

Planungsleitfaden

Lastverschiebepotentiale und Regelungs-
strategien für den ländlichen Raum
und angrenzende Ballungszentren

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Impressum

Herausgeber:

Hochschule für Technik Stuttgart

Forschungszentrum Nachhaltige Energietechnik (zafh.net)

Dr. Dirk Pietruschka

Institutsleiter und Gesamtkoordinator des dieser Publikation zugrundeliegenden Projekts. „EnVisaGe Plus Wüstenrot“

Das Projekt wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in der Forschungsinitiative EnEff:Stadt/EnEff:Wärme.

Autoren dieser Publikation:

Maryam Zirak, Hochschule für Technik Stuttgart (HFT)/Zentrum für Nachhaltige Energietechnologie (zafh.net)

Dr. Jann Binder, Joel Wenske, Rebecca Kächele, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Katja Schulze, Stadtwerke Schwäbisch Hall

Titelbild: Stadt-Land-Ausgleich, Quelle: ZSW

Inhalt

Nachhaltige Energieerzeugung im ländlichen Raum erzeugt Überschüsse	5
Zusammenspiel im Energiesystem - ländliche Erzeugung und städtischem Verbrauch? Ein Stadt-Land-Ausgleich	9
Was wäre wenn, ...	
... alles ins Netz eingespeist wird ? – Direkteinspeisung im EEG	12
... EE-Überschuss an der Börse direktvermarktet wird?	14
... der EE-Überschuss über einen lokalen Strommarktplatz verkauft wird?	16
... der EE-Überschuss für Power2Heat (Sektorkopplung) eingesetzt wird?	18
... der EE-Überschuss für Eigenverbrauch im Arealnetz für Power2Heat genutzt wird?	21
Der goldene Weg: EE-Überschuss für Eigenverbrauch oder Direktlieferung nutzen! -	
Quartierslösungen, Elektromobilität und Co.	28

Einleitung

Die Gemeinde Wüstenrot bei Schwäbisch Hall hat sich zum Ziel gesetzt bis zum Jahr 2020 Plusenergiegemeinde zu werden, d.h. eine jährliche positive Energiebilanz zu erreichen. Hierzu wurde im Projekt EnVisaGe ein Energienutzungsplan für Wüstenrot entwickelt, Energiebedarfsanalysen durchgeführt, sowie ein 3D-Stadtmodell erarbeitet und ein neues Wohngebiet mit einem Niedrigtemperaturwärmenetz erschlossen. Das Nachfolgeprojekt EnVisaGe Plus, ebenfalls vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert, fokussiert Betriebsoptimierung sowie weiterführende Analysen und Umsetzungen zum Stromnetz und Ausbau von Wärmenetzen. Insgesamt wurde durch die beiden Projekte der Ausbau von dezentralen Erneuerbaren Energien Anlagen (EE-Anlagen) zur Stromerzeugung, sowie effiziente Wärmebereitstellung durch Fernwärme vorangetrieben.

In Wüstenrot sind 3,2 MWp Photovoltaikanlagen und 4,6 MW Windanlagen installiert (Stand 2015). Durch einen Zubau an Photovoltaikanlagen auf allen wirtschaftlichen Dachflächen könnte die installierte PV-Leistung auf 9,6 MWp erhöht werden. In Abhängigkeit der aktuellen Wettersituation kann es dann zu Überschussstrom kommen – doch wie kann dieser sinnvoll und wirtschaftlich genutzt werden?

In diesem Leitfaden werden verschiedene Szenarien inkl. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Nutzung des Überschussstroms der Gemeinde durch das Stadtwerk beschrieben, u.a. wird eine genauere Betrachtung der Sektorkopplung durch Power-To-Heat ausgeführt.

Nachhaltige Energieerzeugung im ländlichen Raum erzeugt Überschüsse

Dieser Leitfaden betrachtet am Beispiel der Gemeinde Wüstenrot die Situation der nachhaltigen Energieversorgung im ländlichen Raum. Wüstenrot ist eine kleine Gemeinde im Regierungsbezirk Stuttgart mit knapp 6.800 Einwohnern und einer Bevölkerungsdichte von 220 Einwohnern je Quadratkilometer¹. Nächstgelegene mittelgroße Stadt ist Schwäbisch Hall, die nachfolgend u.a. als möglicher Konsument der in Wüstenrot erzeugten Energie betrachtet wird.

