

Bewertung und Umsetzung einer smarten Verknüpfung eines urbanen Strom- & Fernwärmenetzes zu einem funktionalen Stromspeicher

Thomas Nacht

Award Energy Research GmbH, Graz, Österreich

Markus Puchegger, Alida Njitam

Forschung Burgenland GmbH, Eisenstadt, Österreich

ABSTRACT: The contribution "Assessment and implementation of a smart connection of an urban electricity and district heating network to a functional electricity storage" reports on the results of the "Hybrid Grids Demo" project, which is realised as part of the Smart Cities Demo program in Hartberg and financed by the Climate and Energy Fund. As an initial situation it can be mentioned, that the energy system, in particular the electricity system is subjected to a sustained transformation due to the increased supply of non-controllable renewable energy. In order to continue a technically and economically efficient and secure network operation, it is assumed that additional flexibility in the electricity system will be necessary in the future. An important component of this future flexibility is the coupling of energy grids - and in particular the combination of electricity and heating grids. This paper shows how thermal flexibility can be provided in conjunction with electrical heating applications, taking into account the economic interests of the end customers and the energy supplier. The use of flexibility of end users is based on three priorities. The first step is to ensure that user comfort is not compromised at any time. Furthermore, when a decentralized generation plant (usually PV) is installed, heat generation is optimized first in order to optimize the users own consumption. As a third step, the remaining flexibility is used for the procurement optimization of the energy supplier.

On the other hand, an example of a business model for local heating networks is presented. Its goal is to provide an incentive for the additional creation of cross-grid docking points via central heating/power to heat plants, while at the same time considering usage strategies for renewable energy supply systems. In the reference scenario, heat is still generated by the existing CHP, while the electricity generated from it is fed into the public electricity network at the market price, just as the electricity from the neighbouring PV plant. A gas boiler provides coverage of the peak load. The utilization of the electricity of the PV plant via a direct line and a heat pump constitutes the first researched optimization strategy. Furthermore, the effects of the utilization of the electricity from the CHP over the heat pump in a coordinated heat-conducting operation are investigated. In the third variant, the use of PV and CHP-electricity is combined in a heat pump.

The project is currently in the detailed planning of the selected strategies to make use of the flexibilities in the case of end users and the district heating network. Important for this is the integration of the flexibilities into a central optimizer by means of ICT connections, in order to be able to control these later also according to the developed and later usage scenarios.

1. EINLEITUNG

Die nun seit einigen Jahren anhaltende Transformation des Energiesystems, allen voran der Stromversorgung, die sich durch einen zunehmenden Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung auszeichnet, führt zu einem steigenden Bedarf an Flexibilitäten im System. Für Österreich wird bis zum Jahr 2030 ein Bedarf an Flexibilität von 17 TWh identifiziert (European Commission, 2017). Dabei setzen sich diese 17 TWh aus Tages-, Wochen- und Jahresflexibilitäten zusammen, deren Definition sich aus dem Leistungs-Kapazitäts-Verhältnis der Flexibilität ergeben. Flexibilitäten an sich sind laut EU-Mandat 490 (CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, 2017) die Elastizität des Ressourceneinsatzes (Verbrauch, Speicherung, Erzeugung), insbesondere zur Bereitstellung von Hilfsdiensten für die Netzstabilität und/oder Marktoptimierung. Dabei lassen sich Flexibilitäten anhand ihres Einsatzgebietes klassifizieren (Hübner et.al., 2017):

- Einerseits kann Flexibilität vom Übertragungsnetzbetreiber zum Erhalt der Systemstabilität genutzt werden. Hierbei spricht man von **systemdienlicher Flexibilität**.
- Andererseits kann Flexibilität den Marktteilnehmern (Anbietern von Erzeugungs-, Speicher- oder Verbraucherkapazitäten, Lieferanten) als Energieausgleich oder dem Handel bei stark volatilen Marktpreisen dienen. Dies wird als **marktdienliche Flexibilität** bezeichnet.
- Darüber hinaus kann Flexibilität vom Verteilnetzbetreiber zur Beherrschung lokaler kritischer Netzsituationen angefordert werden. Es kann Netzausbau vermieden, reduziert oder zeitlich verschoben werden. Man spricht von **netzdienlicher Flexibilität**.

Für Energieversorger spielen in erster Linie marktdienliche Flexibilitäten eine wichtige Rolle. Dies ist dadurch zu begründen, dass Strompreise über den Verlauf eines Tages mitunter stark schwanken können. Diese Schwankungen ergeben sich aus der sich ändernden Nachfrage und dem aufgrund steigender Anzahl erneuerbarer sich mittlerweile auch änderndem Angebot. Dabei ist zu beobachten, dass die erneuerbaren Stromerzeuger den Strompreisverlauf an den Börsen zunehmend beeinflussen (Sensfuß, 2013). Ziel eines marktdienlichen Flexibilitäts-einsatzes liegt hierbei in der Nutzung der Preisunterschiede in den Stromverläufen. Ein finanzieller Vorteil kann dadurch erreicht werden, dass sich der Stromeinkauf (und damit auch der Verbrauch der EndkundInnen) zu Zeiten konzentriert, an denen der Strompreis gering ist. Dieser Ansatz unterliegt jedoch zwei fundamentalen Problemen: (1) Der Strompreis lässt sich nur bedingt prognostizieren und (2) der Verbrauch der KundInnen richtet sich nicht nach dem aktuellen Strompreis, da EndkundInnentarife zumeist nicht zeitlich variabel sind. Hier können Flexibilitäten Abhilfe schaffen.

Flexibilitäten sind auch für die EndkundInnen selbst von hohem Wert. Das trifft in erster Linie auf KundInnen zu, die über die Möglichkeit verfügen, selbst Strom zu erzeugen. Der Anteil erneuerbarer Stromerzeuger steigt nicht zuletzt auch deshalb, weil gerade Privatpersonen Investitionen in dezentrale erneuerbare Stromerzeugungsanlagen tätigen. Der Vorteil einer eigenen Stromerzeugungskapazität liegt neben dem Gefühl der Selbstbestimmtheit in erster Linie in einer deutlichen Reduktion der Kosten. Hinzu kommt, dass ein Überschuss aus der eigenen Erzeugung für einen Einspeisetarif vergütet werden kann. Bei vergleichsweise niedriger Einspeisevergütung zwischen 3,0 und 10,0 Cent/kWh (PV-Austria, 2017) und einem Stromtarif für Haushalte zwischen 18,0 und 22,9 Cent/kWh (Selectra Österreich, 2017), ist jede selbst konsumierte Kilowattstunde für den Anlagenbetreiber von Vorteil. Ohne die Nutzung von Flexibilitäten liegt die Eigenverbrauchsquote im Bereich der Haushalte derzeit bei etwa 20-40 % (Teoh & Liebl, 2016) (Quaschnig et.al., 2015). Der Wert hängt schlussendlich von der Leistung der PV-Anlage und dem Lastverhalten der EndkundInnen ab.

Alleine anhand dieser beiden unterschiedlichen Betrachtungsweisen der Flexibilitätsnutzung ist ersichtlich, dass die Interessen eines Flexibilitätsesatzes sich stark voneinander unterscheiden können, je nachdem, wer aktuell die Flexibilität nutzen möchte.

