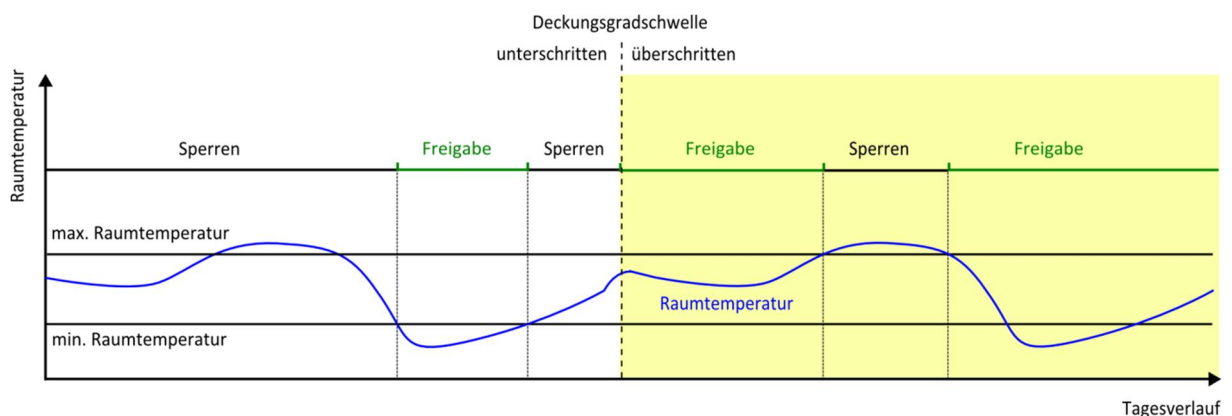


Abbildung 41 - Gewährleistung der Einhaltung einer minimalen und maximalen Temperatur bei Regelstrategie 3a

Schema

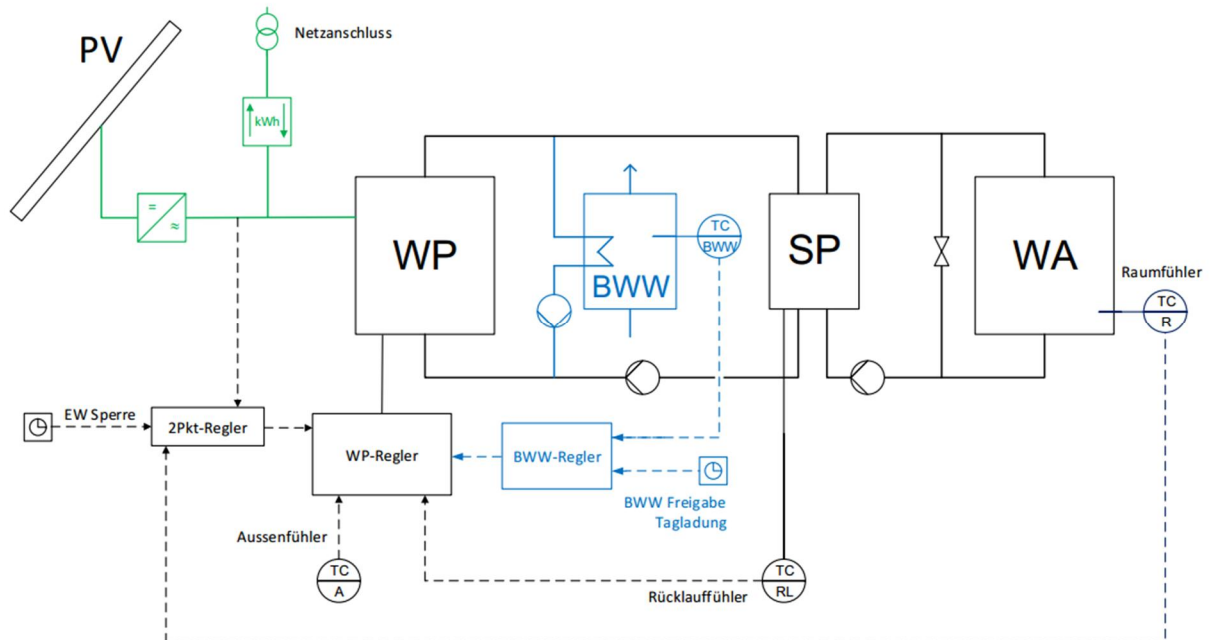


Abbildung 42 - Schema zur Regelstrategie „Externer Zweipunktregler (3a)“

Variable Heizkurve (3b)

Anhebung der Heizkurve

Eine Heizkurve ist in jedem Standard-Regler hinterlegt und berechnet die notwendige Vorlauf- bzw. Rücklauftemperatur in Funktion der Aussentemperatur. Zur Eigenverbrauchsoptimierung kann die Heizkurve angehoben werden, wenn die PV-Anlage einen Überschuss liefert.

Die variable Temperaturanhebung wird über die Formel (6) berechnet. Die Anhebung ist demnach proportional zum aktuellen Deckungsgrad DG gemäss Formel (5). Der Anhebungsfaktor F_A ist ein Einstellparameter und sagt aus, wie hoch die Temperatur-Anhebung bei einem Deckungsgrad von 100% sein soll.

$$\Delta T_A = F_A * DG \quad (6)$$

 ΔT_A Berechneter Temperatur-Offset für die Anhebung der Heizkurve (K)

F_A Anhebungsfaktor, Einstellparameter (K)

DG Momentaner Deckungsgrad (%)

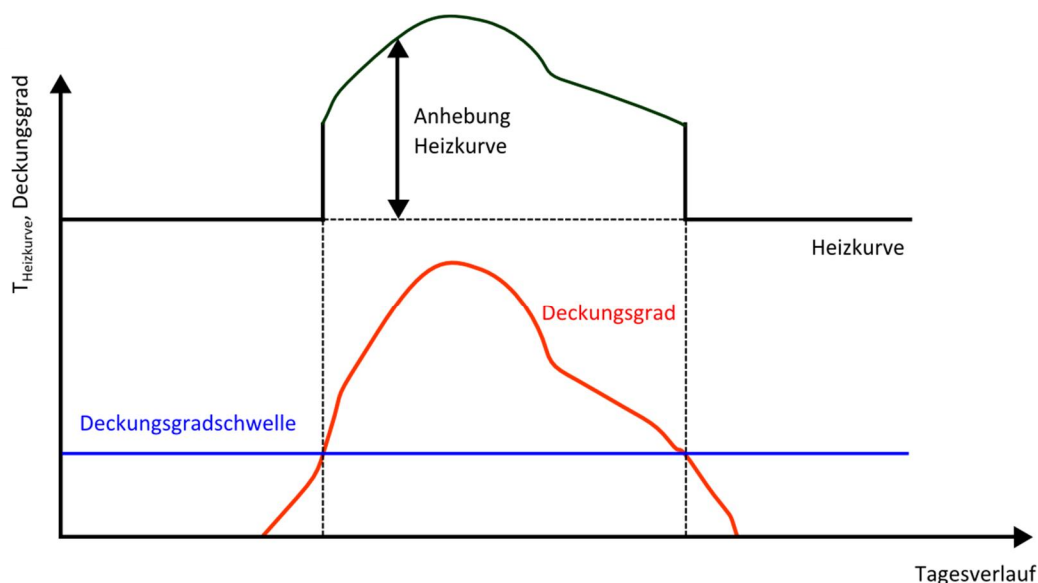


Abbildung 43 - Anhebung der Heizkurve mit Deckungsgradschwelle bei Regelstrategie 3b

Eine zusätzliche Deckungsgradschwelle verhindert eine zu sensitive Reaktion. Erst ab einer vorgegebenen Deckungsgradschwelle findet eine Anhebung der Heizkurve statt.

Komfortüberwachung

Da nur eine Anhebung der Heizkurve stattfindet, wird auf eine zusätzliche Komfortüberwachung verzichtet. Erst bei einer gezielten Absenkung der Heizkurve ausserhalb der PV-Produktionszeiten wäre dies notwendig. Die Standard-Thermostatventile bleiben jedoch im Eingriff.

Brauchwarmwasser

Die Brauchwarmwasserladung findet bei dieser Regelstrategie ebenfalls von 14-16 Uhr statt, um höchstmöglichen Eigenverbrauch zu erreichen.

Schnittstelle

In der Simulation wurde der Regelalgorithmus direkt in den Wärmepumpenregler integriert. Für die Umsetzung ist auch ein externer Regler denkbar, welcher mit dem Wärmepumpenregler über eine einfache analoge Schnittstelle kommuniziert.

Schema

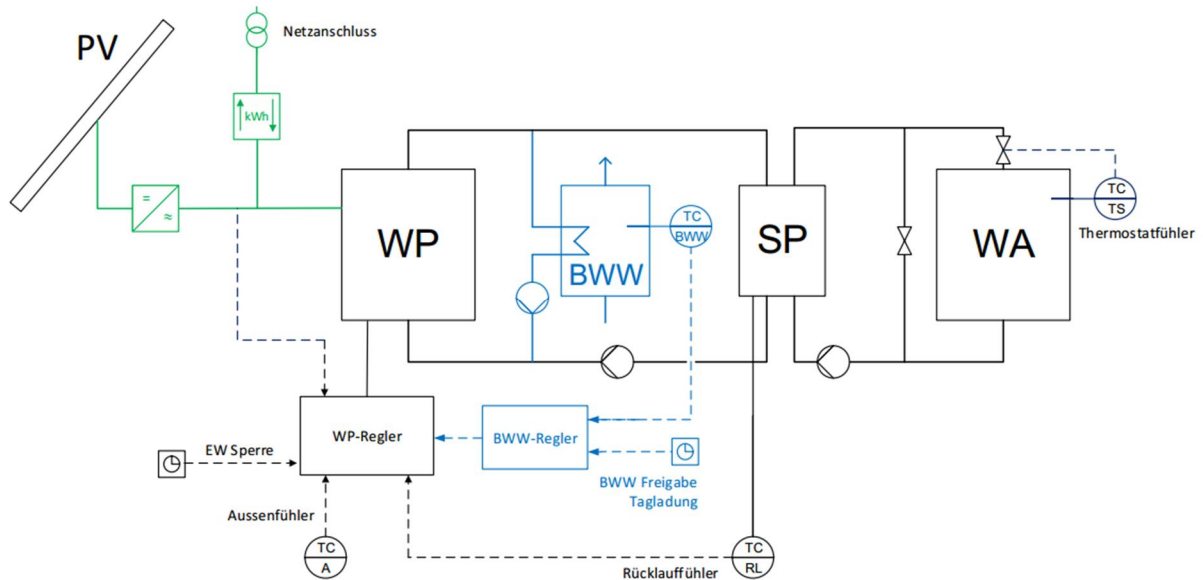


Abbildung 44 - Schema zur Regelstrategie "Variable Heizkurve (3b)"

SG-Ready (3c)

SG-Ready® Standard

SG-Ready steht für „Smart Grid - Ready“ und bezeichnet einen neuen Standard des deutschen Bundesverbands für Wärmepumpen [19]. Im Prinzip ist dies eine Erweiterung des vorhandenen EW-Sperrsignals. Die Ein-Bit-Schnittstelle wird im SG-Ready-Standard um ein zusätzliches Bit erweitert, womit statt zwei nun vier unterschiedliche Zustände definiert werden können.

Im Detail sind verschiedene Implementierungen möglich. Bestehende Implementierungen arbeiten mit Anhebung der Temperaturen im Puffer- und Brauchwarmwasserspeicher (z.B. Siemens). Hier wird nun noch ein Schritt weiter gegangen und das gesamte Gebäude in die Anhebung mit einbezogen, um die Gebäudemasse als thermischen Speicher voll nutzen zu können.

- **Betriebszustand 0 - Sperren:**
Es erfolgt eine Sperrung der Wärmepumpe (entspricht dem Zustand der EW-Sperre)
- **Betriebszustand 1 - Normalbetrieb:**
Die Wärmepumpe läuft im energieeffizienten Normalbetrieb (Freigabe)
- **Betriebszustand 2 - Leichte Anhebung Heizkurve:**
Es erfolgt eine leichte Anhebung der Heizkurve (für Simulationen: Anhebung um 5K).
- **Betriebszustand 3 - Starke Anhebung Heizkurve:**
Es erfolgt eine starke Anhebung der Heizkurve (für Simulationen: Anhebung um 10K).

Diese vier Betriebszustände ermöglichen in einem smarten Stromnetz die Steuerung der Wärmepumpe von aussen für die Netzstabilisierung per Lastmanagement. Die vier Zustände können aber auch für die Eigenverbrauchsoptimierung genutzt werden. Ein externer Vierpunkt-Regler liefert die entsprechenden Signale für den Wärmepumpenregler in Abhängigkeit der aktuellen PV-Produktion.

Deckungsgrad-Schwellen

Der Regler arbeitet mit zwei Deckungsgradschwellen. Je nach Deckungsgrad wird vom externen Regler der Betriebszustand vorgegeben (Abbildung 45). Beim Erreichen der ersten Deckungsgradschwelle 1 wird die Heizkurve leicht angehoben, während beim Erreichen der Deckungsgradschwelle 2 die Heizkurve stark angehoben wird.

Komfortüberwachung

Da die Wärmepumpe hier zusätzlich gesperrt oder forciert wird, muss wie bei der Regelstrategie 3a der Raumkomfort überwacht werden. Dazu wird ein Raumfühler installiert und allenfalls vorhandene Thermostatventile deaktiviert. Wird eine untere Raumtemperaturschwelle unterschritten, wird die Wärmepumpe immer freigegeben (Zustand 1). Wird eine obere Raumtemperaturschwelle überschritten, wird die Wärmepumpe gesperrt (Zustand 0). Dies ist in Abbildung 46 dargestellt.

Brauchwarmwasser

Die Brauchwarmwasserladung findet mit einem festen Programm von 14-16 Uhr statt.

In einer Weiterentwicklung wäre hier selbstverständlich eine weitere Forcierung auf ein höheres Temperaturniveau möglich. Es ist allerdings zu bedenken, dass damit Einbussen bei der Effizienz zu erwarten sind.

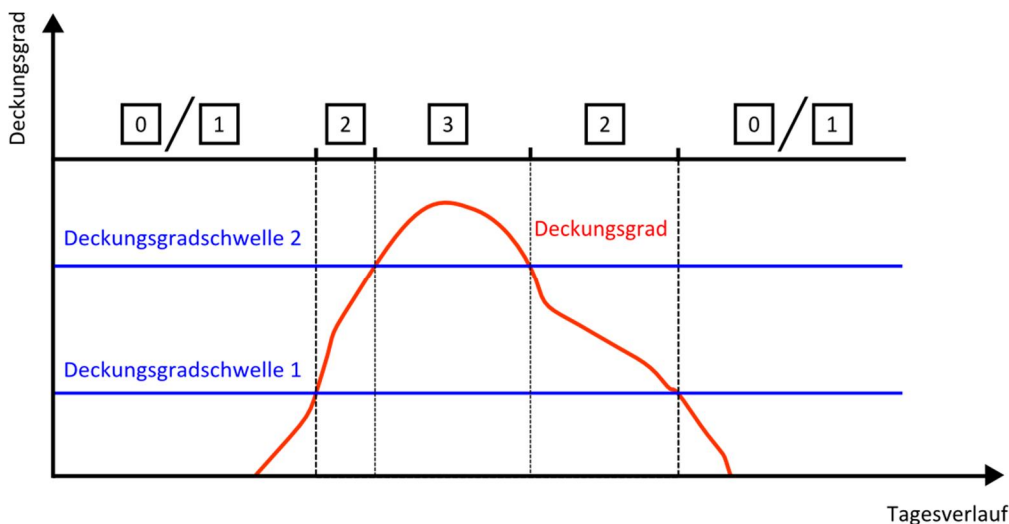


Abbildung 45 - Betriebszustände der Regelstrategie 3c ändern in Abhängigkeit des Deckungsgrades (für $T < T_{max}$)

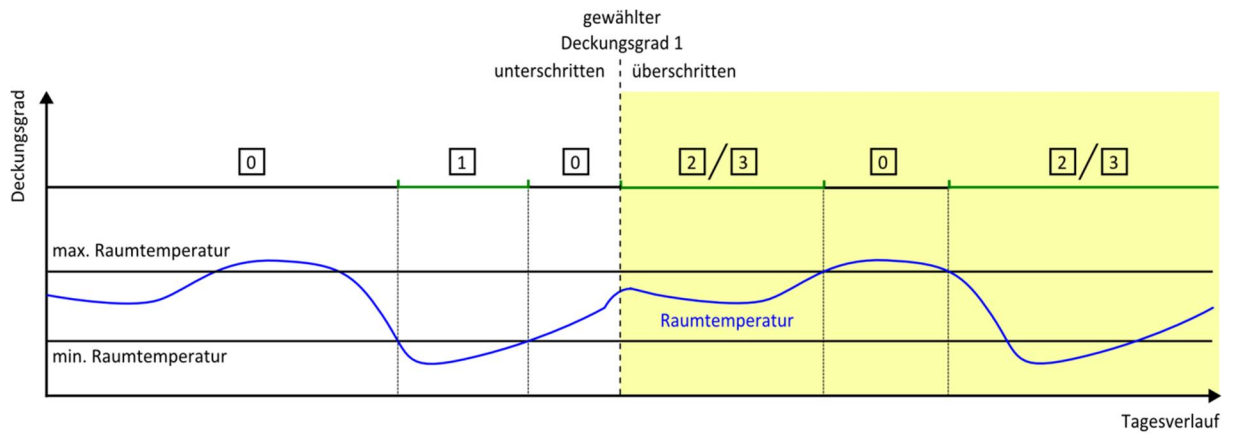


Abbildung 46 - Betriebszustände der Regelstrategie 3c ändern in Abhängigkeit der Raumtemperatur

Schema

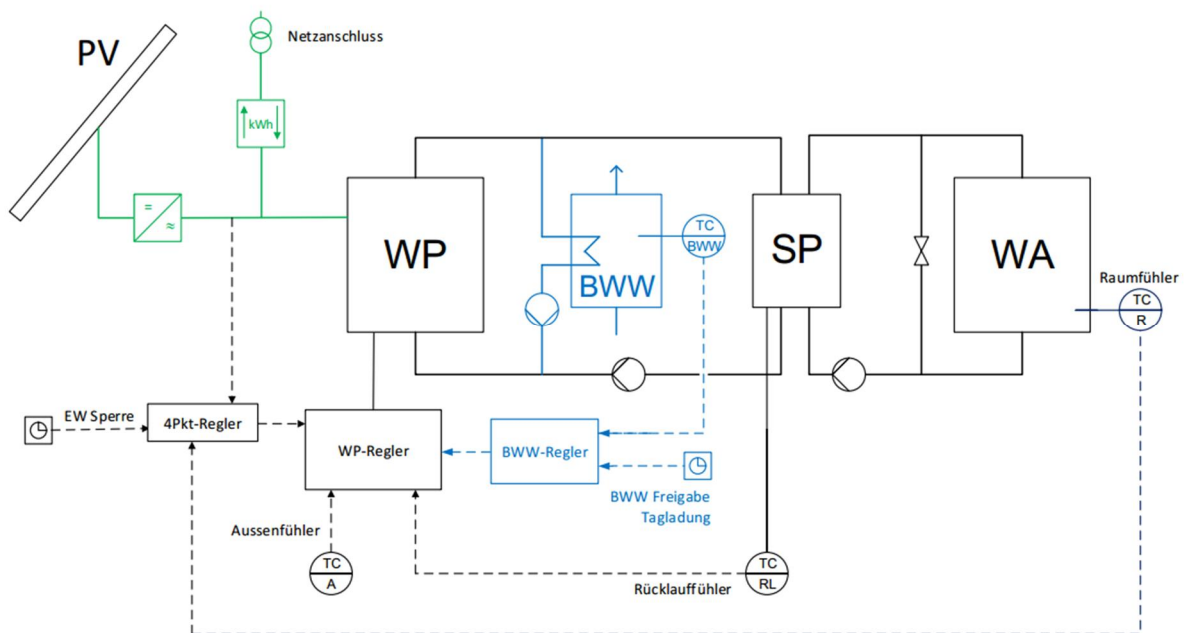


Abbildung 47 - Schema zur Regelstrategie 3c

Vorgehen - Simulationen

Beispieltage

Anhand von je einem typischen Tag für die vier Jahreszeiten wurde die Funktionsweise der Regler überprüft. Die ausgewählten Tage sind in Abbildung 48 ersichtlich.

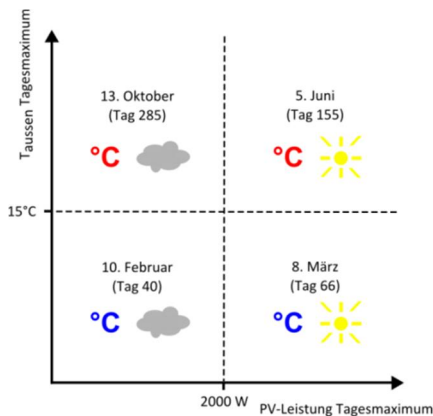


Abbildung 48 -Ausgewählte Beispieltage zur Analyse der Leistungsverläufe

Gebäudemodell SFH 45

Die Funktionsweise der Regler wird hier am mittleren Gebäudemodell SFH45 für die drei Reglertypen "Standard (1)", "Nachtabsenkung mit BWW-Tagladung (2b)" und "Optimierung nach SG-Ready (3c)" demonstriert. Die Resultate für die restlichen Regelstrategien und Gebäudemodelle befinden sich im Anhang A.

Standard-Regler (1) ohne Massnahmen

Die zeitlichen Leistungsverläufe für den Standard-Regler ohne Massnahmen sind in *Abbildung 49* dargestellt. Es ist sofort ersichtlich, dass die Wärmepumpe willkürlich taktet (rote Kurve) und nicht auf die Produktion abgestimmt ist (blaue Kurve). Zudem findet die Brauchwarmwasser-Ladung in der Nacht statt. Im Juni und Oktober sind gar alle Zyklen ausserhalb der PV-Produktion.

Leistungsdiagramme

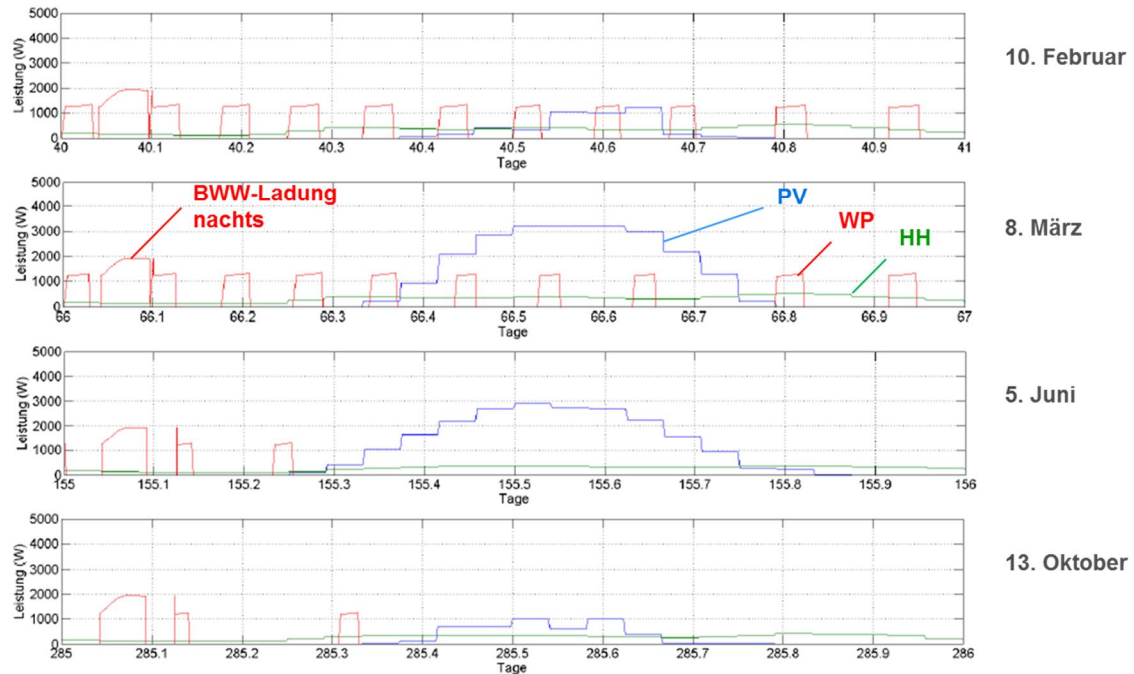


Abbildung 49 - Leistungsdiagramme SFH45 mit Standard-Regelstrategie (1), ohne Nachtabsenkung, Brauchwarmwasserladung nachts

Nachtabsenkung und BWW-Tagladung (2b)

Die zeitlichen Leistungsverläufe für den manuell optimierten Regler mit Nachtabsenkung und Brauchwarmwasser-Tagladung sind in Abbildung 50 dargestellt. Die Zyklen der Wärmepumpe wurden nun etwas in den Tag geschoben (rote Kurve). Zudem findet die Brauchwarmwasser-Ladung am Tag statt. Die Ladezeit wurde vorgängig auf eine maximale Deckung über das ganze Jahr optimiert.

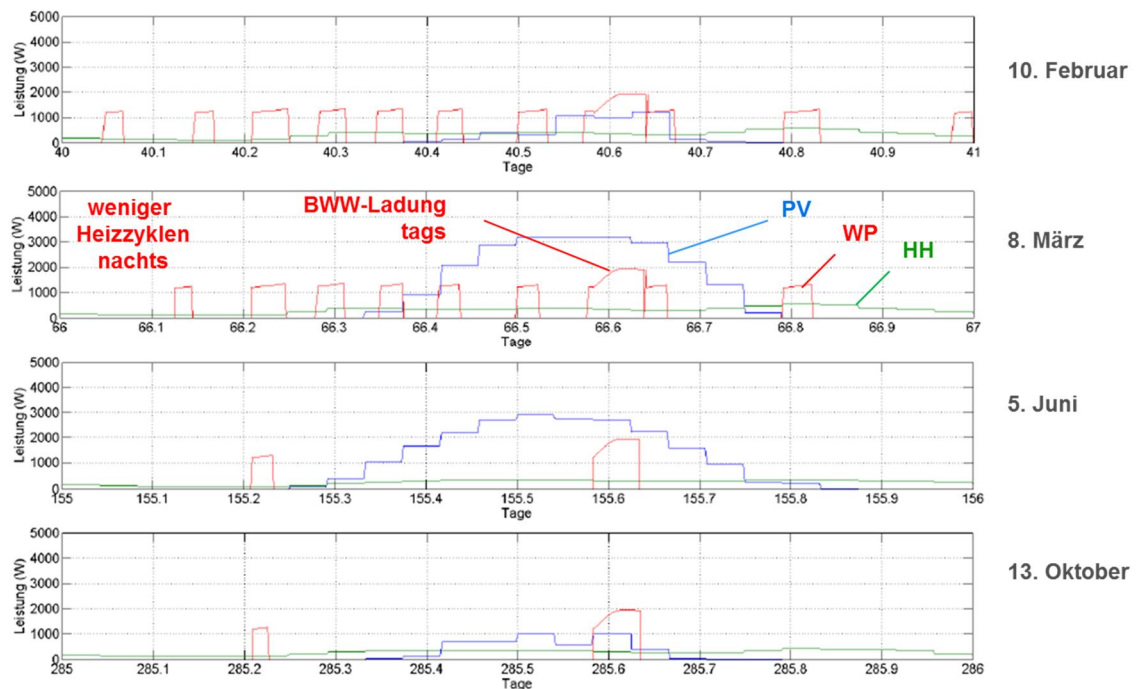


Abbildung 50 - Leistungsdiagramme SFH45 mit manueller Optimierung (2b). Nachtabenkung und Brauchwarmwasserladung

Optimierung nach SG-Ready (3c)

Die Leistungsdiagramme für den automatisch optimierten Regler nach dem SG-Ready-Standard sind in Abbildung 51 dargestellt. Für März, Juni und Oktober ist nun eine deutliche Verschiebung der Wärmepumpen-Zyklen in den Tag ersichtlich. Es sind keine Zyklen ausserhalb der PV-Produktion mehr sichtbar. Im Februar muss aufgrund der tiefen Aussentemperatur auch nachts geheizt werden. Anhand des März-Tages ist hier klar ersichtlich, dass das maximale Potential zur Eigenverbrauchsoptimierung in den Übergangszeiten vorhanden ist. Im Sommer ist das Potential sehr beschränkt, da die Brauchwarmwasserladung nur einen Bruchteil der PV-Produktion einnimmt. Hier wären zusätzliche schaltbare Verbraucher wie Haushaltgeräte oder Elektromobile wünschenswert.

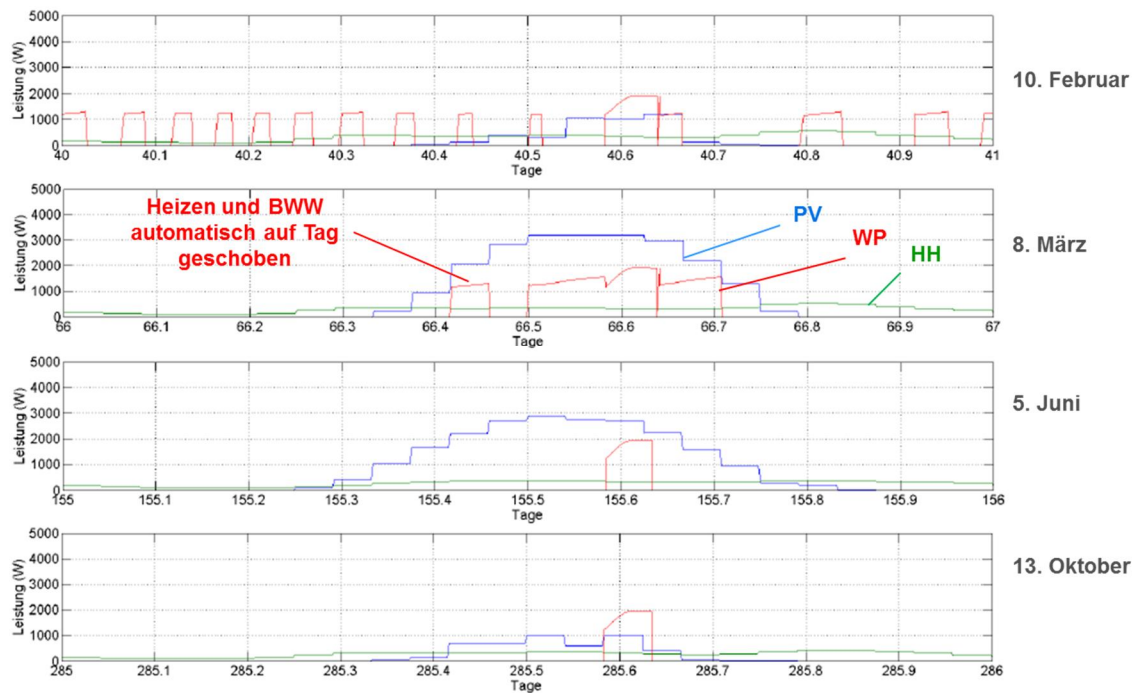


Abbildung 51 - Leistungsdiagramme SFH45 mit Optimierung nach SG-Ready (3c)

Ergebnisse - Vergleich der Regelstrategien

Folgend werden die Resultate von allen Regelstrategien miteinander verglichen für eine mittlere PV-Anlage mit 15 kWp und alle drei Gebäudetypen SFH100, SFH45 und SFH15. Die Resultate der kleinen PV-Anlage mit 5 kWp sowie der grossen PV-Anlage mit 25 kWp befinden sich im Anhang B.

Preisstruktur 2015 (heute)

Zunächst wird die Preisstruktur des Szenarios 2015. Abbildung 52 zeigt die Resultate für das Gebäude SFH100. Die Kosteneinsparungen werden gegenüber dem Standard-Regler (1) angegeben. Es ist sofort ersichtlich, dass die automatische Optimierung gegenüber der manuellen Optimierung eine klare Steigerung aller Kennzahlen bringt. Insbesondere ist die Kosteneinsparung massiv höher, da der tiefe Preis während den PV-Produktionszeiten gezielt genutzt wird. Beim externen Zweipunktregler (3a) ist die jährliche Kostenersparnis mit CHF 150.- am höchsten. Bei der manuellen Optimierung mit festen Zeitprogrammen wird die Wärmepumpe auch dann mittags betrieben, wenn keine PV-Produktion stattfindet. Der Strom muss dann im Hochtarif vom Netz bezogen werden. Auch der Autarkiegrad kann mit automatischer Optimierung klar gesteigert werden, am höchsten ist er mit 50% bei der Regelstrategie SG-Ready (3c). Die Eigenverbrauchsquote ist ebenfalls beim Regler (3c) mit knapp 30% am höchsten. Im Vergleich zum natürlichen Eigenverbrauch von ca. 10% des Standard-Reglers (1) ist das immerhin eine Verdreifachung. Generell sind die Eigenverbrauchsquoten jedoch relativ tief. Dies ist darauf zurückzuführen, dass nur die Wärmepumpe optimiert wurde. Falls noch weitere Haushaltgeräte oder ein Elektromobil zur Verfügung stehen, kann diese gesteigert werden.

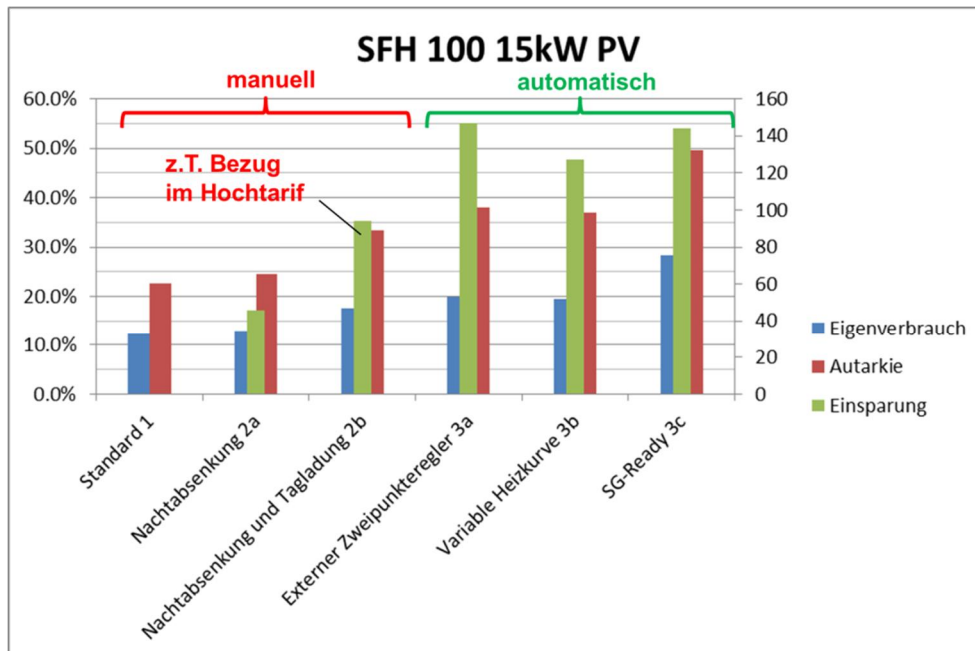


Abbildung 52: Jahres-Resultate für die Eigenverbrauchsquote (%), den Autarkiegrad (%) und die Kosteneinsparung (CHF) für das Gebäude SFH100 mit einer 15kWp-PV-Anlage, Szenario 2015

Abbildung 53 zeigt die Resultate für das Gebäude SFH45. Im Vergleich zum SFH100 fällt der Autarkiegrad generell höher aus, da der Wärmebedarf des Gebäudes kleiner ist. Der maximale Wert von 60% wird hier mit automatischer Optimierung über eine variable Heizkurve (3b) erzielt. Die Eigenverbrauchsquoten sind generell etwas kleiner als beim SFH100.