Zur Etablierung einer nachhaltigen Energieerzeugung sollen in Wüstenrot vermehrt erneuerbare Energien eingesetzt und zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden. Neben dem Energiemanagement der Kommune werden die Bewohner der Gemeinde motiviert, sich selbst an der Energiewende mittels PV-Anlagen, Wärmepumpen, Biomassefernwärme, Batteriespeicher und Elektromobilität zu beteiligen. Durch privaten und kommunalen Zubau soll der Status „Plusenergiegemeinde“, d.h. eine jährlich positive Energiebilanz, erreicht werden.

Für das Ziel „Plusenergiegemeinde bis 2020“ müssen verschiedene Energiequellen wie Biomasse, Sonnenenergie, Windkraft und Geothermie genutzt werden. Bereits installiert sind 2x 2,3 MW Windkraftanlagen, 3,2 MWp Photovoltaik, 3 Nahwärmenetze gespeist u.a. von Holzhackschnitzel-BHKWs, Solarthermie sowie oberflächennahe Geothermie. Für die Photovoltaik wurden im Projekt EnVisaGe alle geeigneten Flächen ermittelt und der somit theoretisch mögliche Ausbaustand bei Nutzung aller wirtschaftlichen Dachflächen betrachtet. Für Wüstenrot bedeutet dies, dass die derzeit installierte Leistung von 3,2 MWp (Stand 2015) auf insgesamt 9,6 MWp bei 100% PV-Ausbau erhöht werden kann, was hier als Zielsystem betrachtet wird. Insgesamt wird durch den Ausbau zur Plusenergiegemeinde ein Überschuss an erneuerbarem Strom erwartet – daher werden bereits vorab verschiedene Möglichkeiten zur Nutzung des Überschussstroms betrachtet und wirtschaftlich bewertet.

¹ <https://www.gemeinde-wuestenrot.de/de/gemeinde-daten/zahlen-daten-fakten/>

In einem idealen, optimierten Gesamtenergiesystem werden verschiedene Technologien kombiniert, um die Gesamteffizienz, Nachhaltigkeit und die Integration erneuerbarer Energien zu steigern. So können beispielsweise Einfamilienhäuser ihren Eigenverbrauch optimieren, indem sie ihren überschüssig erzeugten Strom aus der PV-Anlage in ihrer Wärmepumpe nutzen, im Batteriespeicher zwischenspeichern oder ein Elektrofahrzeug (EV) zum geeigneten Zeitpunkt laden. Eine Übersicht der verschiedenen Sektoren und der Möglichkeiten, diese zu verbinden, wird in Abbildung 1 dargestellt. Für die Gemeinde Wüstenrot werden in diesem Leitfaden die Möglichkeiten untersucht, den Überschussstrom zu nutzen, unter anderem auch in der Sektorkopplung (Power-to-X, kurz P2X) von Strom zu Wärme für die Nutzung in einem Wärmenetz. Ein tabellarischer Überblick soll einen Überblick über die betrachteten Szenarien liefern, die Rolle des Stadtwerks, die wirtschaftliche Bewertung aus Sicht des Stadtwerks und die räumlichen Nutzung des Überschussstroms (siehe Tabelle 1).

Verteilnetzbetreiber wie auch Energielieferant von Wüstenrot sind die Stadtwerke mit der „Energieversorgung Meinhardt Wüstenrot“ (aufgrund der de-minis Klausel nicht entflochten, §7 EnWG). Ob trotz der regulatorischen Rahmenbedingungen durch die lokale bzw. regionale Verwendung des Überschussstroms Gewinne für die Stadtwerke insgesamt entstehen können, wird in den einzelnen Fällen dargestellt. Es werden zudem Kosten und Nutzen für die weiteren beteiligten Akteure berücksichtigt. Zudem wird auf die HTW-Berlin Studie² „Sinnvolle Dimensionierung von Photovoltaikanlagen für Prosumer“ von 2019 hingewiesen, welche u.a. auf die aktuellen Preise und Renditen von PV-Anlagen eingeht.

² https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW_2019_Sinnvolle_Dimensionierung.pdf

