Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

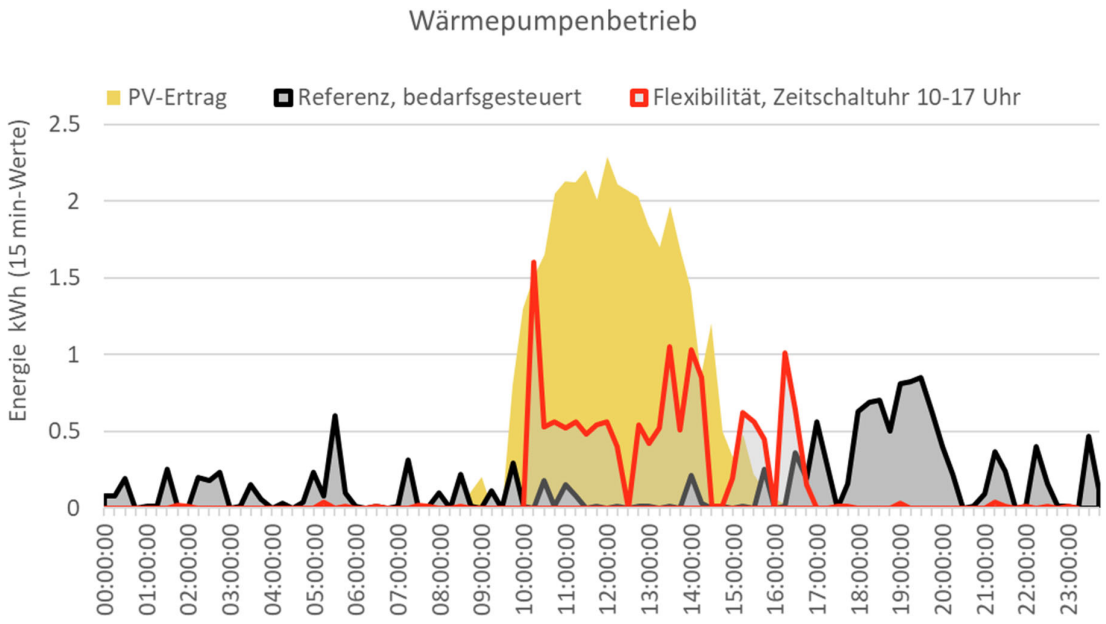
Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Energieforschung

Jahresbericht 2019

Energetische Flexibilität von Gebäuden

Beitrag zum IEA Annex 67



© M. Hall 2018

Fachhochschule Nordwestschweiz
Hochschule für Architektur, Bau und Geomatik

Datum: 26. November 2019

Ort: Bern

Auftraggeberin:
Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Gebäude und Städte
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch
energieforschung@bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:
Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW
Institut Energie am Bau IEBau
St. Jakobs Strasse 84
CH-4132 Muttenz
www.fhnw.ch/habg/iebau/

Autor/in:
Dr. Monika Hall, IEBau, FHNW, monika.hall@fhnw.ch
Prof. Dr. Achim Geissler, IEBau, FHNW, achim.geissler@fhnw.ch

BFE-Bereichsleitung: Andreas Eckmanns, andreas.eckmanns@bfe.admin.ch
BFE-Programmleitung: Rolf Moser, moser@enerconom.ch
BFE-Vertragsnummer: SI/501240-01

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

Zusammenfassung

In diesem Projekt werden verschiedene Aspekte zum Thema energetische Flexibilität von Gebäuden untersucht. Es wird das Planungsinstrument «EnerFlex» entwickelt, welches auf Stundenbasis die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad bestimmt. «EnerFlex» ist die Basis für das Tool «PVopti», welches seit 2017 für den Minergie-Nachweis verwendet wird.

Um den Eigenverbrauch zu erhöhen ist es das Ziel, die Laufzeit der Wärmepumpe auf den Tag zu beschränken. Dies ist im Wohnbereich besser umzusetzen als im Bürobau, da im Bürobau die internen Lasten eine sehr grosse Rolle spielen. Im Winter führen hohe interne Lasten zu kürzeren Laufzeiten. Im Sommer verlängern hohe interne Lasten die Laufzeiten, da mehr bzw. länger gekühlt werden muss. Es wird ein Diagramm entwickelt, aus dem die Wärmepumpenlaufzeit für Wohnen in Abhängigkeit von dem Heizwärmebedarf und der Wärmespeicherfähigkeit abgeleitet werden kann.

Zeitschrittintervalle und Gewichtungsfaktoren haben einen grossen Einfluss auf die Energiebilanz. Zeitschritte mit maximal 60 min ergeben ausreichend genaue Ergebnissen. Wird eine Batterie eingesetzt, liefern 1- und 60-min Zeitschritte dieselben Ergebnisse. Symmetrische und unsymmetrische Gewichtungsfaktoren führen zu unterschiedlichem Gebäudedesign und unsymmetrische Faktoren zur Notwendigkeit von grösseren PV-Anlagen.

Eine Vergrösserung des Warmwasserspeichers von einem Tages- auf einen 2-3 Tagesspeicher ist nicht sinnvoll, da die Erhöhung der Eigenverbrauchsrate und des Autarkiegrads sehr gering ausfällt.

Erste Untersuchungen zum Peakshaving mit einer Batterie (Kapazität eine kWh pro kWp installierte PV-Leistung) zeigen, dass die Dauer des Peakshavings und die verschiebbare Energiemenge stark von dem Verhältnis zwischen Jahresertrag und -bedarf abhängt.

Für eine Arealbetrachtung werden drei Quartiertypen untersucht. Ziel ist es, dass durch Demand Side Management die Trafostationen der bestehenden Quartiere nicht überlastet wird. Der Ausbau mit Photovoltaik ist insbesonders bei dem Quartier mit Ein-/Zweifamilienhäusern kritisch für die Trafostation. Der Einfluss des Demand Side Managements ist im Winter am grössten, wenn die Wärmepumpen als grosse Energiebezüger intelligent gesteuert werden können. Batterien reduzieren im Sommer in den Abend- und Nachtsstunden den Netzbezug. In den Übergangsmonaten reduzieren sie zusätzlich die Netzeinspeisung. Sie können aber die Bezugs- und Einspeisespitzen nicht glätten, da sie zu den entsprechenden Zeiten im Sommer voll und im Winter leer sind.

Vergleicht man die Optimierung nach Eigenverbrauch, Strompreise und Schweizer Strommix 2015 ergibt sich folgende Empfehlungen für das Einschalten der Verbraucher:

- Optimierung nach Eigenverbrauch und Strommix 2015: Verbraucher laufen am Tag
- Optimierung nach Strompreisen bei Hoch- / Niedertarif: Verbraucher laufen in der Nacht

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung ... **3**

Inhaltsverzeichnis ... **5**

Abkürzungsverzeichnis ... **6**

1 Einleitung ... **7**

2 Projektziele ... **7**

3 Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse ... **7**

3.1 Überblick ... 7

3.2 Flexibilität von Arealen ... 8

3.2.1 Einführung ... 8

3.2.2 Lastprofile ... 8

3.2.3 Methodik ... 11

3.2.4 Resultate ... 12

3.2.5 Fazit Quartier ... 19

3.3 Machbarkeitsstudie für Arealsimulation inkl. Netzinteraktion ... 20

3.4 Eigenverbrauch versus Netzdienlichkeit ... 22

4 Bewertung 2019 und Ausblick 2020 ... **27**

5 Publikationen ... **27**

6 Referenzen ... **28**

Abkürzungsverzeichnis

Bat	Batterie
Bo	elektrischers Boiler
$CO_{2\text{-eq.}}$	Treibhausgasemisssionen
DSM	Demand Side Management
MAS	Multi-Agent System
PE_{nr}	nichterneuerbare Primärenergie
PV	Photovoltaik
Weh	Wohneinheiten
WP	Wärmepumpe
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

1 Einleitung

Der lokal an einem Gebäude erzeugte Strom wird i.d.R. nicht komplett zeitgleich konsumiert. Somit muss ohne lokale Speichermöglichkeit der ungenutzte Teil in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden, was zu hohen Netzbelastungen führen kann. Kritisch wird es, wenn die lokale Trafostation an ihre Grenzen stösst bzw. überlastet wird. Dies soll vermieden werden.

Bislang wird die Zeitgleichheit von Verbrauch und Erzeugung des Stroms vor Ort in der Energiebilanz eines Gebäudes nicht beachtet. Durch den zunehmenden Ausbau von erneuerbaren Energien und den damit verbundenen Diskussionen über volatile Verfügbarkeit, Speichermöglichkeiten und Netzausbau rückt die Thematik des Eigenverbrauchs immer stärker in den Fokus. Auch aufgrund der Preisentwicklung von Strom wird es immer attraktiver, den Stromertrag der lokalen Photovoltaikanlage direkt vor Ort zu nutzen. Hierzu eignen sich grosse Strombezüger, die während der Tagesstunden Strom beziehen können, wie z.B. Wärmepumpen. So bieten kurze Wärmepumpenlaufzeiten eine hohe Flexibilität hinsichtlich des Laufzeitfensters, wenn eine hohe thermische Masse vorhanden und das Gebäude gut gedämmt ist. Dies gilt sowohl für den Heizfall im Winter, als auch für den Kühlfall im Sommer.

Um das Potential nutzen zu können, muss das Gebäude flexibel reagieren können. Dieses Potential soll untersucht werden.

2 Projektziele

Es soll geklärt werden, was der Begriff «energetisch flexibles Gebäude» bedeutet und die Flexibilität beschreib- und planbar gemacht werden. Eine Erhöhung des Eigenverbrauchs und die Reduktion der Netzinteraktion (Netzbezug, Netzeinspeisung) ist durch Energiespeicherung und Lastmanagement angestrebt. Die Kompatibilität von Eigenverbrauch und Netzinteraktion soll aufgezeigt werden. Der Eigenverbrauch und die Netzinteraktion von Arealen soll aufgezeigt werden. Die Bildung praxistauglicher Kenngrössen für die Planungsphase wird angestrebt. Das Projekt ist in IEA EBC Annex 67 "Energy Flexible Buildings" eingebunden.

3 Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

3.1 Überblick

Im 2019 werden folgende Arbeiten durchgeführt:

- Weiterführung der Untersuchungen zur Flexibilität von Arealen
- Machbarkeitsstudie, um die Flexibilität von Arealen besser abzubilden
- Untersuchungen zum Thema: Eigenverbrauch vers. Netzdienlichkeit
- Internationale Zusammenarbeit: diverse Arbeiten für den IEA EBC Annex 67

3.2 Flexibilität von Arealen

3.2.1 Einführung

Die Flexibilität von Arealen besteht darin, dass die Gebäude untereinander kommunizieren und Energie austauschen können, bevor es zur Interaktion mit der lokalen Trafostation kommt. Das Netz im Areal wird in diesem Projekt als Kupferplatte dargestellt. Der PV-Überschuss aus den einzelnen Gebäuden wird dem Areal zur Verfügung gestellt, so dass er von Gebäuden ohne PV-Anlage genutzt werden kann, bevor er ins Netz eingespeist wird. Über ein Multi-Agent System (MAS) mit Gebäudeagenten und einem Quartiercoordinator, der auch den Zustand der Trafostation kennt, werden die einzelnen Wärmepumpen für Heizen und Warmwasser an- und ausgeschaltet und Batterien be- und entladen, so dass die Residuallast an der Trafostation reduziert bzw. geglättet werden kann. Die Residuallast ist hier definiert als die durch das Areal induzierte verbleibende Stromlast an der Trafostation. Der Vergleich mit/ohne Agenten zeigt die Flexibilität des Areals auf. Ziel ist es, die Kapazität der Trafostation nicht zu überschreiten. Gelingt dies, wird das Areal netzdienlich betrieben.