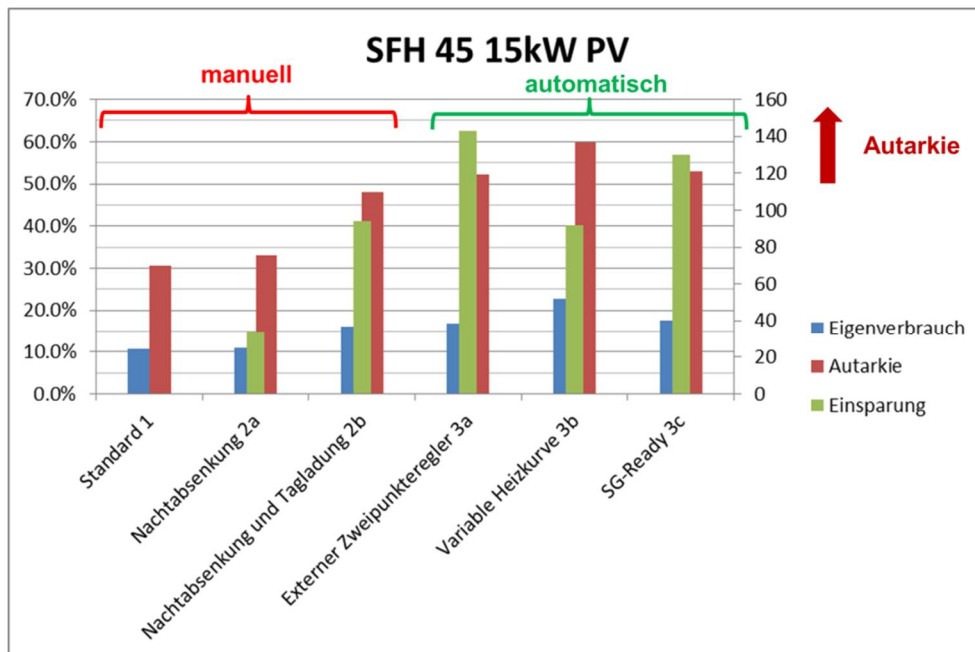


Abbildung 53: Jahres-Resultate für das Gebäude SFH45 mit 15 kWp-PV-Anlage, Szenario 2015

Abbildung 54 zeigt die Resultate für das Gebäude SFH15. Wegen dem kleinen Wärmebedarf ist der Autarkiegrad nun generell am höchsten und kann mit automatischer Optimierung bis knapp 65% gesteigert werden. Die Kostenersparnis ist jedoch wesentlich tiefer als bei den anderen Gebäuden. Hier wird maximal CHF 95.- eingespart (3a) im Vergleich zu den CHF 160.- beim SFH100. Andererseits kann mit einer manuellen Optimierung bereits CHF 75.- eingespart werden (2b). Bei sehr gut isolierten Gebäuden ist eine regelungstechnische Optimierung also weniger interessant als bei schlechter isolierten Gebäuden.

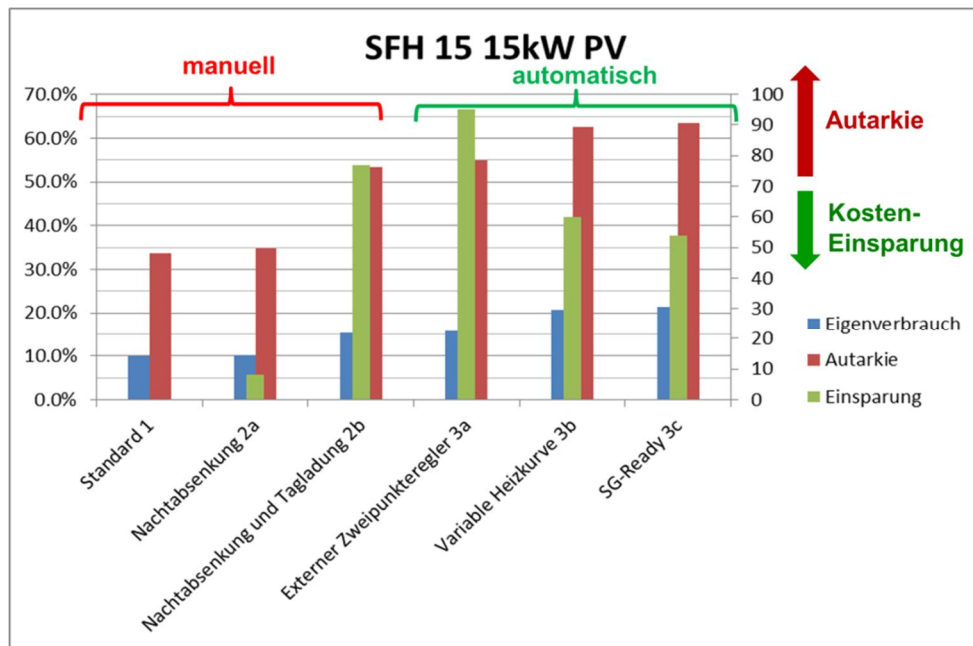


Abbildung 54: Jahres-Resultate für das Gebäude SFH15 mit 15 kWp-PV-Anlage, Szenario 2015

Abbildung 55 zeigt die Jahresarbeitszahl (JAZ) und die Eigenverbrauchsquote (%) der drei Gebäude für die mittlere PV-Anlage mit 15 kWp. Die Resultate für die anderen PV-Anlagen sind im Anhang C dargestellt.

Für das SFH45 ist ein klarer Trend ersichtlich. Mit zunehmender Eigenverbrauchsquote nimmt die Jahresarbeitszahl leicht ab. Die Effizienz des Systems kann also unter der Eigenverbrauchsoptimierung leiden. Der Grund liegt in den forcierten Temperaturerhebungen der Speicher, welche bei variabler Heizkurve (3b) und SG-Ready (3c) ausgeprägt sind. Je stärker die Temperaturerhebungen sind, desto grösser ist die Abnahme der Effizienz bei Wärmepumpen. Hier ist der Effekt vertretbar, da die JAZ nur um 0.2 Punkte von 4.4 auf 4.2 abnimmt. Andererseits wird die Eigenverbrauchsquote von 10% auf 25% gesteigert.

Vor zu starken Temperaturerhebungen sei hier allerdings gewarnt. Die Jahresarbeitszahl kann massiv sinken. Noch problematischer sind elektrische Direktheizungen für Boiler, welche heute wieder auf den Markt kommen, um den Eigenverbrauch zu steigern. Die Arbeitszahl solcher Systeme liegt höchstens bei 1.

Im Diagramm liegen die JAZ-Zahlen beim SFH100 erwartungsgemäss tiefer. Auch beim SFH15 liegen sie tiefer, da hier die Brauchwarmwasser-Erwärmung stark ins Gewicht fällt (JAZ inkl. Brauchwarmwasser).

Das höchste Potential zur Eigenverbrauchsoptimierung liegt beim SFH100. Hier ist fast eine Verdreifachung möglich.

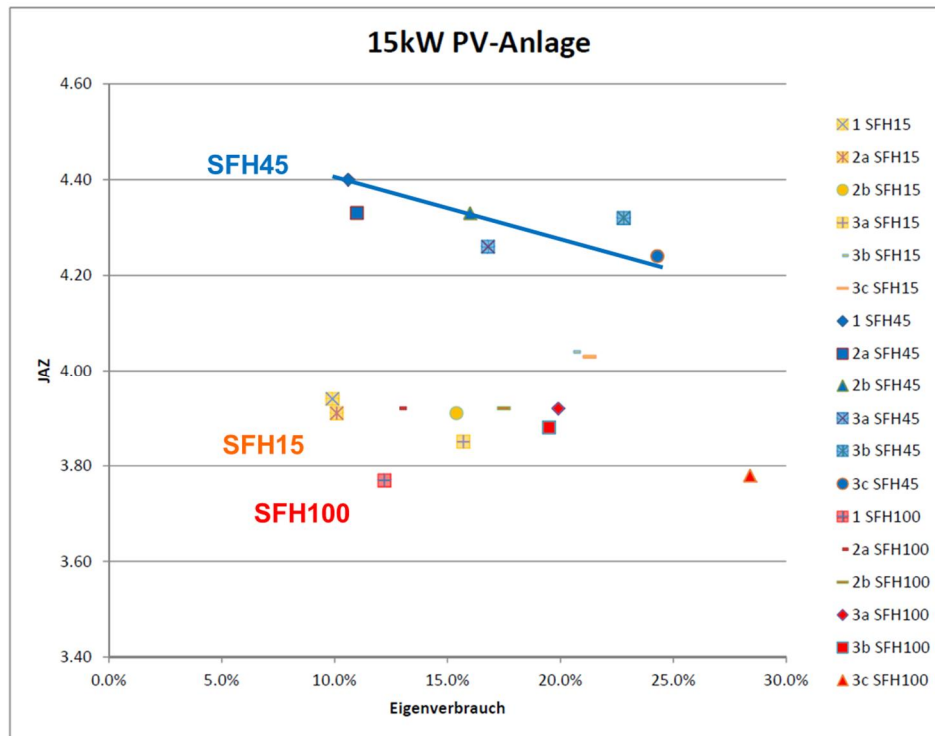


Abbildung 55: Jahresarbeitszahl (JAZ) vs. Eigenverbrauchsquote (%) der drei Gebäude SFH100, SFH45 und SFH15 für die mittlere PV-Anlage mit 15 kWp.

Abbildung 56 zeigt die absoluten Jahreskosten (CHF/a) berechnet nach (4) und den Autarkiegrad (%) der drei Gebäude und die mittlere PV-Anlage mit 15 kWp. Die Resultate für die anderen PV-Anlagen sind im Anhang C dargestellt.

Auch hier ist beim SFH100 ein klarer Trend ersichtlich. Mit zunehmendem Autarkiegrad sinken die Kosten. Es ist also bereits mit heutigen Tarifen (Untersiggenthal, 2015) ein positiver Effekt zwischen Autarkiesteigerung und Kosteneinsparung zu erkennen. Das Potential liegt wie bereits erwähnt bei ca. CHF 150.-. Beim SFH45 und SFH15 resultieren sogar negative Kosten, d.h. der Eigentümer bekommt Ende Jahr eine Vergütung des Elektrizitätswerkes, da er mehr einspeist, als er bezieht. Dies trotz der tiefen Einspeisepreise. Die Vergütung bewegt sich auch in der Grössenordnung von CHF 150.-. Selbstverständlich ist das Niveau der Vergütung abhängig von der PV-Anlagengrösse. Dazu sei auf die Diagramme im Anhang C verwiesen.

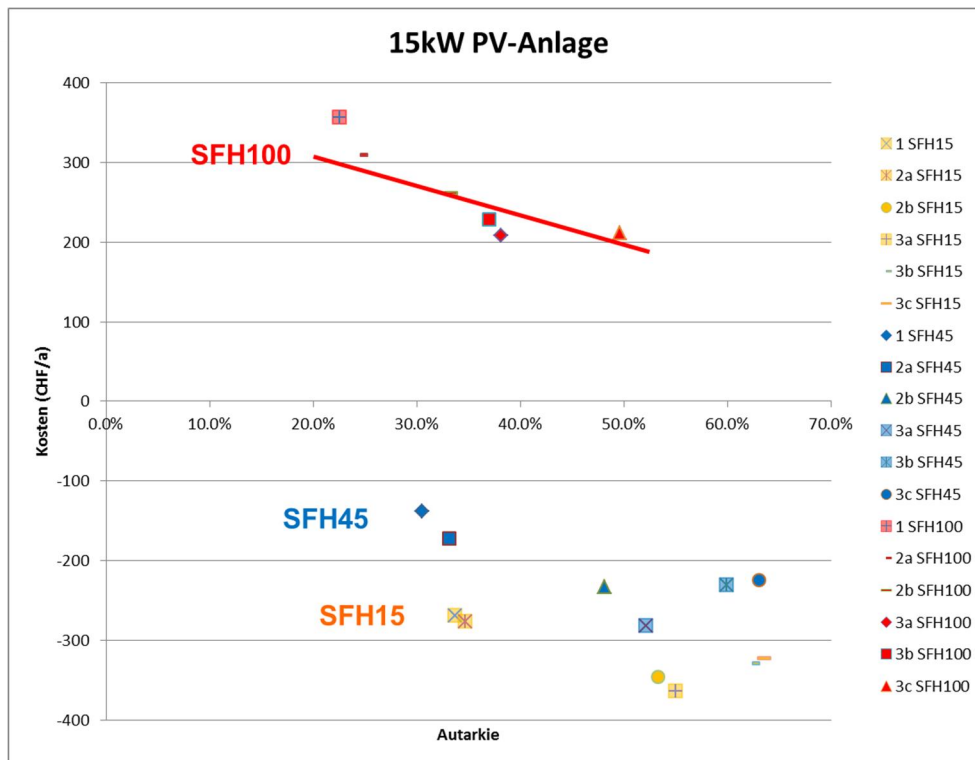


Abbildung 56: Absolute Jahreskosten (CHF/a) vs. Autarkiegrad (%) der drei Gebäude SFH100, SFH45 und SFH15 für die mittlere PV-Anlage mit 15 kWp, Szenario 2015

Preisstruktur 2035

Folgend wird nun eine zukünftige Preisstruktur 2035 betrachtet. Bei dieser Preisstruktur fallen die tiefen Nachttarife weg. Zudem ist das Preisniveau höher.

Abbildung 57 zeigt die Jahres-Resultate für die Eigenverbrauchsquote (%), den Autarkiegrad (%) und die Kosteneinsparung (CHF) für das Gebäude SFH100 mit einer 15kWp-PV-Anlage. Da die Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade gegenüber der Preisstruktur 2015 unverändert bleiben (gleiche Regelalgorithmen), werden folgend nur die Kosten diskutiert.

Gegenüber der Preisstruktur von 2015 kann die maximale Kosteneinsparung für den Regler (3a) von CHF 150.- auf CHF 210.- gesteigert werden. Die Kosteneinsparungen sind generell höher, da es sich nun lohnt, die Geräte am Tag zu betreiben. Auch bei der manuellen Optimierung (2b) ist nun eine Steigerung von CHF 95.- auf CHF 160.- möglich.

Es kann also bereits aus diesen Resultaten gefolgert werden, dass eine Aufhebung des tiefen Nachttarifs einen klaren Anreiz zur Eigenverbrauchsoptimierung liefern würde.

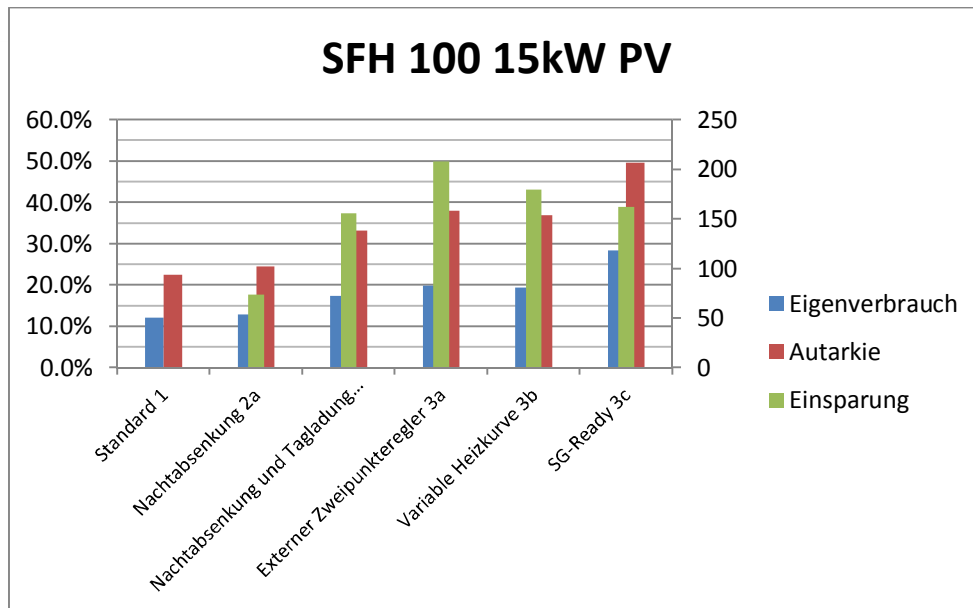


Abbildung 57: Jahres-Resultate für die Eigenverbrauchsquote (%), den Autarkiegrad (%) und die Kosteneinsparung (CHF) für das Gebäude SFH100 mit einer 15kWp-PV-Anlage, Szenario 2035

In Abbildung 58 sind die Resultate für das SFH45 mit der gleichen Preisstruktur 2035 dargestellt. Gegenüber dem SFH100 liegen die Kosteneinsparungen in einer ähnlichen Grössenordnung, allerdings mit unterschiedlichen Resultaten für die einzelnen Regelalgorithmen. Die variable Heizkurve (3b) schneidet hier bezüglich Kosteneinsparung wesentlich schlechter ab, obwohl der Autarkiegrad hoch ist. Der Grund liegt darin, dass bei diesem Regler überdurchschnittlich viele Heizzyklen auftreten. Diese liegen zwar innerhalb der PV-Produktion, vermindern aber die eingespeiste Energiemenge und damit die vergüteten Kosten. Dieses Beispiel zeigt auf, dass eine Autarkiesteigerung nicht zwingend zu einer Kostenreduktion führen muss.

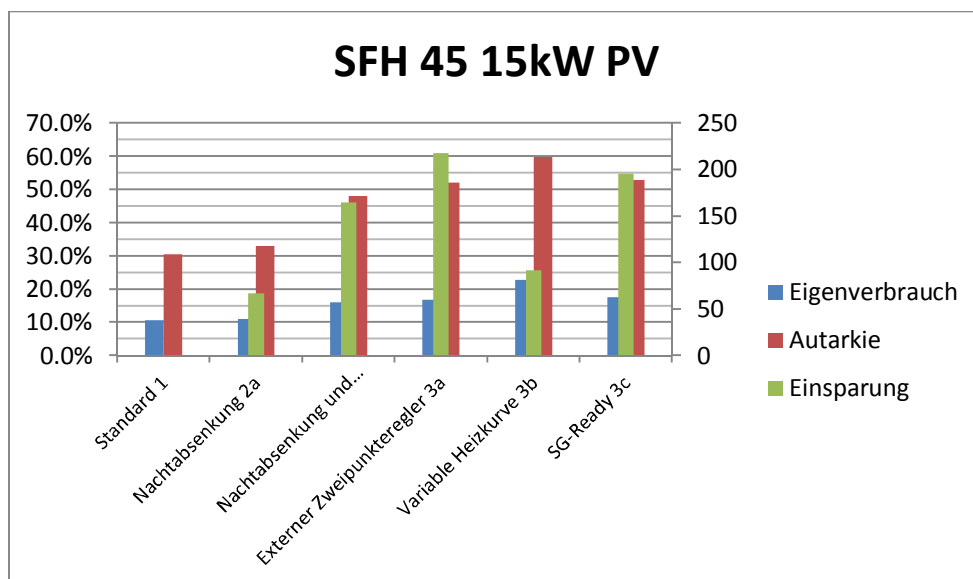


Abbildung 58: Jahres-Resultate für die Eigenverbrauchsquote (%), den Autarkiegrad (%) und die Kosteneinsparung (CHF) für das Gebäude SFH45 mit einer 15kWp-PV-Anlage, Szenario 2035

In Abbildung 59 sind die Resultate für das SFH15 mit der gleichen Preisstruktur 2035 dargestellt. Die Kosteneinsparungen liegen hier generell tiefer (maximal CHF 140.-). Hier fällt auf, wie die Regler mit variabler Heizkurve (3b) und SG-Ready (3c) bezüglich Kosteneinsparung wesentlich schlechter abschneiden als der einfachere externe Zweipunktreger (3a). Die Anhebung der Temperaturen hat offensichtlich einen negativen Effekt auf die Kosten.

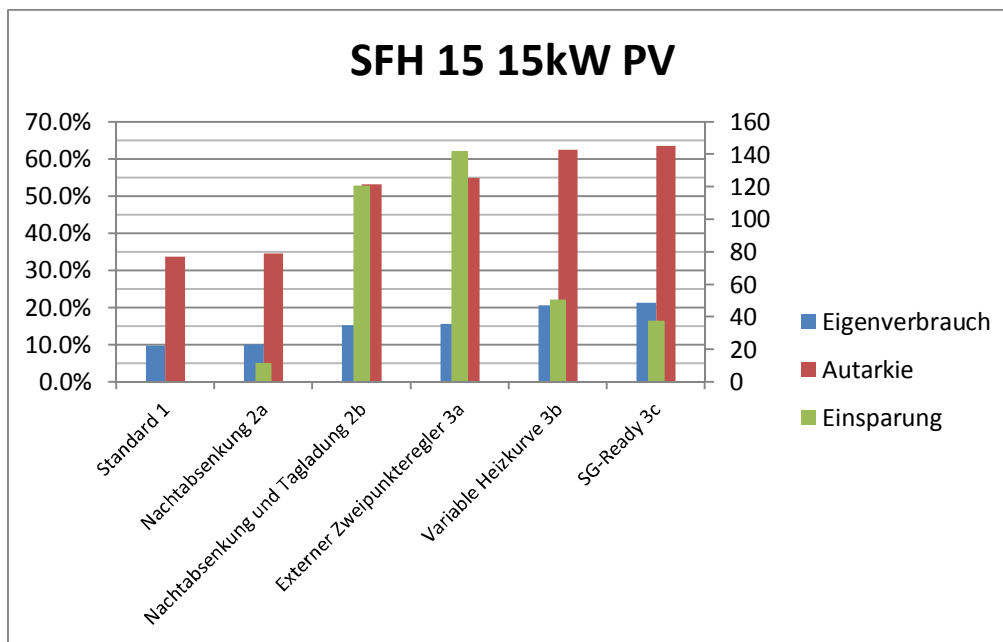


Abbildung 59: Jahres-Resultate für die Eigenverbrauchsquote (%), den Autarkiegrad (%) und die Kosteneinsparung (CHF) für das Gebäude SFH15 mit einer 15kWp-PV-Anlage, Szenario 2035

Abbildung 60 zeigt die absoluten jährlichen Kosten und den Autarkiegrad der drei Gebäude für die mittlere PV-Anlage mit 15 kWp und die Preisstruktur 2035. Die Resultate für die anderen PV-Anlagen sind im Anhang C dargestellt.

Auffällig sind die negativen Kosten für alle drei Gebäude. Aufgrund des relativ hohen Überschusses im Sommer und der generell höheren Preise fallen auch die Vergütungen Ende Jahr wesentlich höher aus. Neben dem erhöhten Anreiz zum Eigenverbrauch ist also auch ein erhöhter Anreiz zum Bau einer PV-Anlage zu erkennen. Bei Netto-Vergütungen im Bereich von CHF 1'000..1'200 pro Jahr amortisiert sich der Bau einer PV-Anlage in vernünftiger Zeit.

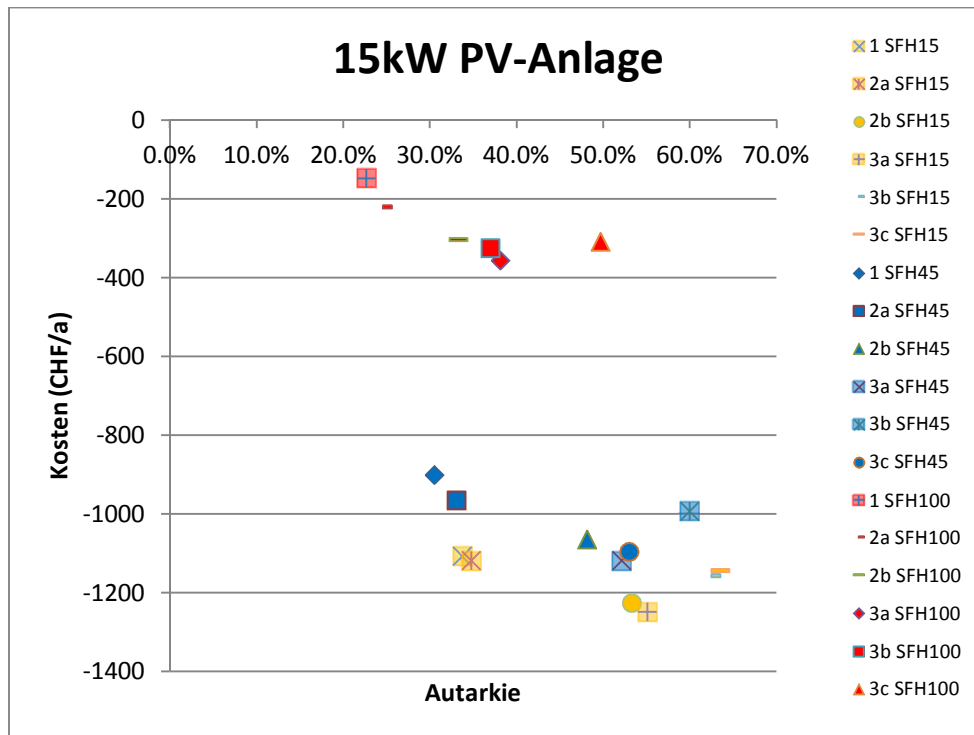


Abbildung 60: Absolute jährlichen Kosten (CHF/a) und Autarkiegrad (%) der drei Gebäude SFH100, SFH45 und SFH15 für die mittlere PV-Anlage mit 15 kWp und die Preisstruktur 2035

Da der Regler (3a) ohne Temperaturanhebung bezüglich Kosteneinsparung gegenüber (3b) und (3c) mit Temperaturanhebung generell besser abschneidet, wird für die folgenden Betrachtungen nur noch dieser Regler aus der Gruppe der automatischen Optimierung betrachtet.

Auch für die Gruppe der manuellen Optimierung wird folgend nur noch der Regler (2b) mit BWW-Tagladung betrachtet, da dieser eine wesentlich höhere Kosteneinsparung hat als der Regler (2a) ohne BWW-Tagladung.

Preisstruktur 2050

Folgend wird die zukünftige Preisstruktur 2050 betrachtet. Diese Preisstruktur basiert auf variablen Tarifen mit tiefen Einspeisepreisen um die Mittagszeit und hohen Bezugspreisen am Abend sowie höheren Preisen im Winter. Das Preisniveau ist ähnlich wie beim Szenario 2035.

Abbildung 61 zeigt die Jahres-Resultate für das Gebäude SFH100 mit einer 15kWp-PV-Anlage. Hier werden nur noch die 3 wichtigsten Regelstrategien Standard (1), manuell optimiert durch Nachtabsenkung und BWW-Tagladung (2b) und externer Zweipunktregler (3a) betrachtet.

Die Kosteneinsparungen konnten gegenüber der Preisstruktur nochmals massiv gesteigert werden. Beim Regler (3a) mit automatischer Optimierung konnte die Einsparung von CHF 210.- auf CHF 300.- gesteigert werden. Auch für den Regler (2b) mit manueller Optimierung resultiert eine Steigerung von CHF 160.- auf CHF 260.-.

Ein Anreiz zur Erhöhung der Autarkie ist bei variablen Tarifen nach dem Szenario 2050 gegenüber den anderen Szenarien also nochmals verstärkt.

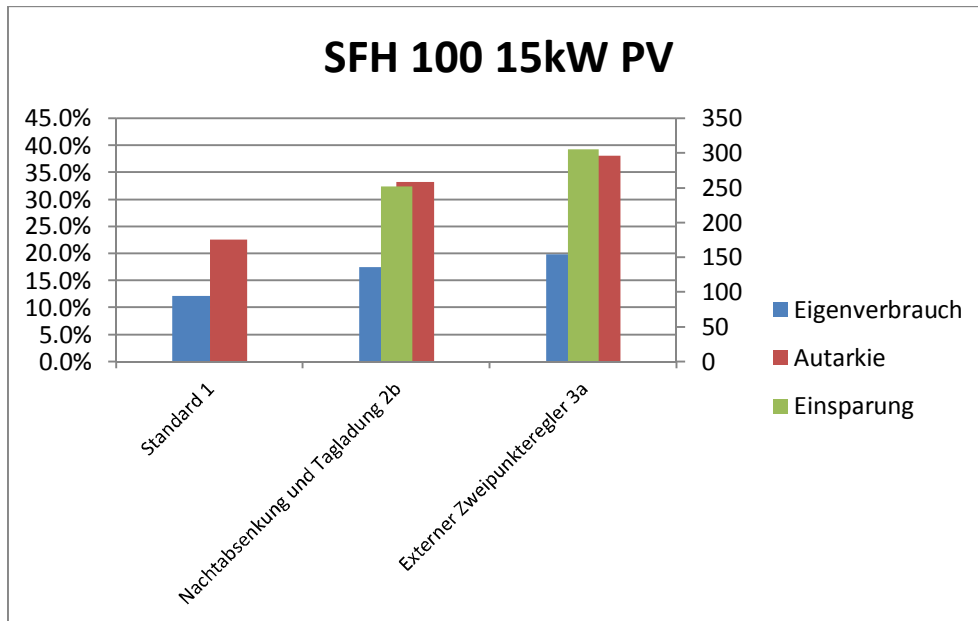


Abbildung 61: Jahres-Resultate für die Eigenverbrauchsquote (%), den Autarkiegrad (%) und die Kosteneinsparung (CHF) für das Gebäude SFH100 mit einer 15kWp-PV-Anlage und Preisstruktur 2050

Abbildung 62 zeigt die Jahres-Resultate für das Gebäude SFH45. Hier liegt für den Regler (3a) nochmals eine leichte Steigerung der Kosteneinsparung von CHF 300.- auf CHF 320.- drin. Der Grund ist eine etwas bessere Abstimmung von PV-Anlage auf Verbrauch.

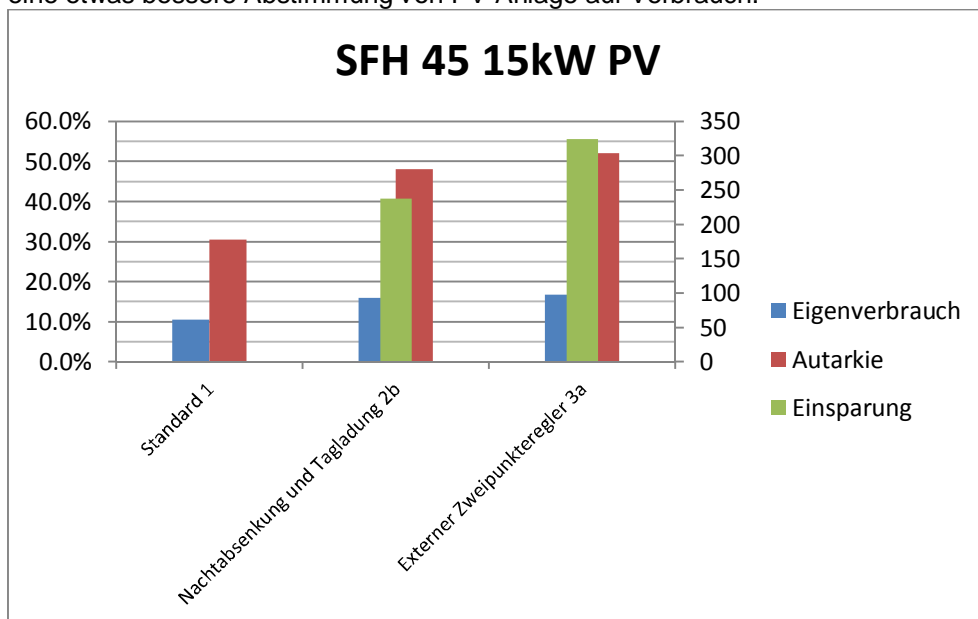


Abbildung 62: Jahres-Resultate für die Eigenverbrauchsquote (%), den Autarkiegrad (%) und die Kosteneinsparung (CHF) für das Gebäude SFH45 mit einer 15kWp-PV-Anlage und der Preisstruktur 2050

Abbildung 63 zeigt die Jahres-Resultate für das Gebäude SFH15. Wie bei den früheren Preiszenarien ist auch hier das Potential zur Kosteneinsparung beim SFH15 am geringsten. Der Grund ist ein generell tiefer Verbrauch. Die PV-Anlage könnte demnach wesentlich kleiner dimensioniert werden.

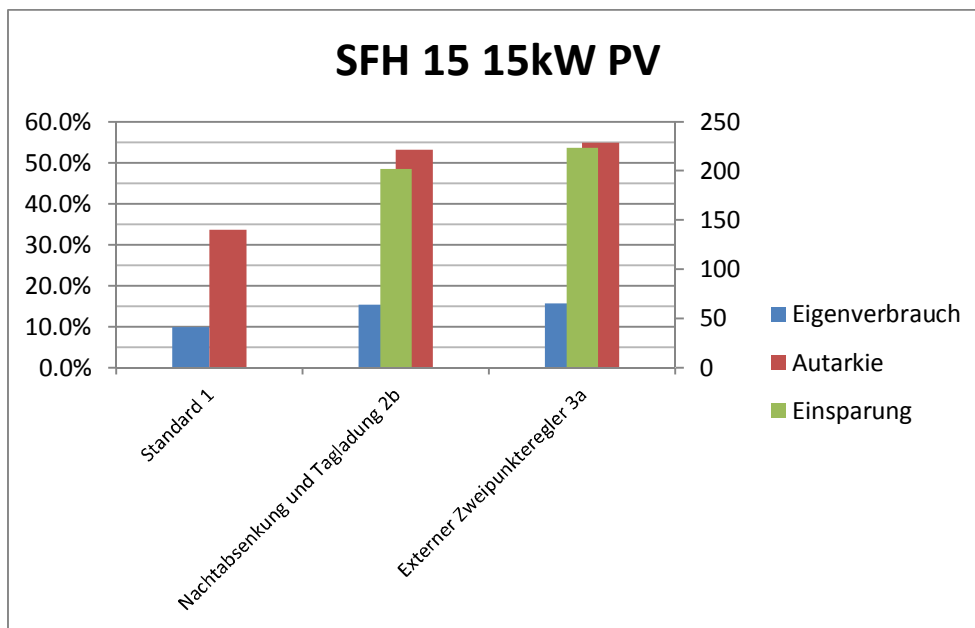


Abbildung 63: Jahres-Resultate für die Eigenverbrauchsquote (%), den Autarkiegrad (%) und die Kosteneinsparung (CHF) für das Gebäude SFH15 mit einer 15kWp-PV-Anlage und der Preisstruktur 2050

Abbildung 64 zeigt die absoluten jährlichen Kosten und den Autarkiegrad der drei Gebäude für die mittlere PV-Anlage mit 15 kWp und die Preisstruktur 2050. Die Resultate für die anderen PV-Anlagen sind im Anhang C dargestellt.

Auffallend ist, dass die absoluten Jahreskosten im Gegensatz zum Szenario 2035 höher sind bzw. für das SFH100 wieder positive Werte annehmen. Dies ist aufgrund der variablen Tarife mit höheren Kosten im Winter zu begründen. Der saisonale Effekt kann durch Eigenverbrauchsoptimierung selbstverständlich nicht kompensiert werden. Die Eigenverbrauchsoptimierung kann nur innerhalb eines Tages die Kosten optimieren. Auch die Speicherwirkung reicht nur über wenige Tage (je nach Isolationsgrad und Gebäudemasse).

Im Szenario 2050 werden die kleinen Verbraucher ca. in der gleichen Grössenordnung vergütet (CHF -600) wie die grösseren Verbraucher bezahlen müssen (CHF +600). Damit können die Vergütungen gesamtwirtschaftlich gedeckt werden.