An diesem Punkt greift das Projekt „Demonstration einer smarten Verknüpfung der urbanen Strom-, Erdgas- & Fernwärmenetze zu funktionalen Stromspeichern“ oder kurz „Hybrid Grids DEMO“ ein, indem versucht wird, die vorhandenen Flexibilitäten einem gemeinsamen Nutzen zuzuführen, bei dem alle Beteiligten einen Vorteil zu erwarten haben. Mit Hilfe eines zentralen Optimierers soll eine energie- und netzwerkübergreifende Verteilnetzbetriebsführung unter Einbindung verschiedener Akteure realisiert werden, welche die Nutzung von (kundenseitigen) Flexibilitäten anstrebt und zusätzlich eine erweiterte Integration von erneuerbaren Energieträgern begünstigt, siehe Abbildung 1.

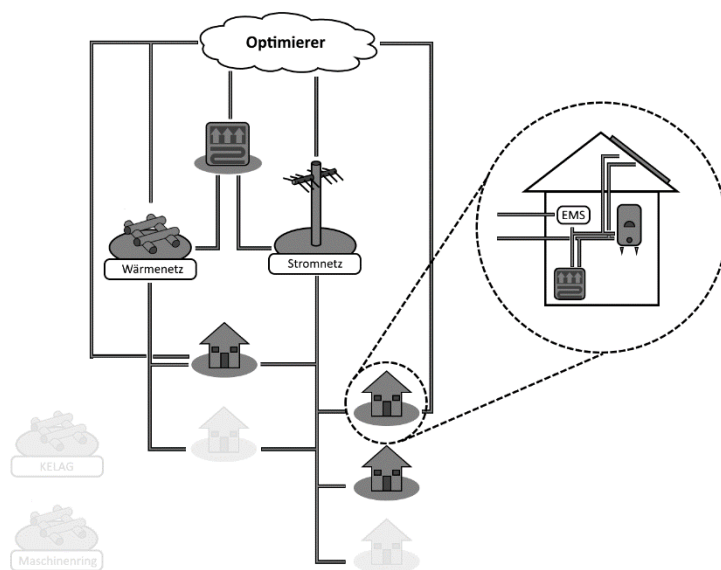


Abbildung 1: Hybrid Grids Demo-Ansatz

Im Fokus der Forschung stehen dabei die Betrachtung von kundenseitigen Flexibilitäten, die durch elektrische Wärmeerzeugung in Kombination mit Wärmespeichern entstehen, sowie die Betrachtung von Power to heat Varianten im Fernwärmebereich zur Schaffung weiterer Schnittstellen zwischen Strom- und Wärmenetz zur späteren Nutzung als Flexibilität inklusive deren Auslegung, Umsetzung und Demonstration.

In dieser Veröffentlichung wird der aktuelle Stand des Projektes „Hybrid Grids Demo“ hinsichtlich der Nutzung von Flexibilitäten bei Privatkunden, der Fernwärmeeinspeisung als Flexibilitätsbereitsteller und dem daraus resultierenden Nutzen für die Stadtwerke Hartberg als einer der Nutzer dieser Flexibilitäten beleuchtet.

Das Projekt Hybrid Grids DEMO wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Smart Cities Demo“ durchgeführt.

2. PRIVATKUNDEN ALS BEREITSTELLER VON FLEXIBILITÄTEN

PrivatKundInnen verfügen über eine hohe Bandbreite unterschiedlicher flexibel einsetzbarer Verbraucher. Die dahinterliegende Flexibilität kann sich durch eine Änderung des Verbraucherverhaltens ergeben, wie das bspw. beim Betrieb der Waschmaschine der Fall wäre, oder über die Verbindung des Gerätes mit einem Energiespeicher, bspw. bei einem Kühlschrank, Boiler

etc. Generell ist davon auszugehen, dass Flexibilitäten, die sich durch eine Anpassung des Verbraucherverhaltens ergeben, lediglich ein theoretisches Potential für die tatsächliche Flexibilitätsbereitstellung aufweisen. Es ist nicht davon auszugehen, dass externe Signale bei Bedarf ein Agieren des Nutzers / der Nutzerin hervorrufen. Anders ist der Sachverhalt bei Geräten, die über einen Energiespeicher verfügen, wobei hier das höchste tatsächliche Potential den Wärmeanwendungen zuzurechnen ist. Im privaten Wohnbaubereich trifft das im Wesentlichen auf Warmwasser (Boiler / Pufferspeicher) und Raumwärme (thermische Speichermasse des Gebäudes / Pufferspeicher) zu, da in beiden Fällen verhältnismäßig große Speichermassen zur Verfügung stehen und diese eine große Verbreitung in unterschiedlichsten Haushalten aufweisen. Diese Flexibilitäten ermöglichen einen zeitlich variablen Einsatz der Wärmeerzeugung. Geschieht die Wärme- bzw. Warmwassererzeugung mittels elektrischem Strom, bspw. über Nachtspeicheröfen, Boiler oder Wärmepumpen, kann man von Sektorkopplung sprechen. Damit wird es aber auch möglich, die Flexibilität des Wärmebereichs auf den Stromsektor zu übertragen.

2.1 MULTIMODALER ANSATZ FÜR DEN EINSATZ DER FLEXIBILITÄTEN IN WOHNGBÄUDEN

Um die Flexibilität für eine gezielte Nutzung zu aktivieren und einen wirtschaftlichen Nutzen daraus zu schlagen, ist es notwendig, diese zu regeln. Dafür muss ein Regelkonzept entwickelt werden, welches das Komfortniveau des/der NutzerIn berücksichtigt. Des Weiteren müssen Nutzen von EndkundeIn dem Nutzen des Energieversorgers vorgezogen werden. Dies gelingt über die Formulierung eines multimodalen Ansatzes für den Einsatz der Flexibilität. Die genaue Ausformulierung dieses Ansatzes wird in (Puchegger, Nacht, Weißenbacher, 2017) im Detail beschrieben, und soll an dieser Stelle nur zusammenfassend erläutert werden.

Für den Einsatz der Flexibilitäten gibt es im Wesentlichen drei unterschiedliche Betriebsmodi, die in hierarchisch absteigender Reihenfolge angeführt werden:

- **Einhaltung der Komfortgrenzen:** Die betrachtete Flexibilität ergibt sich aus der Speicherkapazität der Warmwasser- und Raumwärmeerzeugung. In beiden Fällen gibt es Komfortgrenzen zu berücksichtigen. Der/die KundeIn möchte ausreichend warmes Wasser in ausreichender Menge zur Verfügung haben und die Raumtemperatur muss innerhalb der Wohlfühlgrenzen sein. Werden diese Komfortgrenzen erreicht, ist es notwendig, dass der Wärmeerzeuger aktiviert/deaktiviert wird, und entsprechend Wärme erzeugt wird, ungeachtet, ob dies zum Vorteil des/der KundenIn oder des Energieversorgers geschieht. Dieser Betriebsmodus hat die höchste Priorität.
 - **Eigenbedarfsoptimierung:** Verfügt der/die KundeIn über eine dezentrale PV-Anlage zur Eigenversorgung, ist es anzustreben, den Eigenverbrauch der PV-Erzeugung möglichst zu erhöhen, da daraus eine Minimierung der Stromkosten resultiert. Um hier einen optimalen Betrieb zu erreichen, wird der Tageslastgang der PV-Erzeugung prognostiziert und dem zu erwartenden Verbrauchslastgang gegenübergestellt. Die dadurch entstehenden Überschüsse der PV-Erzeugung sollen gezielt für die Wärmeerzeugung genutzt werden. Um dies zu ermöglichen, berücksichtigt die Regelung die Menge der Wärmeenergie, die von den verfügbaren Speichern aufgenommen werden kann und regelt die Wärmeerzeugung entsprechend.
 - **Anpassung an Marktpreise:** Wird die Flexibilität nicht für die Eigenbedarfsoptimierung oder zur Einhaltung der Komfortgrenzen verwendet, steht die Nutzung für den Energieversorger im Mittelpunkt. Das Ziel des Flexibilitätsansatzes ist hier, den Einsatz der elektrischen Wärmeerzeuger zu Zeitpunkten günstiger Stromerzeugung zu konzentrieren und damit den Energieeinkauf für den Energieversorger günstig zu
-

gestalten. Für diesen Betriebsmodus werden Strompreisprognosen herangezogen anhand derer der Einsatz geplant wird.