Die Untersuchungen aus 2017 zur Flexibilität von Arealen werden fortgesetzt, nachdem das verwendete Porgamm SmartStability in 2018 überarbeitet wurde. Untersucht werden drei Quartiertypen in Anlehnung an [1]:

- Typ C – Ein- und Zweifamilienhäuser mit geringer Dichte (187 Wohneinheiten in 157 Gebäuden)
- Typ E/F – Reihenhaussiedlung und Zeilenbebauung mittlerer Dichte (430 Wohneinheiten in 193 Gebäuden)
- Typ G – Blockbebauung (373 Wohneinheiten in 5 Gebäuden)

Die Anzahl der Gebäude und Wohnungen sind an reale Quartiere in Basel angepasst.

3.2.2 Lastprofile

Aus einem verfügbaren Satz von 348 Smart-Meter Jahresdatensätzen (15 min Auflösung) für Haushaltsstrom wird den einzelnen Wohungen zufällig ein Datensatz zugewiesen und für alle Varianten verwendet. Der mittlere jährliche Haushaltsstrombedarf (Geräte, Beleuchtung) beträgt für die verschiedenen Quartiertypen:

- Typ C: Ø 3’509 kWh/a und Wohneinheit
- Typ E/F: Ø 2’174 kWh/a und Wohneinheit
- Typ G: Ø 1'517 kWh/a und Wohneinheit

Die Zusammensetzung der Basler Haushalte teilt sich wie folgt auf [2]: 47 % der Haushalte in Basel-Stadt sind Einzelhaushalte, 23 % der Haushalte beinhalten Kinder und 30 % der Haushalte sind Paare ohne Kinder. 13 verschiedene Wärmwasserzapfprofile werden mit dem «Loadprofilegenerator» [3] entsprechend der Haushaltszusammensetzung erstellt und zufällig verteilt. Die Zapfprofile bleiben für alle Varianten unverändert.

Mehrere Szenarien werden für die Quartiere untersucht. Die Basisdaten befinden sich in Tabelle 1.

Tabelle 1 Basisdaten für die Quartiertypen C, E/F und G.

	Typ C		Typ E/F		Typ G	
	heute	2035	heute	2035	heute	2035
Durchdringung						
- el. Boiler	26%/Weh	-	26%/Weh	-	-	-
- Wärmepumpe	6%	50% / 100%	6%	50% / 100%	-	60% / 100%
- Photovoltaik	50 kWp, 6%	694 kWp, 80%	215 kWp, 6%	684 kWp, 80%	-	225 kWp, 100%
- Batterie (Nennkap.)	-	437 kWh, 50%	-	548 kWh, 50%	-	157 kWh, 60%
Elektroauto	8 kWh/Weh	243 kWh/Weh	8 kWh/Weh	243 kWh/Weh	8 kWh/Weh	243 kWh/Weh
PV-Ertrag	53 MWh/a	731 MWh/a	182 MWh/a	610 MWh/a	-	206 MWh/a
Gesamtbedarf	823 MWh/a	884 / 1'000 MWh/a	1'298 MWh/a	1'308 / 1'777 MWh/a	730 MWh/a	850 / 1'300 MWh/a
PV Ertrag/Gesamtbedarf	6%	83% / 73%	14%	47% / 34%	-	24% / 16%

- Das Szenarium «heute» bildet den Referenzfall
- Das Szenarium für das Jahr «2035» enthält mehrere Varianten:
  - Durchdringung mit Photovoltaik: Typ C und E/F: 80 %, Typ G: 100 %
  - Durchdringung mit Wärmepumpen: Typ C und E/F: 50 %/100 %, Typ G: 60 %/100 %
  - Durchdringung mit Batterien: Typ C und E/F: 50 %, Typ G: 60 %

Im Szenario «heute» verfügen 26 % der Wohungen von Typ C und E/F über einen elektrischen Boiler zur Warmwassererwärmung [4]. In den übrigen Fällen wird davon ausgegangen, dass das Warmwasser durch den entsprechenden Wärmeerzeuger (Wärmepumpe oder nicht elektrisch) bereitgestellt wird (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Die Temperaturen im Warmwasserspeicher werden mit einem 8-Schichten-Modell, basierend auf Messungen an einem 300 l Speicher, berechnet. Das Modell ist für Speichergrössen von 600 l und 1000 l extrapoliert.

Für Gebäude mit einer Wärmepumpe wird ein Heizwärmebedarf von 35 kWh/(m^2 a) angenommen. Der Bedarf an Heizwärme wird aufgrund der Raumtemperatur im Gebäudemodell (RC-Glied) in Abhängigkeit von der Aussenlufttemperatur und der Vorlauftemperatur berechnet. Die Heizleistung ist abhängig von der Quellentemperatur und auf eine max. Heizleistung je nach Gebäudegrösse begrenzt. Der durchschnittliche COP für die Wärmepumpen für Heizen und Warmwasserbereitung beträgt 3.7/2.6 für Luft/Wasser und 4.9/2.9 für Sole/Wasser. Es wird eine Verteilung von 60 % Luft-Wasser und 40 % Sole-Wasser Wärmepumpen angenommen.

Die Elektromobilität wird in Form von geladenem Fahrstrom im Quartier [5] berücksichtigt.

Die Grundannahmen für die PV-Ertragsberechnung sind: 6.5 m^2/kWp, η_{Modul} = 18 %, η_{SYS} = 85 %. Die Aussrichtung ist SO, S oder SW bei einer Neigung von 30°. Die Ausrichtungen und die zur Verfügung stehenden Dachflächen sind an die Gebäude in den realen Quartieren angelehnt. Die Charakteristik der Quartiere in Bezug auf die Grösse der PV-Anlagen im Verhältnis zur Energiebezugsfläche bzw. Anzahl Wohnungen pro Gebäude ist unterschiedlich:

- Typ C: grosse Dachflächen in Relation zur Energiebezugsfläche bzw. Anzahl Wohnungen
- Typ E/F: kleine Dachflächen in Relation zur Energiebezugsfläche bzw. Anzahl Wohnungen
- Typ G: sehr kleine Dachflächen in Relation zur Energiebezugsfläche bzw. Anzahl Wohnungen

Dies führt zu sehr unterschiedlichen Verhältnissen von PV-Ertrag zu Gesamtstrombedarf. Der PV-Ertrag bezogen auf den Jahresstrombedarf der einzelnen Gebäude ohne Elektromobilität ist in Abbildung 1 gezeigt. Bei Quartiertyp C ist das Verhältnis PV-Ertrag zu Gesamtstrombedarf aufgrund

der grösseren Dachflächen in Relation zur Energiebezugsfläche bzw. Anzahl Wohnungen durchgängig deutlich höher als bei Typ E/F und G. Ebenfalls ist der Einfluss der Wärmepumpendurchdringung zu sehen. Je grösser die Durchdringung, desto geringer ist das Verhältnis von PV-Ertrag zu Jahresstrombedarf, da der Strombedarf steigt.

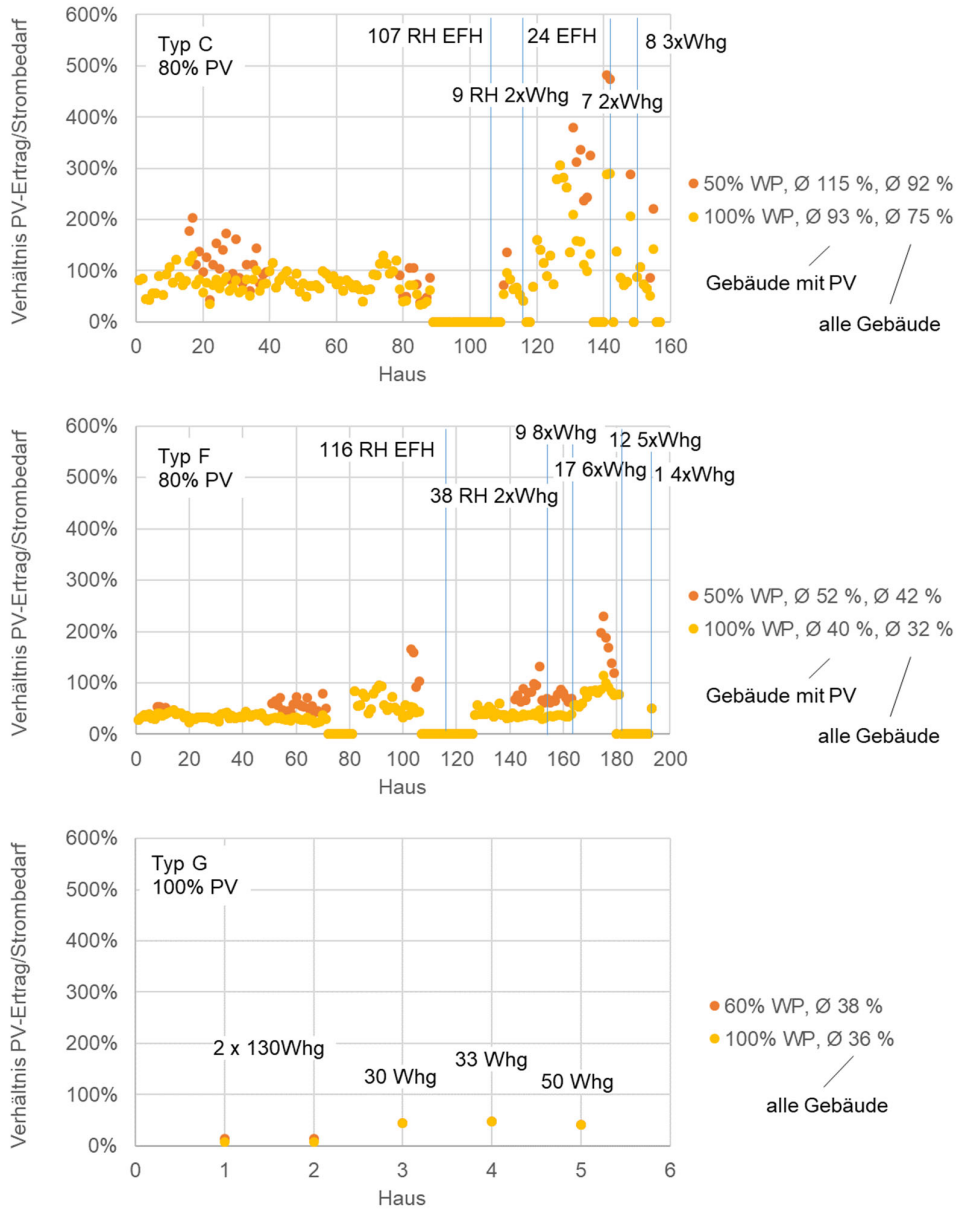


Abbildung 1: Verhältnis des PV-Ertrags zum Strombedarf der einzelnen Gebäude ohne Elektromobilität mit 50 %, 60 % und 100 % Wärmepumpendurchdringung bei 80 % bzw. 100 % Durchdringung mit PV-Anlagen (oben: Typ C, mitte: Typ E/F, unten: Typ G).