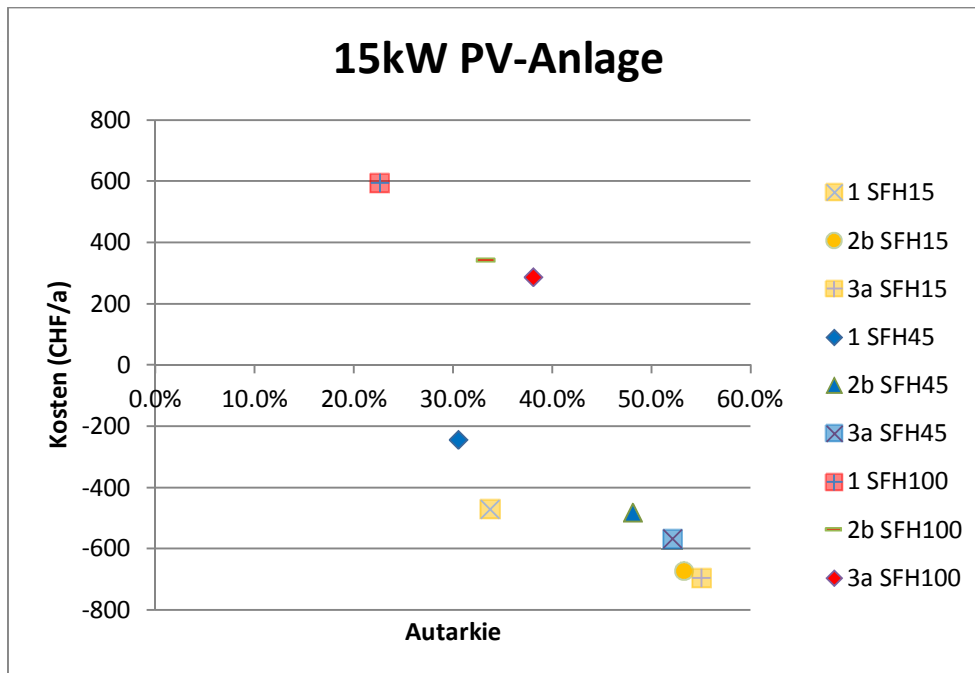


Abbildung 64: Absolute jährlichen Kosten (CHF/a) vs. Autarkiegrad (%) der drei Gebäude SFH100, SFH45 und SFH15 für die mittlere PV-Anlage mit 15 kWp und die Preisstruktur 2050

Realisierung

Parallel zum BFE-Projekt wurde ein Retrofit-System entwickelt, welches in bestehende Gebäude eingebaut wurde.

Installation und Software

Das System besteht aus den Komponenten gemäss Abbildung 65. Es werden Energiezähler mit einer Momentan-Leistungsmessung für die Produktion und grösseren Verbraucher eingebaut. Bei den Verbrauchern wird zwischen geschalteten und nicht geschalteten Geräten unterschieden. Die grösseren Verbraucher wie Wärmepumpe und Brauchwarmwasser-Erwärmer werden über vorhandene Steuersignale geschaltet (EW-Sperrsignale), während die kleineren Verbraucher direkt über Leistungsrelais geschaltet werden. Damit können alle auf dem Markt verfügbaren Geräte eingebunden werden. Zur Erfassung des Raumkomforts werden Temperaturfühler eingebaut. Die Daten werden auf einem PC visualisiert.

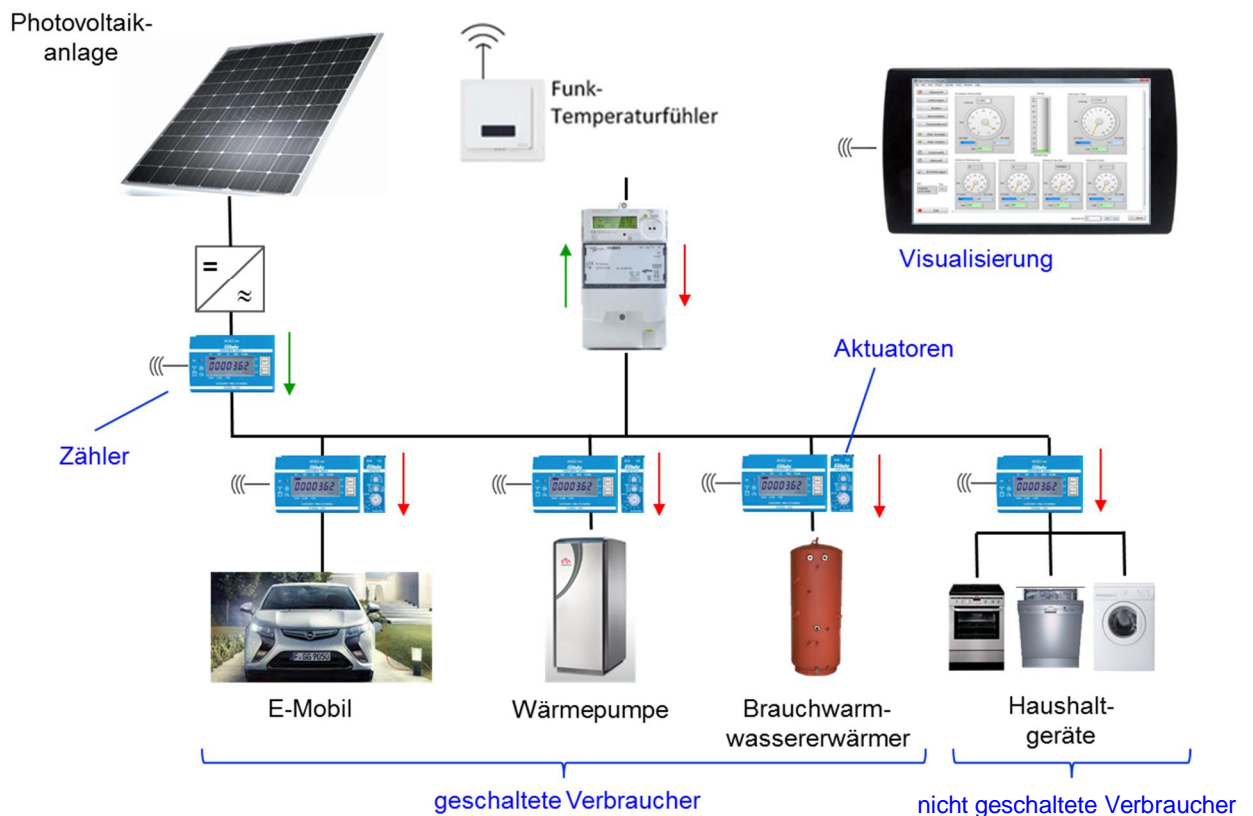


Abbildung 65: Beispiel einer Retrofit-Installation.

Die Visualisierung zeigt dem Benutzer für jedes Gerät die momentane Leistung, den täglichen Energieverbrauch, die Kosten, sowie die Kennzahlen Autarkiegrad, Eigenverbrauchsquote und die aktuelle Netzbilanz (Abbildung 66).

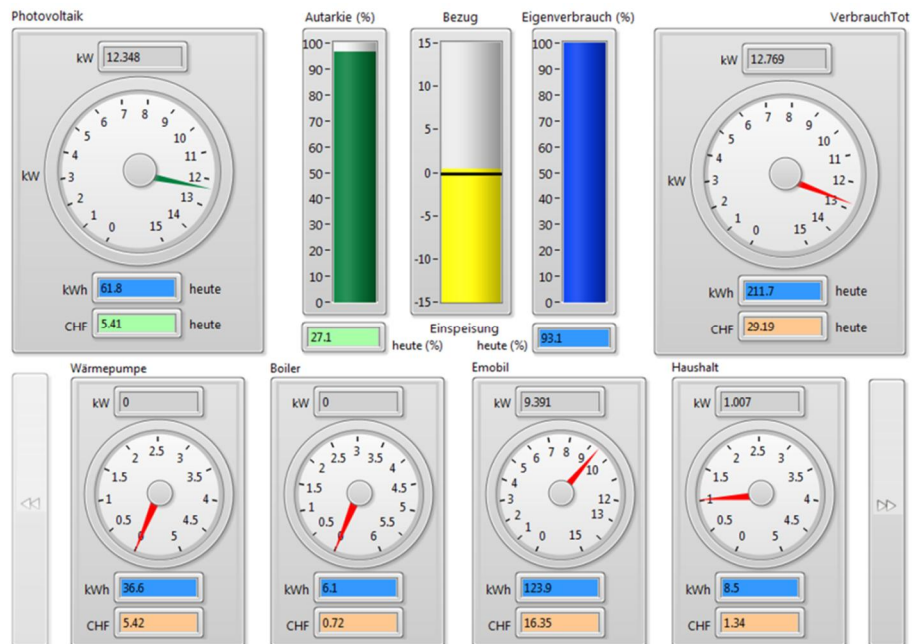


Abbildung 66: Darstellung der aktuellen Leistung (kW), des täglichen Energieverbrauchs (kWh) und der Kosten (CHF) für alle Geräte. Oben Mitte: Darstellung des momentanen Autarkiegrades (% grün), der Eigenverbrauchsquote (% blau) und der Netzbilanz (Bezug/Einspeisung, gelb).

Zudem werden die Leistungsverläufe für die Produktion und die einzelnen Verbraucher sowie die aktuelle Netzbelastung aufgezeichnet (Abbildung 67).

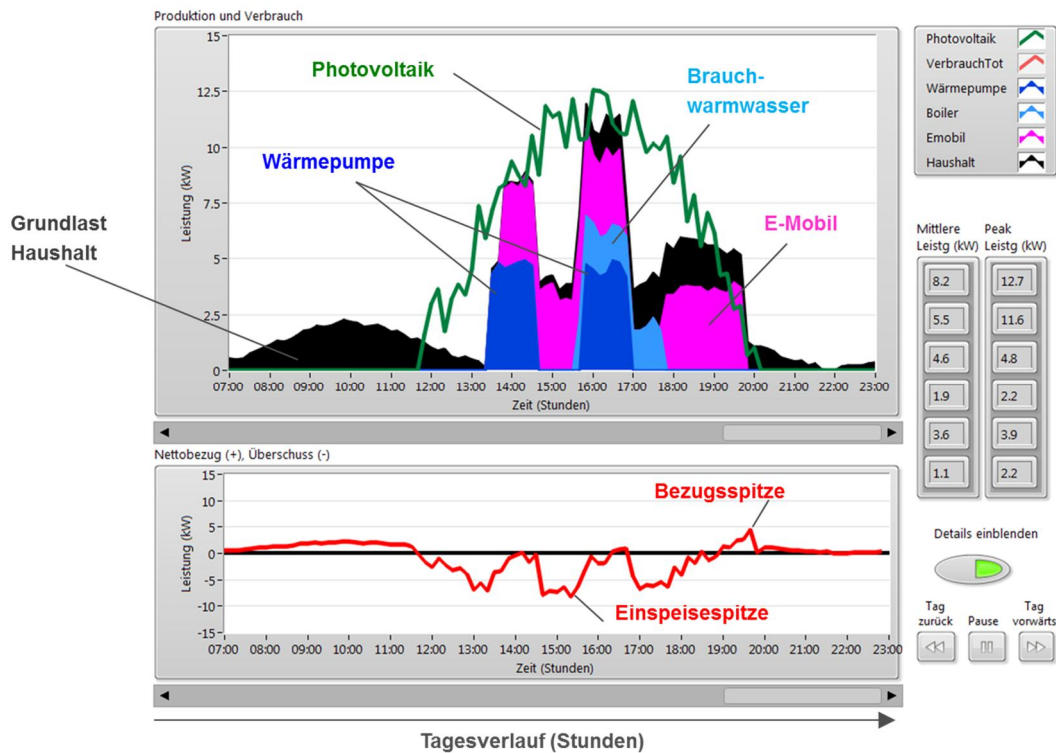


Abbildung 67: Oben: Visualisierung der Leistungsverläufe (hier sind Photovoltaikanlage, Wärmepumpe, Brauchwarmwasser und Elektromobil eigenverbrauchsoptimiert betrieben, restlicher Haushalt nicht optimiert). Unten: Visualisierung der resultierenden Netzbelastung.

Die Regelalgorithmen wurden für die Praxis weiterentwickelt. Abbildung 68 zeigt die Eigenverbrauchsoptimierung über den externen Zweipunktregler (Deckungsgradregler) am Beispiel der Wärmepumpe. Der Benutzer kann den gewünschten Komfort über obere und untere Raumtemperaturgrenzen vorgeben. Ein adaptiver Algorithmus berechnet die optimale Deckungsgradschwelle, bei welchem die Wärmepumpe eingeschaltet wird. Die Wärmepumpe wird bei genügend PV-Produktion oder tiefer Raumtemperatur betrieben.

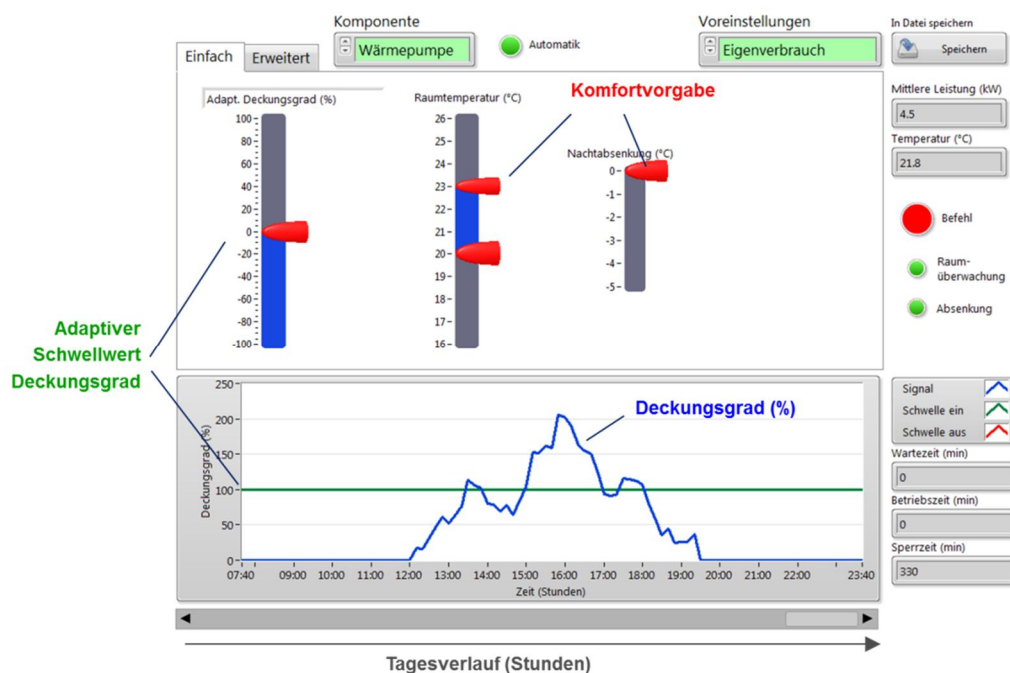


Abbildung 68: Eigenverbrauchsoptimierung über den Deckungsgrad (Deckungsgradregler) am Beispiel der Wärmepumpe. Oben: Vorgabe der Raumtemperatur und Beeinflussung der adaptiven Deckungsgradschwelle. Unten: Einschalten der Wärmepumpe, falls der aktuelle Deckungsgrad (blau) höher ist als die Deckungsgradschwelle (grün).

Abbildung 69 zeigt die Kostenoptimierung über einen variablen Preis am Beispiel der Wärmepumpe. Auch hier berechnet ein adaptiver Algorithmus die optimale Preis-Schwelle, unterhalb welcher die Wärmepumpe eingeschaltet wird. Im vorliegenden Beispiel wird die Wärmepumpe tagsüber bei genügend PV-Produktion und nachts zu Niedertarifzeiten betrieben.

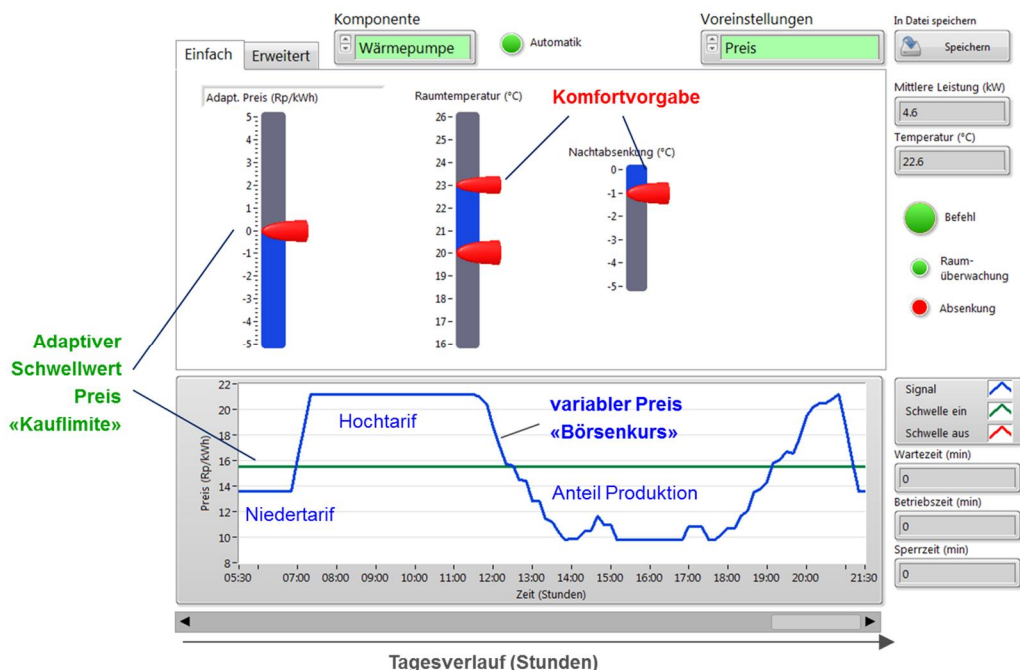


Abbildung 69: Kostenoptimierung über den Preis (Preisregler) am Beispiel der Wärmepumpe. Oben: Vorgabe der Raumtemperatur und Beeinflussung der adaptiven Preis-Schwelle. Unten: Einschalten der Wärmepumpe, falls der aktuelle Preis (blau) tiefer ist als die Preis-Schwelle (grün).

Gebäudedaten

Das Retrofit-System wurde im Verlauf des Jahres 2015 in ca. 10 Gebäuden installiert. Vier Installationen sind im Anhang F dokumentiert. Die Installationen decken einen breiten Bereich von Gebäuden ab, vom Altbau mit relativ hohem Verbrauch bis zum gut isolierten Neubau. Neben drei Einfamilienhäusern wurde auch ein Mehrfamilienhaus mit dem System ausgerüstet, siehe folgende Tabelle.

Gebäude-Installationen

Installation	Gebäude	WP	BWW	PV	Emobil	HH geschaltet
Untersiggenthal	EFH Altbau teilsaniert	4.5 kWel	Thermische Solaranlage +elektrisch	3.3 kWp	Ja 1.9 kW 3.7 kW	Waschmaschine Geschirrspüler
Rudolfstetten	EFH Minergie	3 kWel	über WP + elektrisch	12.1 kWp	nein	Waschmaschine Tumbler
Muri	EFH Neubau	2.7 kWel	über WP Kombispeicher + elektrisch	8.6 kWp	nein	Waschmaschine Geschirrspüler
Bözen	MFH Altbau teilsaniert	Leistungs- variabel 2.5 kWel	Thermische Solaranlage +elektrisch	12 kWp Ost- West	Ja 3 kW	Waschmaschine Tumbler

WP = Wärmepumpe (Angabe der typischen elektrischen Aufnahmeleistung kWel)

BWW = Brauchwarmwasser-Erwärmung

PV = Photovoltaik (Angabe der Peak-Leistung in kWp)

Emobil = Elektromobil (typische Ladeleistung in kW, z.T. mehrere Ladestufen möglich)

HH geschaltet = geschaltete Haushaltgeräte (übrige Haushaltgeräte nicht geschaltet)

Leistungsverläufe

Folgende Abbildungen zeigen pro Installation je ein Beispiel für die Leistungsverläufe über einen ausgewählten Tag. Es wird die Momentan-Leistung in zeitlich hoher Auflösung dargestellt. Abbildung 70 zeigt die Daten für Untersiggenthal in der Übergangszeit (April). Das Gebäude ist mit einer relativ kleinen PV-Anlage (3.3 kWp) und grosser Wärmepumpe (4.5 kWel) ausgerüstet. Deshalb ist hier keine vollständige Deckung durch die PV-Anlage möglich. Trotzdem wird die Wärmepumpe während der PV-Produktionszeit freigegeben (Deckungsgradregler mit relativ tiefer Deckungsgradschwelle). Da die Wärmepumpe nicht forciert werden kann, taktet sie während der Freigabe aufgrund des internen Rücklauf-Reglers. Das Elektromobil wird bei der Ankunft ab 14:00 geladen, solange die PV-Produktion ausreicht. Hier kann ein Deckungsgrad von 100% gefahren werden. Das Elektromobil eignet sich sehr gut, um die "Verbrauchs-Lücken" der Wärmepumpen aufzufüllen. Auch im Sommer kann dank dem Elektromobil ein hoher Eigenverbrauch erreicht werden.

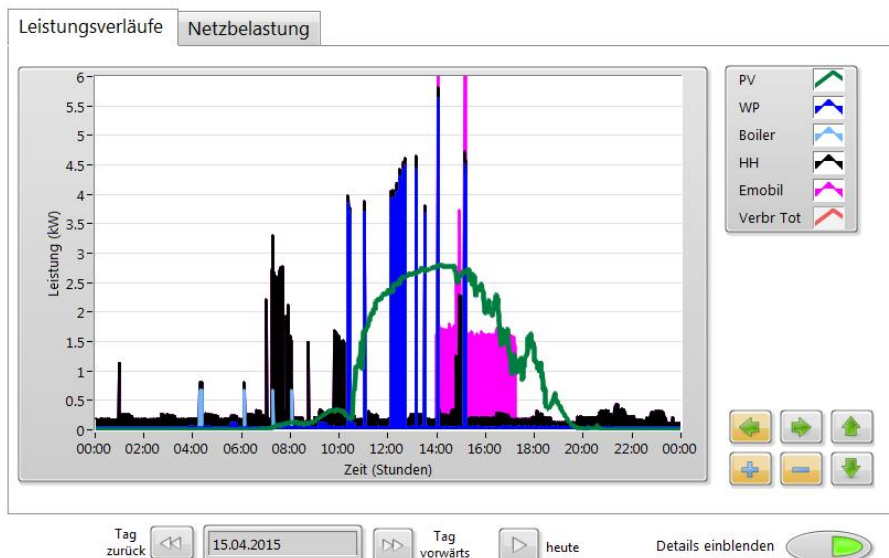


Abbildung 70: Untersiggenthal, 15.04.2015, Beispiel April-Tag mit viel Sonne, Wärmepumpe läuft nur während der PV-Produktionszeit, Laden des Elektromobils nach Ankunft 14:00 und Haushaltstrom-Spitze durch Backofen am Morgen (HH)

Abbildung 71 zeigt die Daten für Rudolfstetten ausserhalb der Heizsaison (August). Das Gebäude ist mit einer relativ grossen PV-Anlage (12.1 kWp) ausgerüstet. Zu dieser Jahreszeit kann nur die Warmwasser-Erwärmung durch die Wärmepumpe und die Waschmaschine zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzt werden. Ein grosser Überschuss wird ins Netz eingespeist. Trotzdem ist der Effekt der Eigenverbrauchsoptimierung deutlich. Es werden Deckungsgradregler mit 100%-Schwellen eingesetzt. Zusätzlich wurde eine Brauchwarmwasserladung in der Nacht konfiguriert (auf Wunsch des Eigentümers).

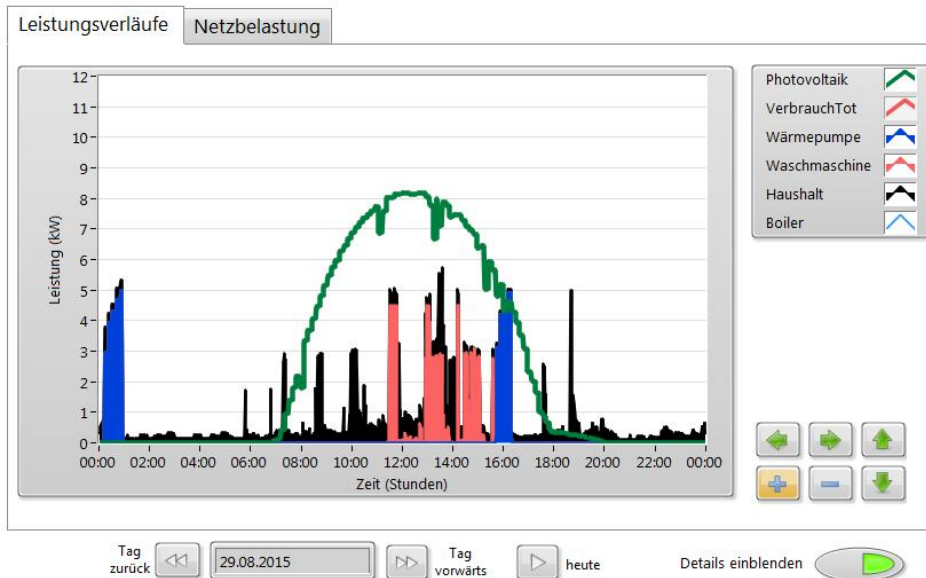


Abbildung 71: Rudolfstetten, 29.08.2015, Beispiel August-Tag mit sonnigem Wetter, Wärmepumpe läuft nur kurz zur Brauchwarmwasser-Erwärmung (Freigabe nachts und tags bei PV-Produktion), Waschmaschine läuft eigenverbrauchsgesteuert während der PV-Produktion.

Abbildung 72 zeigt die Daten für Muri innerhalb der Heizsaison (November). Das Gebäude ist gut isoliert und mit einer mittelgrossen PV-Anlage (8.6 kWp) ausgerüstet. Deshalb reicht es hier, wenn die Wärmepumpe während der PV-Produktionszeit betrieben wird. Hier wird mit einem relativ tiefen Deckungsgrad gearbeitet, damit die Wärmepumpe rechtzeitig einschaltet. Das Takten der Wärmepumpe kann nicht beeinflusst werden (diese wird nur freigegeben).

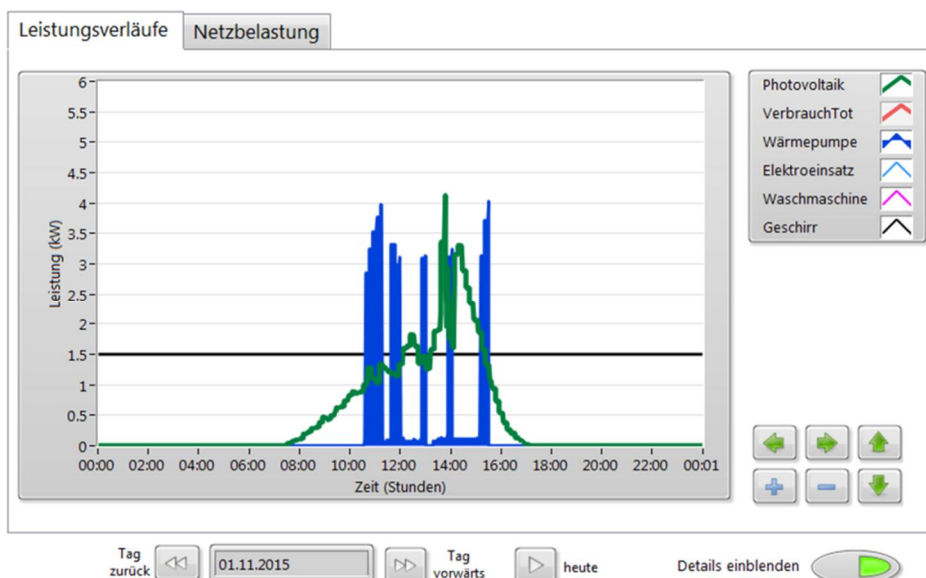


Abbildung 72: Muri, 1.11.2015. Wärmepumpe wird nur zur PV-Produktionszeit betrieben.

Abbildung 73 zeigt die Daten für Bözen innerhalb der Heizsaison (November). Das Mehrfamilienhaus hat einen relativ hohen Wärmebedarf und ist mit einer grossen PV-Anlage (12 kWp) ausgerüstet. Im Gegensatz zu den anderen Installationen wurde hier auf eine individuelle Messung der Verbraucher

verzichtet. Es werden nur die Produktion und der gesamte Verbrauch gemessen. Die Regelalgorithmen funktionieren trotzdem. Die Wärmepumpe ist leistungsgeregelt und läuft an diesem Tag auf der minimalen Heizleistung mit einer komfortbedingten Freigabe ab ca. 4:00. Die zusätzlichen Leistungspeaks werden durch die (nicht steuerbaren) Kochherde und die Brauchwarmwasser-Erwärmung verursacht. Zudem wird die Waschmaschine eigenverbrauchsoptimiert ab 14:00 angesteuert.

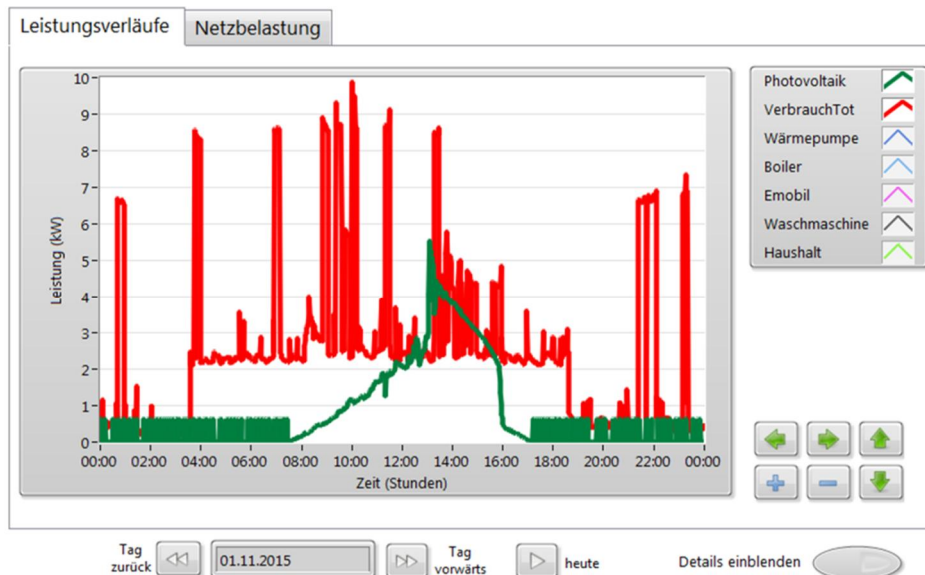


Abbildung 73: Bözen, 01.11.2015, Beispiel-Tag mit leichter Bewölkung bis 13:00. Eigenverbrauchsoptimierter Betrieb der Waschmaschine ab 13:00 bis 16:00. Wärmepumpe im Heizbetrieb ab ca. 04:00 bis 19:00, einzelne hohe Leistungs-Peaks für Kochherde und Brauchwasser-Erwärmung.

Weitere Beispiel-Tage sind im Anhang F dargestellt.

Statistische Auswertung

Interessant sind die jahreszeitlichen Verläufe der Kennzahlen, was folgend am Beispiel von Bözen gezeigt wird. In Abbildung 74 ist ein hoher täglicher Autarkiegrad im Sommer (50..70%) gegenüber einer hohen Eigenverbrauchsquote im Herbst (bis 100%) ersichtlich (Grafik oben). Im Sommer ist eine Überschusseinspeisung und im Herbst ein Netzbezug zu erkennen (Grafik Mitte). Der Gesamtverbrauch nimmt im Oktober/November durch die Heizsaison wesentlich zu (Grafik unten).



Abbildung 74: Energie-Statistik Bözen für die Beobachtungsperiode 19.6.-6.11.2015.

In Abbildung 75 sind die täglichen Kosten dargestellt. Die Einsparungen durch Eigenverbrauch betragen max. 5 CHF/Tag im Oktober/November, während im Sommer hohe Vergütungen bis CHF 10/Tag durch Überschusseinspeisung realisiert wurden (Grafik oben). Die Einsparungen durch den Betrieb im Niedertarif betragen bis CHF 3/Tag (Grafik Mitte). Die täglichen Energiekosten nehmen in der Heizsaison zu (Grafik unten).

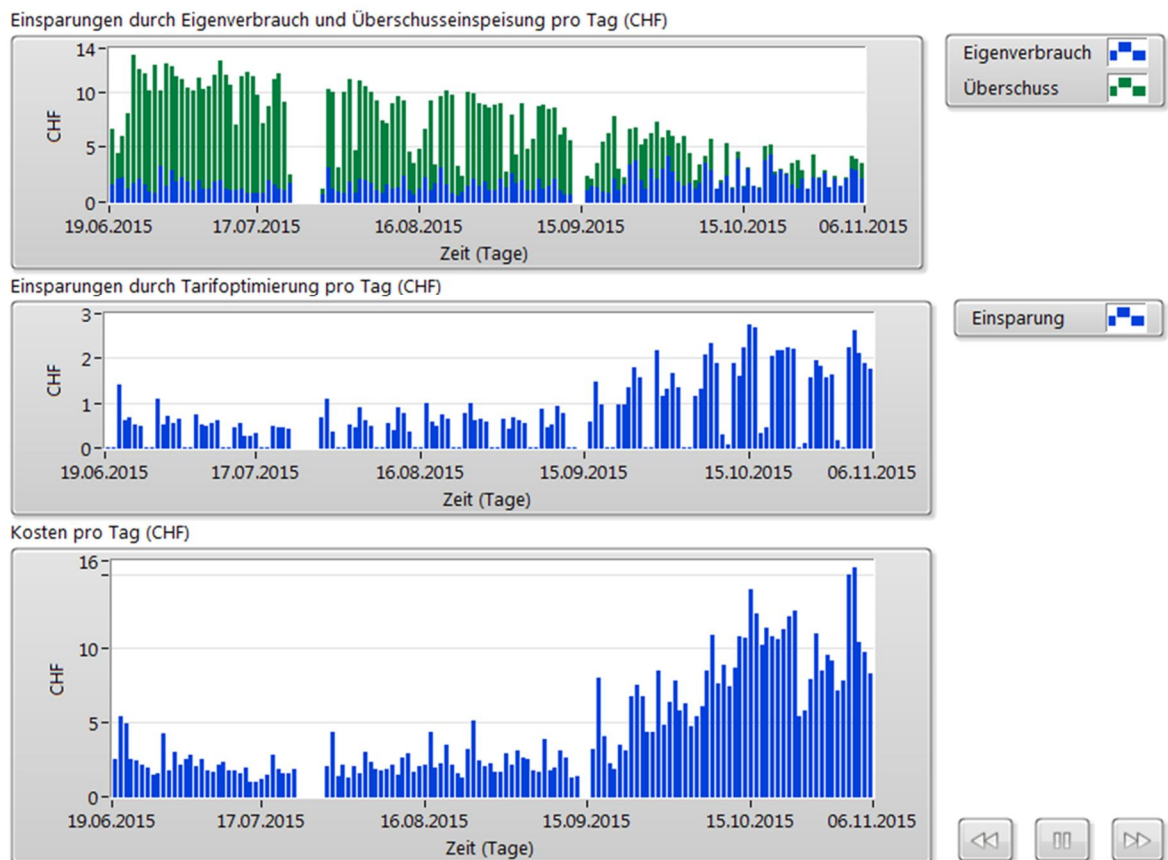


Abbildung 75: Kosten-Statistik Bözen für die Beobachtungsperiode 19.6.-6.11.2015.