Die Planung des Flexibilitätseinsatzes geschieht automatisch, im Regelfall ohne dass der/die KundeIn etwas davon mitbekommt. Der/die KundeIn hat dabei stets die Möglichkeit, die externe Regelung (Anpassung an Marktpreise) zu deaktivieren, falls es zu subjektiven Komforteinschränkungen kommt.

2.2 VARIANTEN VON FLEXIBILITÄTSBEREITSTELLERN

Die entwickelten Simulationsmodelle, die auf den Regelalgorithmen basieren, müssen in weiterer Folge auf die Gebäude des Demonstrationsgebietes angewandt werden, um die technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen des Betriebs abschätzen zu können. Die Vielzahl an Gebäuden, die sich alle durch unterschiedliche Parameter (Tabelle 1) auszeichnen, macht eine detaillierte Simulation jedes einzelnen Gebäudes nicht möglich. Die Fülle an dafür notwendigen Simulationen würden den Rahmen der Voruntersuchungen für ein Demonstrationsprojekt sprengen. Aus diesen Grund ist es notwendig mehrere Gebäude zu repräsentativen Clustern zusammenzufassen. Damit soll in erster Linie eine Reduktion des Rechenaufwandes gelingen und erste Erkenntnisse über die Auswirkungen des Flexibilitätseinsatzes für alle Beteiligten gewonnen werden. Jeder dieser Cluster wird als *Variante* bezeichnet und wird durch eine Liste von Parametern, Tabelle 1 zeigt die wichtigsten dieser Parameter, beschrieben.

Tabelle 1: Liste ausgewählter Parameter zur Beschreibung der Varianten

Parameter	Einheit
Gebäudetyp	[-]
Wärmebedarf	[kWh/m ² a]
Fläche	[m ²]
Personenanzahl	[-]
Preisfaktor	[%]
Einschaltswelle	[%]
PV-Einspeisung	[kW]
Heizgerät (Raumwärme)	[-]
Heizleistung Heizgerät	[kW]
Heizgerät (Warmwasser)	[-]
Heizleistung Heizgerät	[kW]
Zapfprofil	[-]
Speichervolumen	[l]

Bei der Auswahl der Varianten wurde, der Prämisse der Aufwandsminimierung folgend, in erster Linie zwischen Einfamilienhäusern (EFH) und Mehrfamilienhäusern (MFH) unterschieden. Diese beiden Grundkategorien haben in jeder ihrer Subvarianten die Gemeinsamkeit, dass für EFH ein Haus mit einer mittleren Fläche von 147 m² und 3 Bewohnern, für eine Wohneinheit in einem MFH eine mittlere Fläche von 68 m² und zwei Bewohnern festgelegt wurde. Diese Daten wurden auf Basis statistischer Daten und in Abstimmung mit dem Projektpartner *Stadtwerke Hartberg* als lokaler Durchschnitt gesehen. Bei der Wahl der restlichen Parameter wird stets darauf geachtet, dass die einzelnen Parameter zueinander abgestimmt sind und in sich einem realen Ansatz folgen.

In Summe wurden für eine erste Abstimmung 20 verschiedene Varianten (plus vier Erweiterungen mit zusätzlicher PV-Einspeisung) definiert, die in Tabelle 2 dargestellt sind.

Tabelle 2: Darstellung der unterschiedlichen untersuchten Varianten und deren technische Parameter

Varianten	Gebäudetyp	Raumwärmeerzeugung		Warmwassererzeugung		PV
		Typ	$P_{\text{thermisch}}$ [W]	Typ	$P_{\text{thermisch}}$ [W]	$P_{\text{installiert}}$ [W _P]
Variante 1	MFH	-	-	Boiler	2.500	0
Variante 1+PV	MFH	-	-	Boiler	2.500	2.500
Variante 2	EFH	-	-	Boiler	4.500	0
Variante 3	EFH	-	-	Boiler	4.500	2.500
Variante 4	EFH	-	-	Boiler	4.500	5.000
Variante 5	EFH	Wärmepumpe	4.500	Wärmepumpe	4.500	0
Variante 6	EFH	Wärmepumpe	7.000	Wärmepumpe	7.000	0
Variante 7	EFH	Wärmepumpe	10.000	Wärmepumpe	10.000	0
Variante 8	EFH	Wärmepumpe	7.000	Wärmepumpe	7.000	2.500
Variante 9	EFH	Wärmepumpe	7.000	Wärmepumpe	7.000	5.000
Variante 10	MFH	Nachtspeicherofen	6.700	Boiler	2.500	0
Variante 11	MFH	Nachtspeicherofen	9.700	Boiler	2.500	0
Variante 12	MFH	Nachtspeicherofen	15.700	Boiler	2.500	0
Variante 10+PV	MFH	Nachtspeicherofen	6.700	Boiler	2.500	2.500
Variante 11+PV	MFH	Nachtspeicherofen	9.700	Boiler	2.500	2.500
Variante 12+PV	MFH	Nachtspeicherofen	15.700	Boiler	2.500	2.500
Variante 13	EFH	Nachtspeicherofen	15.244	Boiler	4.500	0
Variante 14	EFH	Nachtspeicherofen	21.904	Boiler	4.500	0
Variante 15	EFH	Nachtspeicherofen	35.964	Boiler	4.500	0
Variante 16	EFH	Nachtspeicherofen	15.244	Boiler	4.500	5.000
Variante 17	EFH	Nachtspeicherofen	21.904	Boiler	4.500	5.000
Variante 18	EFH	Nachtspeicherofen	35.964	Boiler	4.500	5.000
Variante 19	Doppelhaus	Wärmepumpe	8.500	Wärmepumpe	8.500	7.000
Variante 20	Doppelhaus	Wärmepumpe	10.400	Wärmepumpe	10.400	7.000

Für jene Fälle, in denen sowohl Warmwasser als auch Raumwärme durch eine Wärmepumpe erzeugt wird, wird angenommen, dass die Wärmepumpe zur Deckung von sowohl Warmwasser als auch Raumwärme herangezogen wird. Die Leistung der Wärmeerzeuger richtet sich nach dem Wärmebedarf der Gebäude.

2.3 EINSPARUNGEN BEI ENDKUNDENINNEN DURCH EIGENBEDARFSOPTIMIERUNG

Der Hauptzweck des Flexibilitätseinsatzes für private NutzerInnen liegt in der Eigenbedarfsoptimierung. Um das Einsparungspotential durch den Flexibilitätseinsatz zu ermitteln, wird der Gesamtstromverbrauch bzw. dessen Kosten für den Haushalt (Haushaltsstrom + Wärmeerzeugung) mit und ohne Flexibilitätseinsatz ermittelt und miteinander verglichen. Für Gebäude, die keine PV-Erzeugung aufweisen, ergeben sich Einsparungen zufällig durch die neben der Eigenbedarfsoptimierung durchgeführte Optimierung für die Stadtwerke, die zu

minimalen Kosteneinsparungen aufgrund unterschiedlicher Speicherstände am Ende des Betrachtungszeitraums führen kann. Die Einsparungen der unterschiedlichen Varianten sind in Abbildung 2 dargestellt.