Für eine Variante von Szenario «2035» wird angenommen, dass 50 % bzw. 60 % der Gebäude eine Batterie aufweisen. Da nur Gebäude mit PV-Anlage eine Batterie zugewiesen bekommen, verfügen 63 % bzw. 60 % der Gebäude mit PV-Anlage über eine Batterie. Die Daten für die Batterien sind folgende: min/max. SOC: 20 %/98 %, Start SOC: 20 %, Lade-/Entladelesitung: 100 % der max. Kapazität, Lade-/Entladeverlust: 2 %, Verlust Selbstentladung: 1 %/Monat. Die Batterien haben einen deutlichen Einfluss auf den Autarkiegrad und den Eigenverbrauch der Gebäude (Abbildung 2).

Abbildung 2: Autarkiegrad und Eigenverbrauchsraten der einzelnen Gebäude ohne Elektromobilität mit verschiedenen Wärmepumpen, PV und Batterie-Durchdringungen (oben: Typ C, mitte: Typ E/F, unten: Typ G).

3.2.3 Methodik

Der PV-Ertrag wird im Gebäude zu erst verwendet, um den eigenen Bedarf und die eigene Batterie zu speisen. Ist danach noch Überschuss vorhanden, wird dieser an die anderen Gebäude weitergeleitet. Kann der gesamte PV-Ertrag nicht im Quartier genutzt werden, wird er in das Netz eingespeist. Ist zu wenig PV-Ertrag vorhanden und sind die Batterien leer, wird vom Netz bezogen. Um Bezugs- und Einspeisespitzen zu vermeiden, können über ein Multi-Agent System Wärmepumpen bzw. el. Boiler der einzelnen Gebäude an-/ausgeschaltet und Batterien ge-/entladen werden. Das Lastmanagement (Demand Side Management, DSM) des MAS hat das Ziel, die Gebäude so zu steuern, dass die Residuallast die Grenzen der Trafostation nicht überlastet. Damit werden die Gebäude netzdienlich betrieben.

Jedes Gebäude verfügt über einen Agenten, der den Zustand des Gebäudes kennt und bei Bedarf die schaltbaren Verbraucher steuert. Die Agenten teilen dem Quartiercoordinator den Strombedarf des Gebäudes mit und können aufgrund des aktuellen Gebäudezustandes und zukünftig erwarteten

Zustandes (bei gleichbleibender An-/Ausstellung der Wärmepumpe) dem Coordinator Angebote übermitteln, ob z.B. die Wärmepumpe an- oder ausgeschaltet werden kann. Der Coordinator vergleicht die Residuallast des Quartiers mit den Grenzen der Trafostation. Wird die erlaubte Auslastung der Trafostation durch die Residuallast nicht gefährdet, signalisiert der Coordinator den Gebäudeagenten, dass keine Änderungen notwendig sind. Wird die Auslastung der Trafostation jedoch gefährdet, prüft der Coordinator die Angebote der Gebäude und entscheidet, welche Angebote realisiert werden und informiert die entsprechenen Gebäudeagenten. Mit diesem DSM kann die Residuallast an der Trafostation beeinflusst werden.

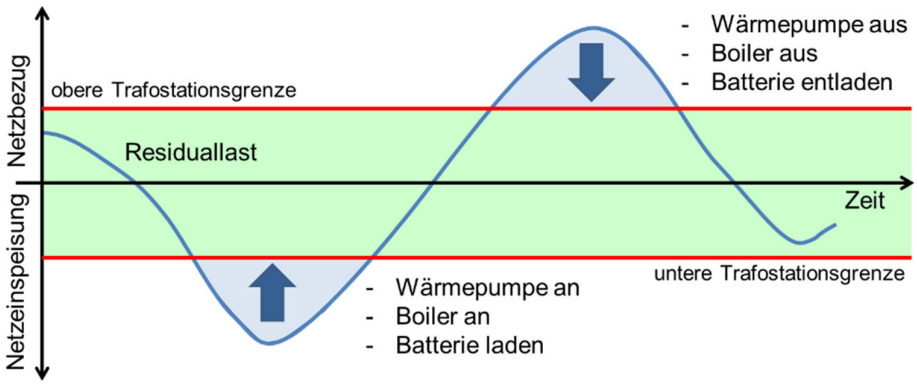


Abbildung 3: Methode des Demand Side Managements: Droht eine Trafostationsgrenze überschritten zu werden, werden über das Multi-Agent System Wärmepumpen bzw. el. Boiler an-/ausgeschaltet oder Batterien ge-/entladen

3.2.4 Resultate

--Typ C

In Abbildung 4 ist die Auslastung der Trafostation für den Quartiertyp C dargestellt. Das obere Diagramm enthält die Varianten mit einer 50 % Wärmepumpendurchdringung und das untere Diagramm die Varianten mit 100 % Wärmepumpendurchdringung. Die Variante mit der heutigen Anzahl an Wärmepumpen, Elektroboiler und Photovoltaik ist vergleichend eingetragen (blaue Linie).

- Im heutigen Ausbauzustand ist die Trafostation (400 kVA) rund die Hälfte des Jahres zwischen 10-20 % ausgelastet (blaue Linie). Es gibt keine Netzeinspeisung, d.h. der PV-Ertrag wird komplett im Quartier verbraucht.
- Bei einem Ausbau an Photovoltaik (80 % der Gebäude mit PV) kann vom PV-Ertrag nicht alles zeitgleich im Quartier genutzt werden, es wird in das Netz eingespeist. Zum Teil ist die Einspeisung höher als das Trafoband erlaubt. Der Einsatz von Batteriespeichern kann die Überlastung nicht reduzieren.
- Mit Hilfe des Multi-Agent Systems kann durch das DSM bei einer Durchdringung mit 50 % Wärmepumpen die Auslastung des Netzbezugs reduziert werden, so dass die Grenze für den Netzbezug nicht mehr überschritten wird. Bei einer 100 % Wärmepumpendurchdringung ist dies nicht mehr möglich. Die Überschreitungen sind zu gross.

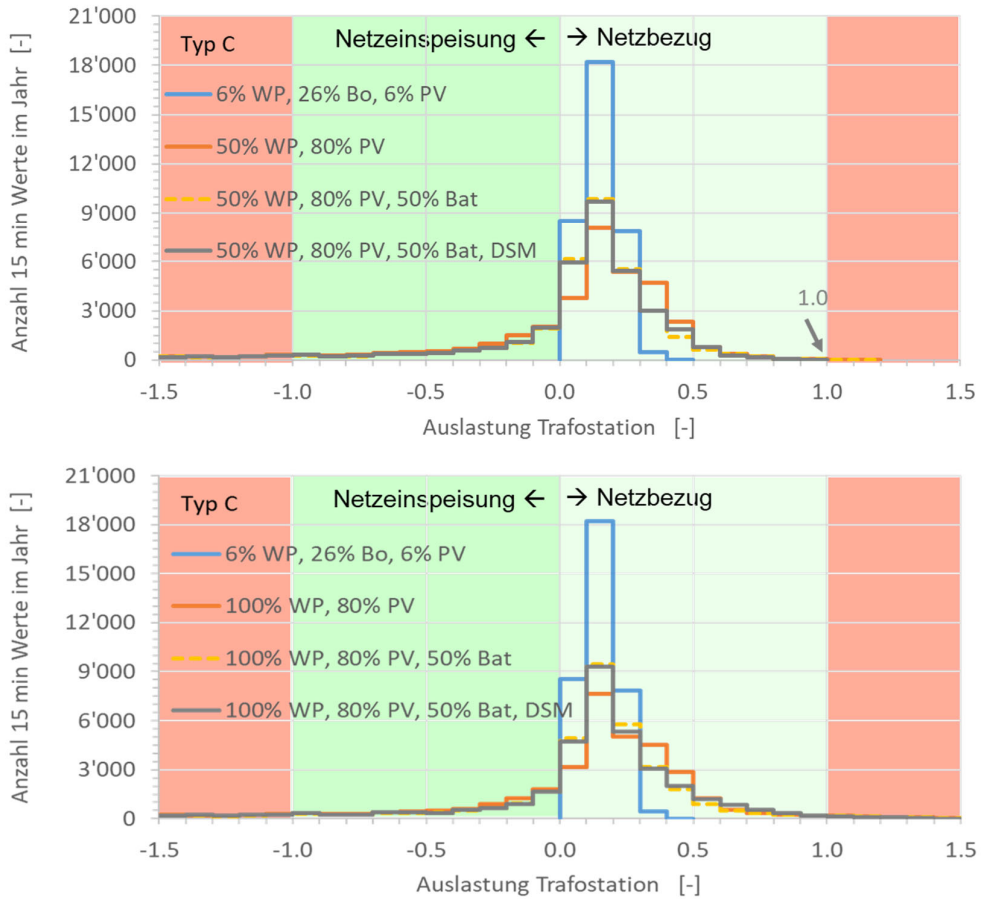


Abbildung 4: Quartiertyp C: Auslastung der Trafostation in Abhängigkeit von der Wärmepumpendurchdringung (oben: 50 % WP, unten 100 % WP).

Zur Verdeutlichung der Einflüsse von Batterien und DSM sind verschiedene Jahresverläufe der Trafoauslastung in Abhängigkeit von der Residuallast für Varianten «100 % Wärmepumpe» in Abbildung 5 dargestellt. Die negativen Überlastungen (Netzeinspeisung) der Trafostation treten nur in dem Zeitraum April bis Anfang September auf (blau). Sie resultieren aus dem Überschuss des PV-Ertrags. In den Monaten November bis März treten nur positive Überlastungen (Netzbezug) an der Trafostation auf. Sie ergeben sich aus dem Strombedarf im Winter, wenn wenig bis kein PV-Ertrag zur Verfügung steht (blau).

Es ist zu erkennen, dass die Batterien insbesondere im Frühjahr, Sommer und Herbst die positive Trafoauslaustung durch den Netzbezug leicht reduzieren (orange). Im Frühjahr und Herbst wird auch die negative Trafobelastung durch eine Reduktion der Netzeinspeisung verringert. Im Winter sind die Batterien leer, so dass die Auslastung durch den Netzbezug nicht reduziert werden kann. Im Sommer sind die Batterien meist voll und können somit die Auslastung der Netzeinspeisung nicht reduzieren. Mit DSM (gelb), reduziert sich die Auslastung für den Netzbezug und die Netzeinspeisung im Sommer nur minimal. Im Winter kann die Auslastung für den Netzbezug jedoch deutlich reduziert werden. Dies ist die Folge der, durch das DSM, koordinierten Wärmepumpensteuerung.