Die Energie- und Kostenstatistiken der restlichen Installationen sind im Anhang F dargestellt.



Schlussfolgerungen

Seit der Einführung der Eigenverbrauchsregelung am 1. April 2014 sind die gesetzlichen und technischen Voraussetzungen für die lokale Optimierung gegeben. Dank stark abnehmender Einspeisepreise hat sich in letzter Zeit auch ein klarer Anreiz zur lokalen Verwendung des selbst erzeugten Stroms ergeben. Gegenüber dem Bezug aus dem Netz kann je nach Tarifstruktur > 50% der Stromkosten eingespart werden. Bereits frühere Projekte haben gezeigt, dass sich der Eigenverbrauch vor allem für grössere Verbraucher wie Wärmepumpen, Brauchwarmwasser-Erwärmer und Elektromobile lohnt.

Durch eine lokale Regelung von Wärmepumpe und Brauchwarmwasser-Erwärmung kann der Autarkiegrad verdoppelt werden. Gegenüber einer manuellen Optimierung über Zeitprogramme (Nachtabsenkung und Brauchwarmwasser-Erwärmung am Tag) kann mit einer automatischen Optimierung nochmals eine klare Steigerung festgestellt werden. Die automatische Optimierung hat den Vorteil, dass die Komponenten nur bei genügend PV-Produktion über den Tag betrieben werden. Somit kann ein Netzbezug zu Hochtarifzeiten vermieden werden.

Die Simulationsergebnisse zeigen ein Einsparpotential von ca. CHF 150.- pro Jahr bei einer heutigen Tarifstruktur für ein mittleres Einfamilienhaus mit Brauchwarmwassererwärmung. Bei sanierten Altbauten liegt das Optimierungspotential höher als bei Minergie-P-Bauten. Bei einer zukünftigen Tarifstruktur 2035 ohne Niedertarif in der Nacht zeigen sich Kosteneinsparungen bis CHF 210.-. Eine Aufhebung des Niedertarifs in der Nacht würde also einen zusätzlichen Anreiz schaffen, die Geräte am Tag zu Produktions-Spitzenzeiten zu betreiben. Bei einer variablen Tarifstruktur 2050 mit börsenabhängigen Preisen könnten gar Kosteneinsparungen in der Grössenordnung von CHF 300.- pro Jahr erfolgen.

Neben den Einsparungen wurden auch die absoluten Kosten bzw. Nettovergütungen über ein gesamtes Jahr betrachtet (zeitlich aufsummierte Strombezugskosten abzüglich Einspeisevergütungen). Bei heutigen Tarifstrukturen sind mit eigenverbrauchsoptimierten Systemen Nettovergütungen bis CHF 350.- pro Jahr möglich (15 kWp PV-Anlage, SFH15). Mit der Tarifstruktur 2035 steigen die Nettovergütungen bis 1200 CHF pro Jahr an, während sie mit der Tarifstruktur 2050 mit variablen Preisen wieder auf maximal 700 CHF pro Jahr sinken würden. Damit lassen sich PV-Anlagen mit Eigenverbrauchsoptimierung jedoch in vernünftiger Zeit amortisieren.

Das oben genannte Einsparpotential kann durch die Einbindung weiterer Verbraucher wie Elektromobile, Klima-/Kühlgeräte und grössere Haushaltgeräte noch wesentlich erhöht werden, da damit der Produktionsüberschuss im Sommer besser genutzt werden kann.

Mit der Eigenverbrauchsoptimierung wird das Stromnetz erheblich entlastet. Die Bezugs- und Einspeisespitzen können durch lokales Lastmanagement geglättet werden. Hier liegt das Interesse auch auf Seite des Netzbetreibers, in Zukunft entsprechende Anreize zu schaffen.

Die Steigerung des Eigenverbrauchs sollte nicht auf Kosten der Effizienz erfolgen. So ist bei zu starken Temperaturerhöhungen in den Speichern oder elektrischen Direktheizungen Vorsicht geboten, da die Jahresarbeitszahl sinkt. Auch die erhofften Kosteneinsparungen sind dann geringer.

Neben der Eigenverbrauchsoptimierung wurde auch eine Kostenoptimierung mit dem innovativen Ansatz eines variablen Preises untersucht, welcher sich aus dem Bezugs- und Einspeisepreis sowie der aktuellen lokalen Produktion berechnet (Preisregler). Mit demselben Algorithmus können in Zukunft variable Strompreise der Netzbetreiber verarbeitet werden.



In ca. 10 Installationen wurde die Machbarkeit der Eigenverbrauchsoptimierung in realen Gebäuden demonstriert. Es sind deutliche Steigerungen der Eigenverbrauchsquoten und Kosteneinsparungen ersichtlich. Mit dem entwickelten Retrofit-System können beliebige Wärmepumpen, Brauchwarmwasser-Erwärmer, Elektromobile und Haushaltgeräte eingebunden werden. Dank einer laufenden Überwachung der Raumtemperatur kann auch das Gebäude optimal als Speicher genutzt werden.

Ausblick

Leistungsgeregelte Wärmepumpe

Auf dem Markt werden vermehrt leistungsgeregelte Wärmepumpen angeboten. Die Verdichter sind im Teillastbereich optimiert und können mit variabler Drehzahl gefahren werden, womit die Heizleistung stetig an den Wärmebedarf angepasst werden kann. Dies führt bei korrekter Regelung und Einbindung zu einem Effizienzvorteil gegenüber getakteten Wärmepumpen, weil im Teillastbereich tiefere Vorlauftemperaturen gefahren werden können.

Leistungsgeregelte Wärmepumpen haben aber auch ein enormes Potential zur Eigenverbrauchsoptimierung, da die Leistung kontinuierlich an die aktuelle PV-Produktion angepasst werden kann. Die Lastkurve kann also wesentlich besser an die Produktionskurve angepasst werden als bei getakteten Wärmepumpen. Damit kann das Wechselspiel zwischen Netzbezug und -Einspeisung verringert werden, was den Autarkiegrad, das Eigenverbrauchsverhältnis sowie die Kosteneinsparungen erhöht.

Im Rahmen einer Voruntersuchung [51] wurden erste Simulationen mit leistungsgeregelten Wärmepumpen zur Eigenverbrauchsoptimierung durchgeführt, siehe Anhang E. Es wurden Eigenverbrauchsverhältnisse > 50% erreicht, was das grosse Potential aufzeigt. Die Regelalgorithmen müssten für die Praxis jedoch noch genauer untersucht und weiter entwickelt werden.

Elektrische Batterien

Aktuell kommen vermehrt Akkumulator-Systeme für den Hausbereich auf dem Markt, welche das Ziel haben, den Eigenverbrauch zu erhöhen. Speziell in Deutschland werden Akkumulator-Systeme finanziell gefördert. Deshalb bieten zahlreiche deutsche Hersteller solche Systeme an (z.B. SMA, Knubix), jedoch zu relativ hohen Kosten (ab CHF 10'000 für 10 kWh). Mit den heutigen Strompreisen (2015) amortisieren sich diese Systeme ohne Subventionen noch nicht. Dazu sei eine einfache Überlegung gemacht: Bei einem Preisunterschied von 15 Rp./kWh zwischen Einspeise- und Bezugstarif kann in 10 kWh CHF 1.50 gespeichert werden. Es müssten also ca. 7000 Lastzyklen gefahren werden, um die Investitionen zu amortisieren. Die Lebensdauer heutiger Batterien in obiger Preiskategorie weist aber eine wesentlich tiefere Anzahl Zyklen aus.

In naher Zukunft können die Preise von Batterien aber stark fallen. Erste Schritte werden vom amerikanischen Markt unternommen, dort werden Preise von \$ 3000 für 10 kWh versprochen (Tesla, ohne Installation). Bei diesem Preis wären Batterien bereits amortisierbar.

Die Batterie wird aber auch in ferner Zukunft teurer sein als das Managen der bereits vorhandenen thermischen Speicher in den Gebäuden. Thermisch können in einem Einfamilienhaus bis zu 90 kWh gespeichert werden, was einem elektrischen Speichervermögen von 30 kWh (COP 3), also 3 Tesla-Batterien entspricht. Im Gegensatz zu den Batterien sind thermische Speicher schon eingebaut und deshalb kostenlos. Auch bezüglich grauer Energie und Entsorgung sind die thermischen Speicher klar



im Vorteil.

Die Batterie wird die thermischen Speicher also nicht ersetzen, sondern ergänzen. Es kann in Zukunft interessant sein, eine kleine Batterie (10 kWh) einzusetzen, um den restlichen Überschuss bei einem bereits eigenverbrauchsoptimierten Wärmepumpenbetrieb elektrisch zu speichern. Abends können damit die Haushaltgeräte und das Licht gespeist werden. Es macht aber keinen Sinn, die Wärmepumpe selber über Batterien zu betreiben.

Elektromobile

Die Elektromobile sind gerade daran, den Durchbruch auf dem Markt zu erreichen. Es gibt bereits heute (2015) zahlreiche Hersteller, welche vollwertige Elektromobile mit 100 bis 200 km Reichweite anbieten (Tesla bis 500 km). Diese sind mit einer Batterie (meistens Li-Ionen) in der Grössenordnung von 20 kWh ausgerüstet (Tesla bis 90 kWh). Damit lässt sich die sommerliche Tagesproduktion einer PV-Anlage speichern. Da die meisten Fahrten kurzreichweitig sind (bis 20 km), kann damit bis zu einer Woche Nahverkehr abgedeckt werden. Es reicht also aus, wenn das Elektromobil ein- bis zweimal pro Woche tagsüber zu Hause ist, um Strom von der eigenen PV-Anlage zu speichern. Noch besser ist eine PV-Anlage am Arbeitsplatz.

Neben den reinen Elektromobilen werden von zahlreichen Herstellern Plug-In-Hybride angeboten, also elektrisch-benzinbetriebene Hybridfahrzeuge mit Steckdosen zum Aufladen. Die Batteriekapazitäten reichen dort von 5 bis 20 kWh. Interessant sind auch Elektromobile mit Range Extender, welche hohe Batteriekapazitäten haben, und der Benzinmotor nur noch für den "Notfall" über einen Generator Strom produziert.

In verschiedenen Testinstallationen (Anhang F) wurden vorhandene Elektromobile und Plug-In-Hybride eingebunden. Das Potential ist gerade in den Sommermonaten gross, da dann grosse Überschüsse der PV-Anlagen vorhanden sind. Sie sind eine optimale Ergänzung zu den Wärmepumpen, welche vor allem im Winter ein grosses Potential aufweisen.

Heutige Ladestationen für Elektromobile ermöglichen auch eine leistungsgeregelte Ansteuerung, womit das Lastprofil optimal dem lokalen Produktionsprofil der PV-Anlage angepasst werden kann. Im Einfamilienhausbereich sind Anschlussleistungen bis 22 kW möglich (Mennekes Typ 2, 32 A).

Elektromobile sind eine gute Alternative zu stationären Batterien. Die gespeicherte elektrische Energie wird mit einem sehr hohen Wirkungsgrad (> 90%) in Fortbewegung umgesetzt. Wird der Strom mit einer lokalen PV-Anlage produziert, ist dieser nahezu CO₂-frei.

Rückspeise-Systeme für Batterien von Elektromobilen (vehicle-to-grid) wurden bisher nur in Pilotversuchen betrachtet (Stand 2015). In der Praxis ist wohl die Lebensdauer der Batterien bei den zusätzlichen Lade- und Entladezyklen ein noch limitierender Faktor (die Hersteller-Garantien von bis zu 8 Jahren auf die Hochvolt-Systeme dürften bei einem solchen Betrieb in Frage gestellt werden). In ferner Zukunft ist aber auch dieses Szenario interessant.

Nicht zuletzt können ausrangierte Batterien (z.B. aus Elektromobilen) als stationäre Batterien verwendet werden. Das könnte schon in ein paar Jahren interessant werden, wenn eine grössere Anzahl von Batterien aus Elektromobilen dem Recycling zugeführt werden müssen.



Eigenverbrauch aus Sicht des Netzbetreibers

Neuerdings bieten innovative Elektrizitätswerke Lösungen im Photovoltaik- und Eigenverbrauchsmarkt an (z.B. BKW mit SolarLog [64]). Mit moderner Kommunikationstechnologie können die Elektrizitätswerke in Zukunft die dezentrale Produktion und Last gezielter aufeinander abstimmen als über die bestehenden Rundsteuerungen. Zudem wird erkannt, dass eine lokale Optimierung im Gebäude durchaus einen zusätzlichen Beitrag zur Netzstabilisierung leisten kann. Das Modell des Eigenverbrauchs kann auch für Elektrizitätswerke finanziell interessant sein. So kann der PV-Strom beispielsweise im Rahmen eines Contracting-Vertrages als lokaler Ökostrom an den Kunden verkauft werden. Auch für den Kunden ist dies interessant, solange der lokale Ökostrom günstiger ist als der Netzbezug. Der finanzielle Nutzen kann so auf beide Seiten, also Netzbetreiber und Endkunde, verteilt werden.

Smart Grid

In der Schweiz laufen zahlreiche Pilotprojekte zum Thema Smart Grid (GridSense [60], GridBox [61], Smart Grid Eich [62]). Weiter ist das System Tiko von Swisscom Energy Solutions [63] bereits in mehr als 6'000 Haushalten in Betrieb (Stand Sept. 2015). In Haushalten werden Wärmepumpen und Boiler an sogenannte „K-Boxen“ angeschlossen, welche über das Mobilnetz von Swisscom gepoolt werden. Damit kann sekundäre Regelernergie in der Grössenordnung von 5 MW angeboten werden, welche an Swissgrid verkauft wird. Momentan hat der Eigentümer allerdings noch keinen finanziellen Nutzen der Installation.

Echt innovativ wäre der Ansatz eines variablen Strompreises bis zum Endkunden. Damit könnten sowohl der Netzbetreiber wie auch der Eigentümer finanziell profitieren. Mit der Vorgabe des variablen Preises kann der Netzbetreiber die Einspeise- und Bezugsprofile beeinflussen und der Eigentümer kann seine Speicher optimal bewirtschaften. Da die lokale Intelligenz bei den Prosumern (Producer/Consumer) zunimmt, kann damit ein stabiles und redundantes System aufgestellt werden.



Referenzen

- [1] Energiestrategie 2050 des Bundes
- [2] Der Bundesrat, "Revision der Energieverordnung per 1. April 2014
- [3a] Konzept der Energieforschung des Bundes 2013-2016, ausgearbeitet durch die Eidgenössische Energieforschungskommission CORE, August 2012
- [3b] BFE-Forschungsprogramm „Energie in Gebäuden“, Konzept 2013-2016, R. Moser, Sept 2012
- [4] Präsentation brenet Zukunft „2013 plus“, Nov. 2012
- [5a] Projekt Lokales Lastmanagement, FHNW / ETH, www.lokales-lastmanagement.ch
- [5b] R. Gutzwiller, S. Koch, D. Meier, M. Wiederkehr, „Lokales Lastmanagement“, Bulletin SEV/AES 22/23, 2008.
- [6] BFE-Projekt „Kraftwerk Haus im ländlichen Raum, Umsetzung von Strom-Lastmanagement im Gebäude mit Eigenerzeugung aus Photovoltaik“, Vertrags-/Projektnummer 154392/103330, Schlussbericht, 31. August 2012
- [7] Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien, Prognos AG, Ecofys Germany GmbH, Okt. 2011
- [8a] BFE-Projekt "Mehrfamilienhaus mit Elektro-Mobilität in Rupperswil, AG", Schlussbericht 2014
- [10] CTA Wärmepumpen AG: Datenblatt zur Sole/Wasser Wärmepumpe Optiheat 1-5es, 2015
- [14] Lastmanagement – Nutzung der thermischen Kapazität von Gebäuden als nichtelektrischer Energiespeicher in elektrischen Versorgungsnetzen, Dissertation Universität Kassel, A.S. Bukvic-Schäfer, 2007
- [15] BFE-Projekt SOFOWA, Kombination von Solarthermie, Fotovoltaik und Wärmepumpen, R. Dott, Th. Afjei, FHNW Muttens, Jahresbericht 2013 (Vertrags-Nr. SI/500509-01 / Projekt-Nr. SI/500509)
- [16] OptiControl, Verwendung von Wetter- und Anwesenheits-Vorhersagen für die optimale Gebäudeklimaregelung (Teil II Demonstration), D. Gyalistras et al., ETH Zürich, Siemens BT, 2012
- [17] BFE-Projekt „Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz, Schlussbericht, ecoconcept AG, Nov. 2009
- [18] Technologievergleich solare Brauchwarmwassererwärmung für Einfamilienhäuser - Photovoltaik und Wärmepumpe im Vergleich mit Solarthermie (SolVar-BWW), Schlussbericht: Sattler M., Bertsch S., Markstaler M., Kessler S., Sigrist D., Haller M., BFE-Vertrags- und Projektnummer: SI/500895-01.
- [19] SG Ready, Regularium für das Label „SG Ready“ für elektrische Heizungs- und Warmwasserwärmepumpen, BWP Bundesverband Wärmepumpe e.V., Berlin, Jan 2013
- [22] Revision der Energieverordnung (EnV, SR 730.01), Eigenverbrauch, Rückerstattung des Zuschlags und Einmalvergütung - Vernehmlassung



- [23] BFE-Projekt Standardschaltungen für Kleinwärmepumpenanlagen, Teil 1: STASCH-Planungshilfen, H.R. Gabathuler, H. Mayer, Dr. Th. Afjei, 2002
- [24] The CARNOT (**C**onventional **A**nd **R**enewable **e**nergy systems **O**ptimization **T**oolbox) is a toolbox extension for MATLAB SIMULINK. It is a tool for the calculation and simulation of the thermal components of heating systems with regards to conventional and regenerative elements.
- [26a] DIN 1946-2:1994-01 - Raumlufthqualität, gesundheitliche Anforderungen
- [26b] DIN EN ISO 7730:2003 – Thermische Behaglichkeit
- [29] SIA 380/1:2009: Wärmekapazität von Gebäuden
- [32] EcoGrid EU: From Design to Implementation – A large scale demonstration of a real-time marketplace for Distributed Energy Resources, www.eu-ecogrid.net
- [33] ASCR: Aspern Smart City Research, www.ascr.at
- [34] J. Ragaller, Studierendenprojekt: Simulation und Optimierung des lokalen Eigenverbrauchs von Photovoltaik-Wärmepumpenanlagen mit PolySun, Projektbericht, Januar 2014 (in Vorbereitung)
- [35] SMA, M. Rothert: Batteriespeicher für PV-Anlagen, Workshop Energiespeicher und Systeme, Juni 2013
- [36] Vela Solaris, PolySun®: Simulations-Software für regenerative Energiesysteme
- [37] Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000-2050, Prognos AG, 2012
- [39] BDEW, "Standardlastprofile Strom | BDEW | Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft."
- [40] The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38, Part A: General Simulation Boundary Conditions, M. Haller, R. Dott, J. Ruschenburg, F. Ochs, J. Bony
- [41] The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38, Part B: Buildings and Space Heat Load, R. Dott, M. Haller, J. Ruschenburg, F. Ochs, J. Bony
- [42] VSE (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen): Wege in die Stromzukunft - Gesamtbericht, 2012
- [43] Grosshandelspreise EPEXSPOT: <http://www.epexspot.com/en/market-data/auction/auction-table/2010-04-05/CH>
- [44] Kostengünstige Niedrigtemperaturheizung mit Wärmepumpe, Phase 1: Machbarkeitsanalyse, Problemanalyse und Vorbereitung zum Bau eines Funktionsmusters, Th.Afjei, W.Betschart, R.Bircher, H. Geering, S.Ginsburg, W.Hässig, M.Wetter, D.Wittwer, G.Zweifel, Dezember 1996
- [45] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft Deutschland (BDEW): Standardprofil elektrischer Verbrauch Haushalte Kategorie H0, 2011
- [46] Groupe E: "Wieviel Strom verbraucht ein durchschnittlicher Haushalt", September 2014
- [47b] Energiepreise Elektrizitäts-Genossenschaft Untersiggenthal 2014-2015



[47c] Vergütungspreis Elektrizitäts-Genossenschaft Untersiggenthal 2014-2015

[50] Bachelor-Thesis R. Waser: Optimierung des lokalen Eigenverbrauchs von Photovoltaik-Wärmepumpenanlagen, 14. August 2014, FHNW

[51] Bachelor-Thesis L. Voramwald: Neue Regelstrategien für leistungsgeregelte Wärmepumpen, 14. August 2014, FHNW

[52] Bachelor-Thesis A. Leuppi: Simulationen zur Optimierung des lokalen Eigenverbrauchs von Photovoltaik-Wärmepumpenanlagen mit PolySun, 14. August 2015, FHNW

[60] Alpiq InTec Gruppe: GridSense, steuert Energie intelligent, Informationsbroschüre 2014

[61] S. Moser (SCS), R. Bacher (Bacher Energie AG): GridBox, netzbasierte Echtzeit-Erfassung des Verteilnetzzustandes und erste Praxistests, Bundesamt für Energie, Schlussbericht 2012

[62] B. Andrist (Solvatec, EBL Swistec, Basler&Hofmann): Smart Grid Eich (Frenkendorf BL), 17.3.2015

[63] Dr. B. Vogel: "tiko belebt den Regelenergie-Markt", Bundesamt für Energie BFE, 07/2015

[64] Pressemitteilung Solare Datensysteme GmbH zur Übernahme durch die BKW, Binsdorf, 12.08.2015



ANHANG A: Simulationen Beispieltage

Gebäudemodell SFH 100

Standard (1)

Leistungsdiagramme

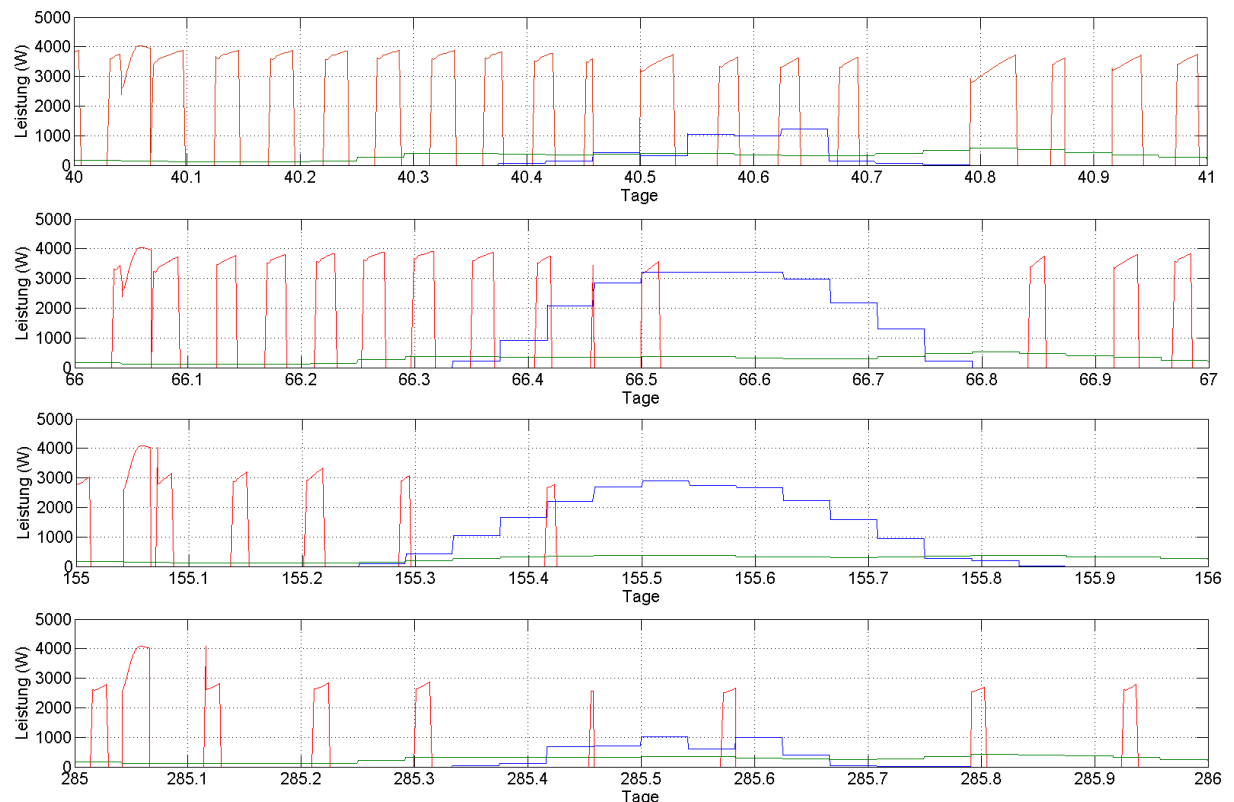


Abbildung 76 - Leistungsdiagramme SFH100 mit der Regelstrategie „Standard (1)“ für die Beispieltage Blau: PV-Leistung, Grün: Verbrauchsprofil Haushalt, Rot: Leistung Wärmepumpe

Gütekriterien

Eigenverbrauch	32.7%
Autarkie	15.8%
Jahresarbeitszahl	3.77
Energiekosten	1'262 CHF/Jahr
Komfort	0 Kh



Nachtabsenkung (2a)

Leistungsdiagramme

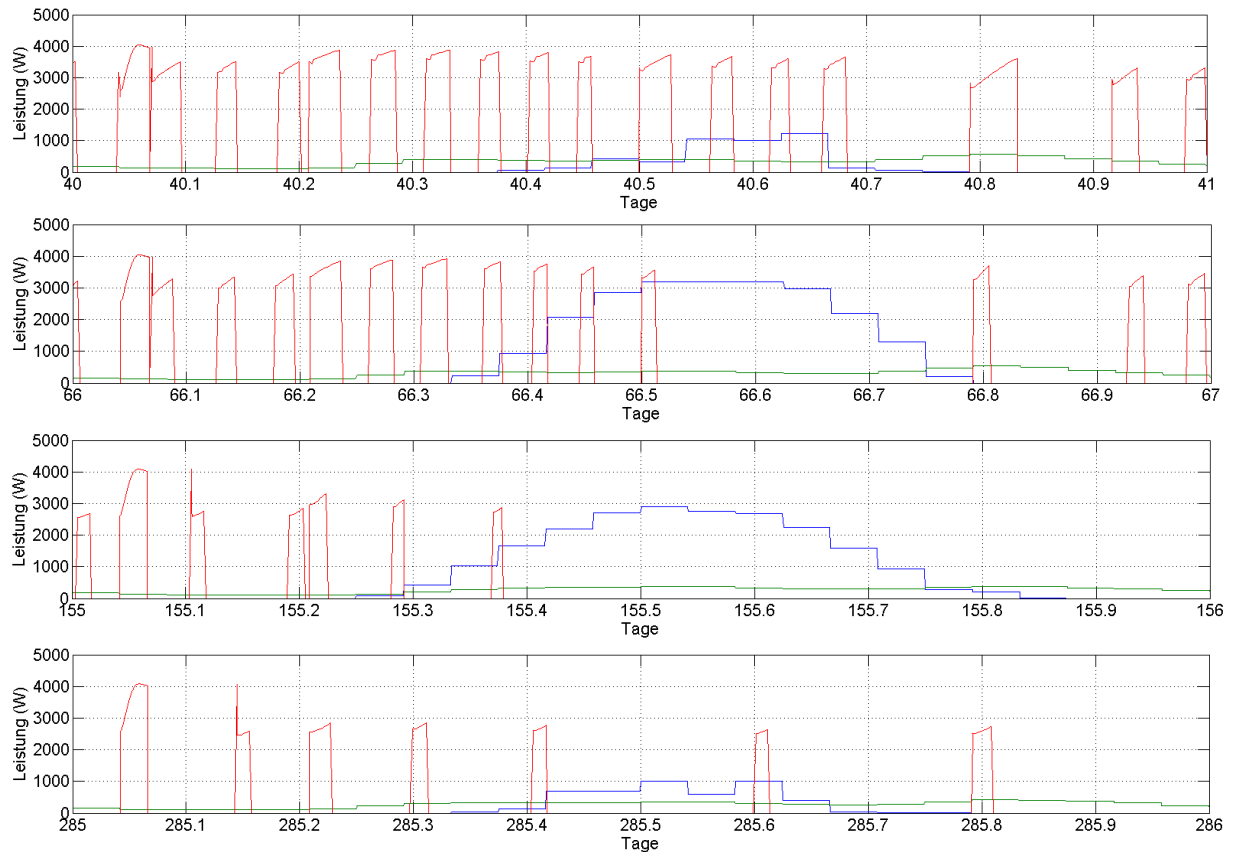


Abbildung 77 - Leistungsdiagramme SFH100 mit der Regelstrategie „Nachtabsenkung (2a)“.

Blau: PV-Leistung, Grün: Verbrauchsprofil Haushalt, Rot: Leistung Wärmepumpe

Gütekriterien

Eigenverbrauch	33.5%
Autarkie	16.7%
Jahresarbeitszahl	3.92
Energiekosten	1'229 CHF/Jahr
Komfort	36 Kh



Nachtabsenkung und Tagladung (2b)

Leistungsdiagramme

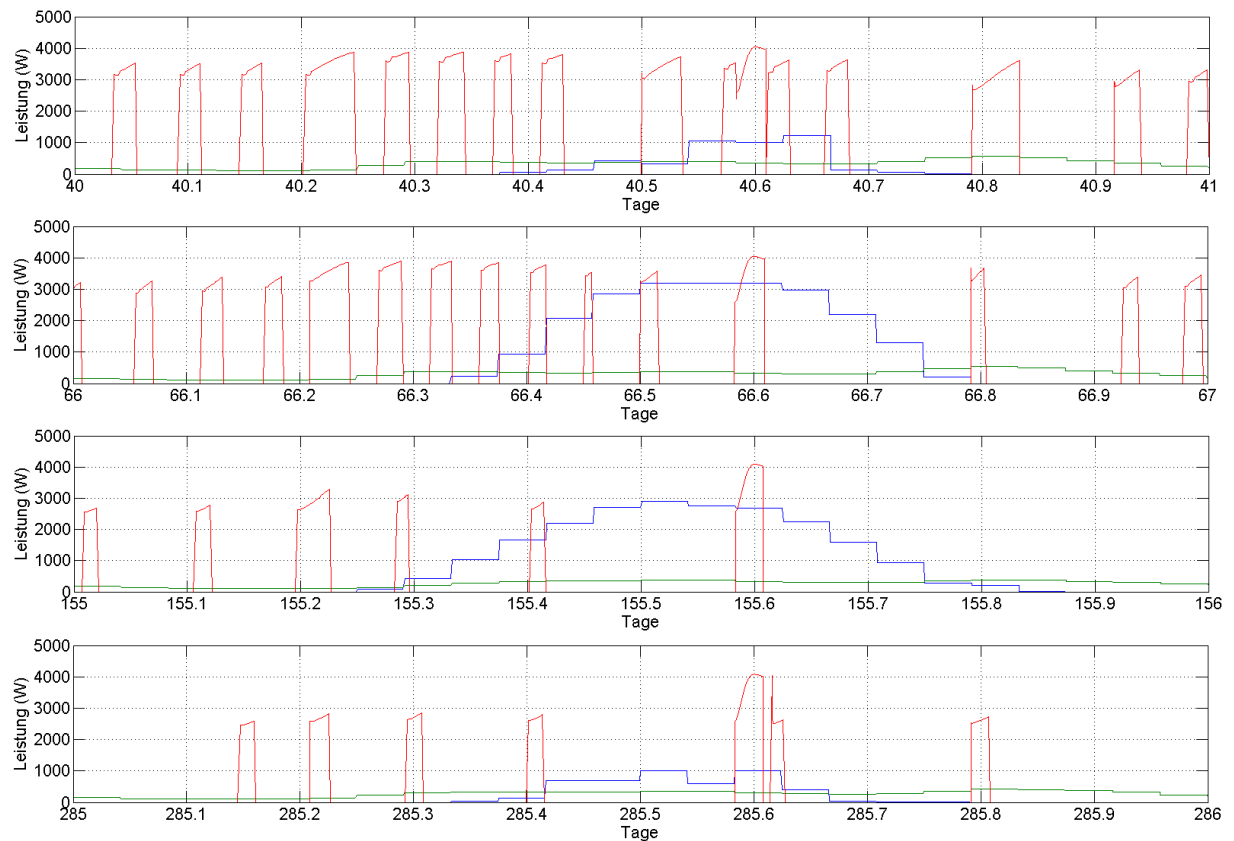


Abbildung 78 – Leistungsdiagramme SFH100 mit der Regelstrategie „Nachtabsenkung und Tagladung (2b)“ Blau: PV-Leistung, Grün: Verbrauchsprofil Haushalt, Rot: Leistung Wärmepumpe

Gütekriterien

Eigenverbrauch	40.1%
Autarkie	20.0%
Jahresarbeitszahl	3.92
Energiekosten	1'237 CHF/Jahr
Komfort	35 Kh



Externer Zweipunktregler (3a)

Leistungsdiagramme

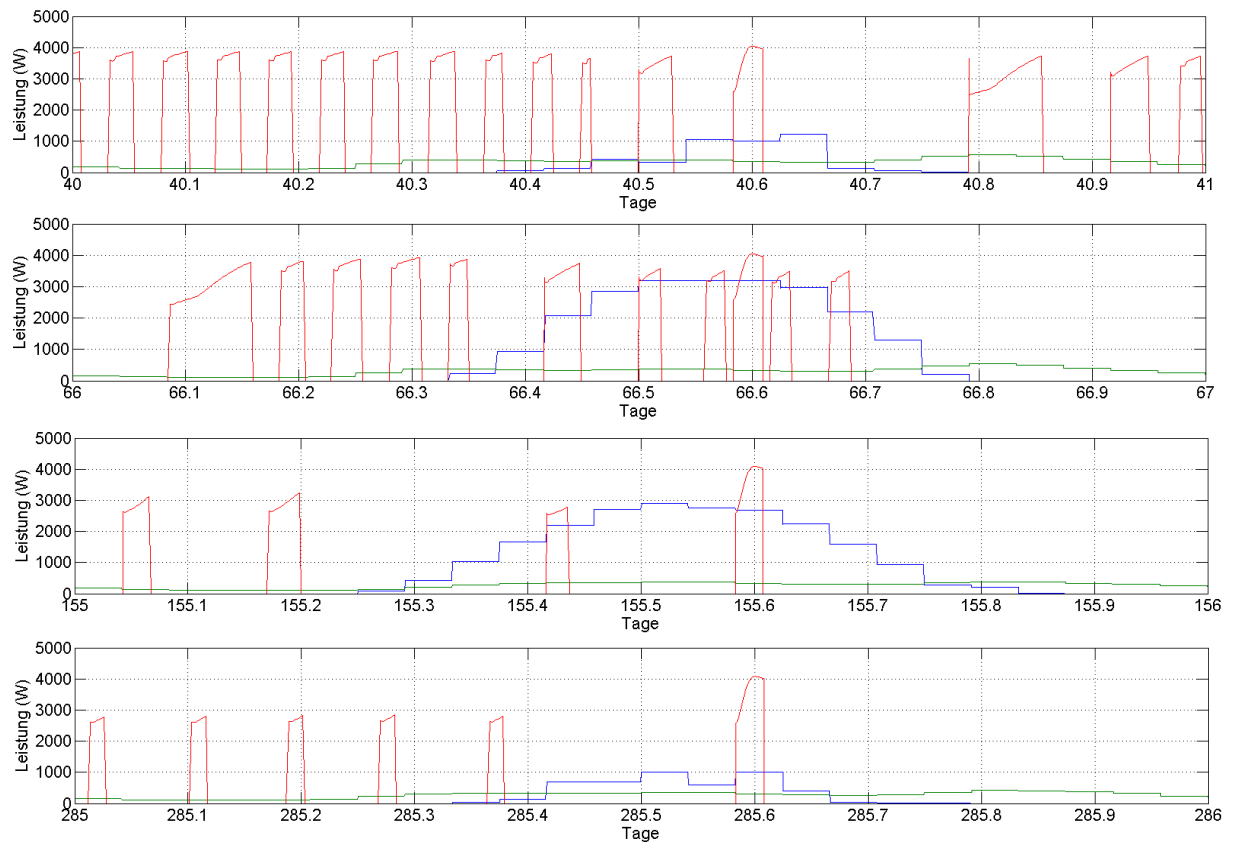


Abbildung 79 - Leistungsdiagramme SFH100 mit der Regelstrategie „Externer Zweipunktregler (3a)“