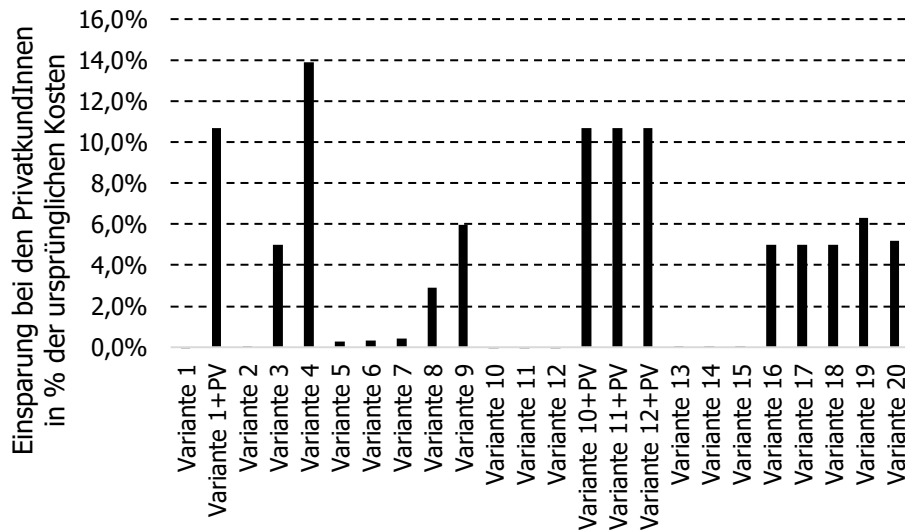


Abbildung 2: Einsparungen bei den EndkundInnen durch die Nutzung der Flexibilität

Aus den Ergebnissen wird ersichtlich, dass sich bei jeder Variante, die eine PV-Anlage berücksichtigt, Einsparungen ergeben. Die Höhe der Einsparungen ist im Wesentlichen von mehreren Faktoren abhängig, wobei einer der wesentlichen Faktoren die Größe der PV-Anlage selbst sowie die des hinterlegten Energiespeichers ist.

Daraus lässt sich für das Projekt Hybrid Grids Demo die folgende Schlussfolgerung ableiten: Für jene KundInnen, die über eine PV-Anlage verfügen, ist der Einsatz des übergeordneten Optimierers zur Steuerung der Flexibilitäten von Interesse, da hier ein Einsparungspotential gegeben ist. Auch ist zu berücksichtigen, dass die hier dargestellten Ergebnisse bereits eine Flexibilitätsnutzung im Sinne der Stadtwerke beinhalten. Für KundInnen, die über keine PV-Anlage verfügen gibt es hingegen wenig direkten Anreiz, einer Flexibilitätssteuerung durch den zentralen Optimierer zuzustimmen. Hier müssen andere Anreize geschaffen werden.

3. FERNWÄRMEEINSPESUNG ALS FLEXIBILITÄTSBEREITSTELLER

Neben dem stetig steigenden Bedarf an Flexibilitäten im Energiesystem als funktionale Energiespeicher ergeben sich im heimischen Energiesystem weitere, vor allem durch bestehende Förderregime bedingte, Handlungsfelder. Alternative Stromerzeugungsanlagen werden seit Beginn dieses Jahrtausends über das Ökostromgesetz meist mit begünstigten Einspeisetarifen gefördert, die für eine bestimmte Laufzeit garantiert sind. Für viele dieser bei Einführung dieser Förderlandschaft errichteten Anlagen ist dieser begünstigte Einspeisetarif nun bereits ausgelaufen oder steht unmittelbar vor dem Auslaufen, weshalb der weiterhin durch diese Anlagen erzeugte Strom in den freien Markt integriert werden muss. Diese Tatsache wird begleitet von einem derzeit niedrigen Strompreisniveau am Großhandelsmarkt und zusätzlichen Kosten durch etwaige Prognosefehler bzw. dadurch bedingte Fahrplanabweichungen der Bilanzgruppen. Andererseits können viele Nah- und Fernwärmenetze (teilweise in Kombination mit Stromerzeugung über Biomasse-KWK-Anlagen) aufgrund der derzeitigen Preissituation am Rohstoff-, Strom- und Wärmemarkt, mitunter

ebenfalls von auslaufenden Förderungen betroffen, kaum mehr wirtschaftlich betrieben werden. Vor diesem Hintergrund besteht die Grundidee, Power to heat Lösungen auch in Wärmenetzen zu implementieren. Dadurch sollen Synergieeffekte zwischen alternativen Vermarktungskonzepten von erneuerbar erzeugtem Strom, alternativen Wärmeerzeugern für thermische Netze sowie zusätzliche Flexibilitäten für das Energiesystem geschaffen werden. Dabei ist neben der Zielsetzung der exergetisch effizienten Umwandlung unter Ausnutzung von Umgebungswärme (über Wärmepumpen) grundsätzlich auch der Thematik der Stromnetzgebühren Rechnung zu tragen. Die weitere Betrachtung zeigt beispielhaft die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die mit solchen Ansätzen für Nahwärmenetze einhergehen.

Für den konkreten Fall liegt ein Wärmenetz an einem Industrie- und Gewerbestandort vor. Für sämtliche Betrachtungen werden die Daten des Jahres 2015 verwendet. Das Wärmelastprofil wurde dabei simulationstechnisch ermittelt. Die Jahresdauerlinie ist in Abbildung 3 dargestellt (Steindl & Pfeiffer, 2017), der Gesamtwärmebedarf beträgt rund 1,877 MWh/a.