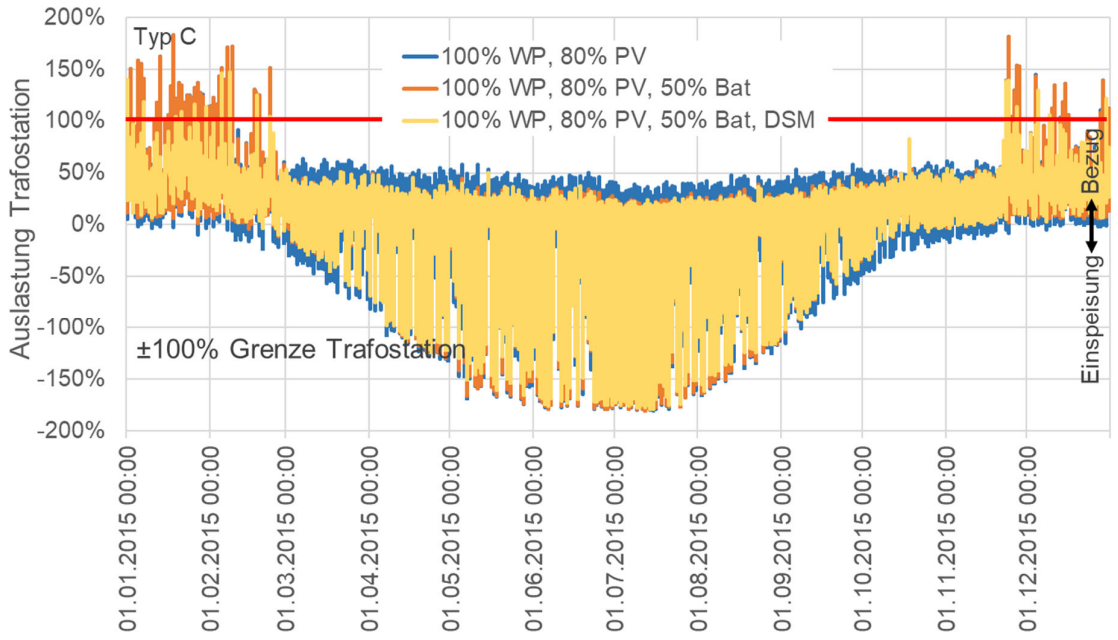


Abbildung 5 Verschiedene Varianten von «100 % WP»: Jahresverlauf der Auslastung der Trafostation für Quartiertyp C, Einfluss von Batterie und DSM.

Es ist ebenfalls gut zu erkennen, dass die Bezugs- und Einspeisespitzen der Trafoauslastung durch die Batterien praktisch nicht abgefangen werden können. Zurückzuführen ist dies darauf, dass sie zu den entsprechenden Zeiten entweder ganz voll oder leer sind. Im Sommer könnte ein besseres Lademanagement der Batterien helfen, die Netzeinspeisung zu regulieren. Die Batterien sollten über Nacht in das Netz einspeisen und komplett entladen werden, so dass am nächsten Tag die volle Kapazität wieder zum Laden zur Verfügung steht. Das Einspeichern in die Batterien am Tag müsste gezielt so gesteuert werden, das die Einspeisepeaks abgefangen werden.

Abbildung 6 zeigt exemplarisch eine Detailansicht einer Winterwoche ohne/mit DSM für die Variante «100 % WP, 80 % PV, 50 % Bat». Während ohne DSM die Trafostation an sechs Tagen überlastet wird (orange), reduziert sich dies mit DSM auf einen Tag (gelb, Abbildung 6 oben). Das DSM beeinflusst das Energiebedarfsprofil der Wärmepumpen stark (Abbildung 6, unten). Dies ist bedingt durch den verwendeten Steuerungsalgorithmus: der aktuelle An-/Auszustand der Wärmepumpe wird so lange beibehalten, bis entweder eine kritische Temperatur erreicht ist (Gebäude zu warm/kalt) oder das Angebot zum Aus-/Anschalten akzeptiert wird (Flexibilität wenn, Gebäude im gewünschten Temperaturband ist). Wird der An-/Auszustand geändert, wird dieser wieder beibehalten, bis eine neue Situation das Aus-/Anschalten erfordert. Dies führt zu einem unterschiedlichen Energieprofil der Wärmepumpen ohne/mit DSM.

Mit DSM steigt der Energiebedarf für die Wärmepumpen um 5% an, während sich der maximale Energiebezug für die Wärmepumpen um 23% reduziert.

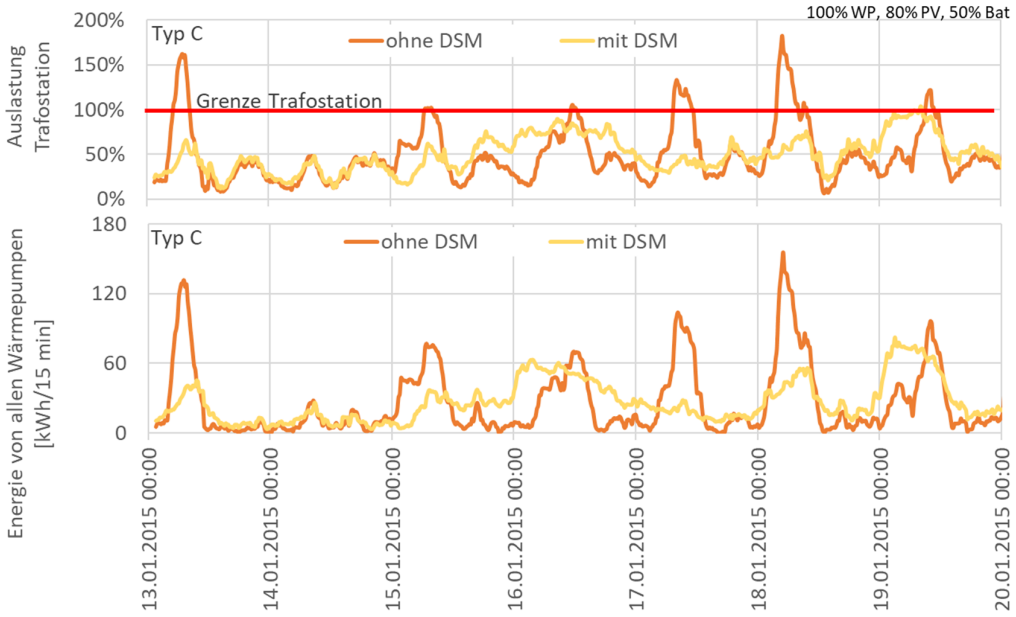


Abbildung 6 Winterwoche ohne/mit DSM für die Variante «100 % WP, 80 % PV, 50 % Bat», oben: Auslastung der Trafostation, unten: Energiebedarf der Wärmepumpen.

--Typ E/F

Die Auslastung der Trafostation (630 kVA) für Typ E/F ist in Abbildung 7 dargestellt. Das obere Diagramm zeigt die Resultate für die Variante 50 %, das untere für 100 % Wärmepumpendurchdringung. Die Variante mit der heutigen Anzahl an Wärmepumpen, Elektroboiler und Photovoltaik ist wieder vergleichend eingetragen (blaue Linie).

- Bei dem heutigen Ausbau weist die geringe negative Auslastung darauf hin, dass schon heute überschüssiger PV-Ertrag in das Netz eingespeist wird.
- Der Ausbau auf 80 % PV bewirkt eine starke Zunahme der negativen Auslastung der Trafostation, da der PV-Überschuss vom Trafo aufgenommen werden muss. Die Trafostation wird fast komplett ausgelastet. Der PV-Ausbau ist aber mit heutiger Technik noch unkritisch.
- Der Strombedarf für eine Durchdringung mit 50 % Wärmepumpen entspricht in etwa dem Bedarf für 6 % Wärmepumpen und 26 % Elektroboiler. Bei einer Wärmepumpendurchdringung von 100 % steigt der Netzbezug stark an und die Trafostation wird überlastet. Die Trafolimite kann auch durch DSM nicht eingehalten werden.
- Wie beim Quartiertyp C reduzieren Batterien die generelle Auslastung für Netzbezug und die Netzeinspeisung, können jedoch nicht die Spitzen abfangen.

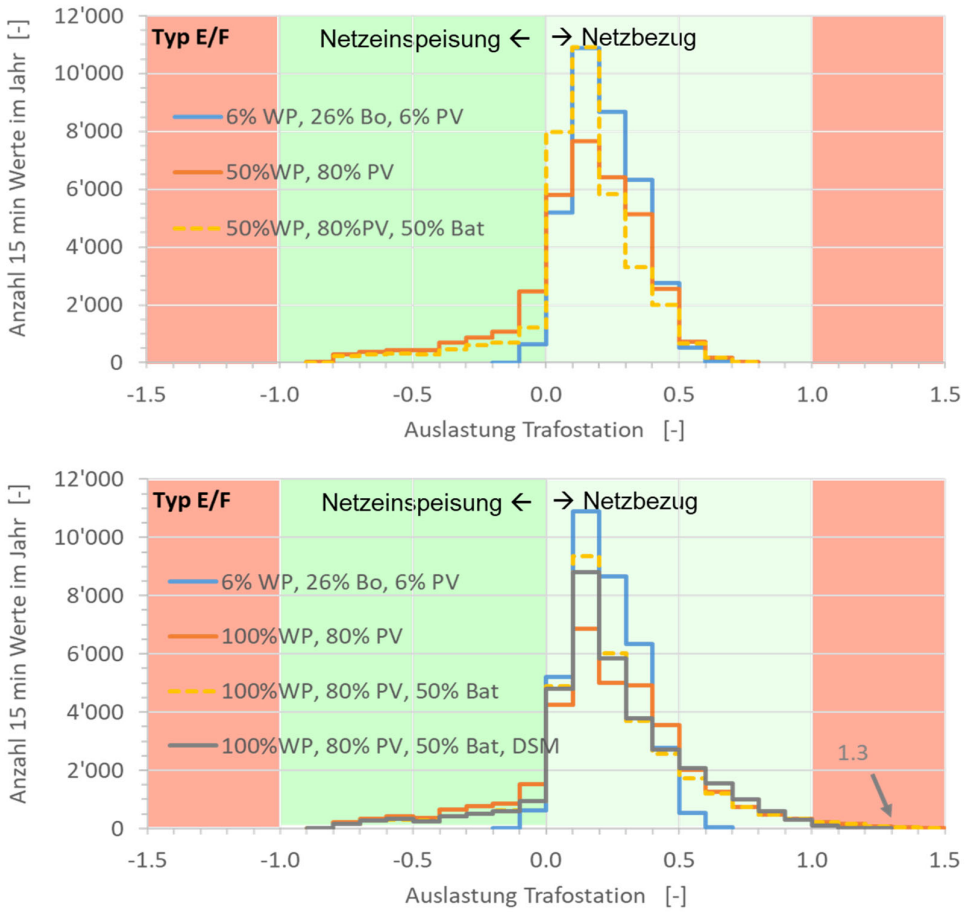


Abbildung 7: Quartiertyp E/F: Auslastung der Trafostation in Abhängigkeit von der Wärmepumpendurchdringung (oben: 50 % WP, unten 100 % WP).