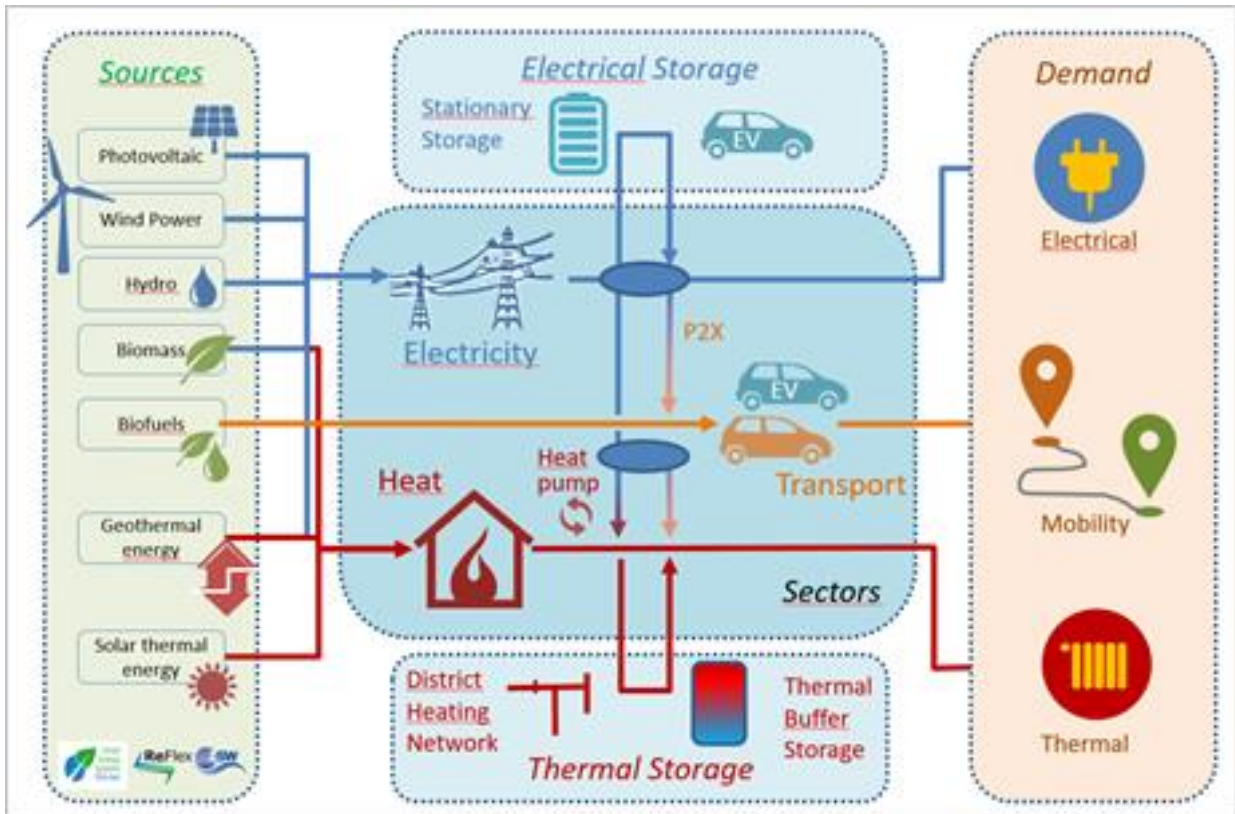


Abbildung 1: Sektorkopplung im Energiesystem zwischen Strom, Wärme und Mobilität mit möglichen Energiequellen, Speichern und Verbrauchern

Tabelle 1 Im Leitfaden betrachtete Szenarien, * positive Wirtschaftlichkeit für Stadtwerk

Szenario	Beschreibung	Rolle des Stadtwerks	Wirtschaftliche Bewertung aus Sicht des Stadtwerks	Räumliche Nutzung
Stadt-Land-Ausgleich (hypothetisch)	Überschussstrom wird von umliegenden Energiezellen verbraucht, bspw. Stadt, Gewerbegebiet	(Abhängig von regulatorischer Ausgestaltung)	(Abhängig von regulatorischer Ausgestaltung)	Regionale Nutzung
Direkt-einspeisung im EEG	Überschussstrom wird ins übergelagerte Netz eingespeist	Weiterreichen der Vergütung	Kein Mehrwert für Stadtwerk	Räumlich entkoppelte Nutzung
Direkt-vermarktung	Überschussstrom wird an der Börse vermarktet	Vermarktung an Börse	Geringe positive Erlöse möglich, setzt Expertise voraus*	Räumlich entkoppelte Nutzung
Lokaler Strom-Marktplatz	Überschussstrom wird über lokalen Strommarktplatz vermarktet	Vermarktung an lokalen Strommarktplatz	Erlös abhängig von Abnehmer, jedoch auf Grund von Regulatorik kaum wirtschaftlich	Regionale Nutzung
Power2Heat	Überschussstrom wird in das regionale Nahwärmenetz eingespeist	Betreiben eines Nahwärmenetzes und Einspeisen des Überschussstroms	Nicht wirtschaftlich, da Überschussstrom aktuell relativ teuer	Lokale Nutzung
Arealnetz	Überschussstrom wird innerhalb eines Arealnetzes verbraucht, bspw. in ein Nahwärmenetz eingespeist	Betreiben eines Nahwärmenetzes in einem Arealnetz und Einspeisen des Überschussstroms	Wirtschaftlich attraktiv, da Netzentgelte vermieden werden*	Lokale Nutzung
Elektromobilität	Überschussstrom wird direkt vom Anlagenbetreiber verbraucht	-	-	Lokale Nutzung