Blau: PV-Leistung, Grün: Verbrauchsprofil Haushalt, Rot: Leistung Wärmepumpe

Gütekriterien

Eigenverbrauch	42.9%
Autarkie	21.5%
Jahresarbeitszahl	3.90
Energiekosten	1'197 CHF/Jahr
Komfort	34 Kh



Variable Heizkurve (3b)

Leistungsdiagramme

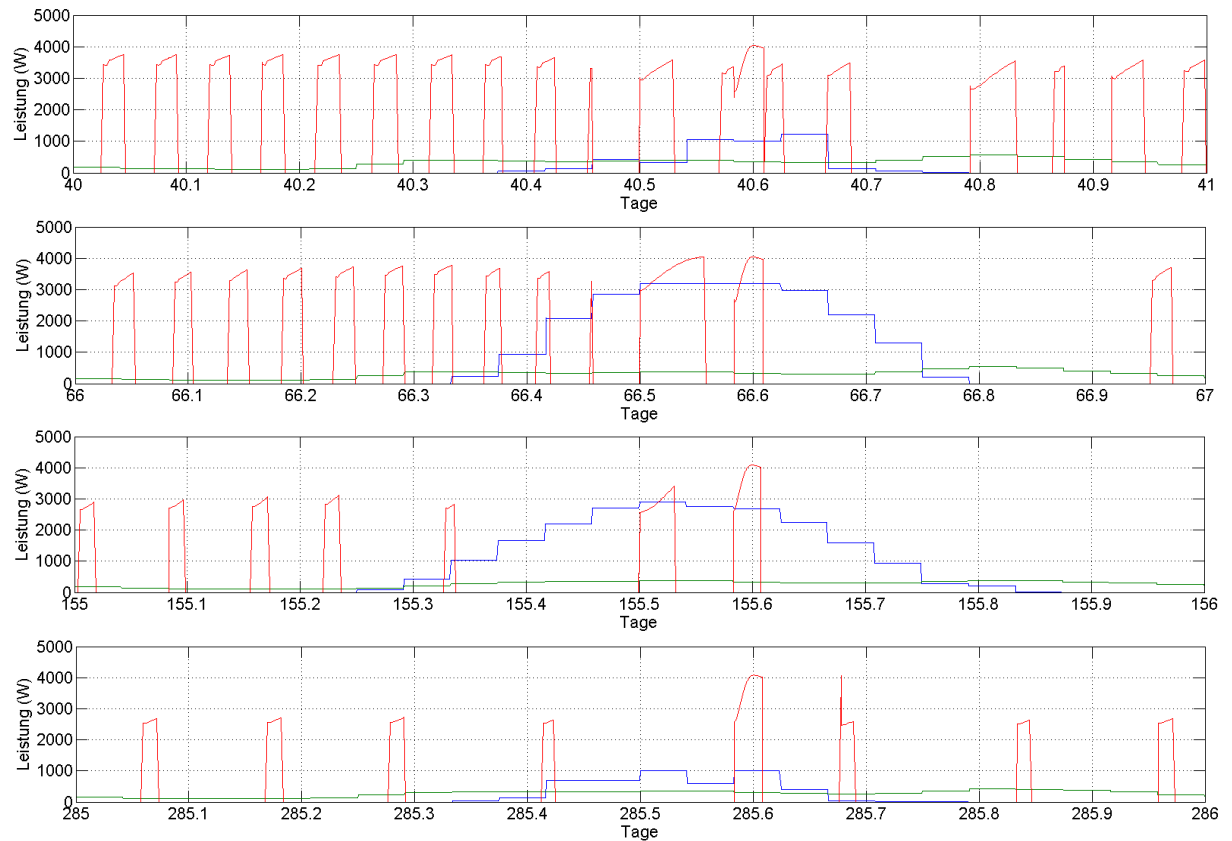


Abbildung 80 – Leistungsdiagramme SFH100 mit der Regelstrategie „Variable Heizkurve (3b)“

Blau: PV-Leistung, Grün: Verbrauchsprofil Haushalt, Rot: Leistung Wärmepumpe

Gütekriterien

Eigenverbrauch	42.6%
Autarkie	21.3%
Jahresarbeitszahl	3.94
Energiekosten	1'212 CHF/Jahr
Komfort	39 Kh



SG-Ready (3c)

Leistungsdiagramme

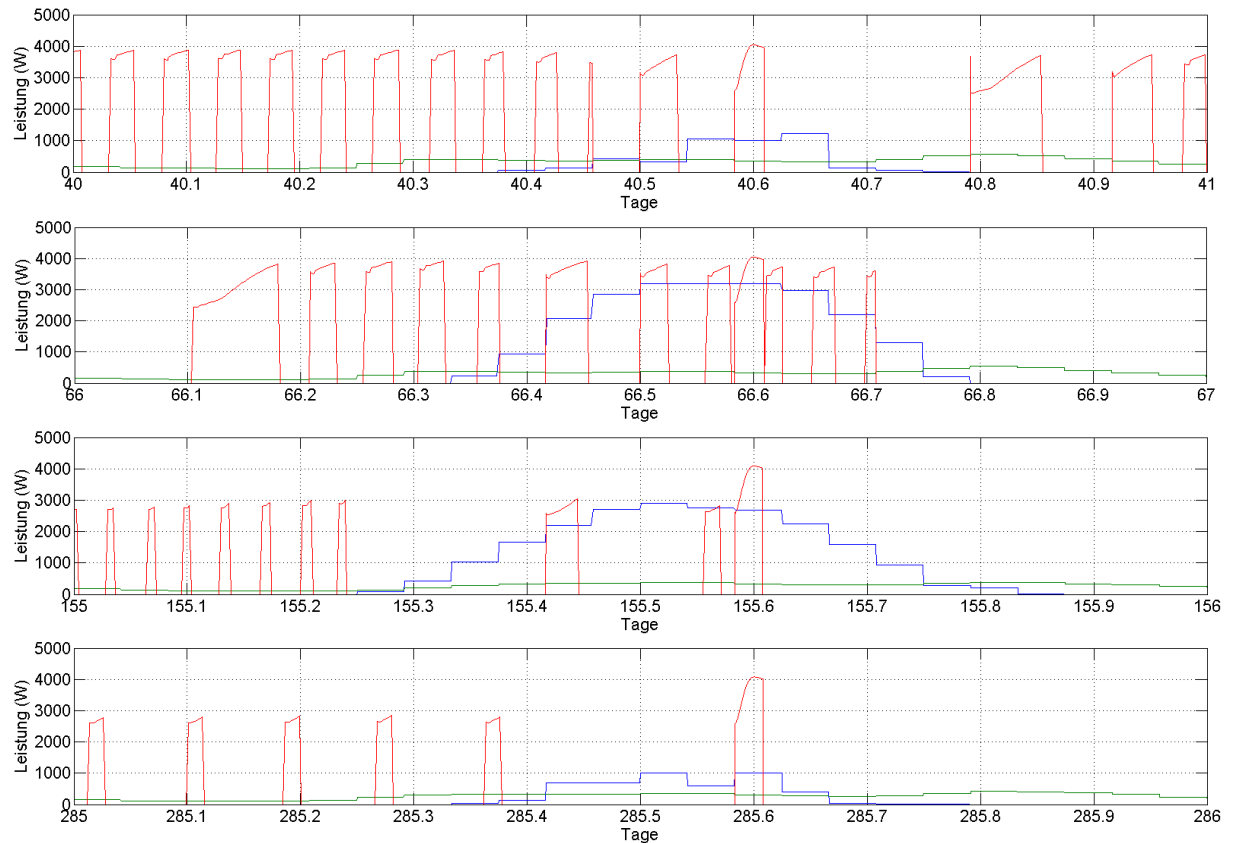


Abbildung 81 – Leistungsdiagramme SFH100 mit der Regelstrategie „SG-Ready (3c)“

Blau: PV-Leistung, Grün: Verbrauchsprofil Haushalt, Rot: Leistung Wärmepumpe

Gütekriterien

Eigenverbrauch	43.6%
Autarkie	21.9%
Jahresarbeitszahl	3.91
Energiekosten	1'189 CHF/Jahr
Komfort	37 Kh



Vergleich

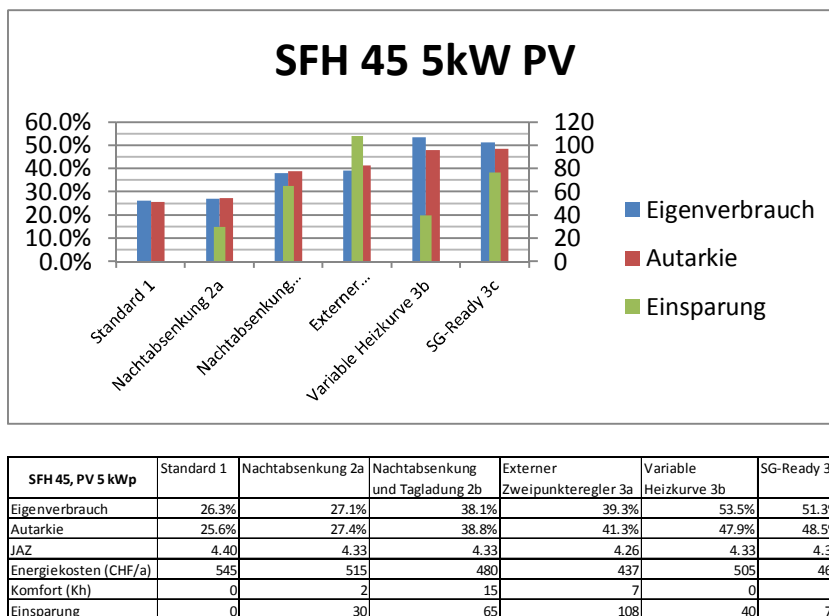
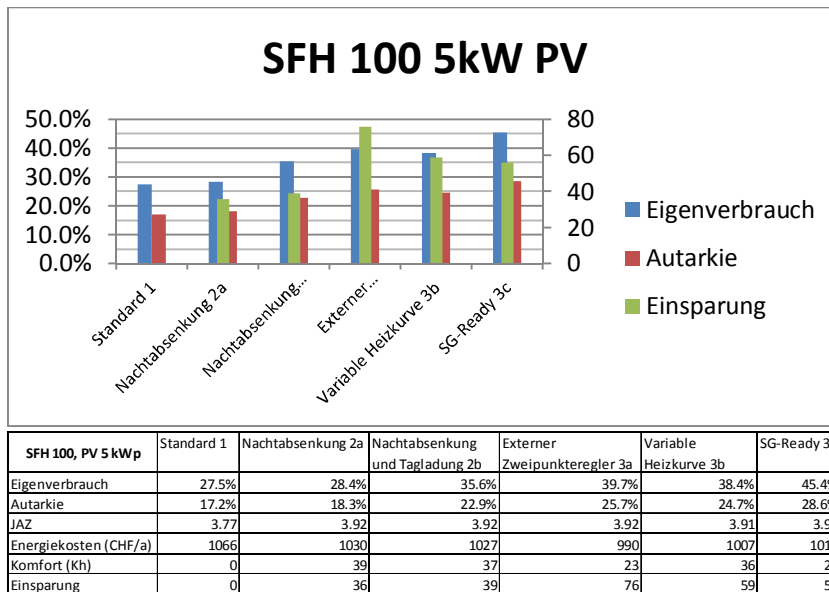
Vergleich der Simulationsergebnisse der Regelstrategien mit Gebäudemodell SFH100

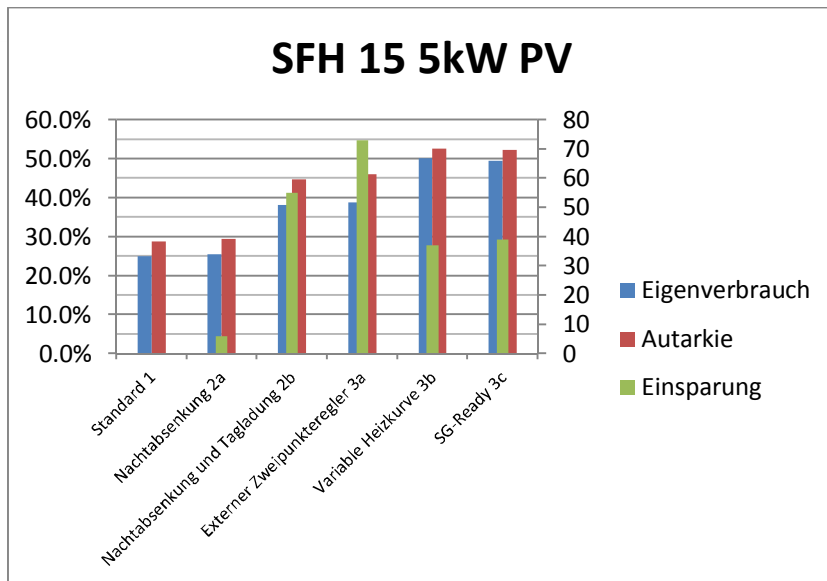
	Standard (1)	Nachtabenkung (2a)	Nachtabenkung und Tagladung (2b)	Externer Zweipunkt- regler (3a)	Variable Heizkurve (3b)	SG-Ready (3c)
Eigenverbrauch	32.7%	33.5%	40.1%	42.9%	42.6%	43.6%
Autarkie	15.8%	16.7%	20.0%	21.5%	21.3%	21.9%
JAZ	3.77	3.92	3.92	3.90	3.94	3.91
Energiekosten	1'262 CHF/a	1'229 CHF/a	1'237 CHF/a	1'197 CHF/a	1'212 CHF/a	1'189 CHF/a
Komfort	0 Kh	36 Kh	35 Kh	34 Kh	39 Kh	37 Kh



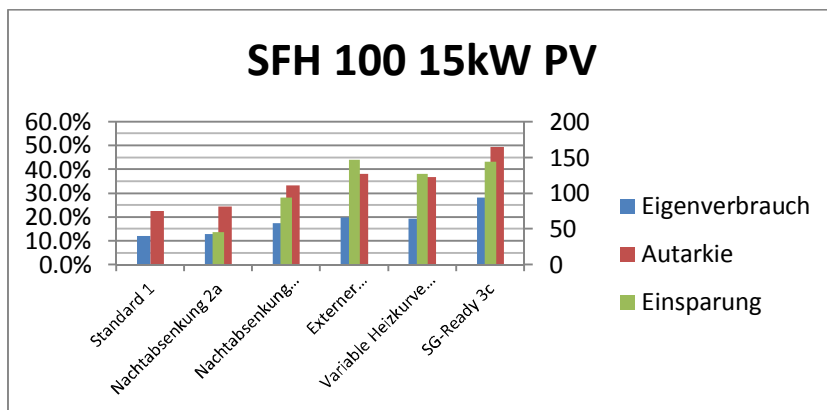
ANHANG B: Vergleich der Regelstrategien

Preisstruktur 2015





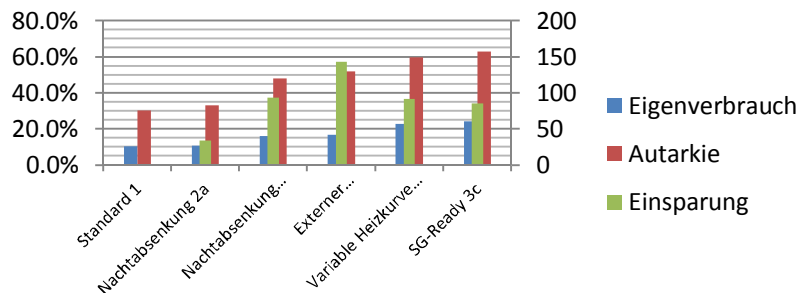
SFH 15, PV 5 kWp	Standard 1	Nachtabenkung 2a	Nachtabenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunkteregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	25.1%	25.5%	38.2%	38.9%	50.2%	49.5%
Autarkie	28.8%	29.5%	44.7%	46.1%	52.6%	52.3%
JAZ	3.94	3.91	3.91	3.85	4.03	4.03
Energiekosten (CHF/a)	409	403	354	336	372	370
Komfort (Kh)	0	0	0	5	14	5
Einsparung	0	6	55	73	37	39



SFH100, PV 15 kWp	Standard 1	Nachtabenkung 2a	Nachtabenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunkteregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	12.2%	12.9%	17.5%	19.9%	19.5%	28.4%
Autarkie	22.6%	24.6%	33.3%	38.1%	37.0%	49.6%
JAZ	3.77	3.92	3.92	3.92	3.88	3.78
Energiekosten (CHF/a)	356	310	262	209	229	212
Komfort (Kh)	0	39	37	23	30	17
Einsparung	0	46	94	147	127	144

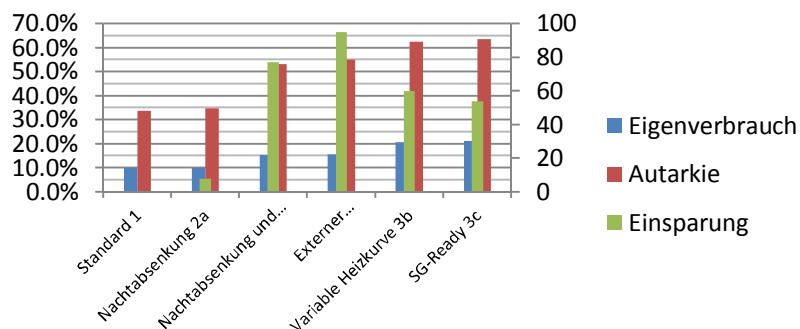


SFH 45 15kW PV



SFH 45, 15 kWp	Standard 1	Nachtabsenkung 2a	Nachtabsenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunktregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	10.6%	11.0%	16.0%	16.8%	22.8%	24.3%
Autarkie	30.5%	33.1%	48.1%	52.1%	59.9%	63.0%
JAZ	4.40	4.33	4.33	4.26	4.32	4.24
Energiekosten (CHF/a)	-139	-173	-233	-282	-231	-225
Komfort (Kh)	0	2	15	5	1	5
Einsparung	0	34	94	143	92	86

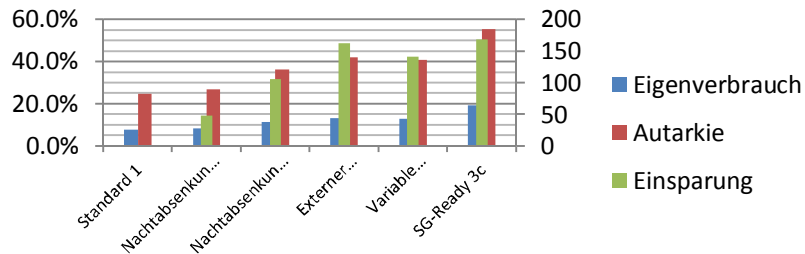
SFH 15 15kW PV



SFH 15, PV 15 kWp	Standard 1	Nachtabsenkung 2a	Nachtabsenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunktregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	9.9%	10.1%	15.4%	15.7%	20.6%	21.3%
Autarkie	33.7%	34.7%	53.3%	55.0%	62.5%	63.5%
JAZ	3.94	3.91	3.91	3.85	4.04	4.03
Energiekosten (CHF/a)	-269	-277	-346	-364	-329	-323
Komfort (Kh)	0	0	0	4	4	4
Einsparung	0	8	77	95	60	54

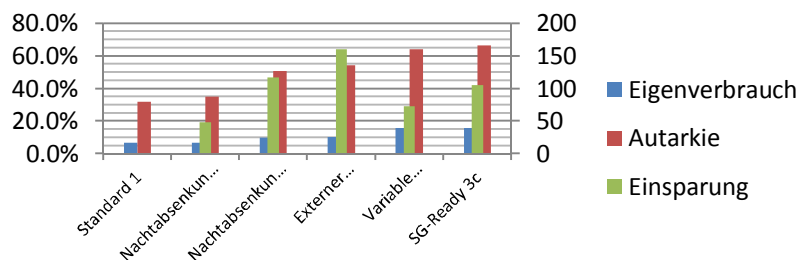


SFH 100 25kW PV



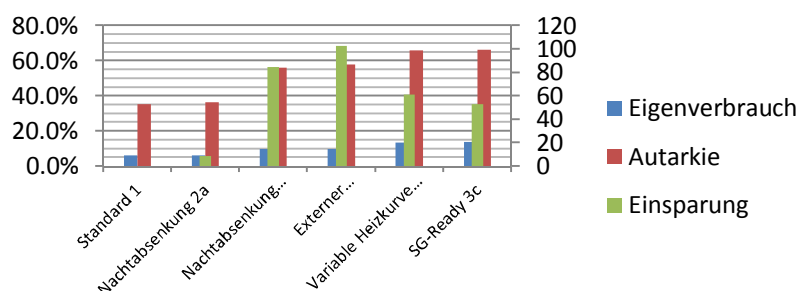
SFH100, PV 25 kWp	Standard 1	Nachtsenkung 2a	Nachtsenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunkteregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	8.0%	8.5%	11.5%	13.2%	12.9%	19.5%
Autarkie	24.7%	27.0%	36.5%	42.0%	40.8%	55.6%
JAZ	3.77	3.92	3.92	3.92	3.86	3.74
Energiekosten (CHF/a)	-322	-370	-428	-485	-463	-491
Komfort (Kh)	0	39	37	21	28	15
Einsparung	0	48	106	163	141	169

SFH 45 25kW PV



SFH 45, PV 25 kWp	Standard 1	Nachtsenkung 2a	Nachtsenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunkteregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	6.8%	7.0%	10.1%	10.5%	15.9%	16.0%
Autarkie	32.1%	35.0%	51.0%	54.3%	64.2%	66.7%
JAZ	4.40	4.33	4.33	4.26	4.25	4.22
Energiekosten (CHF/a)	-791	-840	-908	-951	-864	-896
Komfort (Kh)	0	2	15	6	0	4
Einsparung	0	49	117	160	73	105

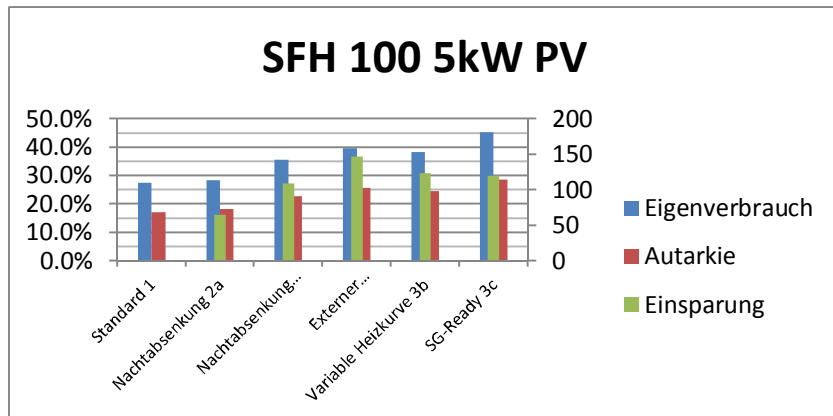
SFH 15 25kW PV



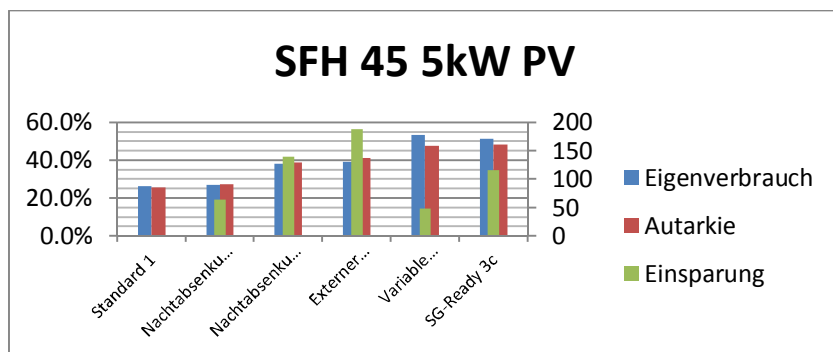


SFH 15, PV 25 kWp	Standard 1	Nachtabsenkung 2a	Nachtabsenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunkteregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	6.2%	6.3%	9.7%	9.9%	13.4%	13.7%
Autarkie	35.2%	36.3%	56.0%	57.8%	66.0%	66.5%
JAZ	3.94	3.91	3.91	3.85	4.04	4.03
Energiekosten (CHF/a)	-932	-941	-1017	-1035	-993	-985
Komfort (Kh)	0	0	0	4	1	3
Einsparung	0	9	85	103	61	53

Preisstruktur 2035



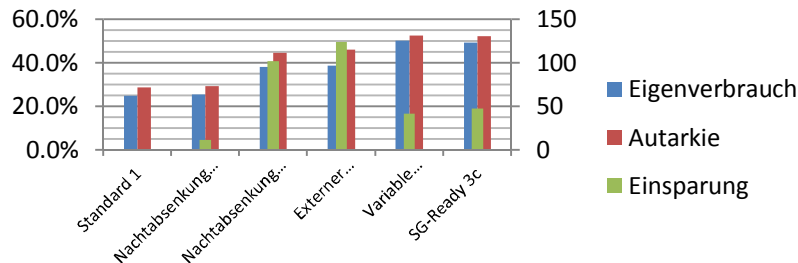
SFH 100, PV 5 kWp	Standard 1	Nachtabsenkung 2a	Nachtabsenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunkteregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	27.5%	28.4%	35.6%	39.7%	38.4%	45.4%
Autarkie	17.2%	18.3%	22.9%	25.7%	24.7%	28.6%
JAZ	3.77	3.92	3.92	3.92	3.91	3.90
Energiekosten (CHF/a)	1394	1329	1285	1247	1270	1274
Komfort (Kh)	0	39	37	22	36	21
Einsparung	0	65	109	147	124	120



SFH 45, PV 5 kWp	Standard 1	Nachtabsenkung 2a	Nachtabsenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunkteregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	26.3%	27.1%	38.1%	39.3%	53.5%	51.3%
Autarkie	25.6%	27.4%	38.8%	41.3%	47.9%	48.5%
JAZ	4.40	4.33	4.33	4.26	4.33	4.31
Energiekosten (CHF/a)	619	555	479	431	570	503
Komfort (Kh)	0	2	15	7	0	7
Einsparung	0	64	140	188	49	116

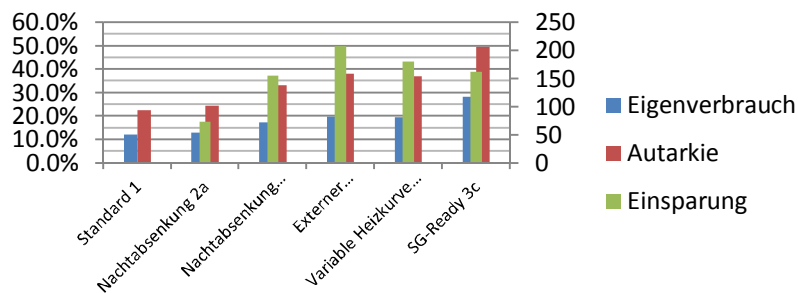


SFH 15 5kW PV



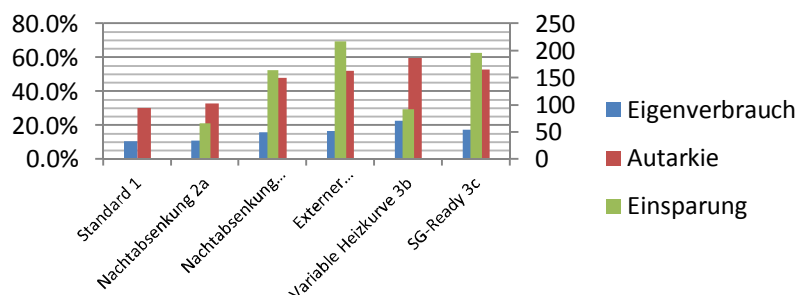
SFH 15, PV 5 kWp	Standard 1	Nachtabsenkung 2a	Nachtabsenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunkteregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	25.1%	25.5%	38.2%	38.9%	50.2%	49.5%
Autarkie	28.8%	29.5%	44.7%	46.1%	52.6%	52.3%
JAZ	3.94	3.91	3.91	3.85	4.03	4.03
Energiekosten (CHF/a)	408	396	306	284	366	360
Komfort (Kh)	0	0	0	5	14	5
Einsparung	0	12	102	124	42	48

SFH 100 15kW PV



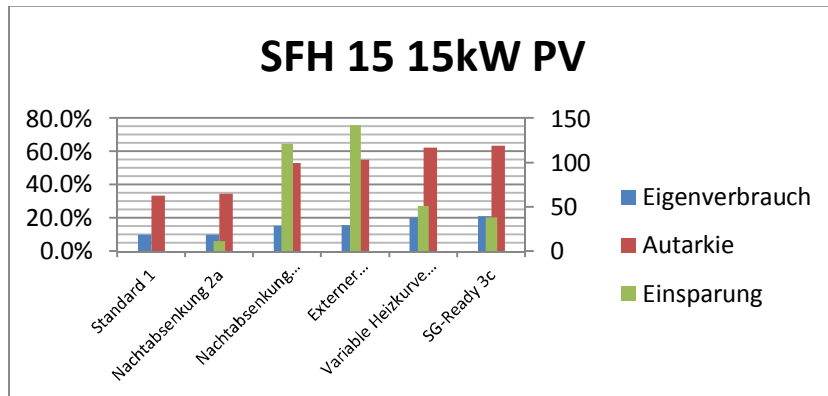
SFH 100, PV 15 kWp	Standard 1	Nachtabsenkung 2a	Nachtabsenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunkteregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	12.2%	12.9%	17.5%	19.9%	19.5%	28.4%
Autarkie	22.6%	24.6%	33.3%	38.1%	37.0%	49.6%
JAZ	3.77	3.92	3.92	3.92	3.88	3.78
Energiekosten (CHF/a)	-148	-222	-304	-356	-328	-310
Komfort (Kh)	0	39	37	23	30	17
Einsparung	0	74	156	208	180	162

SFH 45 15kW PV

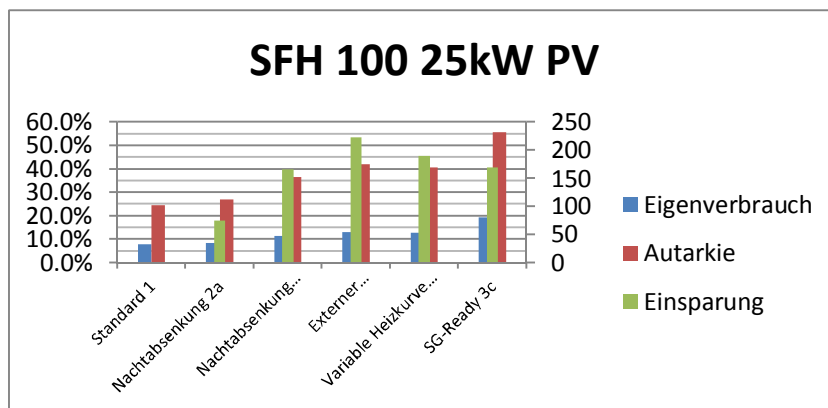




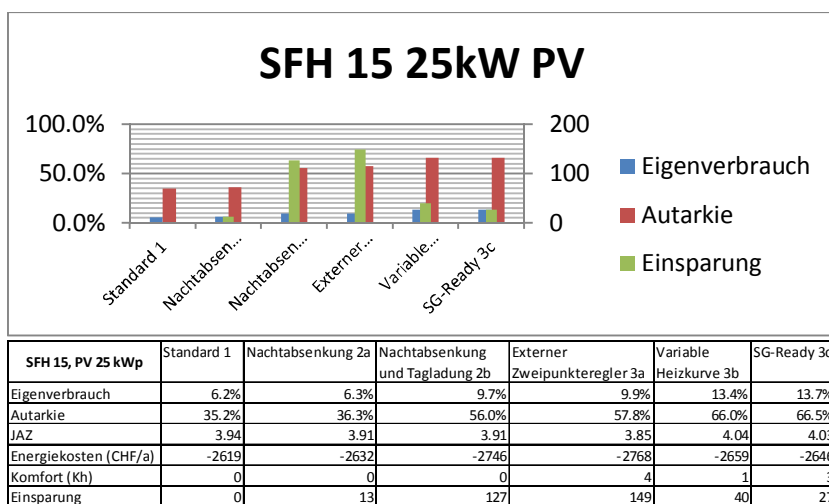
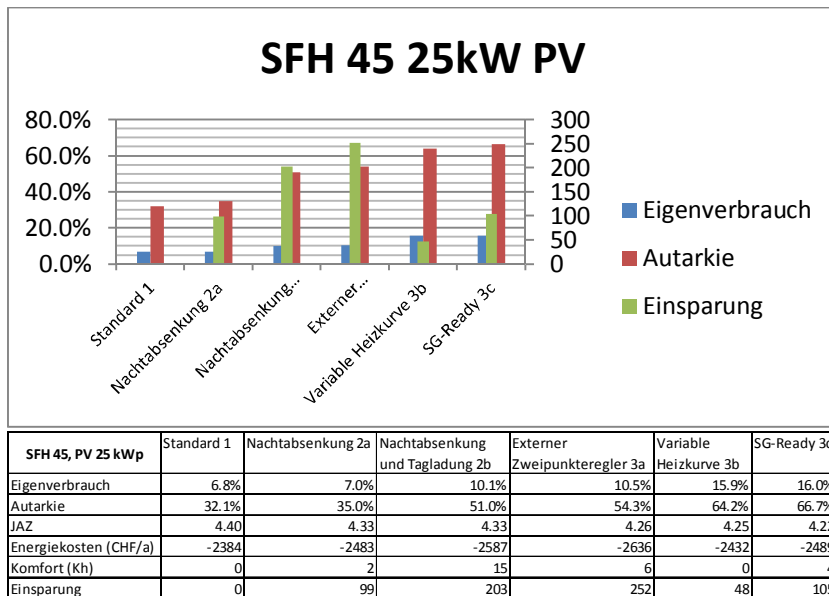
SFH 45, PV 15 kWp	Standard 1	Nachtabsenkung 2a	Nachtabsenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunkteregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	10.6%	11.0%	16.0%	16.8%	22.8%	17.6%
Autarkie	30.5%	33.1%	48.1%	52.1%	59.9%	53.0%
JAZ	4.40	4.33	4.33	4.26	4.32	4.31
Energiekosten (CHF/a)	-901	-968	-1066	-1119	-993	-1097
Komfort (Kh)	0	2	15	5	1	6
Einsparung	0	67	165	218	92	196



SFH 15, PV 15 kWp	Standard 1	Nachtabsenkung 2a	Nachtabsenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunkteregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	9.9%	10.1%	15.4%	15.7%	20.6%	21.3%
Autarkie	33.7%	34.7%	53.3%	55.0%	62.5%	63.5%
JAZ	3.94	3.91	3.91	3.85	4.04	4.03
Energiekosten (CHF/a)	-1107	-1119	-1228	-1249	-1158	-1145
Komfort (Kh)	0	0	0	4	4	4
Einsparung	0	12	121	142	51	38