Abbildung 8 zeigt die Auslastung der Trafostation im Jahresverlauf für verschieden Varianten von Typ E/F mit 100 % Wärmepumpendurchdringung. Grundsätzlich sind die Verläufe sehr ähnlich wie bei Quartiertyp C (Abbildung 5). Da das Verhältnis von Dachfläche zu Wohneinheit bei Typ E/F geringer als bei Typ C ist, gilt dies auch für das Verhältnis von PV-Ertrag zu Strombedarf. Ein grosser Teil des PV-Ertrags wird bei Typ E/F direkt im Quartier genutzt, was sich in der Auslastung der Trafostation im Sommer zeigt. Es wird zwar PV-Überschuss eingespeist, aber die Trafostation wird daduch nicht überlastet. Im Winter sieht man deutlich den Einfluss des DSM. Ohne DSM ist die Trafostation häufig überlastet (orange), während mit DSM die Anzahl und Höhe der Überlastung deutlich zurückgeht (gelb).

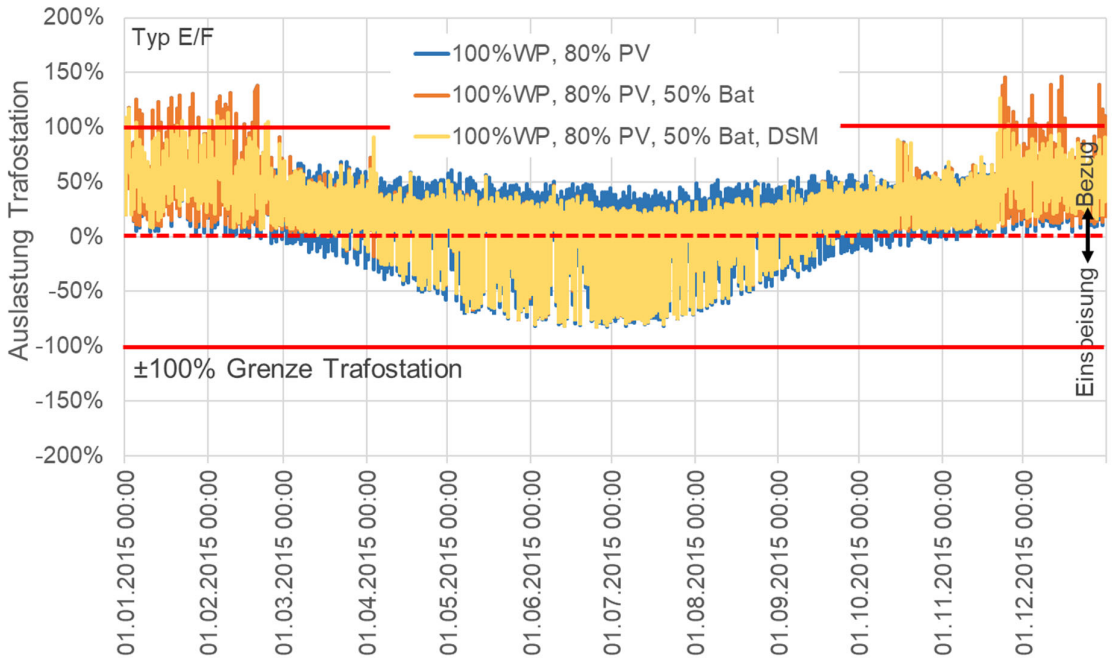


Abbildung 8 Verschiedene Varianten von «100 % WP»: Jahresverlauf der Auslastung der Trafostation für Quartiertyp E/F, Einfluss von Batterie und DSM.

--Typ G

Abbildung 9 zeigt die Auslastung der Trafostation (630 kVA) für Quartiertyp G mit 60 % bzw. 100 % Wärmepumpendurchdringung. Der heutige Zustand ist vergleichend eingetragen (blaue Linie).

- Heute bzieht Typ G nur Strom vom Netz. Die Auslastung der Trafostation ist unkritisch.
- Der Ausbau auf 100 % PV (Dachanlagen) führt zu einer geringen Auslastung bei der Netzeinspeisung, die jedoch unkritisch ist.
- Mit steigender Wärmepumpendurchdringung steigt die Auslastung für den Netzbezug. Bei einer Durchdringung von 100 % ist die Trafostation überlastet. Mit dem DSM kann der Überlastung entgegengewirkt werden.

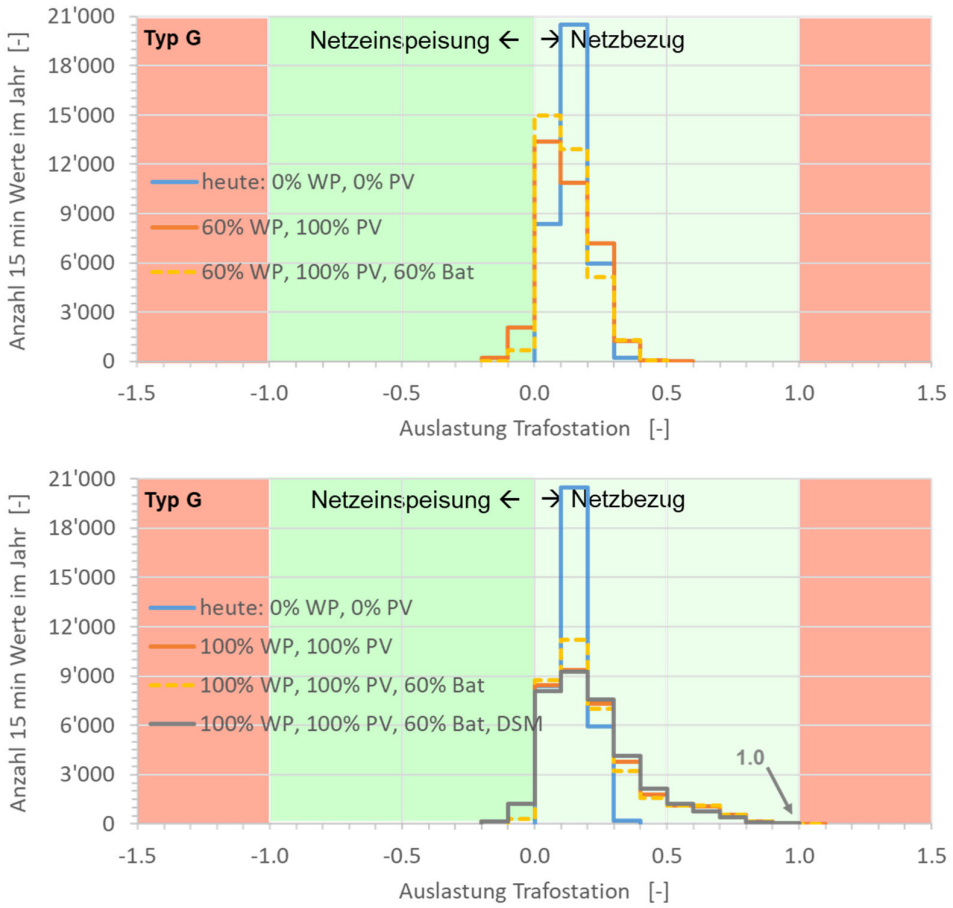


Abbildung 9: Quartiertyp G: Auslastung der Trafostation in Abhängigkeit von der Wärmepumpendurchdringung (oben: 60 % WP, unten 100 % WP).

Die Jahresverläufe für verschieden Varianten von Typ G mit 100 % Wärmepumpendurchdringung sind in Abbildung 10 dargestellt. Deutlich zeigt sich der geringe PV-Ertrag im Verhältnis zum Strombedarf, in dem die Auslastung der Trafostation auf der Einspeiseseite sehr gering ist. Fast der gesamte PV-Ertrag wird im Quartier direkt verbraucht. Durch die Batterien wird die Einspeisung nochmals reduziert. Ohne DSM wird die Auslastungsbezugsgrenze der Trafostation nur wenige Male im Winter überschritten. Durch das DSM kann dies verhindert werden.

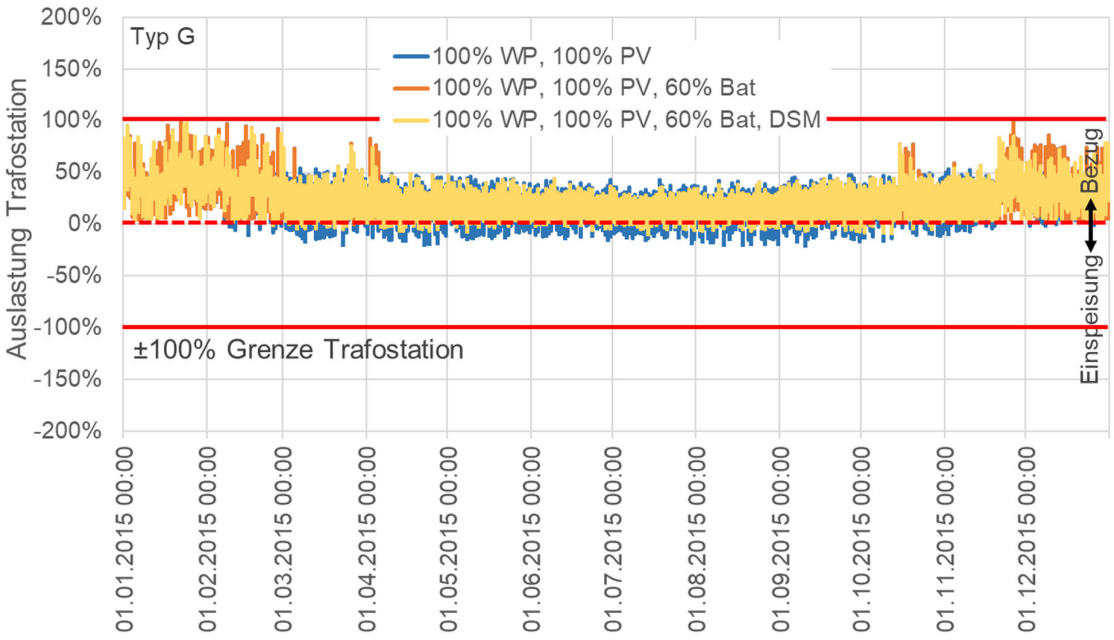


Abbildung 10 Verschiedene Varianten von «100 % WP»: Jahresverlauf der Auslastung der Trafostation für Quartiertyp G, Einfluss von Batterie und DSM.

3.2.5 Fazit Quartier

Aus den Quartierbetrachtungen können folgende generelle Aussagen abgeleitet werden:

- Wenig dicht bebaute Quartiere mit einzelstehenden Ein-/Zweifamilienhäusern verfügen über grosse Dachflächen. Wird diese komplett für PV-Anlagen genutzt, führt dies zu sehr hohen PV-Erträgen, die im Quartier nicht zeitgleich verbraucht werden können. Gerade im Sommer ergibt dies einen sehr grossen PV-Überschuss, der in das Netz eingespeist wird.
- Bei dichter gebauten Quartieren mit wenig Dachfläche im Verhältnis zur Anzahl der Wohnungen ist das Verhältnis von PV-Ertrag zu Strombedarf geringer. Dies führt dazu, dass im Sommer weniger PV-Überschuss vorhanden ist, was zu weniger Netzeinspeisung führt. Die Auslastung der Trafostation ist geringer.
- Das DSM zeigt seine Möglichkeiten insbesondere im Winter, wenn durch die Wärmepumpen eine grosse Menge an flexibler, verschiebbarer Energie zur Verfügung steht. Durch das koordinierte Steuern der Wärmpumpen für Heizung und Warmwasser kann der Netzbezug deutlich beeinflusst werden. Der gesamte Energiebezug durch die Wärmepumpen steigt mit DSM leicht an, während die maximal bezogene Energie sinkt.
- Die Einspeisespitzen können durch das DSM nicht reduziert werden, da im Sommer bei hohem PV-Ertrag zu wenig verschiebbare Energie zur Verfügung steht. Die Wärmepumpen werden im Sommer nur für die Warmwasserbereitung verwendet. Die Batterien weisen im Sommer generell einen hohen Ladezustand auf. Sie werden über Nacht nicht komplett geleert

und somit steht am nächsten Tag wenig freie Kapazität zur Verfügung, um weiteren PV-Ertrag aufzunehmen.