Ziel des ersten mit **“Stadt-Land-Ausgleich”** benannten Szenarios ist der Energieaustausch im regionalen Energieverbund nach der Deckung des Eigenbedarfs. Die ländliche Gemeinde mit Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien generiert durch lokale Wertschöpfung einen Mehrwert, indem sie ihren Überschuss den angrenzenden Energiezellen mit Lastzentren (Ballungszentren, Stadt) zur Verfügung stellt (vgl. Abbildung 2). Dabei können zunächst die Spitzen der lokal erzeugten Stromüberschüsse innerhalb der Energiezelle mittels eines intelligenten Last- und Speichermanagements reduziert werden. Über einen multi-modalen Ansatz (Sektorkopplung, vgl. Abbildung 1) können alle angewandten Energiearten, z.B. Elektrizität, Gas und Wärme mitberücksichtigt werden. Verbleibende Überschüsse werden dann auf verfügbare Stromsenken in angrenzenden lokalen Gebieten und Regionen, d.h. in angrenzenden Energiezellen, verteilt. In einem letzten Schritt können verbleibende Überschüsse ins übergeordnete Stromnetz eingespeist werden. Ein solcher Stadt-Land-Ausgleich kann die lokale Vermarktung des Stroms erhöhen und zusätzlich zu einem reduzierten Bedarf an überregionalem Strombezug führen, wenn die Verbrauchsprofile dem Überschussangebot folgen.

Zusammenspiel im Energiesystem - ländliche Erzeugung und städtischem Verbrauch? Ein Stadt-Land-Ausgleich

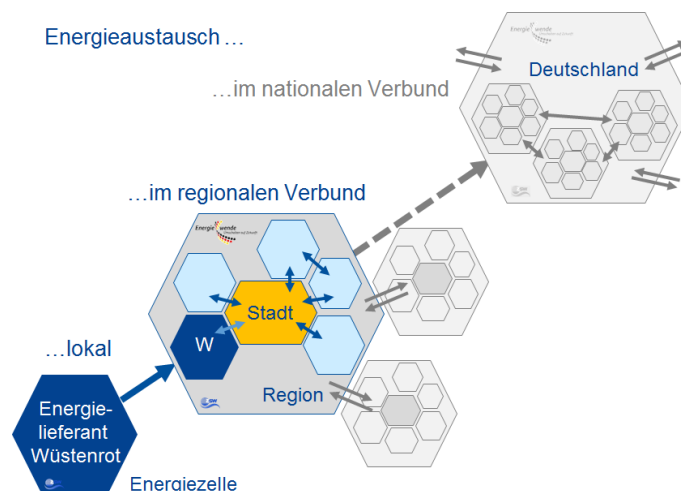


Abbildung 2: Dezentrales Energiezellen-Modell: Lokale Energiezellen versorgen sich selbst und/oder tauschen Energie mit angrenzende Energiezellen aus. Hier angedeutet ist auch die Skalierbarkeit auf Regionen und Länder sowie die Übertragbarkeit

Am Beispiel der Gemeinde Wüstenrot soll das Potential des Stadt-Land-Ausgleich dargestellt werden. Hierzu wird der Stromüberschuss, gemessen an der Koppelstelle zum vorgelagerten städtischen Netz, herangezogen (s. Abbildung 3) und mit der Deckung eines Stadtprofils (Schwäbisch Hall) oder von vier realen Gewerbebetrieben (Metzger, Supermarkt, Produktion, Metallverarbeitung) abgeglichen.

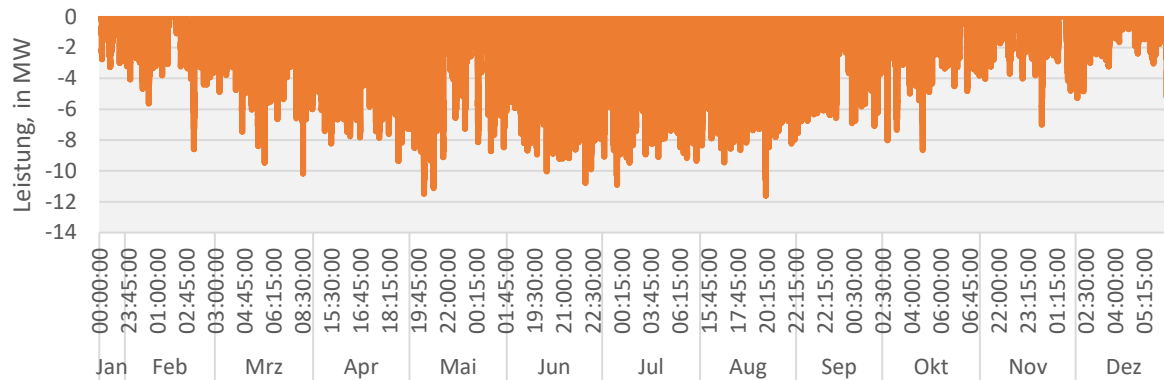


Abbildung 3 Überschussstrom der Gemeinde durch Erneuerbare Energien: Rückspeisungen in das vorgelagerte Netz im Zielsystem