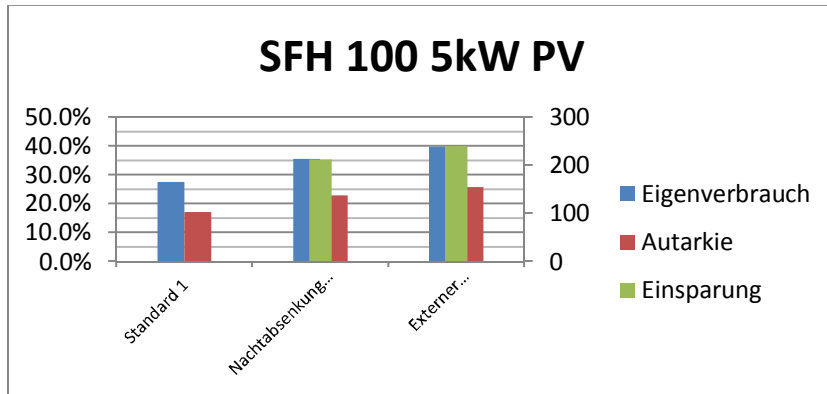


SFH 100, PV 25 kWp	Standard 1	Nachtabsenkung 2a	Nachtabsenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunkteregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	8.0%	8.5%	11.5%	13.2%	12.9%	19.5%
Autarkie	24.7%	27.0%	36.5%	42.0%	40.8%	55.6%
JAZ	3.77	3.92	3.92	3.92	3.86	3.74
Energiekosten (CHF/a)	-1672	-1747	-1838	-1895	-1862	-1842
Komfort (Kh)	0	39	37	21	28	15
Einsparung	0	75	166	223	190	170

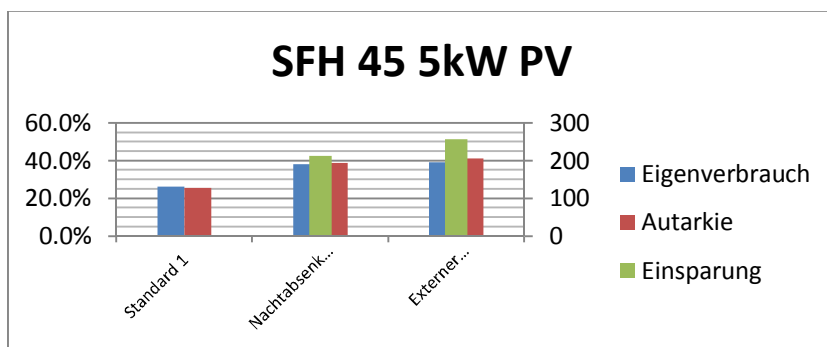




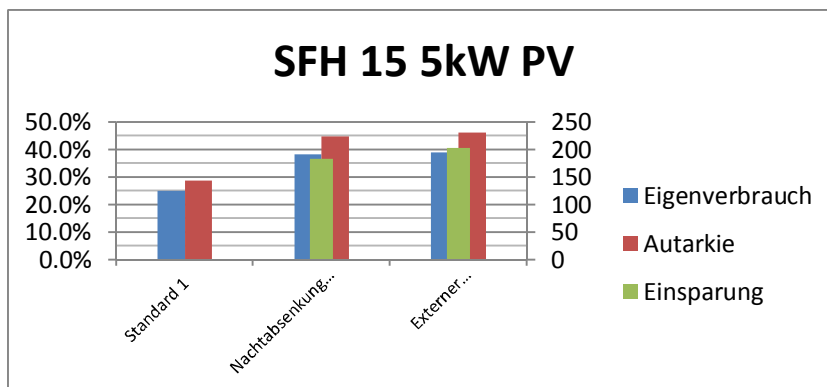
Preisstruktur 2050



SFH 100, PV 5 kWp	Standard 1	Nachtabsenkung 2a	Nachtabsenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunktregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	27.5%	28.4%	35.6%	39.7%	38.4%	45.4%
Autarkie	17.2%	18.3%	22.9%	25.7%	24.7%	28.6%
JAZ	3.77	3.92	3.92	3.92	3.91	3.90
Energiekosten (CHF/a)	1763	0	1551	1523	0	0
Komfort (Kh)	0	39	37	22	36	21
Einsparung	0	0	212	240	0	0

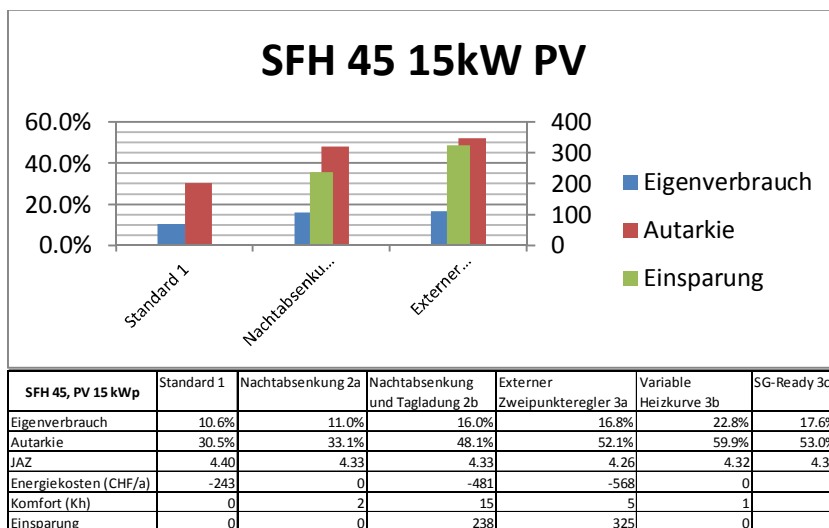
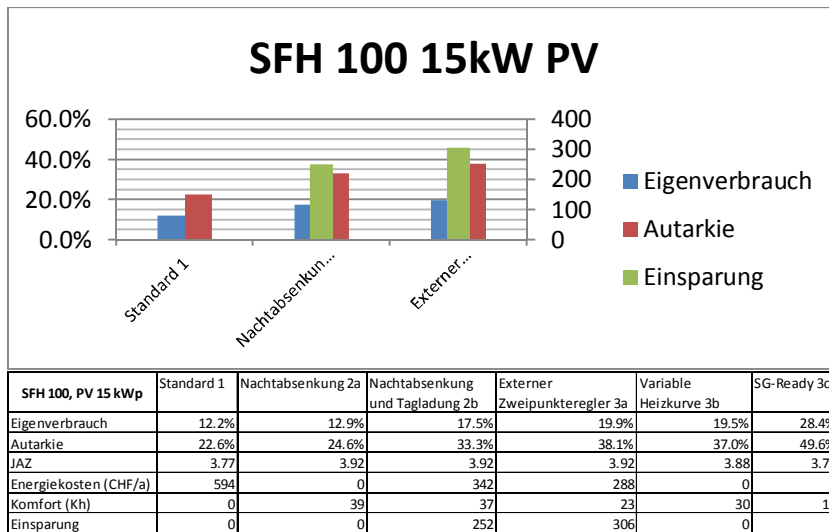


SFH 45, PV 5 kWp	Standard 1	Nachtabsenkung 2a	Nachtabsenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunktregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	26.3%	27.1%	38.1%	39.3%	53.5%	51.3%
Autarkie	25.6%	27.4%	38.8%	41.3%	47.9%	48.5%
JAZ	4.40	4.33	4.33	4.26	4.33	4.31
Energiekosten (CHF/a)	909	0	696	651	0	0
Komfort (Kh)	0	2	15	7	0	7
Einsparung	0	0	213	258	0	0



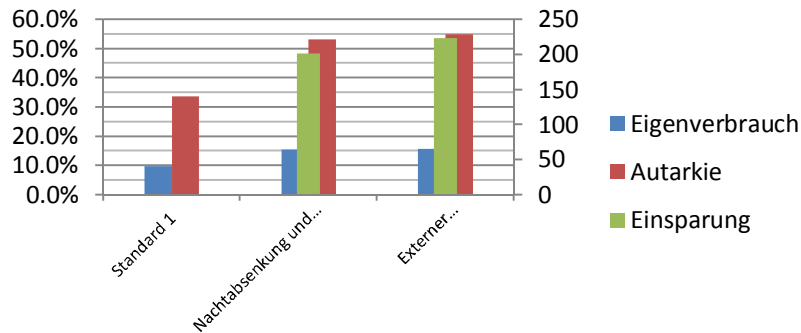


SFH 15, PV 5 kWp	Standard 1	Nachtabsenkung 2a	Nachtabsenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunktregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	25.1%	25.5%	38.2%	38.9%	50.2%	49.5%
Autarkie	28.8%	29.5%	44.7%	46.1%	52.6%	52.3%
JAZ	3.94	3.91	3.91	3.85	4.03	4.03
Energiekosten (CHF/a)	675	0	492	472	0	0
Komfort (Kh)	0	0	0	5	14	5
Einsparung	0	0	183	203	0	0



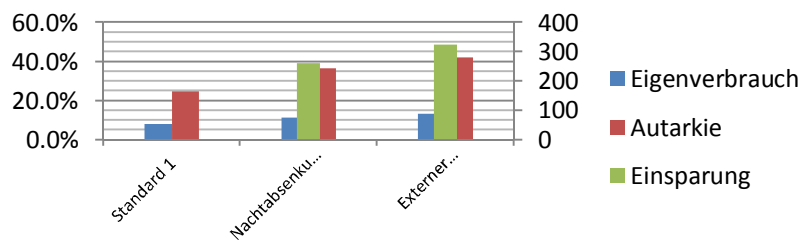


SFH 15 15kW PV

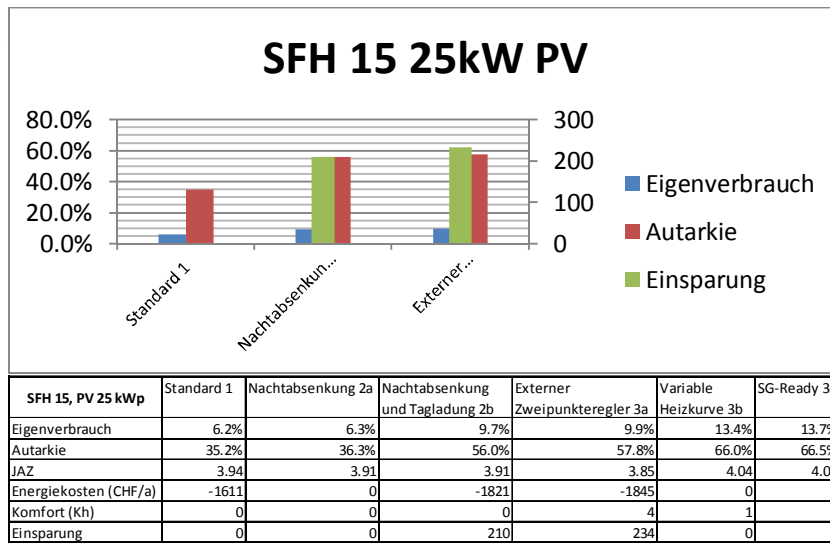


SFH 15, PV 15 kWp	Standard 1	Nachtabsenkung 2a	Nachtabsenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunktregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	9.9%	10.1%	15.4%	15.7%	20.6%	21.3%
Autarkie	33.7%	34.7%	53.3%	55.0%	62.5%	63.5%
JAZ	3.94	3.91	3.91	3.85	4.04	4.03
Energiekosten (CHF/a)	-472	0	-674	-696	0	0
Komfort (Kh)	0	0	0	0	4	4
Einsparung	0	0	202	224	0	0

SFH 100 25kW PV

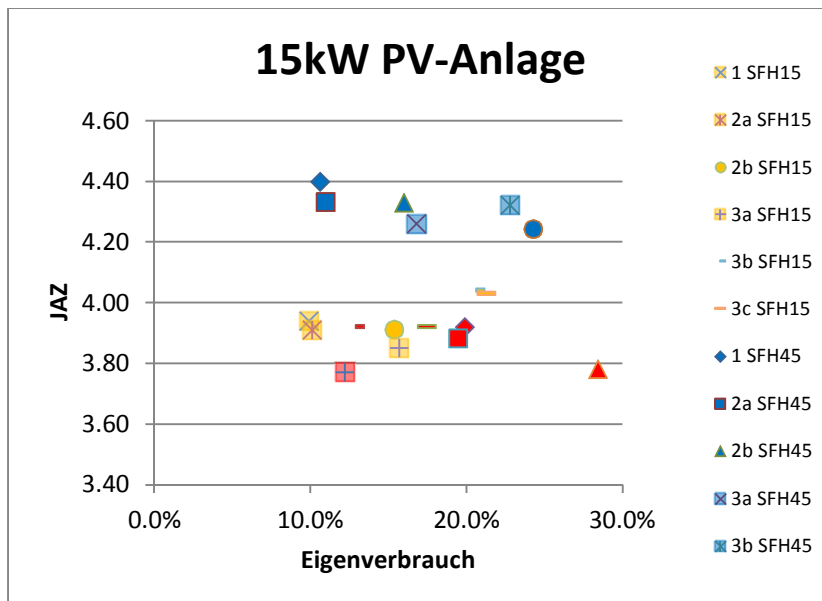
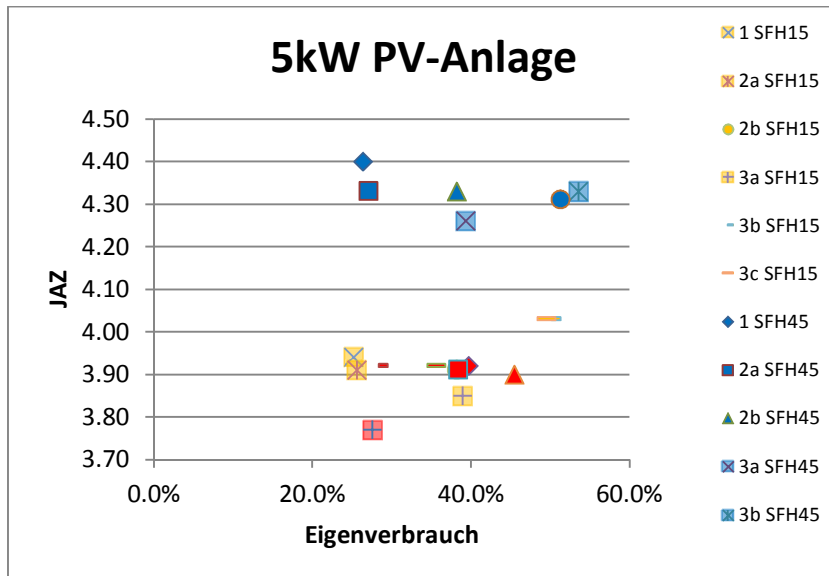


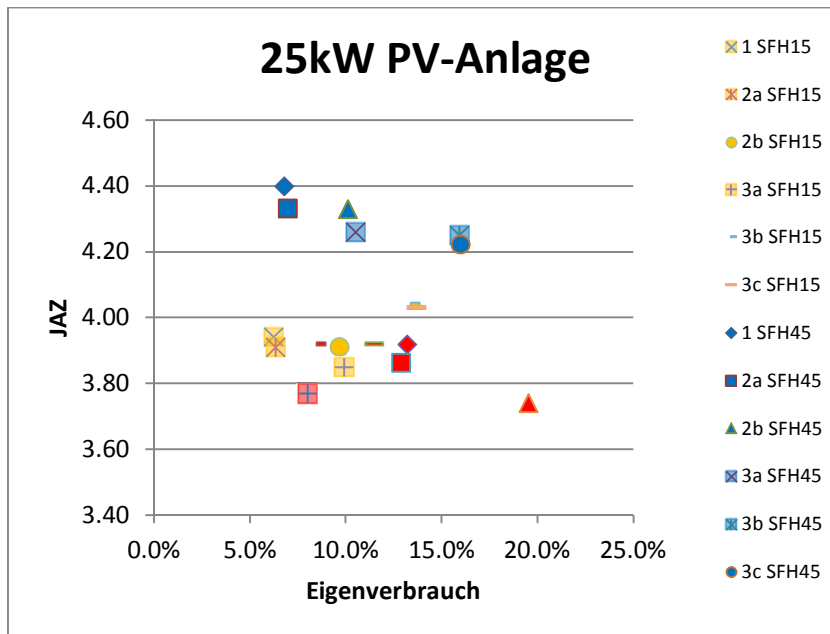
SFH 45, PV 25 kWp	Standard 1	Nachtabsenkung 2a	Nachtabsenkung und Tagladung 2b	Externer Zweipunktregler 3a	Variable Heizkurve 3b	SG-Ready 3c
Eigenverbrauch	6.8%	7.0%	10.1%	10.5%	15.9%	16.0%
Autarkie	32.1%	35.0%	51.0%	54.3%	64.2%	66.7%
JAZ	4.40	4.33	4.33	4.26	4.25	4.22
Energiekosten (CHF/a)	-1360	0	-1631	-1683	0	0
Komfort (Kh)	0	2	15	6	0	4
Einsparung	0	0	271	323	0	0



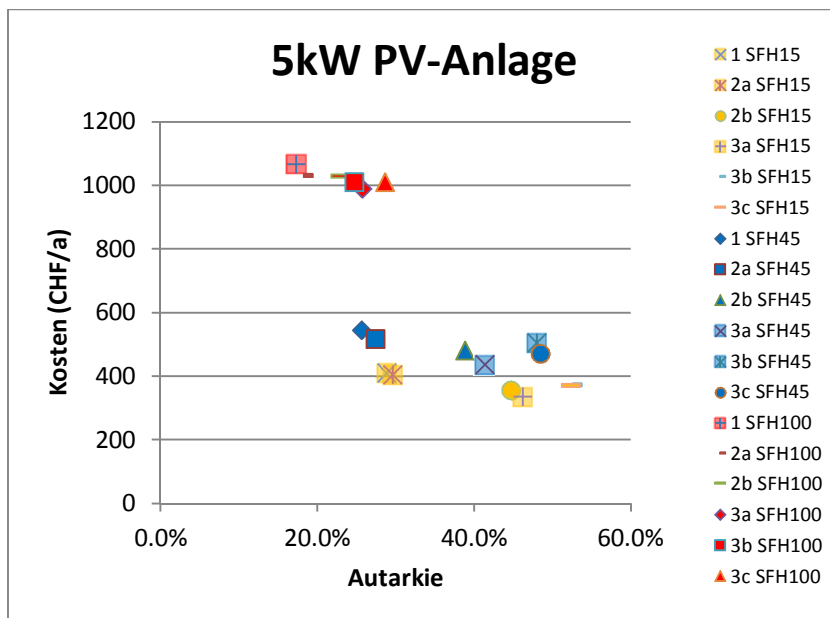


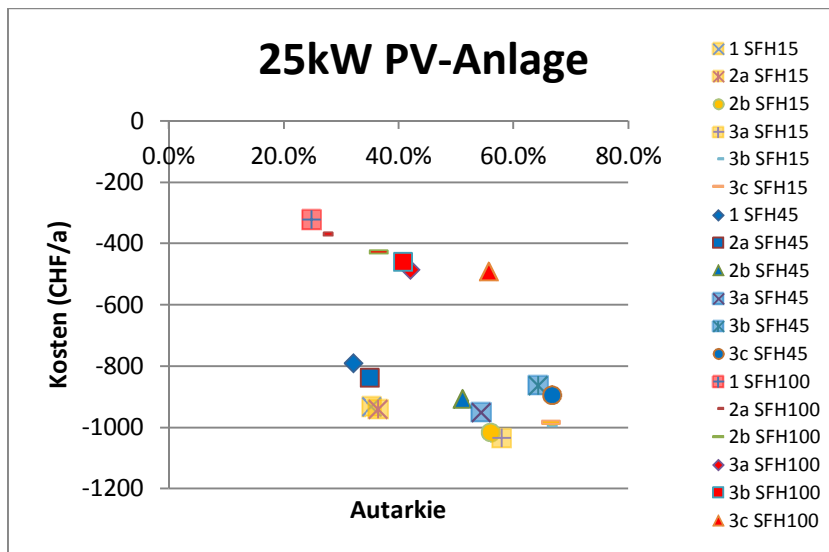
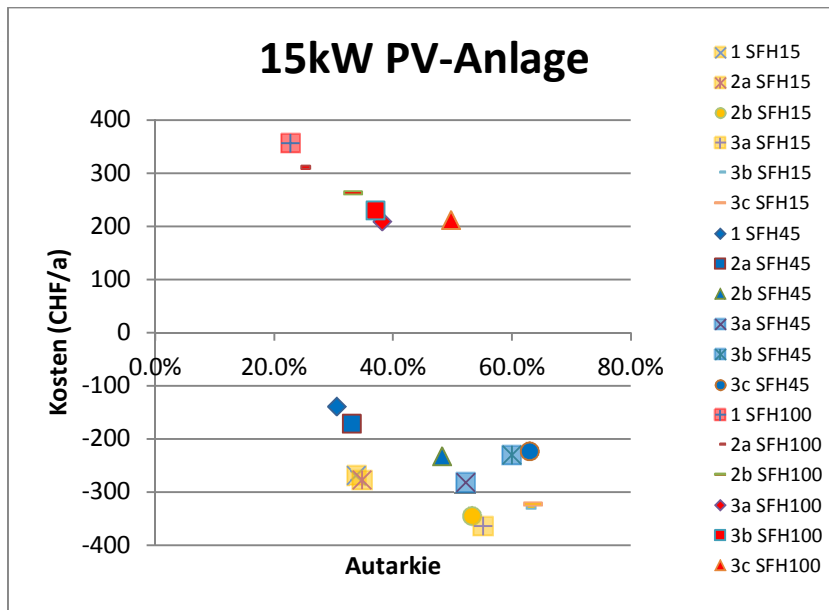
ANHANG C: KENNZAHLEN-DIAGRAMME





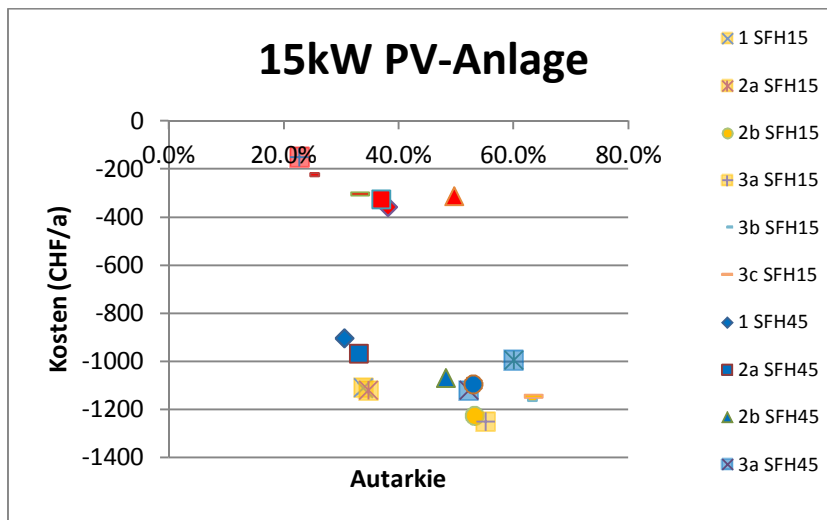
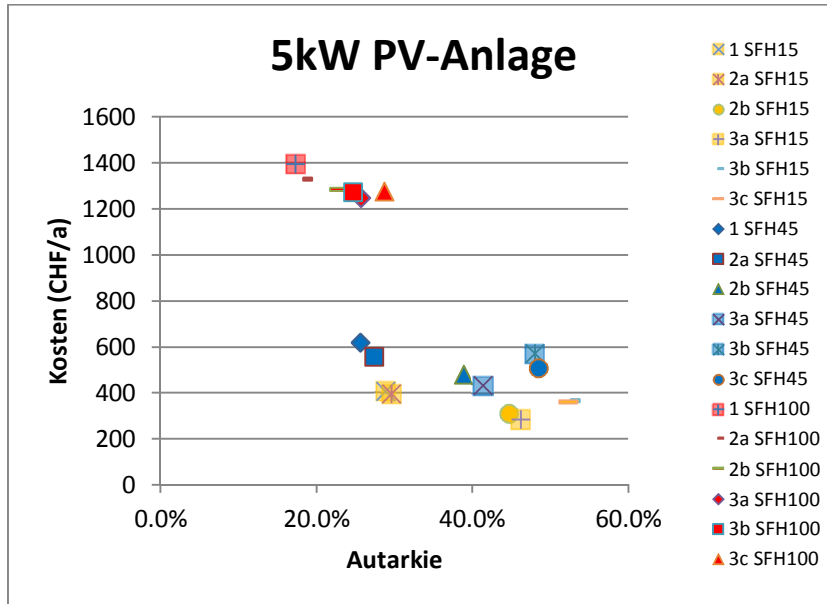
Preisstruktur 2015

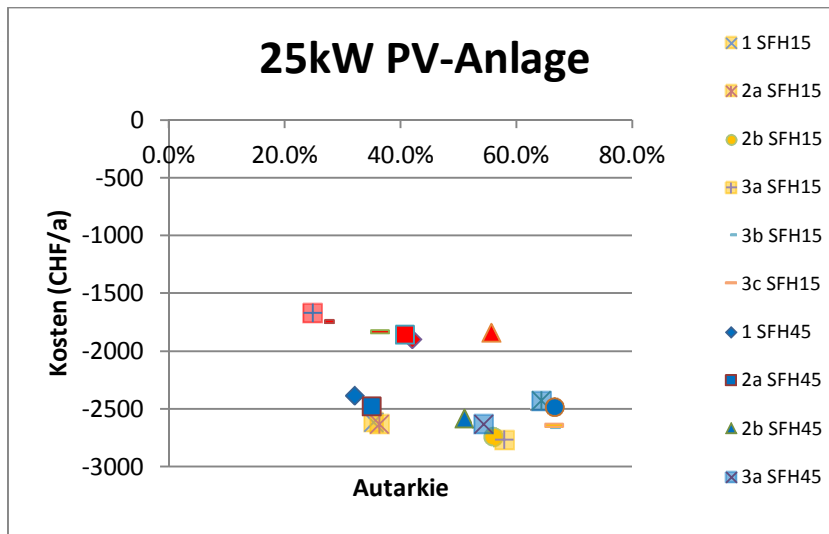




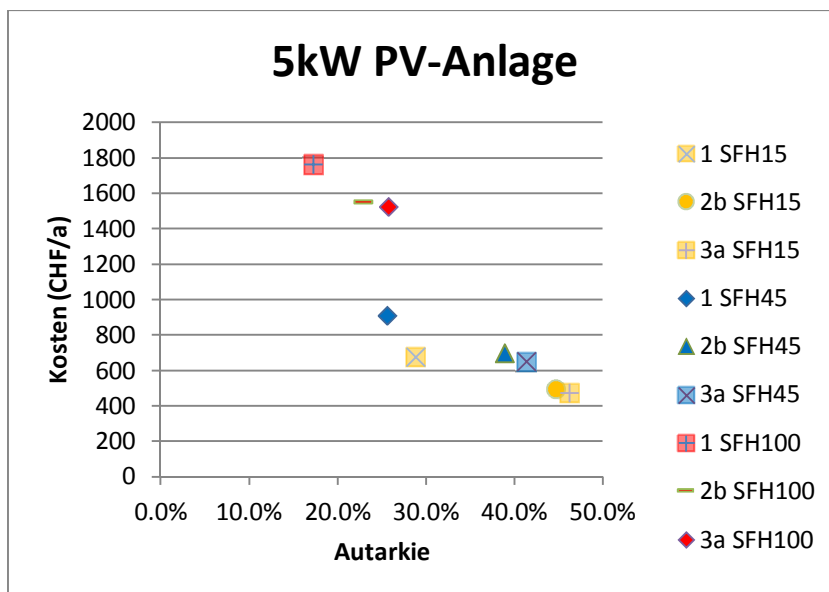


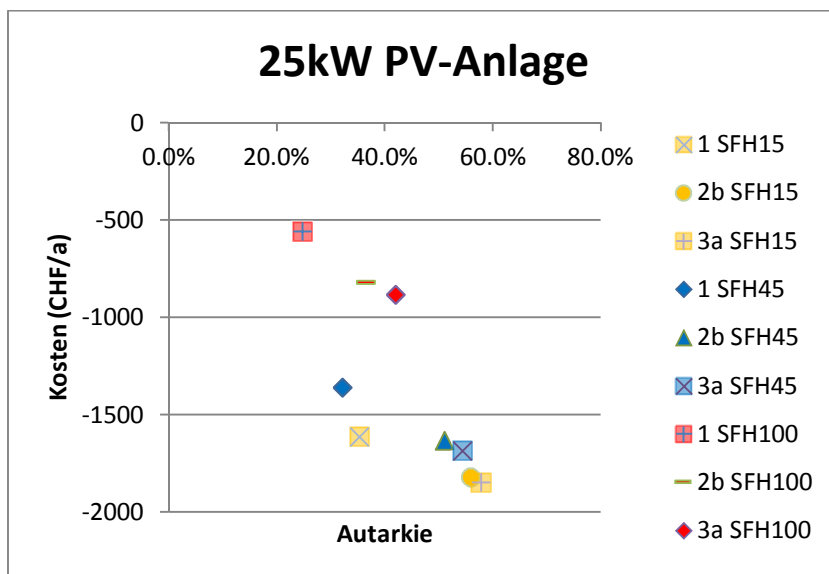
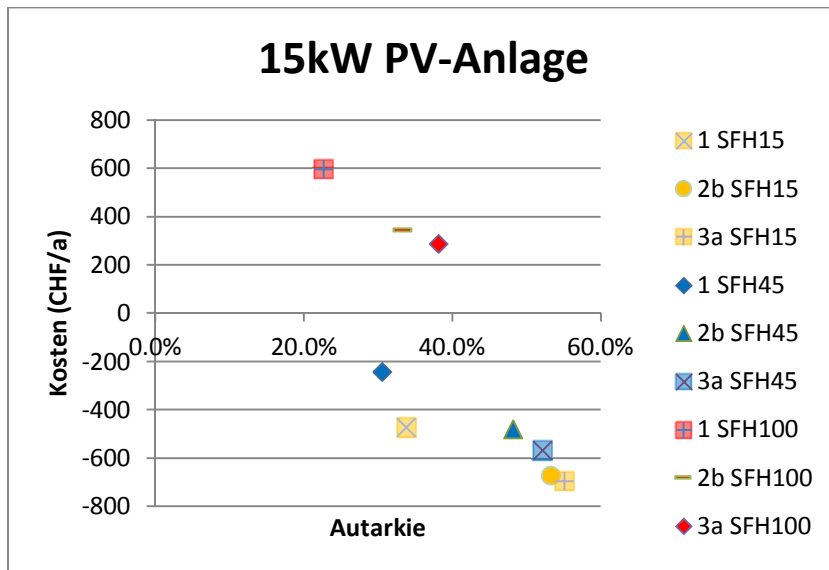
Preisstruktur 2035





Preisstruktur 2050





ANHANG E: Leistungsgeregelte Wärmepumpe

Im Rahmen einer Bachelor Thesis [51] wurden erste Simulationen mit leistungsgeregelten Wärmepumpen zur gezielten Eigenverbrauchsoptimierung durchgeführt. Die Regelstruktur ist in Abbildung 82 dargestellt.

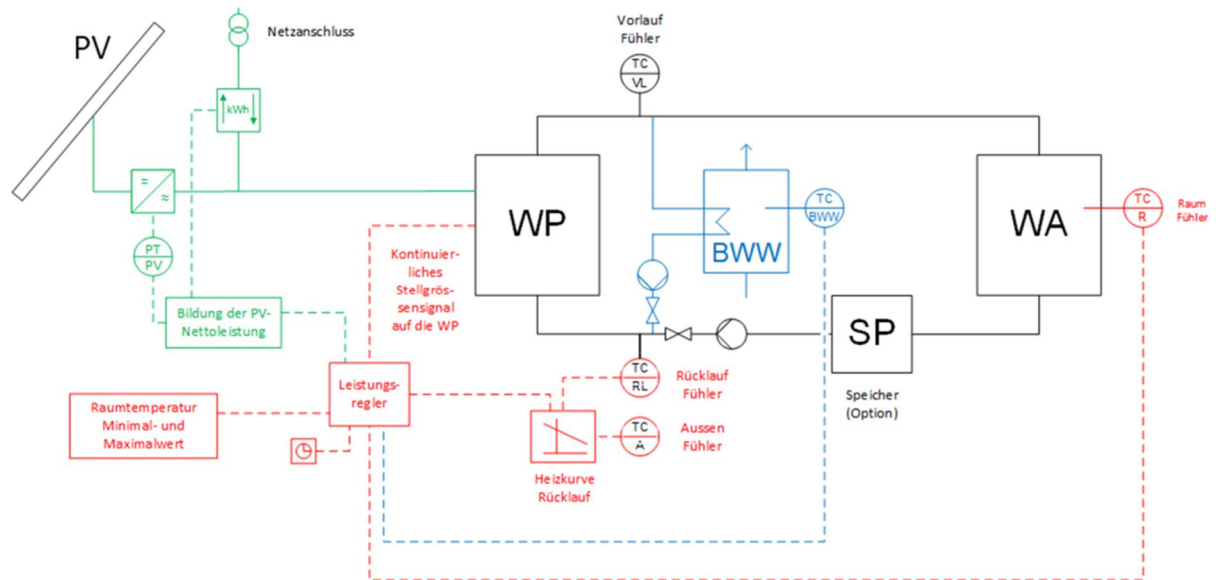


Abbildung 82: Regelungstechnische Einbindung einer leistungsgeregelten Wärmepumpe

Der Regelalgorithmus basiert auf einem Kennfeld, wobei die Stellgrösse abhängig ist von der aktuellen PV-Leistung sowie der Raumtemperatur (Abbildung 83). Bei tiefen Raumtemperaturen wird auf eine konventionelle Heizkurven-Regelung umgeschaltet.

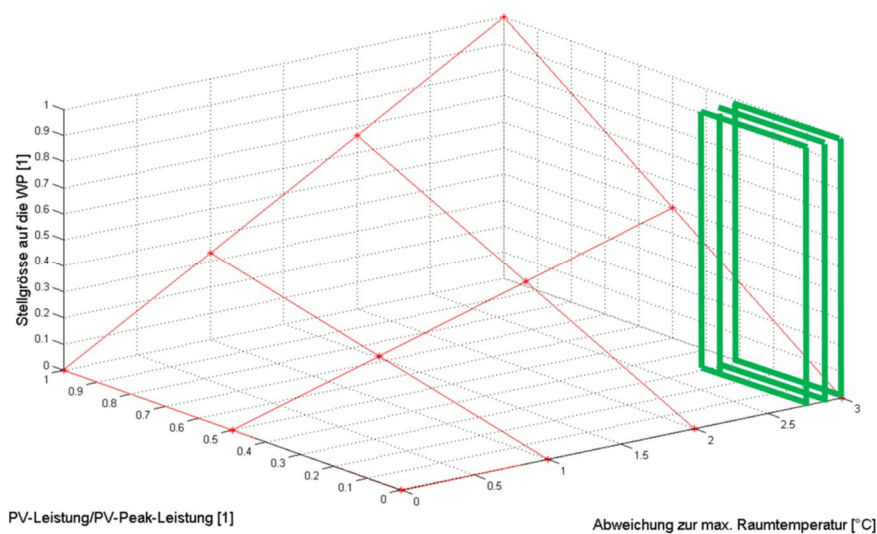


Abbildung 83: Regler-Kennlinie, Stellgrösse (0..1) in Abhängigkeit der PV-Leistung und Raumtemperatur-Abweichung. Grüner Bereich (tiefe Temperaturen): Umschaltung auf konventionellen Heizkurvenregler.