- Die Batterien helfen insbesondere in den Sommermonaten den Netzbezug in den Abend- und Nachtstunden zu reduzieren. In den Übergangsmonaten reduzieren sie zusätzlich die Netzeinspeisung.
- Die betrachtete Batterieregelung kann verbessert werden, indem die Batterie auch über das Quartier hinaus Strom bereitstellt und damit über Nacht via Netz entladen wird. Die Praktikabilität dieses Vorgehens ist zu prüfen.

Das verwendete Programm SmartStability wurde weitestgehend über ein anderes Forschungsprojekt [6] entwickelt. Es verwendet Grundlagen aus «EnerFlex», welches im Verlauf des Annex-Projekts entwickelt wurde. Da die Programmentwicklung schwierig war, aber das Ziel dem Annex-Projekt entspricht, wurde die Entwicklung unterstützt.

3.3 Machbarkeitsstudie für Arealsimulation inkl. Netzinteraktion

Für die Arealbetrachtungen wurde das Programm SmartStability verwendet, welches von drei verschiedenen Instituten der Fachhochschule Nordwestschweiz entwickelt wurde [7], [8]. Das Programm liefert wertvolle Informationen zu Arealbetrachtungen, jedoch um Areale detaillierter zu beschreiben, zu steuern und insbesondere die Anbindung an eine echte Netztopologie (z.B. typische Niederspannungsnetze gemäss [1]) realisieren zu können, ist das Programm nicht geeignet. Durch die Transformation von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern, Diskussionen über künftigen Netzausbau und auch in Hinblich auf Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch ZEV [9] wird die Arealbetrachtung immer wichtiger. Hierfür ist es notwendig, eine flexiblere Programmumgebung einsetzen zu können. Folgende Punkte sind wichtig:

- Möglichkeit zur dynamischen Abbildung des thermischen Gebäudeverhaltens
- Möglichkeit der smarten Steuerungen von z.B. Wärmepumpen, Warmwasserspeichern und Batterien wie z.B. Eigenverbrauchsoptimierung, Peak shaving, Leistungsoptimierung oder Spannungserhaltung
- Möglichkeit zur konkreten Netzsimulation, um die Interaktion zwischen Gebäuden und Netz abbilden zu können

Aus diesem Grund wird eine Machbarkeitsstudie durchgeführt, welche Softwaretools geeignet sein könnten, Gebäude und Netzumgebung flexibel zu kombinieren. Zu Themen wie: Verteilnetze, Verteilnetzsimulation, Profilerstellung und Steuerung von smarten Gebäuden kann auf die Erfahrungen von [10] zurückgegiffen werden. Als «Tools» (Werkzeuge) werden in [10] für die Optimierung der Gebäude [11] das Programm «Matlab/Simulink» benutzt, für die Verteilnetzsimulation kommt das Python-Programmpacket «Pandapower [12]» zum Einsatz. Die Gebäude des Areals werden je nach Variante mit den entsprechend aufbereiteten, fixen Lastprofilen versehen und mit der Netzsimulation verknüpft. Weder die Gebäude noch das Netz können flexible/dynamisch aufeinander reagieren. Die Netzsimulation mit Pandapower hat gut funktioniert und es konnten automatisisert Jahresläufe gerechnet werden. Damit hat sich Pandapower als Programm für die Netzsimulationen bewährt.

Aber auch in [10] fehlt die thermisch dynamische Abbildung der Gebäude und die dynamische Interaktion zwischen Gebäuden und Netz. Um dies umzusetzen, müssen die Gebäude in einer

Programmumgebung abgebildet werden, welche die thermische Gebäudedynamik berechnet, das elektrische Netz simuliert und über ein Management verfügt, welches auf die Gebäude- und Netzesignale (re-)agieren und Interaktionen steuern kann.

Um das dynamische Verhalten von Gebäuden und Wärmepumen besser abzubilden, kann das Programm «Matlab/Simulink» mit der «Carnot Toolbox» genutzt werden [13]. So können z.B. die in [14] entwickelten Gebäudemodelle genutzt werden.

Das Programm «Pandapower» hat sich für die Netzsimulationen bewährt. Für das Management von verschiedenen Komponenten ist in der aktuellen Forschung ein Trend in Richtung von «Multi-Agent System» (MAS) als «Framework» ersichtlich [15], [16]. Als MAS bezeichnet man ein Computerprogramm, das mit einem gewissen eigenständigen und eigendynamischen Verhalten auf seine Umgebung, d.h. andere Agenten und andere Computerprogramme (re-)agiert. Es kann aus seiner Umgebung Informationen wahrnehmen und auf diese (re-)agiere, um den Zustand der Umgebung zu beeinflussen und zu ändern. Folglich interagieren die Agenten in einem MAS-System durch den Austausch von Informationen, durch Koordination, Organisation und Verhandlungen. Die Interaktion wird eingesetzt, um definierte Ziele zu erreichen.

Für die Arealsimulationen wird in «SmartStability» schon ein Multi-Agent System eingesetzt, welches jedoch nicht auf die neuen Anforderungen angepasst werden kann. Es hat sich in ersten Untersuchungen gezeigt, dass für eine entsprechende Weiterentwicklung die Programmierumgebung «Mosaik [17]» geeignet ist. «Mosaik» ist in der Forschung ein etabliertes MAS-Werkzeug. Es verfügt über Schnittstellen zu «Matlab/Simulink» und «Pandapower» und ist damit geeignet, die verschiedenen Teilsysteme Gebäudesimulation «Matlab/Simulink» und Netzwerksimulation «Pandapower» zu koordinieren. Mittels dieser Co-Simulation können die Stärken aller verwendeten Tools genutzt werden.

Abbildung 11 zeigt schematisch die einzelnen Komponenten und ihr Zusammenspiel beispielhaft für eine Überbauung mit vier Häusern. Der Observer sammelt alle Informationen über die Gebäudezustände und möglichen Aktivierungsangebote von den einzelnen Gebäudeagenten und gibt diese als Gesamtwerte für die Überbauung an den Controller weiter. Der Controller vergleicht den Ist-Zustand der Überbauung mit dem Netzzustand und entscheidet daraufhin, wie die Gebäude gesteuert werden müssen, um ein bestimmtes Ziel zu erreichen. Der Controller gibt die entsprechenden Anfragen an die einzelnen Gebäudeagenten weiter. Die Gebäudeagenten steuern daraufhin die Gebäude, die Rückmeldung der neuen Gebäudezustände gehen über die Agenten wieder an den Observer.

Die Machbarkeitsstudie hat gezeigt, dass es bestehende Tools gibt, um dynamische Gebäude- und Netzsimulationen interakativ miteinander zu verküpfen. Dies ist in Hinblick zur Planung und Optimierung von Last- , Speicher- und Produktionsflexibilität von zukünftigen Arealen bzw. Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch wichtig.

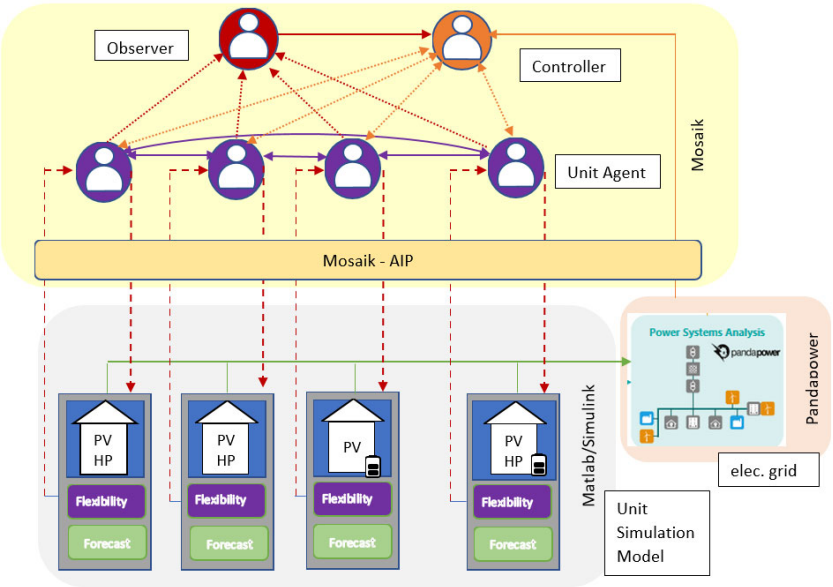


Abbildung 11: Schematische Darstellung des Multi-Agent Systems in «Mosaik» mit den Schnittstellen zu «Matlab/Simulink» (Gebäudesimulation) und «Pandapower» (elektr. Netz) (in Anlehnung an [18])

3.4 Eigenverbrauch versus Netzdienlichkeit

Durch den stetig steigenden, aber flukuierenden Anteil an erneuerbaren Energien in den Stromnetzen wird neben der Höhe des Strombezugs bzw. der Netzeinspeisung auch das zeitliche Bezugs- und Einspeiseprofil immer wichtiger. In diesem Zusammenhang ist die Laststeuerung bzw. das Lastmanagement (engl. Demand Side Management DSM) ein wichtiges Instrument. Mit gezieltem Aktivieren bzw. Abschalten von elektrischen Verbrauchern werden die Lastprofile so verändert, dass diese den Strombedarf z.B. aus Spitzenlastzeiten zu Niedriglastzeiten oder in Stunden mit Solarertrag verschieben. Häufig wird das Lastprofil entsprechend finanzieller Anreize gesteuert. Die Laststeuerung erfolgt in den meisten Fällen aus Sicht der Gebäudebetreiber nach

- Erhöhung des Eigenverbrauchs und des Autarkiegrades und
- Minimierung der Stromkosten.

Für den Netzbetreiber kann die Laststeuerung andere Ziele haben, z.B.

- Ausgleich von Netzschwankungen
- Vermeidung von Peakbezug und -einspeisung
- Netzbezug bei tiefen Strompreisen
- Netzbezug, wenn Anteil an erneuerbaren Energien im Strommix hoch ist

Ein Gebäude, welches mit seiner Laststeuerung einen für das Netz günstigen Einfluss erzielt, wird als «netzdienlich» bezeichnet.

Im Folgenden werden die Optimierung nach

- Eigenverbrauch,
- Strompreise und
- Strommix

vergleichend betrachtet.

Eigenverbrauch

Bei der Eigenverbrauchsoptimierung wird das Gebäude so betrieben, dass möglichst viel des Solarertrags der eigenen Photovoltaikanlage im Gebäude selbst verbraucht wird. Entweder wird der Solarertrag direkt von den Verbraucher genutzt oder er kann in einer Batterie zur Nutzung zu einem späteren Zeitpunkt zwischengespeichert werden. Die Eigenverbrauchsoptimierung hat zur Folge, dass die Verbraucher möglichst am Tag laufen und dadurch der Netzbezug und die Netzeinspeisung reduziert werden. Da heute noch ein Hochtarif am Tag für den Strombezug üblich ist, hat der Eigenverbrauch für den Nutzer zusäzlich den positiven Effekt, dass er weniger Strom zum Hochtarif beziehen muss.