Im Zielsystem, beim Ausbau von 100% PV-Dachanlagen (9,6 MWp) plus 2 Windkraftanlagen (2 x 3,2 MW), hat die Energiezelle „Wüstenrot“ einen Jahresüberschussstrom von mehr als 10 GWh/a. Der Überschuss kann vollständig zum Zeitpunkt der Erzeugung von der „Stadt“ Schwäbisch Hall (standardisiertes Stadtprofil) genutzt werden und deckt fast 6% des Jahresstromverbrauchs. Wird der Überschussstrom beispielhaft für den Bedarf eines gedachten Gewerbequartiers (zusammengesetzt aus einer bestehenden Metzgerei, einem Supermarkt, sowie je einem Produktions- und Metallverarbeitungsunternehmen) verwendet, so kann dessen Lastprofil zu 50% durch den Überschussstrom gedeckt werden (Jahresenergiebedarf 4132 MWh/a, s. Abbildung 4). Dabei werden 20% des Überschussstroms konsumiert. Für das gedachte Gewerbequartier wird vor allem die Grundlast reduziert, die Spitzenlast jedoch nur geringfügig. Die Verwendung von Zwischenspeichern, Sektorkopplung und/ oder Lastverschiebepotentialen (etwa bei den Kühltruhen des Supermarkts) kann die Nutzung des Überschussstroms steigern und insbesondere die Lastspitzen erheblich verringern.

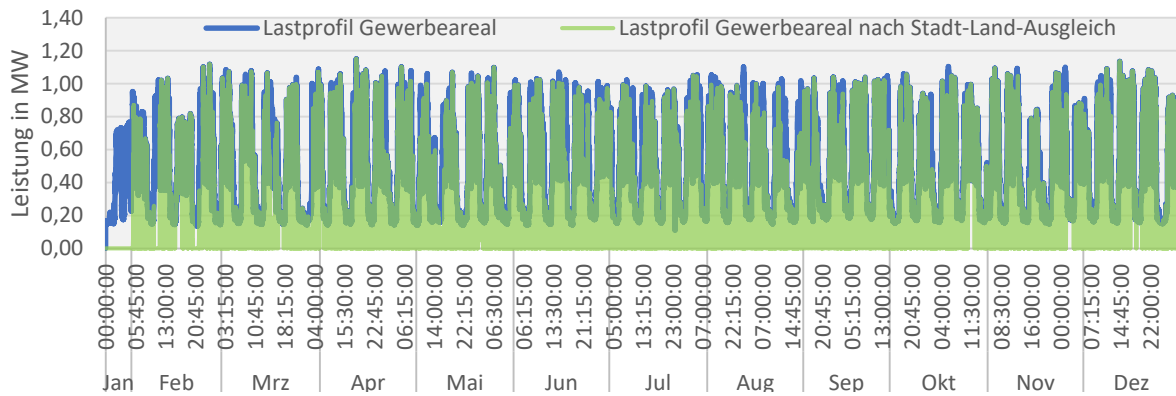


Abbildung 4: Jahresstromverbrauch eines angenommenen Gewerbeareals bestehend aus Metzgerei, Supermarkt, Produktions- und Metallverarbeitungsunternehmen (blau) und nach Nutzung des Überschusses aus einer ländlichen Energiezelle mit 100% PV Ausbau (grün; Stadt-Land-Ausgleich).

Strombasierter Stadt-Land-Ausgleich

Energiezellen, z.B. ländliche Gemeinden mit Potential an Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien können diesen Strom an andere Energiezellen (umliegende Stadt/ Unternehmen) liefern. Ein bilanzieller Ausgleich kann sowohl auf Gewerbegebiete, die ggf. einen Stromliefervertrag mit dem lokalen Energieversorger haben, oder auf das gesamte Stadtgebiet bezogen werden. Allerdings erschweren die derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit eines solchen Stadt-Land-Ausgleichs.