In Abbildung 84 werden verschiedene Regelalgorithmen für leistungsgeregelte Wärmepumpen miteinander verglichen. Die Gruppe links zeigt einen heizkurvenbasierten Standard-Vorlauf-Regler mit stetiger Ansteuerung der Wärmepumpe ohne spezielle Massnahmen zur Eigenverbrauchsoptimierung. Die Gruppe in der Mitte zeigt den gleichen Regler, allerdings mit Brauchwarmwasserladung am Tag. Die Gruppe rechts zeigt einen eigenverbrauchsoptimierten Regler mit dem Kennfeld gemäss Abbildung 83. Für die drei Gebäude SFH15, SFH45 und SFH100 sind eindeutige Steigerungen der Autarkiegrade und Eigenverbrauchsverhältnisse zu erkennen. Das Potential liegt bei einer Verdoppelung des Eigenverbrauchsverhältnisses.

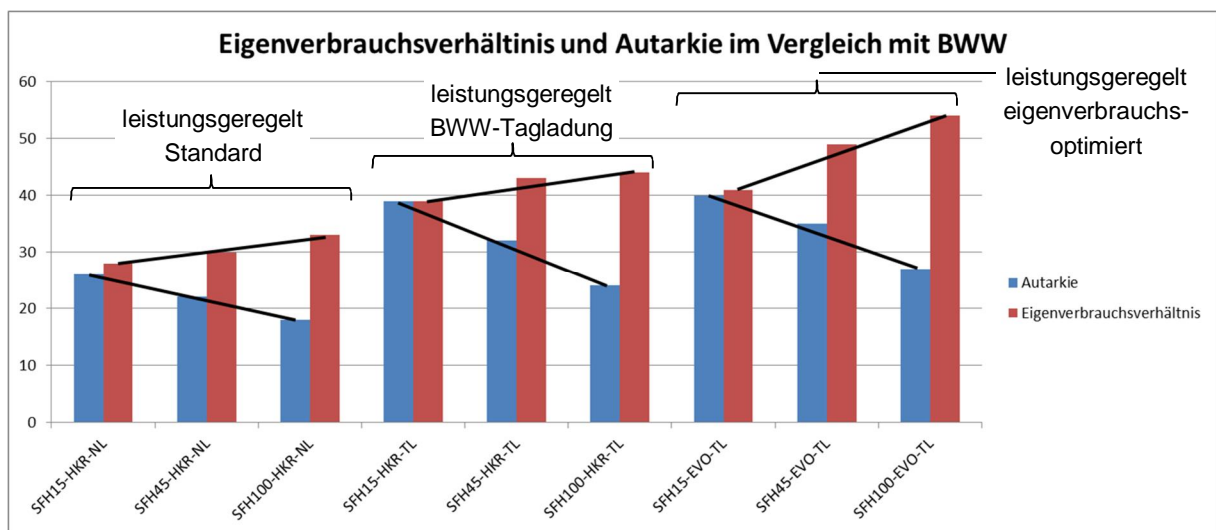


Abbildung 84: Vergleich von Autarkie und Eigenverbrauch für leistungsgeregelte Wärmepumpen über verschiedene Gebäudetypen, inkl. Brauchwarmwasser (HKR= Heizkurvenregler, EVO=eigenverbrauchsoptimierter Regler, NL=Nachtladung BWW, TL=Tagladung BWW)



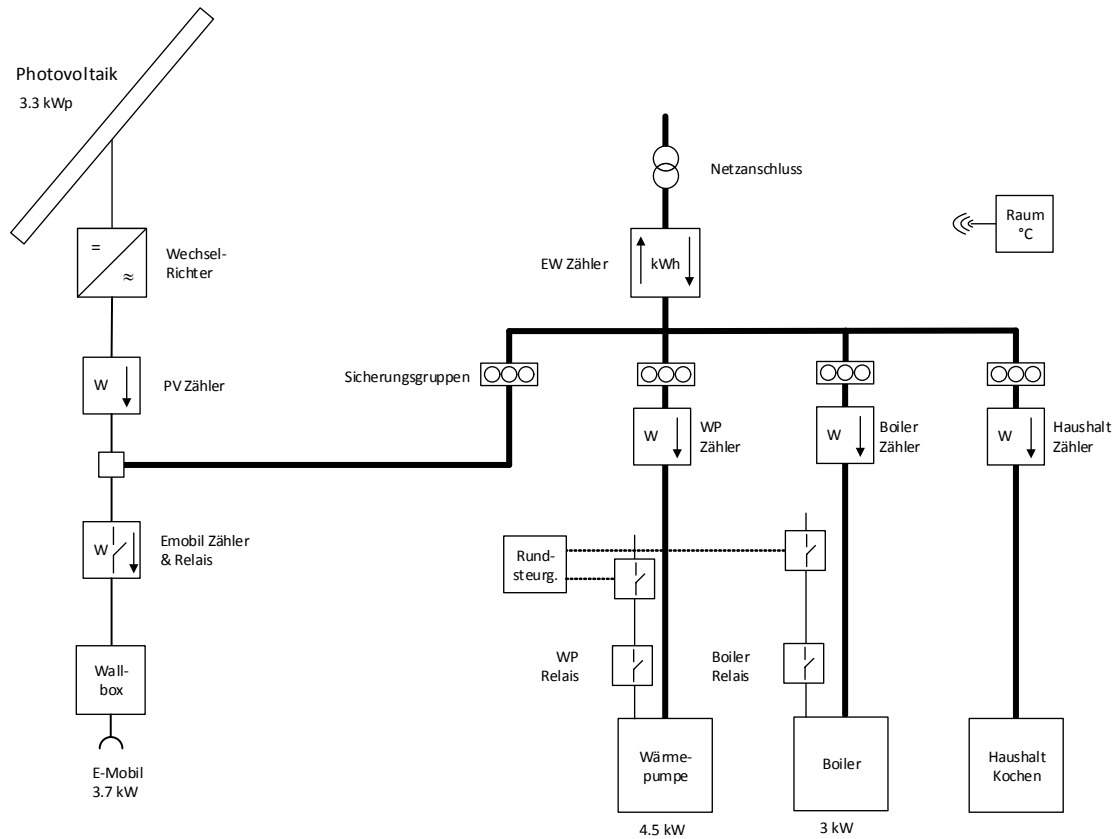
ANHANG F: Testinstallationen

Gebäudedaten Untersiggenthal

Gebäude	Baujahr 1930, Massivbauweise, teilsaniert 1980 2.5 Stockwerke, Wohnfläche beheizt ca. 100 m ²
PV-Anlage	Kleine Anlage auf Garagendach (3.3 kWp), Module Sanyo HIT, ca. 18m ² 2 getrennte DC-Stränge wegen Teilbeschattung am Morgen Wechselrichter PowerOne Aurora mit 2 getrennten MPP-Tracker, 1phasig
Wärmepumpe	Grünenwald / CTA, Aeroheat CS-1-14i, Luft/Wasser Leistungsaufnahme 3.4 kW, Heizleistung 14.4 kW (A7/W35) Typische Leistungsaufnahme im Betrieb 4..5 kW Heizkurve Rücklauf 45°C bei -10°C.
Heizsystem	Pufferspeicher ca. 500 Liter, Radiatoren
Brauchwarmwasser	Solarspeicher ca. 500 Liter mit thermischer Solaranlage und Elektroheizeinsatz (ca. 3 kW)
Elektromobil	Opel Ampera, serieller Plug-In-Hybrid mit 16 kWh Batterie Ladestation 1phasig mit 16A (max. 3.7 kW) oder 10A (ca. 2 kW)
Haushaltgeräte geschaltet	Waschmaschine ca. 2 kW, Geschirrspüler ca. 2 kW beide mit Warmwasseranschluss



Schema Untersiggenthal



Daten Untersiggenthal

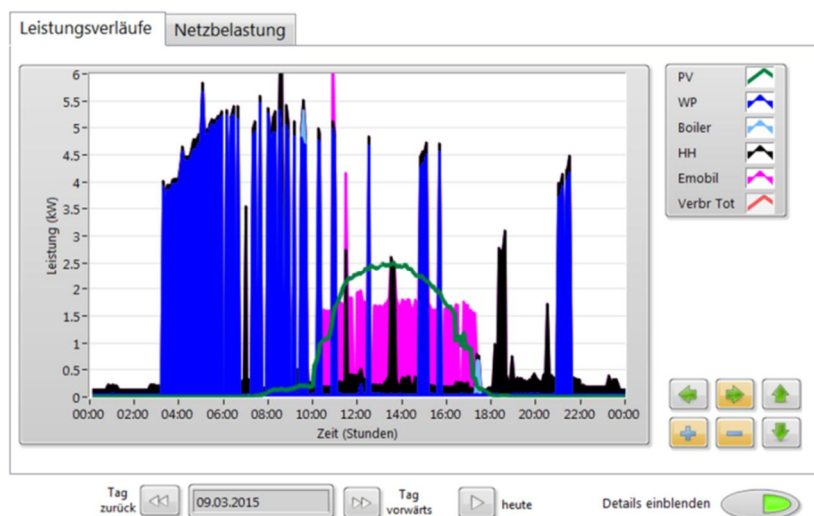


Abbildung 85: 09.03.2015, kalter März-Tag mit viel Sonne, Wärmepumpe mit Aufheizvorgang am Morgen im Niedertarif, Laden während der PV-Produktion, Nutzung der thermischen Speicherung abends und kurzzeitiges Nachwärmen im Niedertarif, Laden Elektromobil um die Mittagszeit

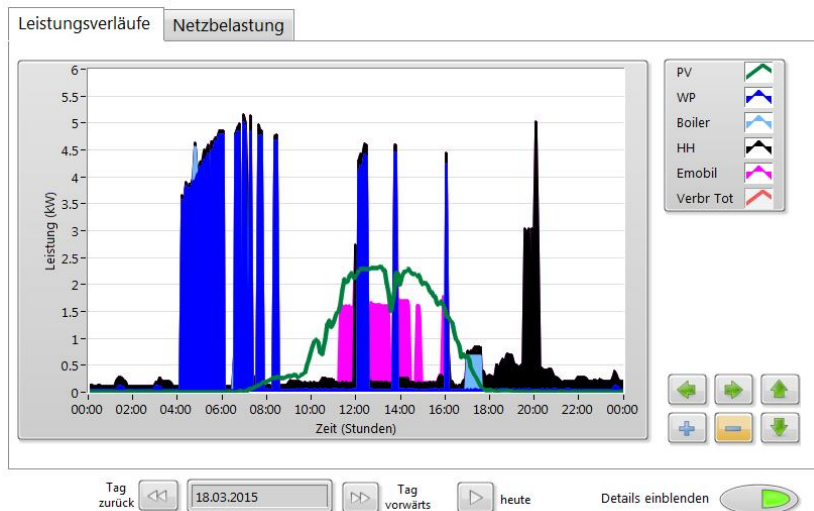


Abbildung 86: 18.03.2015, mittlerer März-Tag mit Sonne und wenig Wolken, Wärmepumpe mit Nachtabsenkung und Aufheizvorgang am Morgen im Niedertarif sowie tagsüber während der PV-Produktion, Nutzung der thermischen Speicherefähigkeit des Gebäudes, Laden Elektromobil um die Mittagszeit und Haushaltstrom-Spitze am Abend (HH)

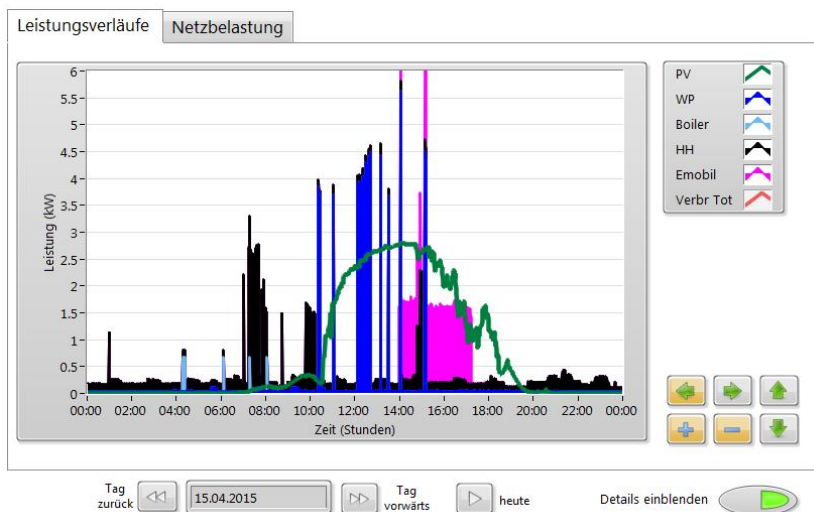


Abbildung 87: 15.04.2015, wärmerer April-Tag mit viel Sonne, Wärmepumpe läuft nur während der PV-Produktionszeit, Laden des Elektromobils nach Ankunft 14:00 und Haushaltstrom-Spitze durch Backofen am Morgen (HH)

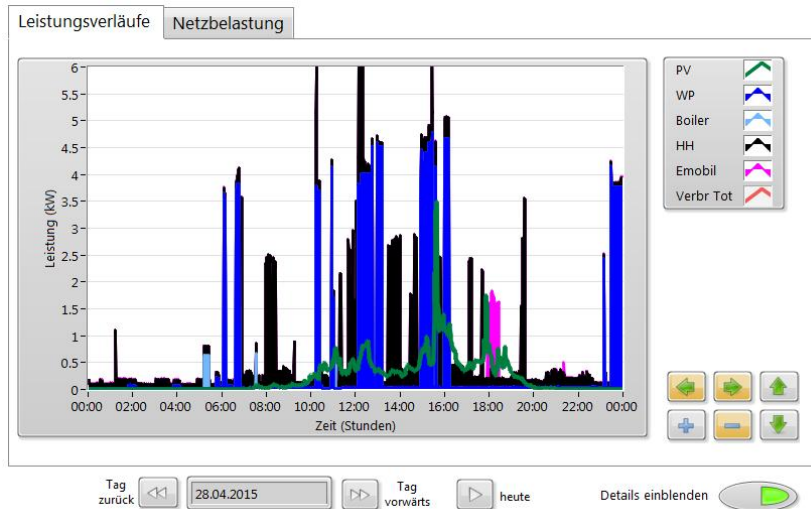


Abbildung 88: 28.04.2015, wärmerer April-Tag mit wechselhafter Bewölkung, Wärmepumpe läuft vorwiegend zu Spitzenzeiten der PV-Produktion, zwischen den Haushalt-Verbrauchsspitzen (HH)

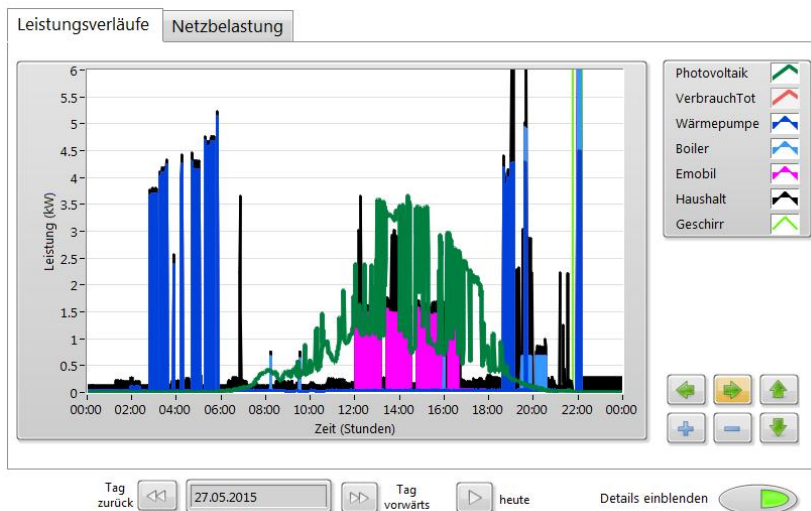


Abbildung 89: 27.05.2015, Mai-Tag mit sonnigem Wetter, durchzogen mit Cumuli, Wärmepumpe läuft aus Komfortgründen nur morgens und abends, Laden des Elektromobils zu den PV-Spitzenproduktionszeiten

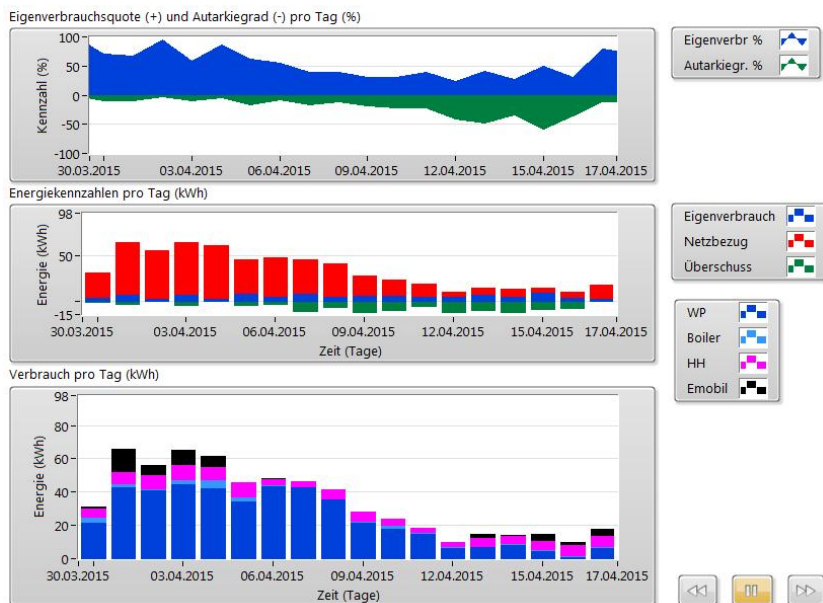


Abbildung 90: Statistik für 18 aufeinanderfolgende Tage März/April mit hoher Eigenverbrauchsquote bei den kalten Tagen (am Anfang) und hohem Autarkiegrad bei den sonnigen Tagen (12.04.-15.04.2015)

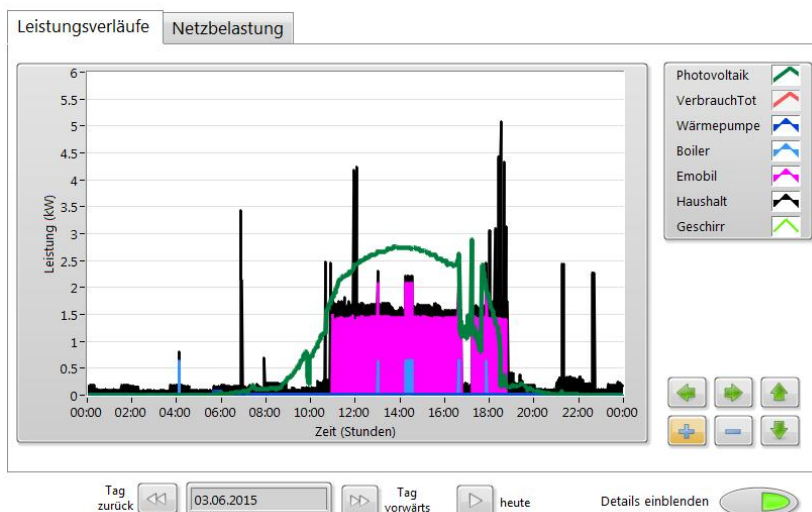


Abbildung 91: 03.06.2015, klassischer Sommertag mit sonnigem Wetter, kurzer PV-Einbruch durch eine Wolke um 17:00, Wärmepumpe läuft nicht, Laden des Elektromobils während der gesamten Produktionszeit, kurze Boiler-Ladezeiten (thermische Solaranlage vorhanden).

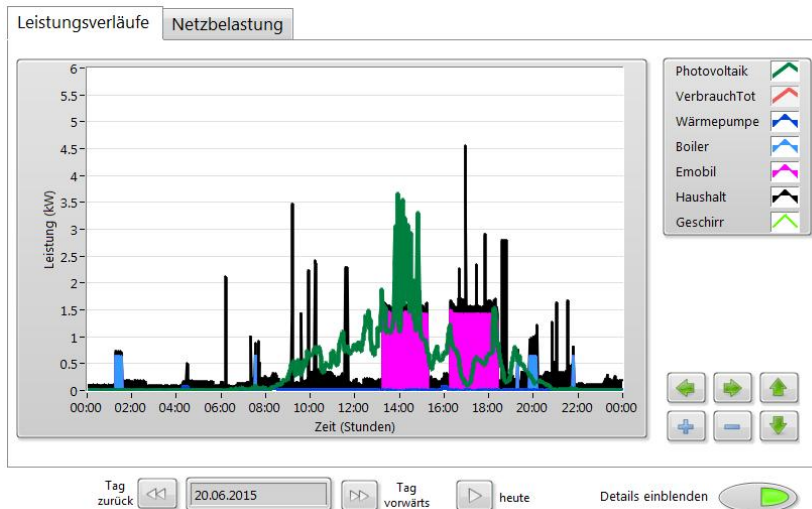


Abbildung 92: 03.06.2015, durchzogener Sommertag mit Wolken, Wärmepumpe läuft nicht, Laden des Elektroautos den PV-Spitzenzeiten, kurze Boiler-Ladezeiten (thermische Solaranlage vorhanden).

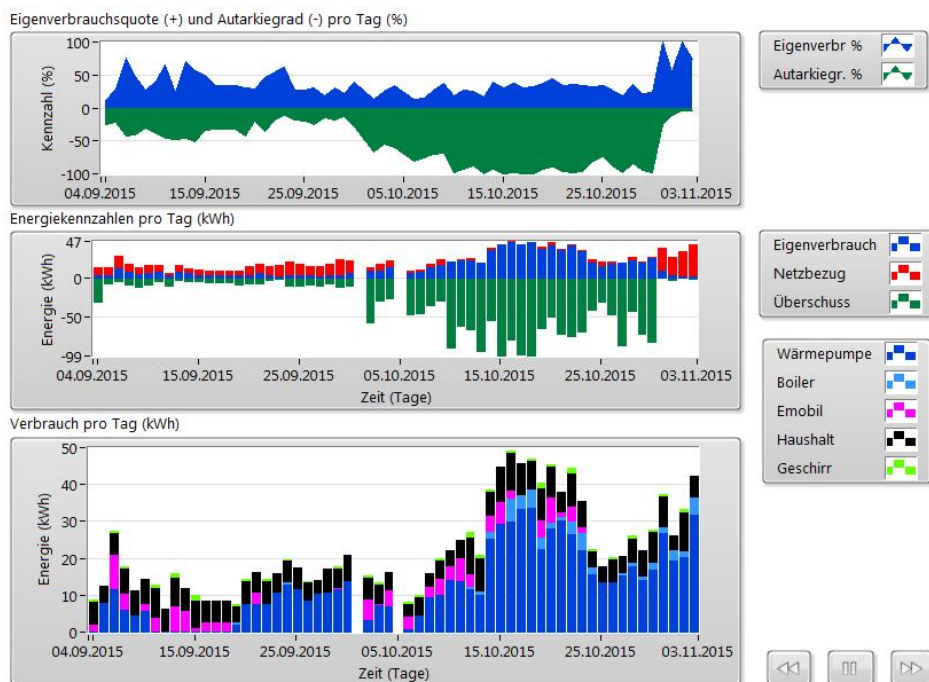


Abbildung 93: Energie-Statistik für die Monate September und Oktober mit hohem Autarkiegrad aufgrund eines überdurchschnittlich hohen Sonnenanteils im Zeitraum vom 05.10.-25.10.2015.

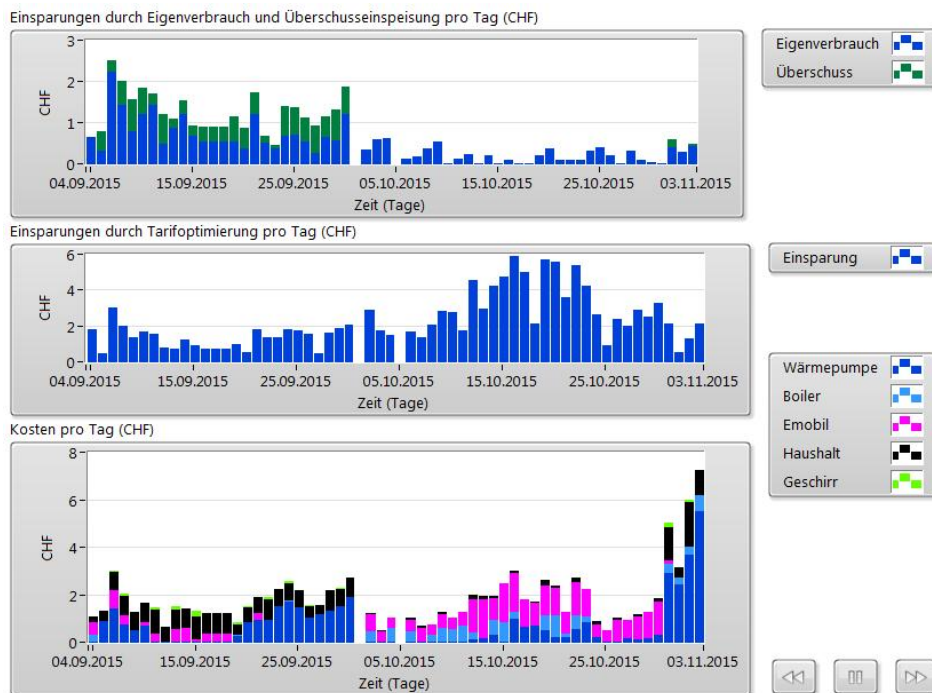
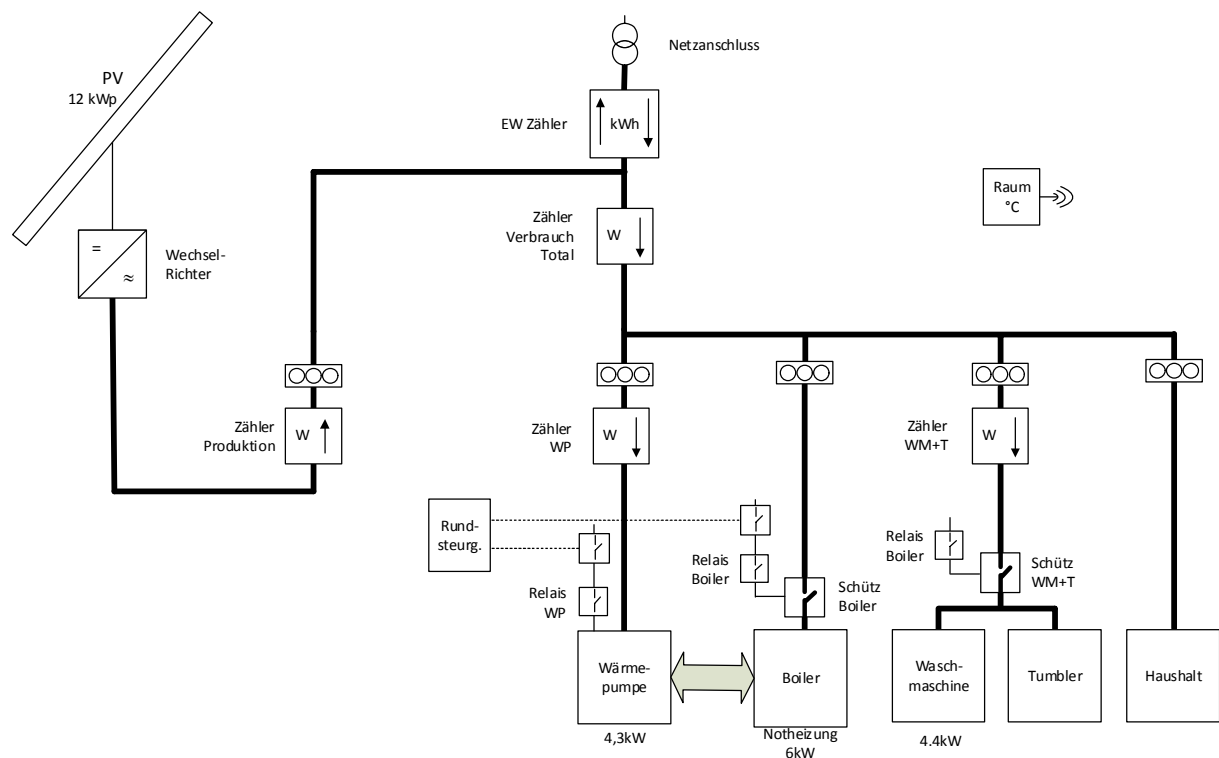


Abbildung 94: Kosten-Statistik für die Monate September und Oktober. Starke Tarifeinsparungen durch gezielten Betrieb bei tiefen Tarifen während des Zeitraums vom 05.10.-25.10.2015 (Preisregler).

**Gebäudedaten Rudolfstetten**

Gebäude	Minergie, Massivbauweise 2 Stockwerke, Wohnfläche beheizt ca. 150 m ² (Schätzung)
PV-Anlage	Indach-Anlage Schweizer Metallbau (12.1 kWp) Wechselrichter Solarmax, 3phasig
Wärmepumpe	Sole/Wasser Leistungsaufnahme 3 kW, Heizleistung 13.4 kW (B0/W35) Typische Leistungsaufnahme im Betrieb 4..5 kW
Heizsystem	Fussbodenheizung
Brauchwarmwasser	Speicher ca. 400 Liter mit Elektroheizeinsatz (ca. 6 kW) Speicher wird auch zur Beheizung des Büros im Kellergeschoss über Radiatoren verwendet (suboptimal).
Haushaltgeräte geschaltet	Waschmaschine ca. 4 kW (3phasig)

Schema Rudolfstetten



Daten Rudolfstetten

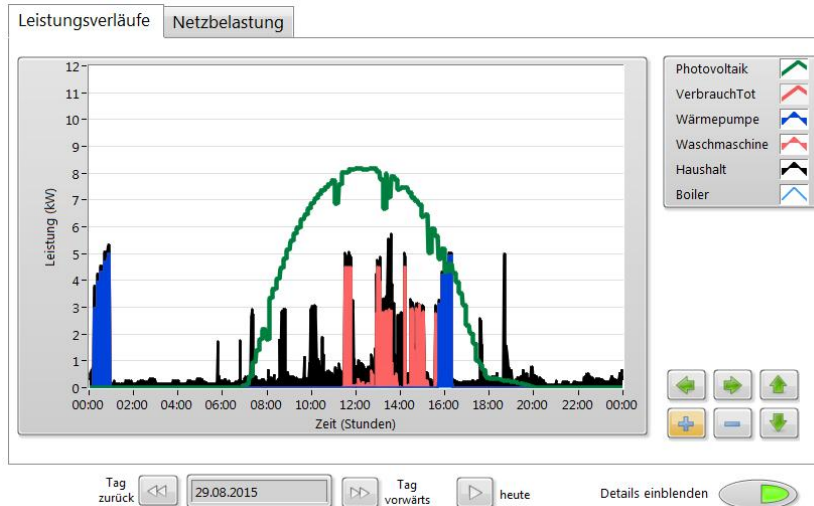


Abbildung 95: 29.08.2015, klassischer August-Tag mit sonnigem Wetter, Wärmepumpe läuft nur kurz zur Brauchwarmwasser-Erwärmung (Freigabe nachts und tags bei PV-Produktion), Waschmaschine läuft eigenverbrauchsgesteuert während der PV-Produktion.

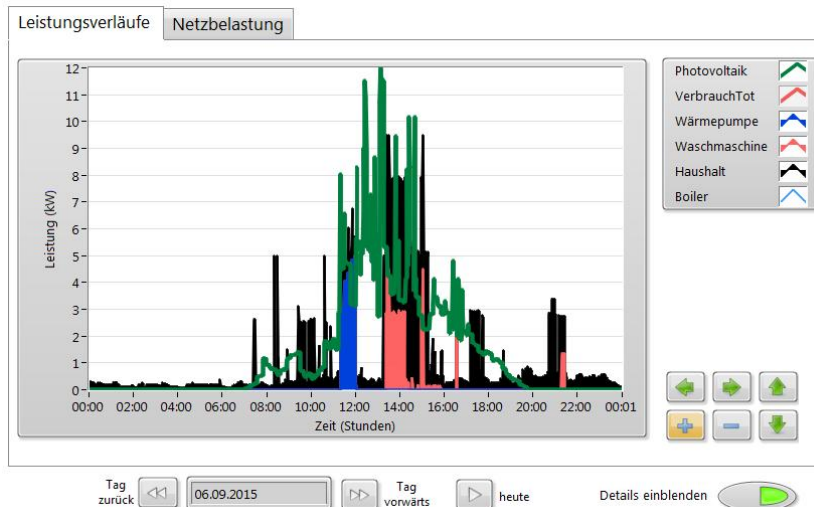


Abbildung 96: 06.09.2015, durchzogener Herbsttag mit Wolken, Wärmepumpe läuft nur kurz zur Brauchwarmwasser-Erwärmung (Freigabe tags bei PV-Produktion), Waschmaschine läuft eigenverbrauchsgesteuert während der PV-Produktion.

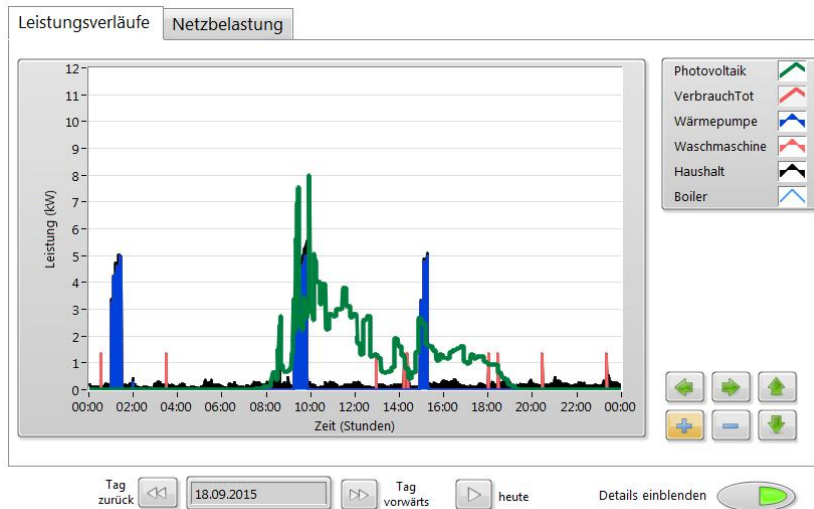


Abbildung 97: 18.09.2015, stark wolkiger Herbsttag, Wärmepumpe läuft nur kurz zur Brauchwarmwasser-Erwärmung.