Strompreise

Viele Stromlieferanten verfügen über einen Hoch- und Niedertarif (Tabelle 2). Wird das Gebäude ohne Photovoltaikanlage nach Strompreisen optimiert, werden die Verbraucher vermehrt in den Niedertrarifzeiten betrieben: d.h. an Wochentagen bei den heute üblichen Tarifsturktur in den Nachtstunden und am frühen Morgen. Die Preisstruktur ist an den heutigen Erzeugerpark angepasst. Die Grundlastkraftwerke, wie z.B. Atomkraftwerke, laufen rund um die Uhr und da in der Nacht Stromabnehmer fehlen, wird der Strom günstig angeboten, um den Absatz zu steigern. Diese Tarifstruktur verschiebt den Verbrauch in die Nachtstunden.

Tabelle 2 Beipiel für einen Zeitplan von Hochtarif (rot) und Niedertarif (grün).

Tag/h	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Mo-Fr																								
Sa																								
So																								

Ein Gebäude mit Photovoltaik wird versuchen, am Tag möglichst viel des eigenen Strom zu nutzen, da die Gestehungskosten schon zum Teil unter den Bezugskosten liegt. Die Gestehungskosten liegen für eine 10 kWp Photovoltaikanlage zwischen 18-31 Rp./kWh gemäss einer Studie aus dem Jahr 2017 [19]. Der durchschnittliche Strompreis für Haushalte liegt 2019 bei 20.5 Rp./kWh [20].

Strommix

Der Strom im Schweizer Netz wird von unterschiedlichen Erzeugern bereitgestellt (Abbildung 12). Gemäss [21] stieg der Anteil von Erneuerbaren Energien im Schweizer Strommix aus der Steckdose von knapp 34 % in 2005 auf rund 68 % in 2017.

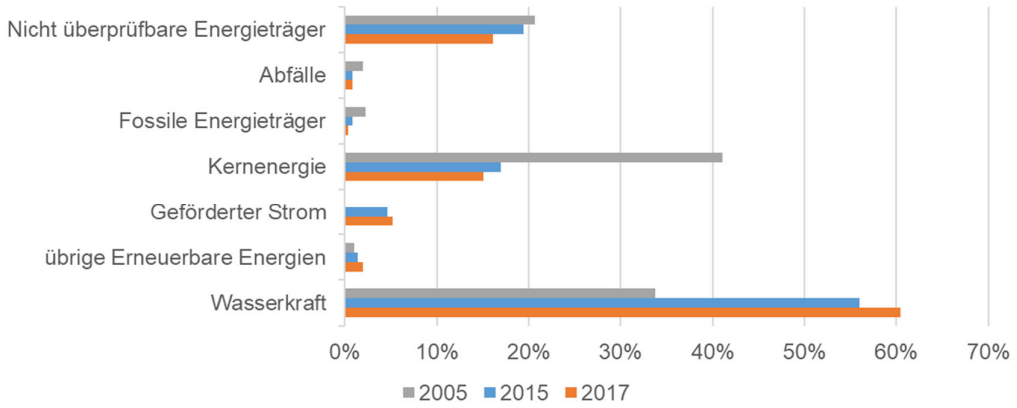


Abbildung 12: Zusammensetzung von Strom aus Schweizer Steckdosen für die Jahre 2005, 2015 und 2017 [21].

Die Kenngrössen Treibhausgasemissions-Koeffizient ($CO_{2\text{-}eq}$-Koeffizient) und Primärenergiefaktor können als eine Richtgrösse für den Anteil an Erneuerbaren Energien im Strommix herangezogen werden. Für den Schweizer Strommix von 2015 zeigt Abbildung 13 die stündlichen Daten und Tagesmittelwerte von $CO_{2\text{-}eq}$-Koeffizienten und nicht erneuerbaren Primärenergiefaktoren (PE_{nr}-Faktoren) [22]. Die tiefsten $CO_{2\text{-}eq}$-Koeffizienten treten im Mai auf, während die tiefsten nicht erneuerbaren Primärenergiefaktoren im Juni/Juli zu verzeichnen sind. Grundsätzlich sind die $CO_{2\text{-}eq}$-Koeffizienten in den Sommermonaten Mai – August tiefer, als in den Wintermonaten September – April. Bei der nicht erneuernbaren Primärenergie sind die Faktoren über das Jahr ausgeglichener.

Strom sollte möglichst aus dem Netz bezogen werden, wenn der Anteil an Erneuerbaren Energien hoch ist, d.h. wenn tiefe $CO_{2\text{-}eq}$-Koeffizienten und PE_{nr}-Faktoren vorhanden sind. Wann dies der Fall ist, zeigt Abbildung 14 (grün eher tiefe $CO_{2\text{-}eq}$-Koeffizienten, PE_{nr}-Faktoren, rot eher hohe $CO_{2\text{-}eq}$-Koeffizienten, PE_{nr}-Faktoren). Die farbliche Einteilung erfolgt auf der Anzahl der Überschreitungen der jeweiligen Monatsmittelwerte in den einzelnen Tagesstunden. Je seltener die Monatsmittelwerte überschitten werden, desto höher ist der Anteil an Erneuerbaren Energien im Strommix zu den entsprechenden Tagesstunden.

Deutlich zeigen die roten Bereiche, dass die $CO_{2\text{-}eq}$-Koeffizienten und PE_{nr}-Faktoren in den Nachtstunden von 21-7 Uhr den jeweiligen Monatsmittelwert am häufigsten überschreiten. Eine Ausnahme bildet der Monat April für die $CO_{2\text{-}eq}$-Koeffizienten. Um die nächtlichen Überschreitungen und damit den Bedarf an Strom mit hohen $CO_{2\text{-}eq}$-Koeffizienten und PE_{nr}-Faktoren zu reduzieren, sollten die Verbraucher in den Tagesstunden betrieben werden. In den Sommermonaten muss jedoch darauf geachtet werden, dass die Verbraucher möglichst nicht zwischen 12-16 Uhr Strom vom Netz beziehen. Bemerkenswert ist, dass in den Abendstunden zwischen 18-20 Uhr die Monatsmittelwerte der $CO_{2\text{-}eq}$-Koeffizienten und PE_{nr}-Faktoren über alle Monate hinweg nur wenig überschritten werden. Dies bedeutet, dass zu dieser Zeit ein hoher Anteil an erneuerbaren Energie im Netz vorhanden sein muss.

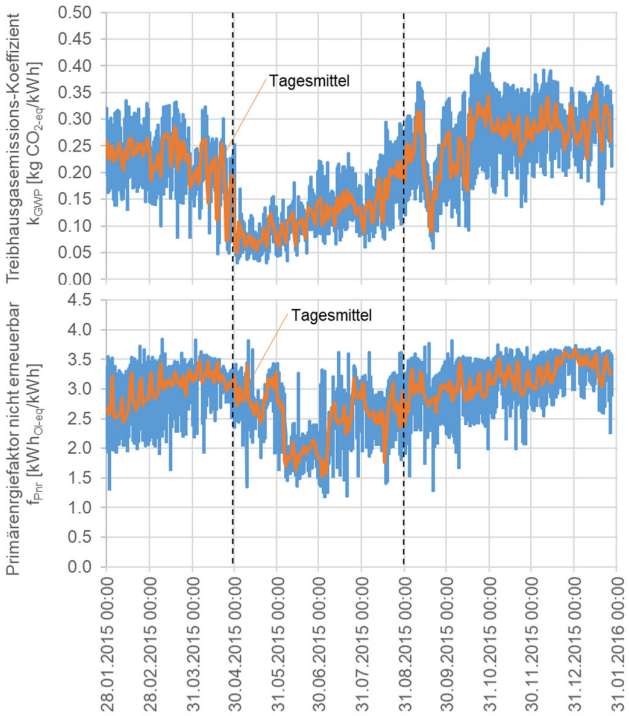


Abbildung 13: Stündliche und Tagesmittelwerte der Treibhausgasemissions-Koeffizienten (Ø 0.21 ± 0.8 kg $CO_{2\text{-}eq}$/kWh) und nicht erneuerbar Primärenergiefaktoren (Ø 2.9 ± 0.5 $kWh_{Öl\text{-}eq}$/kWh), Strommix 2015/2016 [22].

Stunde	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
1	22	19	19	10	10	16	26	19	21	25	26	26	26	22	27	19	20	24	23	29	25	31	30	25
2	23	25	20	11	11	16	21	20	21	23	29	27	26	26	30	21	18	23	23	29	28	31	30	25
3	21	25	22	9	9	12	20	18	19	24	28	28	27	26	30	21	19	24	22	29	29	31	30	28
4	19	26	24	8	7	11	14	19	19	23	26	25	27	28	30	23	19	21	21	29	28	30	29	29
5	18	26	23	13	8	14	18	19	21	25	26	23	28	27	31	22	19	21	22	29	28	31	30	29
6	21	27	25	10	9	18	22	19	22	20	29	24	24	26	27	10	18	19	18	25	17	25	30	26
7	20	22	18	1	15	9	7	12	8	14	23	22	19	18	12	7	11	8	13	14	6	11	22	19
8	11	7	8	1	18	12	4	9	6	8	8	11	10	7	8	7	10	8	8	11	5	7	10	10
9	9	7	9	0	18	12	9	8	8	9	8	8	8	7	6	6	12	6	10	8	5	6	8	10
10	9	5	7	2	20	16	10	11	12	9	8	7	7	6	6	6	13	10	10	11	6	10	7	8
11	9	2	10	5	22	17	11	12	12	8	7	11	8	6	9	10	14	11	12	8	8	7	8	12
12	11	2	9	5	22	16	20	18	12	9	8	12	10	5	9	17	16	12	13	9	10	9	8	13
13	12	4	12	8	21	21	20	19	15	14	13	16	13	7	10	19	13	18	14	14	11	9	12	17
14	13	11	17	9	22	20	23	21	16	17	14	22	16	13	13	15	15	19	17	16	15	13	10	17
15	13	17	19	9	19	21	25	22	18	18	12	14	14	14	10	18	20	19	19	16	16	14	9	16
16	14	22	18	10	14	18	22	21	18	18	8	10	12	16	13	25	15	19	19	14	17	14	9	11
17	11	20	18	10	14	17	17	13	17	14	5	4	11	13	15	24	15	16	16	10	17	10	6	11
18	5	6	16	7	14	15	11	9	12	1	1	1	5	10	14	19	15	11	12	4	4	3	1	4
19	5	0	4	3	12	7	8	5	6	1	0	1	3	2	7	7	13	8	10	3	4	2	0	2
20	11	0	0	1	15	10	4	7	2	3	3	5	4	0	2	6	12	6	11	4	4	2	0	4
21	18	2	12	4	16	14	8	10	15	17	9	9	11	4	6	10	13	11	12	4	11	8	7	7
22	25	20	22	8	21	15	10	17	18	21	21	19	18	15	16	12	16	9	11	11	16	13	14	11
23	26	20	20	8	22	18	18	22	20	26	22	22	21	15	17	17	17	16	16	17	22	25	22	15
24	26	21	20	9	13	15	24	22	22	25	26	25	24	23	24	19	19	21	20	28	28	30	28	23
	$CO_{2\text{-}eq}$												f_{Pnr}											

Abbildung 14: Darstellung der Anzahl Stunden der Überschreitung des montlichen Mittelwertes für die jeweilige Tagesstunde für den Strommix 2015/2016 (links: Treibhausgasemissions-Koeffizient, rechts: Primärenergiefaktor nichterneurbar,). Lesebeispiel: die Zahl 22 in der ersten Stunde des Januars besagt, dass an 22 Tagen im Januar der Monatsmittelwert in der ersten Stunde des Tages überschritten wird.