Im Folgenden werden weitere ausgewählte Szenarien zur Verwendung des Überschussstroms einer ländlichen Energiezelle wirtschaftlich betrachtet. Dabei wird angenommen, dass ein lokales Stadtwerk die Verwendung koordiniert. Eine Übersicht, welche Strompreisbestandteile bei diesen und weiteren Szenarien anfallen, bietet das Projekt „Norddeutsche Energiewende (NEW 4.0)“, gefördert durch das BMWi (<http://strompreisbestandteile.de/>).

Was wäre wenn,...

... alles ins Netz

eingespeist wird ? –

Direkteinspeisung

im EEG

Das Szenario „**Direkteinspeisung**“ betrachtet den einfachen Fall, dass sämtlicher Überschussstrom der Erzeugeranlagen im ländlichen Raum ins übergeordnete Stromnetz eingespeist wird. Die Anlagen erhalten dann eine Einspeisevergütung nach EEG-Umlage, der Strom wird jedoch nicht vorrangig regional vermarktet.

Direkteinspeisung mit Eigenverbrauch ist heutzutage der gängigste Fall für PV-Dachanlagen. I.d.R. werden von privaten Haushalten kleine Anlagen unter 10 kWp Leistung installiert³, was als Referenz für dieses Szenario dient. Alle Anlagen bekommen für den eingespeisten Strom⁴ Einspeisevergütung nach dem EEG (hier exemplarisch 9,4 ct/kWh im April 2020 für Neuanlagen). Die Einspeisevergütung wird vom lokalen Netzbetreiber (Stadtwerke) an den Anlagenbetreiber weitergereicht, wobei das Stadtwerk diese Vergütung selbst vom EEG-Konto der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erhält (s. Abbildung 5).

Für Stadtwerke ergibt sich bei diesem Szenario kein vorteilhaftes Geschäftsmodell, da sie Kosten/Vergütung weiterreichen ohne selbst Umsatz zu generieren. Darüber hinaus sind die EE-Betreiber nicht zwingend auch Kunden (Verbraucher) des Stadtwerkes als Strom- und/oder Wärmelieferant. Partizipation und Cross-Sell-Effekte durch Servicedienstleistung wie Installation und Wartung und/oder Pachtverträge zu PV-Anlagen sind jedoch denkbar, insbesondere bei den EE-Anlagen, deren EEG-Vergütung zeitnah ausläuft.

Im Fall der Anlagen ohne weitere EEG-Vergütung bietet sich die Möglichkeit einer geringeren und an den aktuellen Börsenpreis gekoppelten Vergütung. Dies wird im folgenden Szenario „Direktvermarktung“ betrachtet.

³ Siehe auch HTW-Berlin Studie „Sinnvolle Dimensionierung von Photovoltaikanlagen für Prosumer“ von 2019, Abbildung.2.2

⁴ Die jeweiligen Vergütungssätze für EE-Anlagen finden sich auf der Seite der Bundesnetzagentur unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergie/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html

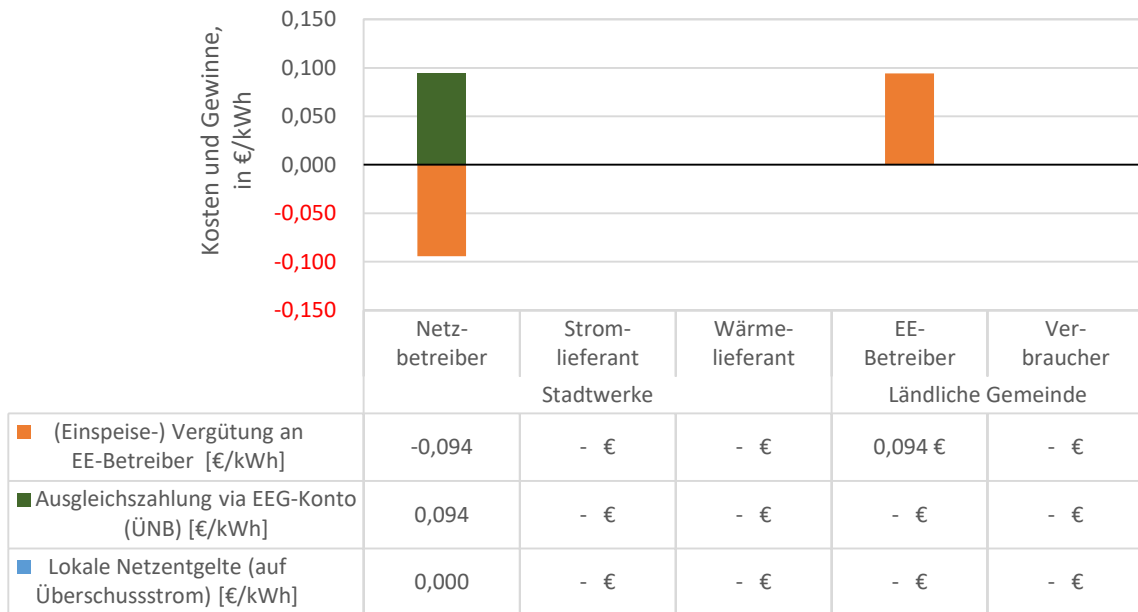


Abbildung 5: Kosten und Gewinne aus Sicht eines (nicht entflochtenen) Stadtwerkes beim gängigen Szenario "Einspeisevergütung bei Direkteinspeisung" für Erneuerbare Energien (EE)