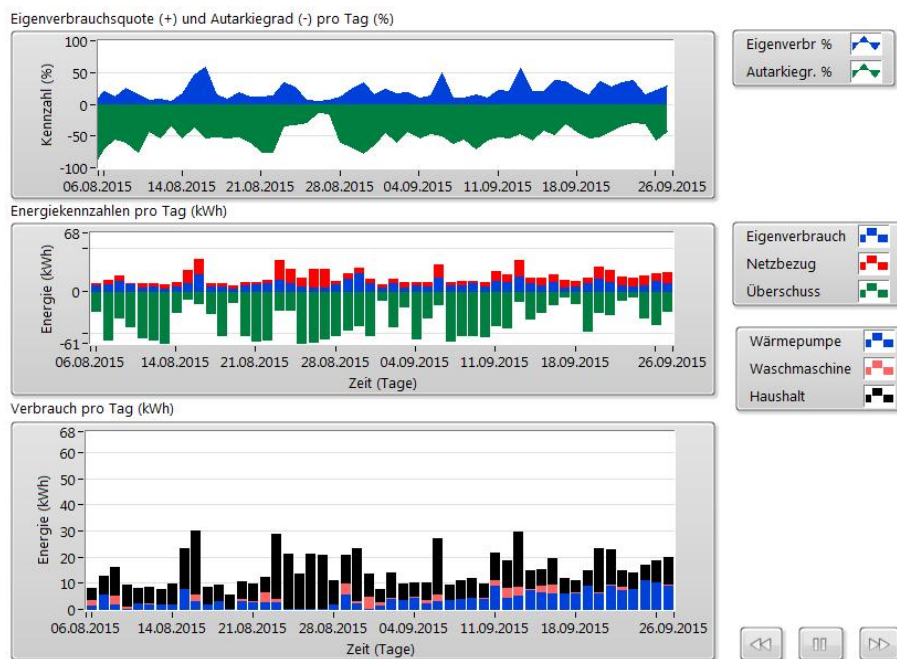


Abbildung 98: Energie-Statistik für die Monate August und September mit hohem Autarkiegrad aufgrund der grossen PV-Anlage (12 kWp)



Abbildung 99: Kosten-Statistik für die Monate August und September mit hohem Kosteneinsparungspotential dank Eigenverbrauch und Überschusseinspeisung.

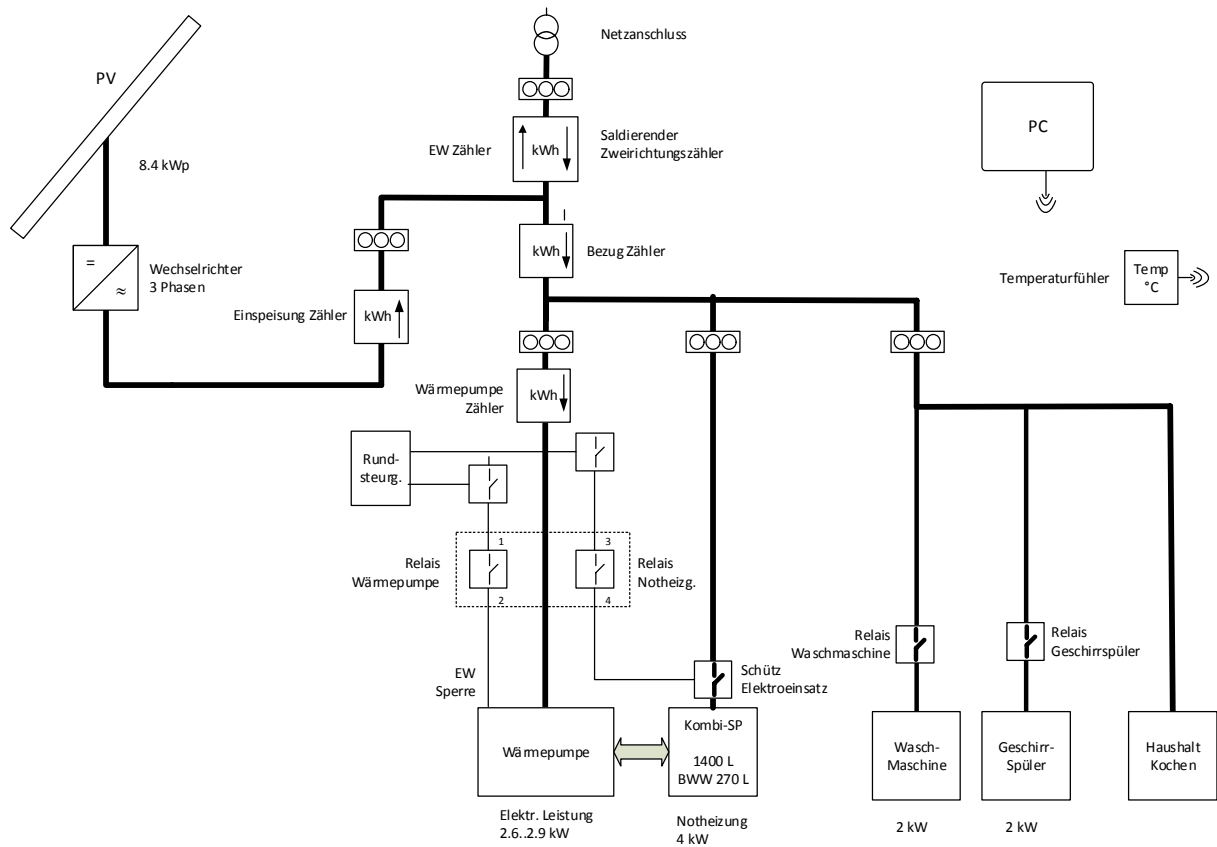


Gebäudedaten Muri AG

Gebäude	Baujahr 1978, Massivbauweise 4 Halbstockwerke, Wohnfläche beheizt ca. 150 m ²
PV-Anlage	Indach-Anlage Heckert (8.6 kWp), Ausrichtung SSE Module Laminat NeMo P125W, ca. 60 m ² Wechselrichter Kostal Piko 3phasig Kombiniert mit Solarthermie
Wärmepumpe	HOVAL Thermalia 12 Sole/Wasser Leistungsaufnahme 2.65 kW, Heizleistung 12.2 kW (B0/W35) Typische Leistungsaufnahme im Betrieb 3..4 kW
Heizsystem	Fussbodenheizung Kombispeicher 1400 Liter
Brauchwarmwasser	WW-Speicher 200 Liter (im Kombispeicher integriert) mit elektrischer Notheizung (ca. 4 kW)
Haushaltgeräte geschaltet	Waschmaschine ca. 2 kW, Geschirrspüler ca. 2 kW



Schema Muri AG



Daten Muri AG

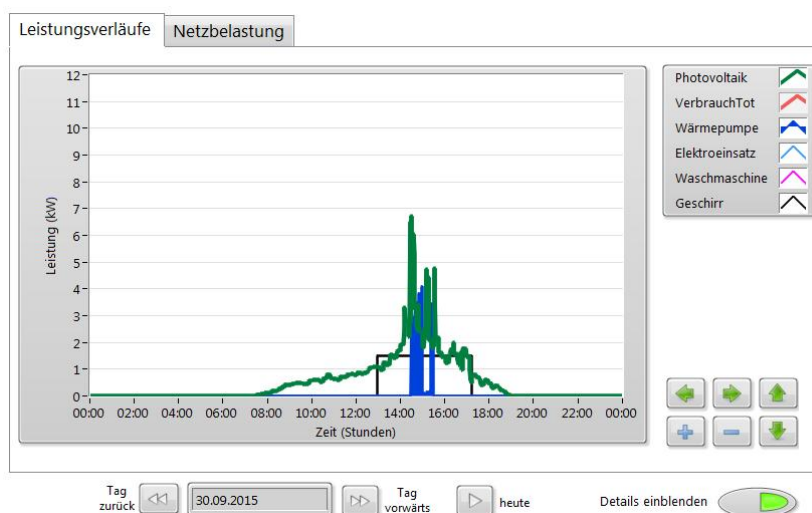


Abbildung 100: Leistungsverläufe Photovoltaik (grün) und Wärmepumpe (blau) am 30.9.2015. Eigenverbrauchsoptimierung, nur Brauchwarmwasser-Produktion: Spitzen-Produktion um ca. 15:00 genutzt.

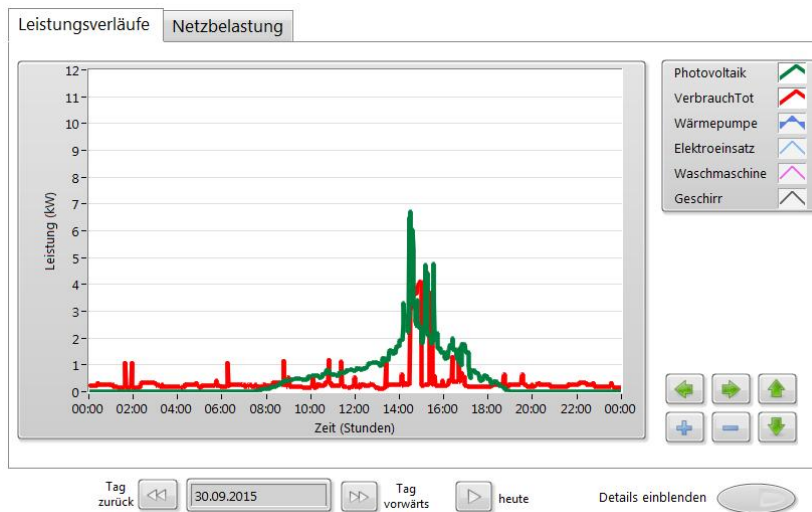


Abbildung 101: Leistungsverläufe Photovoltaik (grün) und gesamter Stromverbrauch (rot) am 30.9.2015. Gute Deckung der Spitzen. Betrieb einzelner Haushalteräte ausserhalb, tiefe Grundlast des Gebäudes.

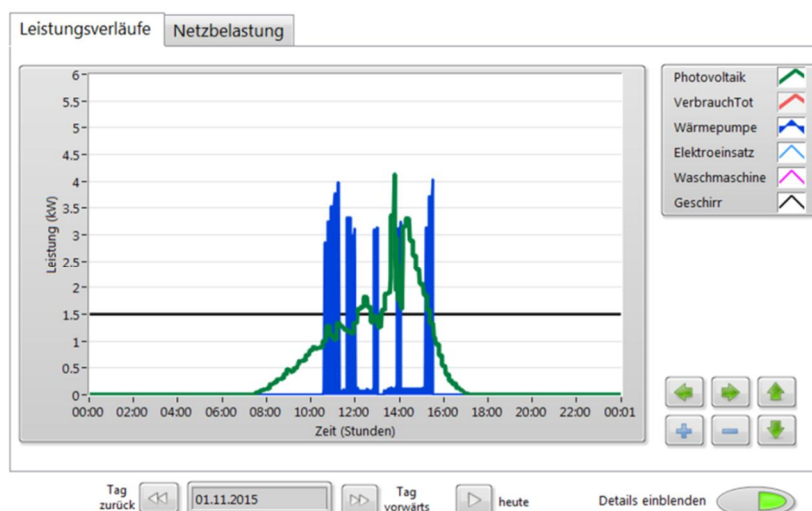


Abbildung 102: Leistungsverläufe Photovoltaik (grün) und Wärmepumpe (blau) am 1.11.2015. Eigenverbrauchsoptimierung: Wärmepumpe wurde nur zur PV-Produktionszeit betrieben.

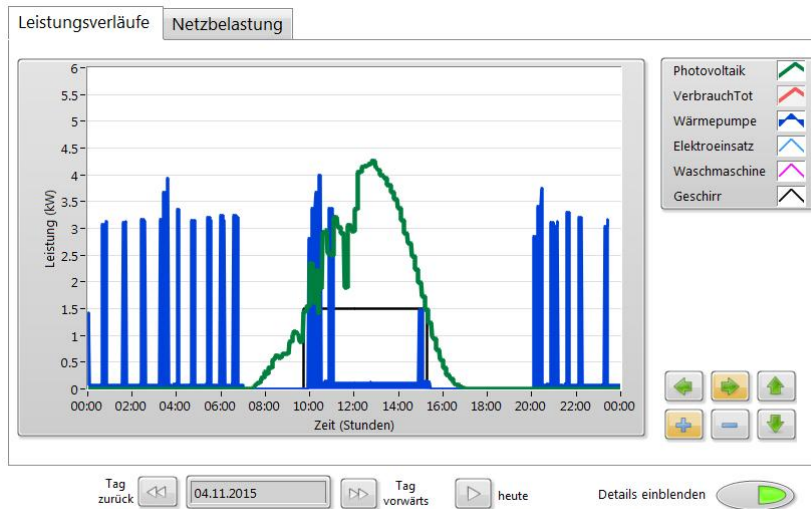


Abbildung 103: Leistungsverläufe 4.11.2015. Kostenoptimierung: Wärmepumpe zu Produktionszeiten und zu Niedertarif-Zeiten betrieben.

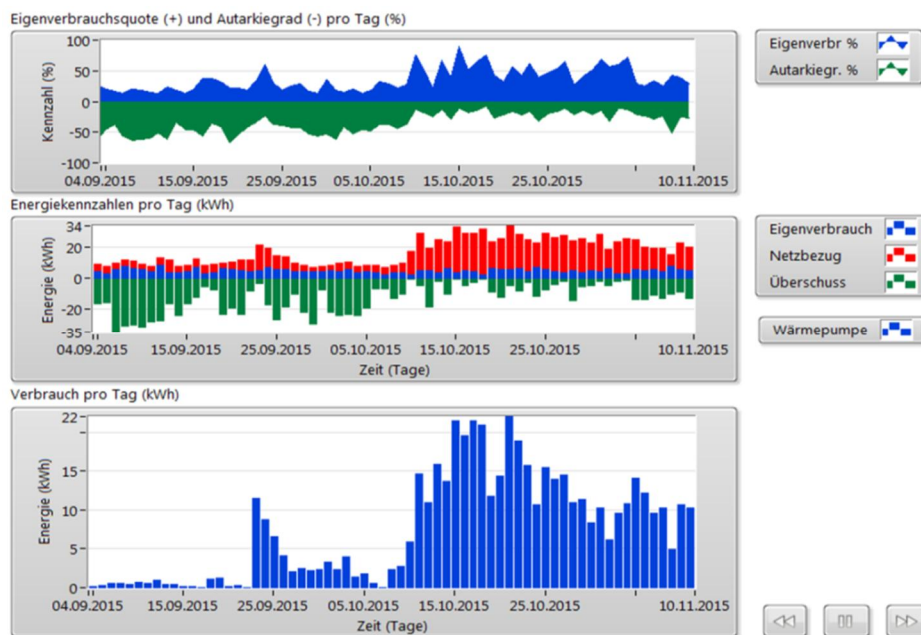


Abbildung 104: Energiestatistik Muri AG, 4.9.-10.11.2015. Oben: Zunehmende Eigenverbrauchsquote und abnehmender Autarkiegrad vom Herbst in den Winter. Mitte: Zunehmender Netzbezug und abnehmende Überschusseinspeisung. Unten: Zunehmender Energieverbrauch im Oktober.

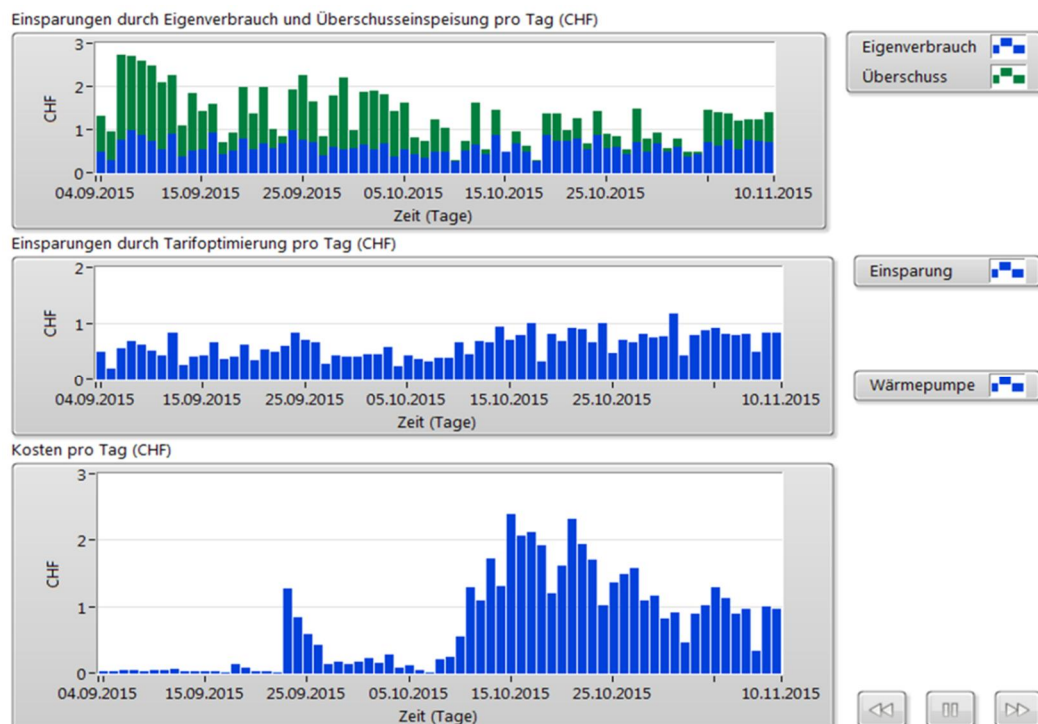


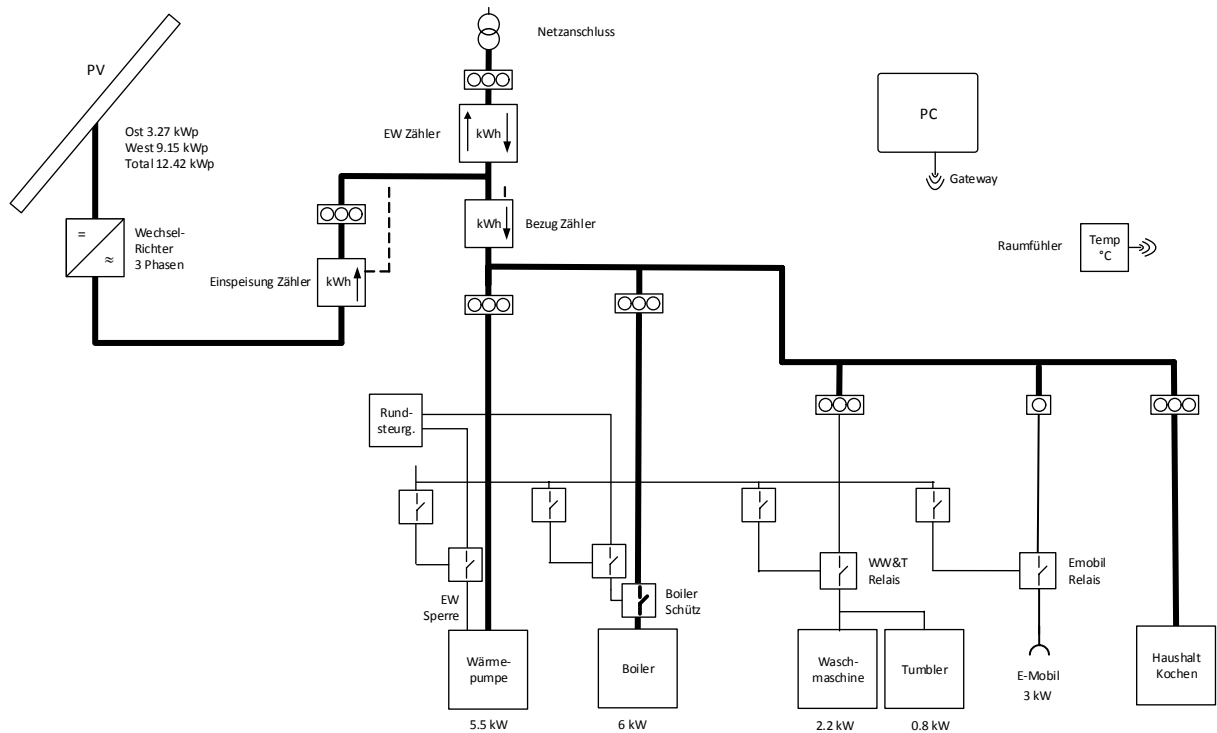
Abbildung 105: Kostenstatistik Muri AG, 4.9.-10.11.2015. Oben: Einsparungen durch Eigenverbrauch und Überschusseinspeisung bis CHF 2.50 pro Tag (variierend). Mitte: Einsparungen durch Tarifoptimierungen ca. CHF 1 pro Tag. Unten: Total Energiekosten pro Tag.\$

Gebäudedaten Bözen

Gebäude	Baujahr 1849, Massivbauweise, renoviert 1999 MFH mit 4 Wohnungen, Wohnfläche beheizt ca. 370 m ²
PV-Anlage	12 kWp, Ausrichtung Ost-West Wechselrichter SMA 3phasig
Wärmepumpe	Koch HWP3L, leistungsgeregelt, Baujahr 1997 Typische Leistungsaufnahme im Betrieb 2..5 kW
Heizsystem	Fussbodenheizung
Brauchwarmwasser	Speicher 1000 Liter (im Kombispeicher integriert) mit solarthermischer Anlage und elektrischem Heizeinsatz (ca. 6 kW)
Elektromobil	Cree Sam mit 8kWh Batterie Ladeleistung ca. 3kW, Ladesteuerung Texx
Haushaltgeräte geschaltet	Waschmaschine ca. 2.2 kW, Tumbler ca. 0.8 kW



Schema Bözen



Hier werden nur die Produktion und der gesamte Verbrauch gemessen. Aus Kostengründen wurde auf die individuelle Messung der einzelnen Verbraucher verzichtet.

Daten Bözen

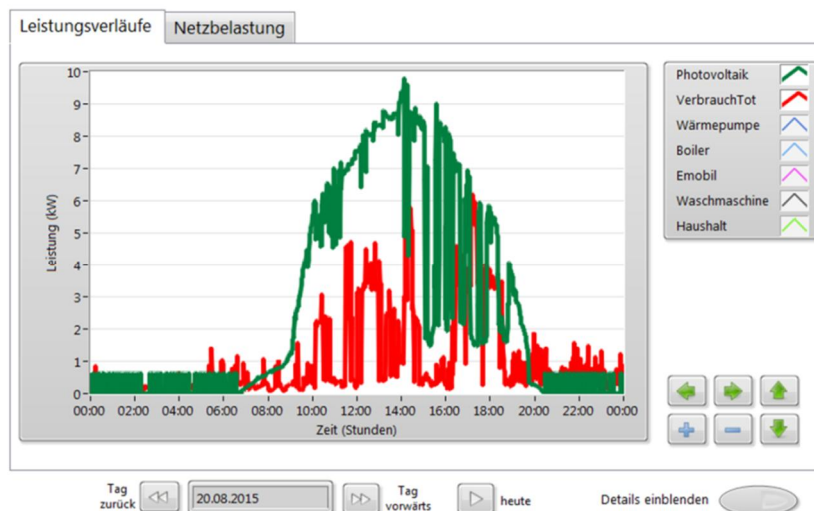


Abbildung 106: Bözen, 20.08.2015, PV-Produktion (grün) und Gesamtverbrauch (rot). Sonniger Tag mit einzelner Wolkenbildung ab 15:00. Betrieb der Waschmaschine und Haushaltgeräte zu Produktionszeiten.

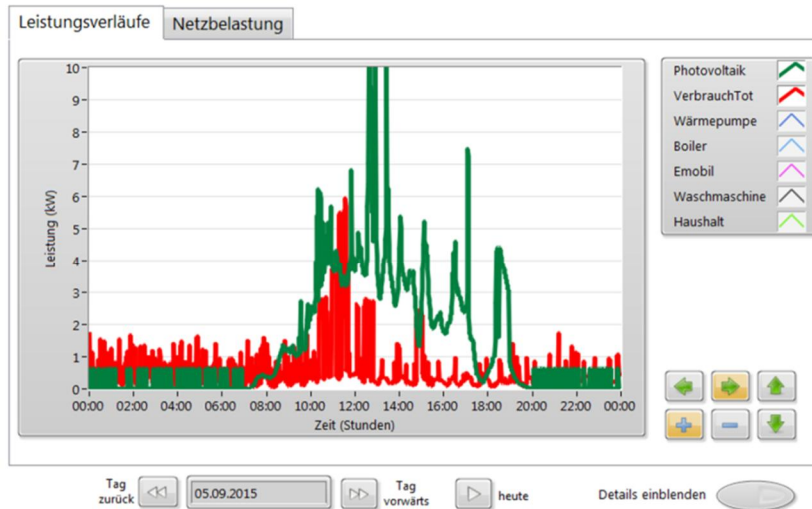


Abbildung 107: Bözen, 05.09.2015, PV-Produktion (grün) und Gesamtverbrauch (rot). Tag mit Sonne und Wolken. Kochen und Betrieb der Waschmaschine/Haushaltgeräte um 10:00 bis 13:00.

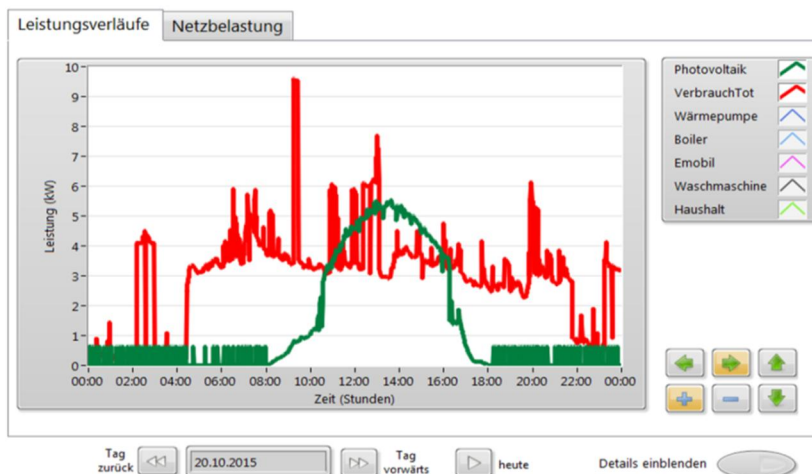


Abbildung 108: Bözen, 20.10.2015, PV-Produktion (grün) und Gesamtverbrauch (rot). Tag mit viel Sonne. Wärmepumpe im Heizbetrieb ab ca. 04:00, Brauchwasser-Erwärmung am Morgen um ca. 02:00, Kochen und Betrieb der Waschmaschine um 10:00 bis 13:00.

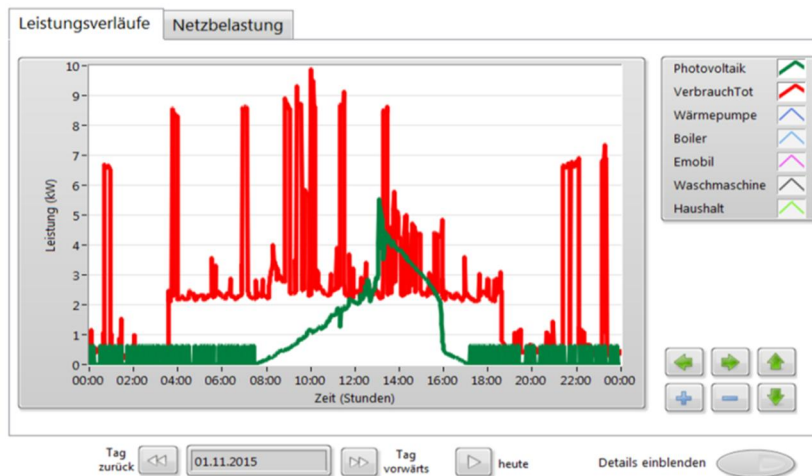


Abbildung 109: Bözen, 01.11.2015, PV-Produktion (grün) und Gesamtverbrauch (rot). Tag mit Sonne ab 13:00. Wärmepumpe im Heizbetrieb ab ca. 04:00, Peaks für Brauchwasser-Erwärmung, Betrieb von Waschmaschine um 13:00 bis 16:00.

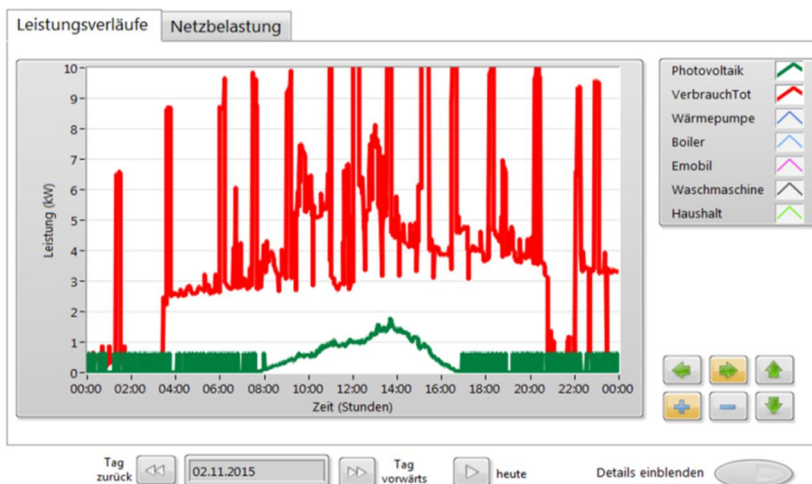


Abbildung 110: Bözen, 02.11.2015, PV-Produktion (grün) und Gesamtverbrauch (rot). Tag mit wenig Sonnenschein. Wärmepumpe im Heizbetrieb ab ca. 04:00, Peaks für Brauchwasser-Erwärmung, Kochen und Haushaltsgeräte um die Mittagszeit.

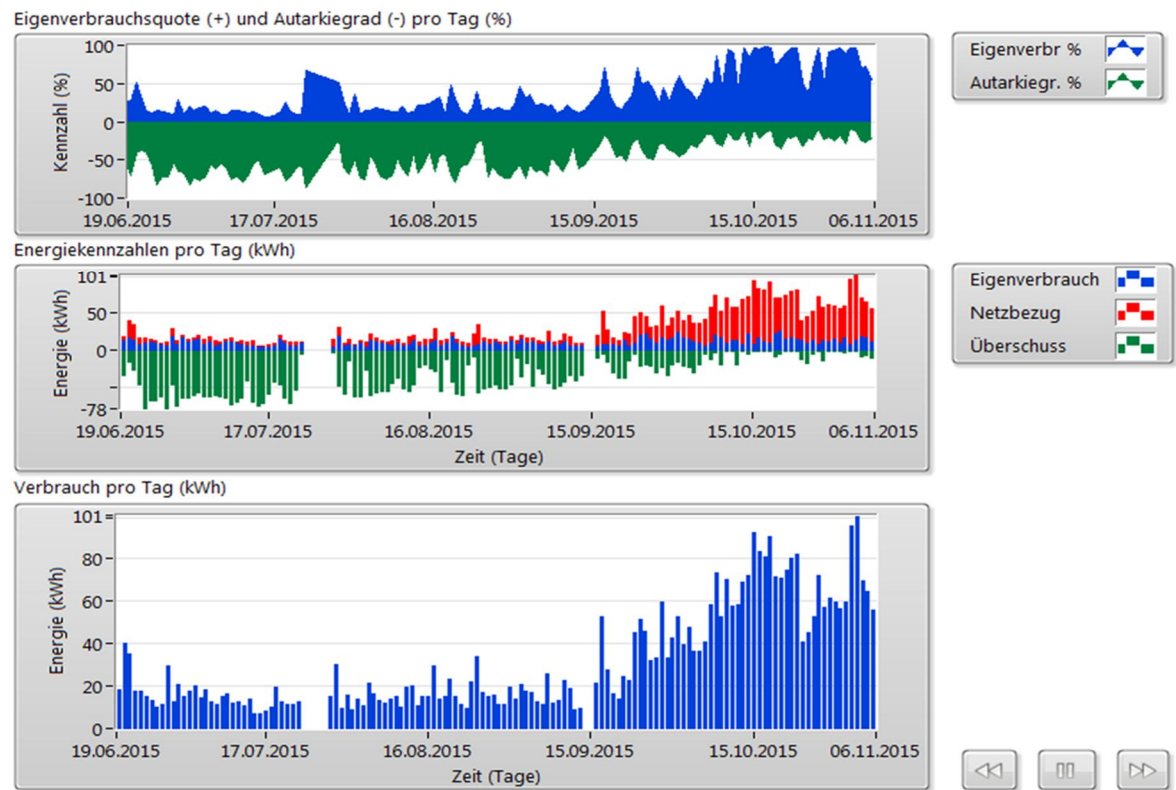


Abbildung 111: Energie-Statistik Bözen, 19.06.2015-06.11.2015. Oben: Hoher Autarkiegrad im Sommer (> 50%), hohe Eigenverbrauchsquote im Herbst (bis 100%). Mitte: Überschusseinspeisung im Sommer, Netzbezug im Herbst. Unten: Wesentliche Zunahme des Gesamtverbrauchs im Herbst durch die Heizsaison.

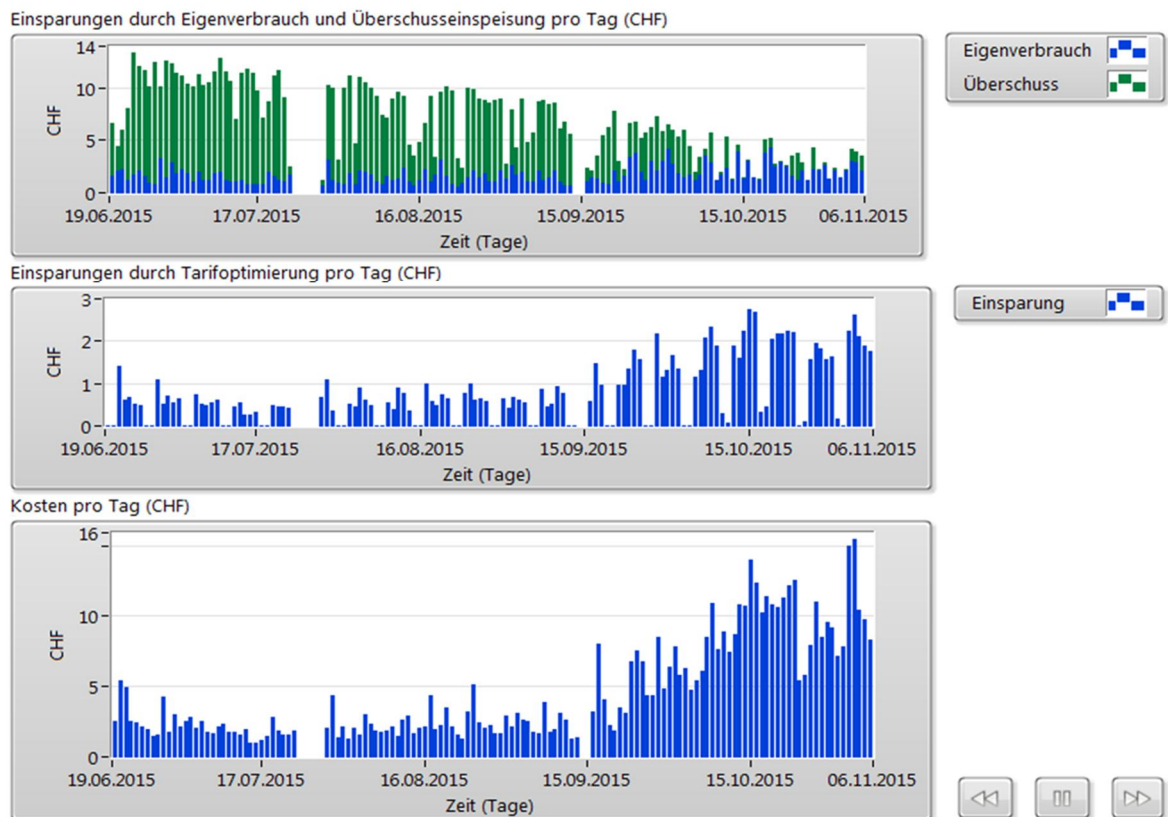


Abbildung 112: Kosten-Statistik Bözen, 19.06.2015-06.11.2015. Oben: Einsparungen durch Eigenverbrauch max. 5 CHF pro Tag, im Sommer Vergütungen > CHF 10 pro Tag inkl. Überschusseinspeisung. Mitte: Einsparungen durch Betrieb im Niedertarif und zu PV-Produktionszeiten bis CHF 3 pro Tag. Unten: Zunehmende Kosten pro Tag in der Heizsaison.