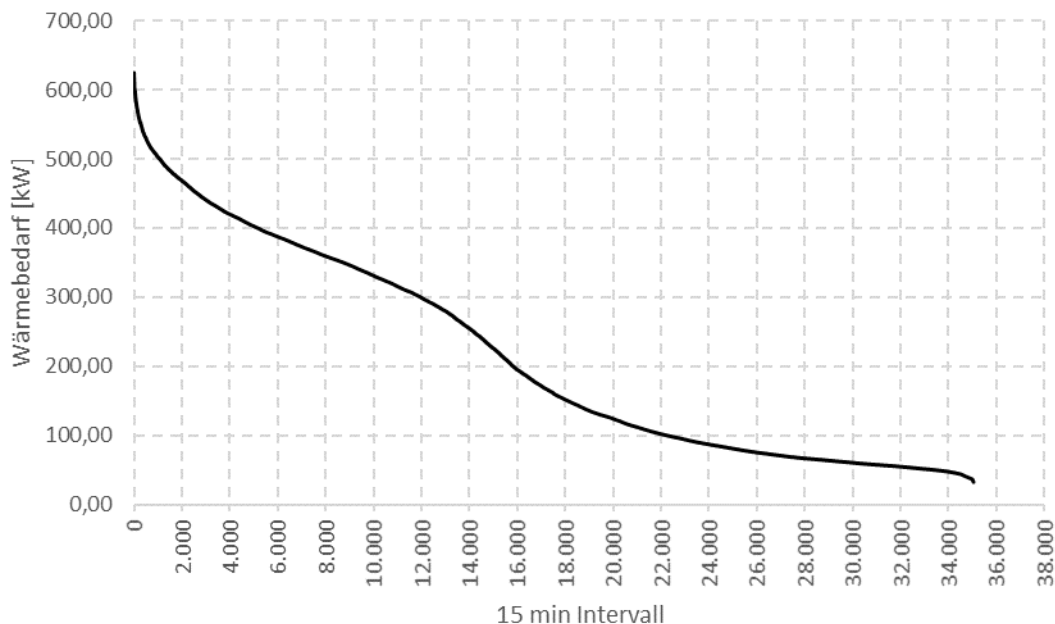


Abbildung 3: Jahresdauerlinie Wärmelast

Ein BHKW mit der Nennleistung von 280 kW_{el} bzw. 398 kW_{th} bildet gemeinsam mit dem Gasspitzenlastkessel sowie einem Pufferspeicher mit 10.000 l Fassungsvermögen die wesentlichen Einrichtungen der Energiezentrale. Das Wärmenetz wird in den Temperaturniveaus 90°C (Vorlauf) bzw. 60°C (Rücklauf) betrieben. In unmittelbarer Nähe zur Energiezentrale befindet sich eine PV-Anlage mit 200 kW_p, deren Tarifförderung im Jahr 2018 ausläuft. In weiterer Folge sollen basierend auf diesen Gegebenheiten folgende Varianten hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Energiebereitstellung sowie Auswirkungen auf etwaige Kosten untersucht werden.

Referenzszenario: Die Photovoltaikanlage und das BHKW speisen zu Marktpreisen in das öffentliche Netz ein, das BHKW wird nach Ablauf der Förderung wärmegeführt betrieben, der Gaskessel deckt weiterhin die Spitzenlast ab.

Power to heat - Szenario 1: Der Photovoltaikstrom wird bei Wärmebedarf über eine P_{th}-Anlage in Wärme umgewandelt. Als Power to heat Anlage fungiert eine Hochtemperaturwärmepumpe mit einem konstanten COP von 2. Für die Restlast wird das BHKW wie im Referenzszenario betrieben.

Power to heat - Szenario 2: Das BHKW wird weiterhin wärmegeführt betrieben, wobei der erzeugte Strom über die Hochtemperaturwärmepumpe wieder in Wärme umgewandelt wird.

Power to heat - Szenario 3: Photovoltaikstrom wird prioritär über die Power to heat Anlage in Wärme umgewandelt. Für die verbleibende Wärmelast wird das BHKW wie im Szenario 2 betrieben.

Im Referenzszenario können durch das BHKW mit der Nennleistung von 398 kW_{th} unter Ausnutzung des Pufferspeichers 97 % des Wärmebedarfs abgedeckt werden, die restlichen 3 % bzw. 59 MWh werden durch den Gasspitzenlastkessel bereitgestellt. Es ergibt sich die nach Gesamtwärmebedarf geordnete Jahresdauerlinie nach Abbildung 4, wobei die zwischenzeitlichen Spitzen des BHKWs bzw. Täler des Gaskessels auf die Ausnutzung des Pufferspeichers zurückzuführen sind. Neben der Wärmeerzeugung werden durch das BHKW etwa 1.279 MWh, durch die PV-Anlage 215 MWh Strom ins öffentliche Netz eingespeist.

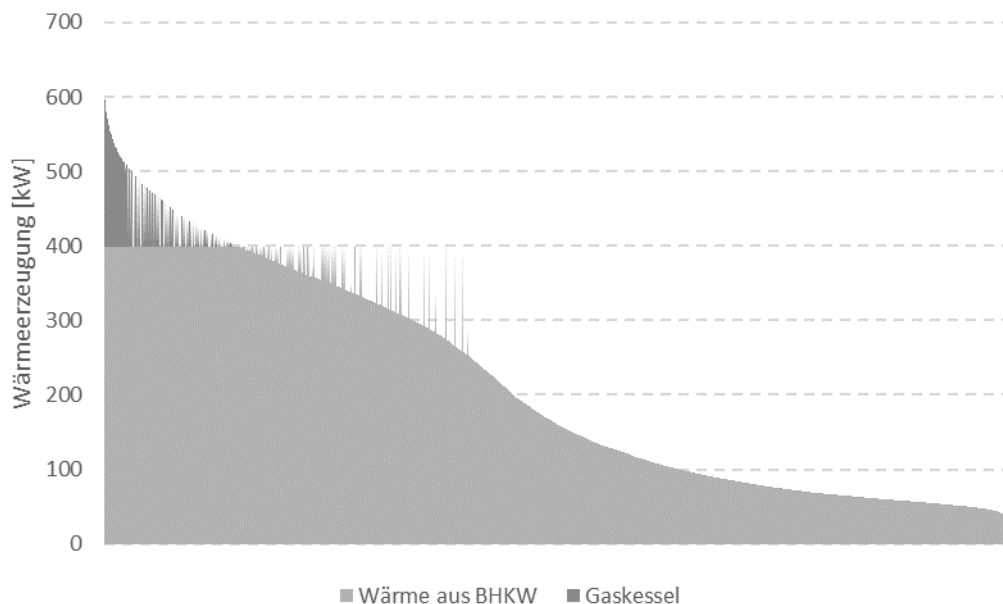


Abbildung 4: Erzeugungsverlauf Referenzszenario

3.1 VARIANTE PHOTOVOLTAIK UND FERNWÄRME

Diese Variante beschreibt das Power to heat - Szenario 1, in welchem die Energie einer PV-Anlage über eine Direktleitung (zur Vermeidung von Netzgebühren) nach Umwandlung über eine Hochtemperaturwärmepumpe in das Wärmenetz eingespeist wird. Dabei wird die durch die Wärmepumpe erzeugte Wärmemenge prioritär behandelt, es folgt die Wärme aus dem wärmegeführten BHKW, danach wird falls notwendig der Gasspitzenlastkessel aktiviert. Das Ergebnis dieser Variante ist in Abbildung 5 zu sehen. Durch die Integration von PV-Strom über eine Wärmepumpe können 282 MWh Wärme aus 141 MWh elektrischen Strom bereitgestellt werden. Aufgrund der jahreszeitlichen und tageszeitlichen Charakteristik der PV-Erzeugung wird dadurch hauptsächlich der Betrieb des BHKWs vermindert, die Aufteilung der Wärme wird nun zu 15 % durch die Wärmepumpe, 82 % durch das BHKW und nach wie vor 3 % den Spitzenlastkessel geliefert. Die Einspeisung von Strom aus dem BHKW ins öffentliche Netz sinkt durch den Minderbetrieb auf 1.081 MWh, zudem werden noch 74 MWh PV-Strom ins Netz eingespeist. Die Maximalleistung der Wärmepumpe beträgt 380 kW_{th}.