Die Analyse zeigt, dass die Zusammensetzung des Strommixes einen Einfluss auf den Netzbezug haben könnte. Würden die Verbraucher gezielt nach tiefen $CO_{2\text{-eq}}$-Koeffizienten und PE_{nr}-Faktoren gesteuert werden, dann sollten sie in den Tagesstunden Strom beziehen, jedoch in den Sommermonaten nach Möglichkeit nicht zwischen 12-16 Uhr. Diese Empfehlung gilt für das Jahr 2015 und kann je nach Strommix anders ausfallen.

Bei Gebäuden mit Photovoltaikanlagen würde die Optimierung von $CO_{2\text{-eq}}$-Koeffizienten und PE_{nr}-Faktoren gemäss dem Jahr 2015 einer Optimierung nach Eigenverbrauch entsprechen. Gerade in den Sommermonaten ist zwischen 12-16 Uhr der PV-Ertrag sehr hoch, so dass dieser für den Eigenverbrauch genutzt werden kann und der Netzbezug dadurch reduziert wird.

Strommix

Vergleicht man die Optimierung nach Eigenverbrauch, Strompreis und Strommix ergeben sich folgende Empfehlungen für das Einschalten der Verbaucher aus Sicht des Gebäudenutzers:

- Optimierung nach Eigenverbrauch und Strommix 2015: Verbraucher laufen am Tag
- Optimierung nach Strompreisen bei Hoch- / Niedertarif: Verbraucher laufen in der Nacht

Die Optimierung nach Eigenverbrauch, Strommix und Strompreis kann auch als netzdienlich angesehen werden:

- Der Eigenverbrauch reduziert grundsätzlich den Strombezug und die Netzeinspeisung. Der Netzausbau kann so verringert werden. Im Strommix 2015 reduziert der Eigenverbrauch am Nachmittag die Nutzung von Strom mit hohen $CO_{2\text{-eq}}$-Koeffizienten und PE_{nr}-Faktoren, d.h. es muss weniger Strom aus fossilen Erzeugern bereitgestellt werden.
- Strombezüge sollten gemäss Strommix 2015 am Morgen und Abend in Zeiten mit tiefen $CO_{2\text{-eq}}$-Koeffizienten und PE_{nr}-Faktoren stattfinden. Tiefe $CO_{2\text{-eq}}$-Koeffizienten und PE_{nr}-Faktoren bedeuten, dass ein hoher Anteil an Erneuerbaren Energien im Netz vorhanden ist. Wird dieser zeitgleich verbraucht, muss nicht in Speicher für Erneuerbare Energien investiert werden.
- Tiefe Strompreise werden von den Energiedienstleistern angeboten, wenn sie Stromabnehmer brauchen. Im Moment verschiebt der übliche Hoch-/Niedertraif den Netzbezug in die Nacht. Dies kann sich mit zukünfigen Preisstrukturen ändern.

Mit den gefundenen Resultaten können jedoch keine Aussagen zur Netzbelastung gemacht werden.

4 Bewertung 2019 und Ausblick 2020

In 2019 konnte das Thema Areale weiter bearbeitet werden. Steigt die PV- und Wärmepumpendurchdringung muss damit gerechnet werden, dass bestehende Trafostationen überlastet werden. Der Einfluss eines DSM ist umso grösser, je mehr flexible Grossverbraucher angesprochen werden können.

Erste Ergebnisse bzgl. Eigenverbrauch vs. Netzdienlichkeit konnten erarbeitet werden. Für die Optimierung nach Eigenverbrauch und Anteil Erneuerbaren Energien im Strommix empfiehlt es sich, die grossen Verbraucher am Tag laufen zu lassen. Bei Strompreisen mit einem heutigen Hoch- und Nierdertarif verschiebt sich bei der Optimierung nach Kosten die Nutzung der grossen Verbraucher in die Nacht.

Eine Machbarkeitsstudie über die dynamische Kopplung von Gebäude- und Netzsimulationen wurde durchgeführt. Sie zeigt auf, dass mit bestehenden Tools eine detaillierte und gekoppelte Simulation von Gebäuden und Netz möglich ist. Dies ist für weitere Forschungstätigkeiten im Bereich flexibler und zukunftsfähiger Areale ein wichtiger Schritt.

Im Rahmen des Annex 67 wurden die Lieferobjekte für D6 [23] und D7 vervollständigt und das Annex interne Review für D5 und D1 ausgeführt. Die zweite Auflage des Berichts über die Labore, die Flexibilität von Gebäuden untersuchen können, wurde auf die Annex 67 Webseite aufgeschaltet [24]. In dieser Auflage ist auch das «Energy Research Lab (ERL)» der FHNW enthalten.

Für 2020 ist geplant:

- Fortführung: Eigenverbrauch und Netzdienlichkeit, Netzinteraktion
- Abschluss des Projektes

5 Publikationen

M. Hall, A. Geissler und H. Wache, “Multi-agent based simulation of smart building cluster for electric grid stabilization,” *Journal of Physics: Conference Series 1343*, Nr. 012070, 2019 [25]. Poster und Paper im Rahmen der CISBAT 2019, 4-6 September 2019, Lausanne (CH)

M. Hall, A. Geissler und H. Wache, “SmartStability - multi-agent based simulation of a smart building cluster,” in *Konferenzband der Advanced Building Skins, 28-29 Oktober 2019, Bern (CH), ISBN: 978-3-9524883-0-0*, pp. 24–29 [26]. Vortrag und Paper.

6 Referenzen

[1] J. Scheffler, “Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten,” Technische Universität Chemnitz, Dissertation, 2002.

[2] Statistik BS, “Gebäude und Wohnungen Basel Stadt.” 2015.

[3] N. Pflugradt, “LoadprofileGenerator (www.loadprofilegenerator.de),” 2015. [Online]. Available: http://www.loadprofilegenerator.de/.

[4] J. Nipkow, “Elektrische Wassererwärmung in der Schweiz,” Schlussbericht BFE SI /400951-01, ARENA Zürich, 2013.

[5] A. Siegrist, P. Schnabl, S. Burkart, P. de Haan, and R. Bianchetti, “Elektromobilität – Studie Ladeinfrastruktur Region Basel,” Amt für Umwelt und Energie, Basel, 2014.

[6] M. Hall and A. Geissler, “SmartStability: Netzdienliche Quartiere mit Stromspeicher,” FHNW Institut Energie am Bau, Muttenz im Auftrag vom AUE Basel-Stadt, 2019.

[7] J. Bichsel *et al.*, “SmartStability - Smart homes improvimg Power Network Stability,” Abschlussbericht Strategische Initiative “SmartStability”, Fachhochschule Nordwestschweiz, 2015.

[8] N. Schulz *et al.*, “SmartStability - marked-economic interaction of smart homes for imporoved power network stability,” in *CISBAT Conference, Lausanne (CH)*, 2015, pp. 487–492.

[9] Swissolar, “Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch ZEV.” 2018.

[10] C. Hunziker *et al.*, “Netzkompatibilität von Wohngebäuden - Entwicklung einer Bewertungsmethode,” BFE Schlussbericht SI/501530-01,www.aramis.admin.ch, 2019.

[11] C. Hunziker, N. Schulz, and H. Wache, “Shaping aggregated load profiles based on optimized local scheduling of home appliances,” no. 33. pp. 61–70, 2018.

[12] University of Kassel and Fraunhofer Institute, “Pandapower.” 2018.

[13] R. Dott, C. Ackermann, M. Koch, C. Messmer, T. Afjei, and R. Eismann, “Leistungsgeregelte Wärmepumpenanlagen mit Solar-Eisspeicher und Fotovoltaik,” BFE-Schlussbericht SI/501141-01, SI/501141, FHNW, 2019.

[14] R. Dott, M. Y. Haller, J. Ruschenburg, F. Ochs, and J. Bony, “The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 Part B: Buildings and Space Heat Load A technical report of subtask C Report C1 Part B,” http://task44.iea-shc.org, 2013.

[15] E. Karfopoulos *et al.*, “A multi-agent system providing demand response services from residental consumers,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 120, pp. 163–176, 2015.

[16] G. H. Merabet, H. Talei, M. Abid, N. Khalil, M. Madkour, and D. Benhaddou, “Applications of Multi-Agent Systems in Smart Grids: A survey,” in *International Conference on Multimedia Computing and Systems (ICMCS)*, 2014, pp. 1088–1094.

[17] OFFIS e.V. Oldenburg, “Mosaik - flexible Smart Grid co-simulation framework.” [Online]. Available: http://mosaik.offis.de/. [Accessed: 04-Nov-2019].

[18] C. Steinring *et al.*, “CPES Testing with mosaik: Co-Simulation Planning, Execution and Analysis,” *Appl. Sci.*, vol. 9, no. 5, p. 923, 2019.

[19] P. Graf and T. Marti, “Marktfähigkeit neuer erneuerbaren Stromproduktionsanlagen für Schweizer EVU,” EVU Partners AG, Aarau, www.evupartners.ch, 2018.

[20] Statistika, “Haushaltsstrompreis in der Schweiz,” 2019. [Online]. Available: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/329740/umfrage/haushaltstrompreis-in-der-schweiz/. [Accessed: 24-Oct-2019].

[21] Pronovo AG, “Cockpit Stromkennzeichnung Schweiz, Stand März 2019.” [Online]. Available: https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/56388.pdf. [Accessed: 21-Nov-2019].

[22] D. Vuarnoz and T. Jusselme, “Data in Brief Dataset concerning the hourly conversion factors for the cumulative energy demand and its non-renewable part , and hourly GHG emission factors of the Swiss mix during a one year period (2015 – 2016),” *Data Br.*, vol. 21, pp. 1026–1028, 2018.

[23] J. Salom and T. Péan, “Experimental facilities and methods for assessing energy flexibility in buildings,” http://annex67.org (Deliverables), ISBN: 978-87-93250-07-9, 2019.

[24] T. Péan and J. Salom, “Laboratory facilities used to test energy flexibility in buildings,” hppt://annex67.org (Report), 2019.

[25] M. Hall, A. Geissler, and H. Wache, “Multi-agent based simulation of smart building cluster for electric grid stabilization,” *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 1343, no. 012070, pp. 1–6, 2019.

[26] M. Hall, A. Geissler, and H. Wache, “SmartStability - multi-agent based simulation of a smart building cluster,” in *Conference on Advanced Building Skins, 28-29 October 2019, Bern (CH), ISBN: 978-3-9524883-0-0*, pp. 24–29.