Direkteinspeisung nach EEG

Die Stadtwerke als Netzbetreiber reichen die Einspeisevergütung an die EE-Anlagenbetreiber weiter und haben selbst keinen Vorteil, da die Betreiber nicht zwingend auch Kunden (Verbraucher) des Stadtwerkes als Strom- und/oder Wärmelieferant sind. Prestige und Partizipation durch Servicedienstleistung wie Installation und Wartung und/oder Pachtverträge zu PV-Anlagen sind aber denkbar.

Was wäre wenn,...

... EE-Überschuss an der Börse direktvermarktet wird?

Das Szenario „**Direktvermarktung**“ betrachtet die Option, Überschussstrom an der Börse durch einen Energiehändler zu vermarkten. Dies ist für PV-Anlagen > 100 kWp bis 750 kWp, die ab dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden, verpflichtend. Der Anlagenbetreiber hat Anspruch auf die Markt- und Managementprämie gemäß EEG, sowie die Erlöse für den Strom an der Börse abzüglich einer Vergütung für den Direktvermarkter.

Relevant ist die Option „Direktvermarktung“ auch für kleinere PV Anlagen nach Ablauf der 20-jährigen EEG Vergütung.

Sofern das Stadtwerk der Energiehändler ist, können die lokalen Stadtwerke die EE-Anlagen der Betreiber vertraglich an sich binden und vermarkten den Überschussstrom über die Börse (Direktvermarktung). Beispielhaft wird angenommen, dass die Stadtwerke allen EEG-Anlagen Betreibern weiterhin eine Vergütung für den eingespeisten Strom bezahlen, so wie diese sie durch die Einspeisevergütung nach dem EEG (hier exemplarisch 9,4 ct/kWh für Neuanlagen ab April 2020) erhalten würden (s. Abbildung 6). Durch das EEG ist geregelt, dass der Anlagenbetreiber eine Marktprämie (gelb in Abbildung 6) erhält, welche die Differenz zwischen mittlerem Börsenpreis pro Monat (im Beispiel durchschnittlich 3 ct/kWh) und der Einspeisevergütung ausmacht, plus einer Managementprämie von 0,4 ct/kWh⁵.

Generell kann die Vergütung (orange in Abbildung 6) variabel an die verschiedenen Vergütungssätze der EE-Anlagen angepasst werden, z.B. für Bestandanlagen nach Auslauf der Einspeisevergütung (nach 20 Jahren) oder Neuanlagen ohne Einspeisevergütung⁶. Diese „Post-EEG-Anlagen“ könnten auch den Börsenpreis angelehnt vergütet werden.

Der Unterschied zwischen dem Erlös für den verkauften Überschussstrom an der Börse plus Marktprämie zu der fixen EEG-Vergütung ergibt den möglichen Erlös in diesem Preismodell für die Stadtwerke. Der Erlös hängt dabei stark von der Expertise der Stadtwerke bzgl. des Stromvertriebs ab, kann aber dennoch gering oder auch negativ ausfallen. Allerdings bietet

⁵ Eine Übersicht findet sich u.a. hier <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/marktpraemie>

⁶ Der Deckel wird voraussichtlich im Jahr 2020 erreicht, Quelle: <https://www.pv-magazine.de/2019/08/13/verbraucherzentrale-nrw-52-gigawatt-deckel-bei-solarfoerderung-wird-bis-sommer-2020-erreicht/>

dieses Szenario für die lokalen Stadtwerke die Möglichkeit die EE-Betreiber (als Prosumer und Verbraucher) an sich zu binden und über anderweitige Verträge Gewinne zu erzielen. Beispiele für Cross-Sell sind Stromlieferverträge aber auch Servicedienstleistung wie Installation und Wartung und/oder Pachtverträge für PV-Anlagen, insbesondere bei EE-Anlagen mit auslaufender EEG-Vergütung.