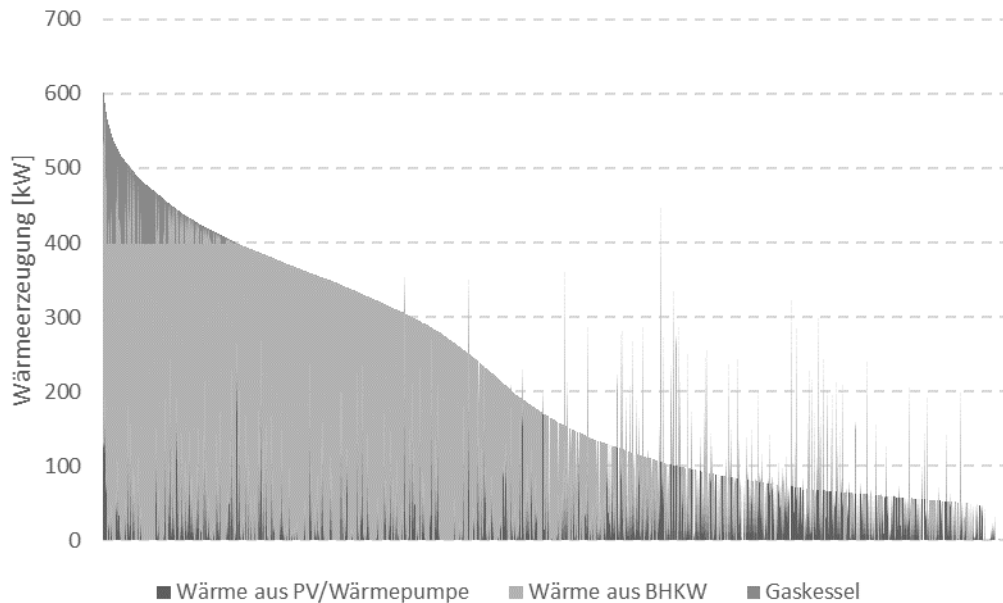


Abbildung 5: Erzeugungsverlauf Pth-Szenario 1

3.2 VARIANTE BIOMASSE KWK FERNWÄRME

Verwendet man statt des PV-Stroms den Strom aus dem BHKW für die Wärmeerzeugung über eine Hochtemperaturwärmepumpe und betreibt diesen Verbund rein wärmegeführt, so ergibt sich die Jahresdauerlinie nach Abbildung 6. Dabei wird durch den auf den Lastverlauf ausgerichteten Gesamtbetrieb von BHKW und Wärmepumpe bei vorausgesetzter idealer Regelung kein Speicher benötigt, das BHKW speist bedingt durch die gewählte Betriebsweise keinen Strom in das öffentliche Netz ein. Die PV-Anlage speist hier die volle Erzeugung (215 MWh) ein. Der Gasspitzenlastkessel wird nicht mehr benötigt, die maximale Wärmepumpenleistung beträgt $365 \text{ kW}_{\text{th}}$ und kann somit etwas kleiner dimensioniert werden, als bei der Nutzung von PV-Strom.

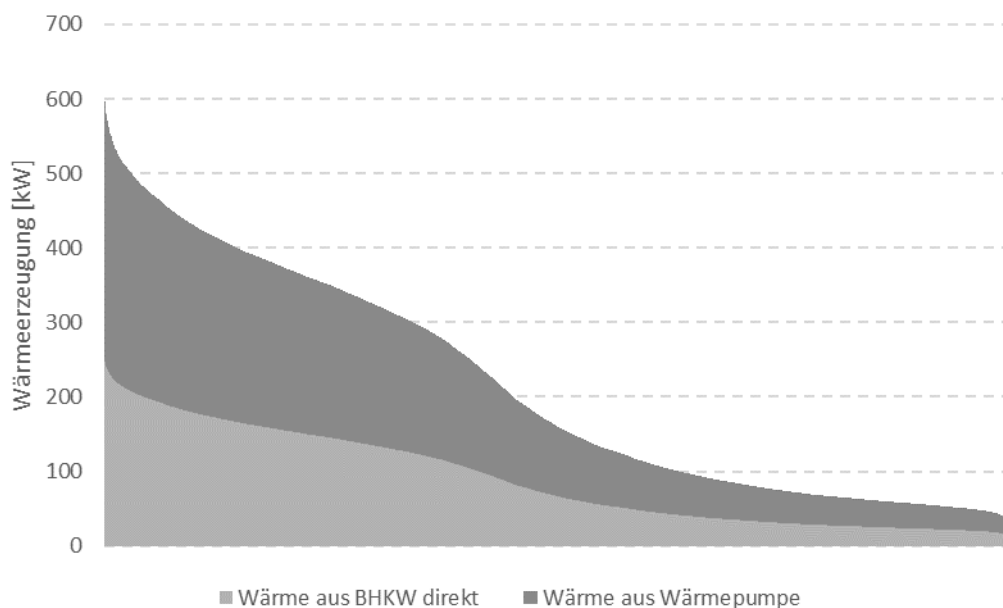


Abbildung 6: Erzeugungsverlauf Pth-Szenario 2

3.3 VARIANTE BIOMASSE KWK, PHOTOVOLTAIK UND FERNWÄRME

Diese Variante beschreibt das Power to heat - Szenario 3, prioritär wird PV-Strom von der Wärmepumpe verwendet, die verbleibende Wärmelast wird das BHKW in Kombination mit der Wärmepumpe wie in Power to heat - Variante 2 betrieben. Das Ergebnis ist in Abbildung 7 dargestellt. Der Gasspitzenlastkessel wird hier ebenso wie im vorigen Szenario nicht mehr benötigt, die maximale thermische Leistung der Wärmepumpe ist jedoch mit 456 Kw wesentlich höher, das BHKW wird mit maximal 365 kW_{th} betrieben. 15 % der Wärmemenge kann mittels PV-Strom produziert werden, 35 % direkt über das BHKW und 50 % über BHKW-Strom.

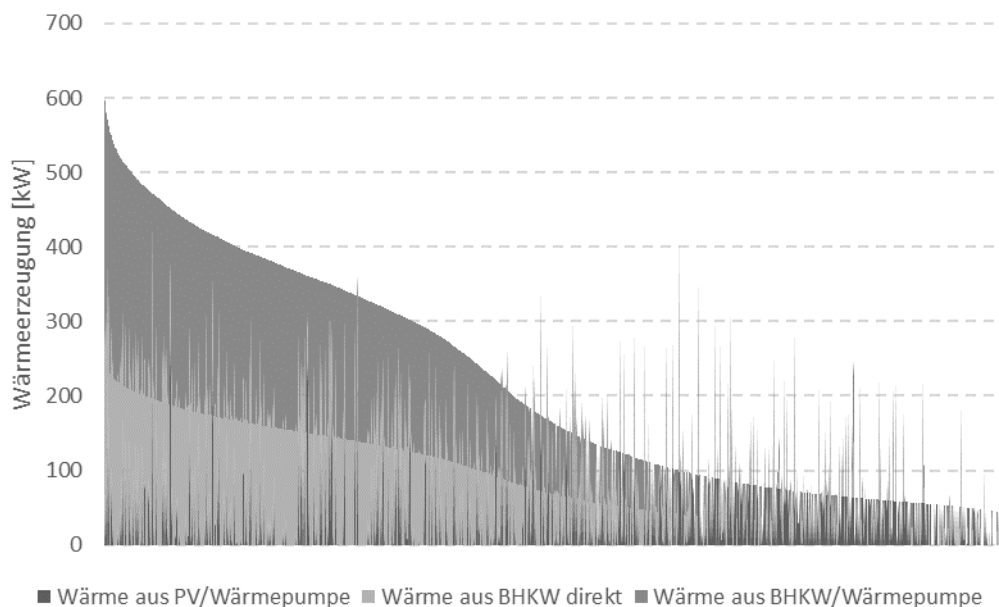


Abbildung 7: Erzeugungsverlauf Pth-Szenario 2

3.4 GEGENÜBERSTELLUNG DER VARIANTEN

Nachfolgende Tabelle 3 fasst die wesentlichen Daten der Varianten zusammen. Neben den bisherigen Aspekten sind auch die jeweiligen Spitzenleistungen der Anlagen sowie der Auslastungsgrad von BHKW und Wärmepumpe angeführt. Bei den Varianten, in denen der BHKW-Strom in Wärmepumpen genutzt wird, ist zu sehen, dass das BHKW grundsätzlich etwas kleiner dimensioniert hätte werden können. Im Realbetrieb ist hier unter Berücksichtigung des Pufferspeichers eine Betriebsweise zu wählen, die ungünstige Teillastbereiche bzw. Anfahrverluste aufgrund zu hoher Taktung vermeidet. Andererseits wird durch die kombinierte Betriebsweise der Wärmepumpe mit PV- und BHKW-Strom die Spitzenleistung durch die Wärmepumpe in Variante 3 höher als in den anderen Varianten. Auch hier kann eine geeignete Einsatzstrategie des Pufferspeichers bzw. abnehmerseitiger Flexibilitäten eventuell eine Glättung und somit kleinere Dimensionierung bewirken. Generell sinkt der Auslastungsgrad des BHKWs erwartungsgemäß in den Power to heat Varianten deutlich. Da das BHKW allerdings keine Neuinvestition darstellt, wird dies wirtschaftlich als nicht kritisch angesehen.

Tabelle 3: Ergebnisse des Variantenvergleichs

	Referenzszenario	Pth-Variante 1	Pth-Variante 2	Pth-Variante 3
Wärme aus BHKW direkt [kWh]	1.818.225	1.536.730	780.044	662.981
Wärme aus PV-Strom [kWh]	-	281.600	-	281.600
Wärme aus BHKW-Strom [kWh]	-	-	1.097.549	932.837
Wärme aus Gaskessel [kWh]	59.193	59.087	-	-
Einspeisung PV-Strom ins öffentliche Stromnetz [kWh]	215.148	74.308	215.148	74.308
Einspeisung BHKW-Strom ins öffentliche Stromnetz [kWh]	1.279.153	1.081.117	-	-
Spitzenleistung Gaskessel [kW]	227	227	-	-
Spitzenleistung BHKW thermisch [kW]	398	398	259	259
Spitzenleistung BHKW elektrisch [kW]	280	280	183	183
Spitzenleistung Wärmepumpe thermisch [kW]	-	381	365	455
Auslastungsgrad BHKW bezogen auf installierte Leistung [%]	~ 52	~ 44	~ 22	~ 19
Auslastungsgrad Wärmepumpe bezogen auf Spitzenleistung [%]	-	~ 8	~ 34	~ 30

4. WIRTSCHAFTLICHKEIT DES ANSATZES FÜR DEN ENERGIEVERSORGER

Für den Energieversorger ergeben sich aufgrund der Flexibilitätsnutzung potentielle Vorteile die sich aus einer kostengünstigen Fernwärmeerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger und aufgrund eines optimierten Stromeinkaufes an der Börse ergeben.

4.1 AUSWIRKUNG NUTZUNG PRIVATER FLEXIBILITÄTEN FÜR DEN ENERGIEVERSORGER

Der Flexibilitätseinsatz aus Sicht der Stadtwerke Hartberg verfolgt das Ziel, den Stromeinkauf zu Zeiten niedriger Strompreise zu konzentrieren. Dabei wird versucht, die flexiblen Verbraucher möglichst zu diesen Zeiten einzusetzen. Durch Prognosen der Strompreise lässt sich eine entsprechende Regelung realisieren.

Wie bereits im Kapitel 2.1 erläutert, hat die Nutzung der Flexibilitäten für die Stadtwerke die niedrigste Priorität gegenüber den anderen Einsatzmodi. Der Mehrwert des Flexibilitätseinsatzes für den Energieversorger ergibt sich aus Mehreinnahmen beim Energieverkauf. Da der Endkundertarif fix gestaltet ist, ergeben sich diese Mehreinnahmen ausschließlich aus dem optimierten Energieeinkauf. Die Bemessung der Mehreinnahmen des Energieversorgers darf

dabei jedoch nicht anhand eines Vergleichs von Einnahmen mit und ohne Flexibilitätseinsatz erfolgen. In diesem Fall würden sich in den Varianten mit PV-Erzeugung negative Resultate ergeben. Da die Flexibilität in erster Linie für den/die KundenIn eingesetzt wird, wird zuerst die Eigenverbrauchsoptimierung forciert. Das führt jedoch zu einer Schmälerung der Einnahmen beim Energieversorger, da er weniger Energie verkauft und bereits ein gewisser Anteil des Flexibilitätspotentials für diese Optimierung genutzt wird. Für die Bewertung der Mehreinnahmen des Energieversorgers wird davon ausgegangen, dass VerbraucherInnen, die über eine PV-Anlage verfügen, ohnehin früher oder später Maßnahmen zur Eigenverbrauchssteigerung treffen werden. Entsprechend ist davon auszugehen, dass der Energieversorger um den Eigenverbrauch weniger Energie verkauft. Als Grundlage für die Bemessung für KundInnen mit PV-Anlage müssen also die Einnahmen durch den Stromverkauf an KundInnen, die bereits eine Eigenverbrauchsoptimierung durchgeführt haben, herangezogen werden. Bei KundInnen ohne PV-Anlage ändert sich durch diese Herangehensweise nichts, da sie keine Eigenverbrauchsoptimierung durchführen können. Durch diese Betrachtung ergeben sich die in Abbildung 8 dargestellten Resultate als Nutzen für den Energieversorger je Variante.

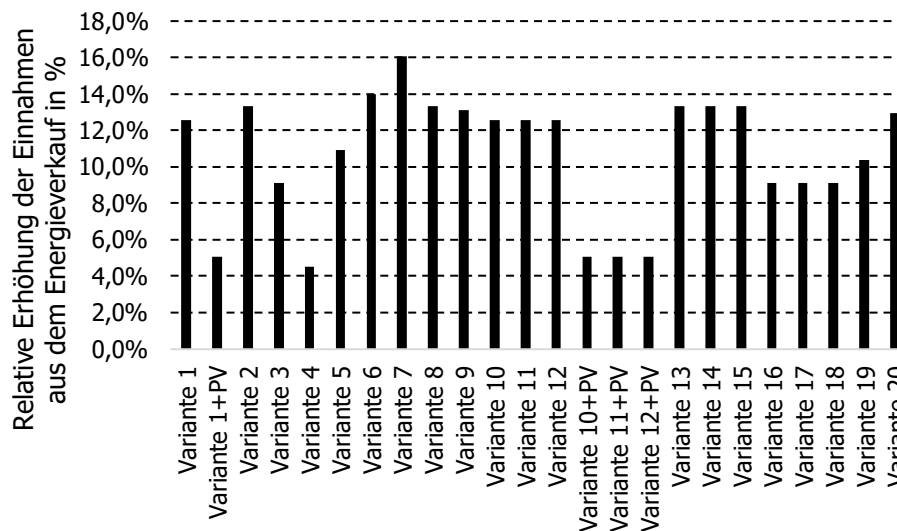


Abbildung 8: Relative Steigerung der Einnahmen des Energieversorgers durch den Flexibilitätseinsatz

Die Flexibilitätsnutzung führt bei jeder der Varianten zu Mehreinnahmen für den Energieversorger. Die Werte liegen zwischen +4,5 % und 16,1 % pro betrachtetem Kunden. Generell ist zu sagen, dass die Mehreinnahmen bei den Varianten besonders hoch sind, die über keine PV-Anlage verfügen. Aber auch bei jenen Varianten, die über eine PV-Anlage verfügen, ergeben sich Mehreinnahmen für den Energieversorger, obgleich diese geringer ausfallen.

4.2 AUSWIRKUNGEN VON POWER TO HEAT LÖSUNGEN IM FERNWÄRMENETZ

Für eine wirtschaftliche der Power to heat - Varianten wurden Annahmen über Preise für Biogas und Strom am Großhandelsmarkt getroffen, welche wiederum in Verbindung mit den vorhandenen Daten zu BHKW und Gaskessel zu Brennstoffkosten für Wärme und Strom führen (Tabelle 4).

Tabelle 4: Eingangsparameter Wirtschaftlichkeitsberechnung

Parameter	Wert	Einheit
Gesamtwirkungsgrad BHKW	80	[%]
Gesamtwirkungsgrad Gaskessel	80	[%]
Einstandspreis Biogas	9,00	[ct/kWh]
Strompreis Großhandel	4,00	[ct/kWh]
Brennstoffkosten Wärme BHKW	6,60	[ct/kWh]
Brennstoffkosten Wärme Gaskessel	7,20	[ct/kWh]
Brennstoffkosten Strom	4,65	[ct/kWh]

Anhand dieser Parameter wird ein Variantenvergleich durchgeführt, indem die jeweiligen Brennstoffkosten für Wärme mit den jeweilig zu erzielenden Erlösen am Strommarkt bilanziert werden und sich die Wärmegestehungskosten der jeweiligen Variante ergeben. Es ergibt sich dabei die Werte nach Tabelle 5 als jährliche Einsparung, welche etwaige Investitionskosten in die Anbindung der PV-Anlage bzw. die Wärmepumpe refinanzieren müssen (siehe Zeile „Vergleich Referenzszenario“). Es zeigt sich dabei, dass die Direktleitung für PV-Strom und Einbindung der Wärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 381 kW (Variante 1) eine Rückzahlrate von 14.240.- €/a hätte. Eine Einbindung einer Wärmepumpe in der Größe von 365 kW_{th} und Ausnutzung von BHKW-Strom hätte eine wesentlich höhere Rückzahlungsrate von 55.578 €/a. Die Kombination der beiden Varianten erhöht die Rückzahlungsrate auf 61.500 €/a, wobei aber hier – falls keine Regeltechnischen Maßnahmen getroffen werden – die Wärmepumpenleistung auf 455 kW_{th} erhöht und eine Direktleitung für den PV-Strom finanziert werden muss.

Tabelle 5: Ökonomischer Vergleich der Varianten (alle Werte in €/a)

	Referenzszenario	Pth-Variante 1	Pth-Variante 2	Pth-Variante 3
Kosten Wärme aus BHKW	120.003	101.424	51.483	43.757
Kosten Strom aus BHKW	59.481	50.272	25.518	21.688
Kosten Wärme aus Gaskessel	4.262	4.254	0	0
Ertrag Einspeisung Strom aus BHKW	-51.166	-43.245	-0	-0
Ertrag Einspeisung Strom aus PV-Anlage	-8.606	-2.972	-8.606	-2.972
Gesamt	123.973	109.733	68.395	62.473
Vergleich Referenzszenario		-14.240	-55.578	-61.500

5. AKTUELLER STAND DER DEMONSTRATIONSANLAGE UND AUSBLICK

Zum aktuellen Zeitpunkt befindet sich das Projekt Hybrid Grids Demo kurz vor dem Start der Demonstrationsphase. Die ersten wirtschaftlichen Berechnungen des Mehrwertes durch die Flexibilitätsnutzung hat den Investor in die Demonstrationsanlage, die Stadtwerke Hartberg, von der Sinnhaftigkeit des Demo-Betriebes überzeugt. Aktuell wird an mehreren Ebenen an den letzten notwendigen Schritten gearbeitet:

- Identifikation der tatsächlichen Demonstrationsobjekte: Aufbauend auf den vorangegangenen Arbeiten werden aktuell jene Objekte identifiziert, die für den Demonstrationsbetrieb in Frage kommen. Dabei werden die Bewilligungen der Eigentümer und der Bewohner eingeholt und die für den Betrieb notwendigen Mess- und Steuergeräte installiert.
- Erarbeitung der Kundenmodelle für die Flexibilitätsnutzung: Aufbauend auf den bisherigen Untersuchungsergebnissen werden detaillierte Modelle, bzw. Angebote für unterschiedliche KundInnengruppen erstellt. Diese sollen sowohl für die KundInnen als auch für die Stadtwerke Hartberg einen signifikanten wirtschaftlichen Vorteil bringen.
- Überprüfung der notwendigen Komponenten für die Steuerung der Flexibilitäten: Nachdem die zu installierenden Bestandteile für die Aktivierung und Nutzung der Flexibilitäten identifiziert und festgelegt wurden, ist es nun noch notwendig, diese Komponenten hinsichtlich ihrer Funktionalität zu überprüfen. Dafür werden die notwendigen Regelalgorithmen implementiert und Funktionstests durchgeführt. Zusätzlich werden alle relevanten Schnittstellen sowie der Austausch von Daten überprüft um sicherzustellen, dass sämtliche Komponenten im Betrieb der Anlage ordnungsgemäß funktionieren.
- Um die Nutzen der Flexibilitätsmaßnahmen fair zwischen Energieversorger und EndkundInnen aufzuteilen, werden derzeit geeignete Tarif- und Finanzierungsmodelle entwickelt, die die Bedürfnisse verschiedener KundInnengruppen berücksichtigen. Nebenziele sind dabei neben der Erweiterung des Produktportfolios des Energieversorgers die Erhöhung der KundInnenbindung und die Schaffung eines intelligenten Netzes, dass die weitere Integration fluktuierend erzeugender Erneuerbarer Energie ermöglicht.

LITERATUR

- CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group (2017) Sustainable Processes
- European Commission (2017) Mainstreaming RES – Flexibility Report
- Hübner, M., Wedler, M., Ganglberger, E., Hinterberger, R., Kollmann, A., Prügler, W. (2017) Betrachtung von Flexibilitätspotenzialen für die Umsetzung von Smart Grids in Österreich, Strategieprozess [Smart Grids 2.0]
- Puchegger, M., Nacht, T., Weißenbacher, R. (2017) Konzept einer smarten Verknüpfung eines urbanen Strom- & Fernwärmenetzes zu einem funktionalen Stromspeicher. Güssing Austria: Güssing 17
- PV Austria (2017) PV-Strom verkaufen: PVA-Plattform für Überschuss-Einspeiser, <http://www.pvaustria.at/strom-verkaufen/>
- Selectra Österreich GmbH (2017) Der Strompreis in Österreich. <https://stromliste.at/impressum>
- Sensfuß, F. (2013) Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien. Karlsruhe, Germany: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
- Steindl, G., Pfeiffer, Ch. (2017) Comparison of Black Box Models for Load Profile Generation of District Heating Networks, 12th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems - SDEWES2017
- Teoh, M., Liebl, V. (2016) Leitfaden zu PV-Eigenverbrauchsmodellen. Wien, Austria: Projekt PV-Financing, Photovoltaic Austria
- Quaschnig V., et al. (2015): Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. Berlin, Germany: HTW Berlin
-

Kontaktdaten Autor(en):

Thomas Nacht

Reininghausstraße 13a

8020 Graz

Email: thomas.nacht@4wardenergy.at

Markus Puchegger

Forschung Burgenland GmbH

Steinamangerstraße 21; A-7423 Pinkafeld

Email: markus.puchegger@forschung-burgenland.at

Alida Njitam

Forschung Burgenland GmbH

Steinamangerstraße 21; A-7423 Pinkafeld

Email: Alida.Njitam@forschung-burgenland.at