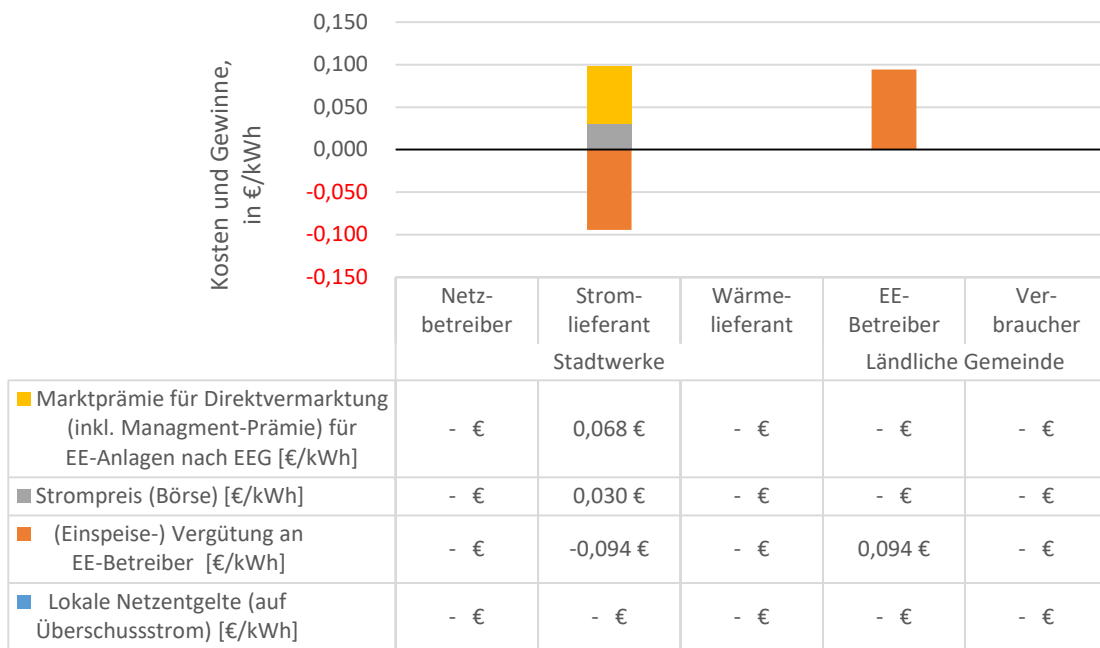


Abbildung 6: Kosten und Gewinne aus Sicht eines (nicht entflochtenen) Stadtwerkes beim Szenario "Direktvermarktung aller Erneuerbare Energien (EE) Anlagen" der Gemeinde

Direktvermarktung

Der Erlösmöglichkeiten der Direktvermarktung hängen von der Expertise der Stadtwerke auf dem Gebiet Stromvermarktung ab. Dennoch können sie eher gering oder auch negativ ausfallen. Kundenbindung und Gewinne über anderweitige Verträge (Cross-Sell) sind denkbar.

Im Szenario „**lokaler Strommarktplatz**“ wird die Vermarktung von Überschussstrom mittels einer lokalen Strommarktplattform betrachtet. Die Grundidee einer solchen Plattform ist die Möglichkeit, flexible Leistung anzubieten und in benachbarte Energiezellen zu verkaufen. Ein Beispiel hierfür ist der Altdorfer Flexmarkt in Bayern, der im Zuge des SINTEG-Projektes C/sells⁷ entwickelt wurde. Neben EE-Anlagen können über die Plattform weitere Flexibilitäts-Optionen wie Speicher, EV, Power-to-Heat-Anlagen oder auch Klein-BHKWs angeboten werden.

Was wäre wenn,... **... der** **EE-Überschuss** **über einen lokalen** **Strommarktplatz** **verkauft wird?**

Alternativ zur aktiven Partizipation der einzelnen EE-Anlagen-Betreiber können auch die lokalen Stadtwerke die EE-Anlagen bündeln und über eine lokale Strommarktplattform den Überschussstrom vermarkten. Für die wirtschaftliche Betrachtung wird angenommen, dass die Stadtwerke allen EEG-Anlagen Betreibern weiterhin eine Vergütung für den eingespeisten Strom bezahlen, so wie diese sie durch die Einspeisevergütung nach dem EEG (hier exemplarisch 9,4 ct/kWh) erhalten würden (s. Abbildung 7). Der Überschussstrom könnte von Sondervertragskunden (z.B. regionalen Gewerbekunden) bezogen werden. Nach Abzug der Stromabgaben verbleibt den Stadtwerken von 27,3 ct/kWh (Gewerbetarif für <100.000 kWh/a Verbrauch) der Anteil für Stromerzeugung von 7,1 ct/kWh. Im Fall, dass die Sondervertragskunden sich im Bereich des Stadtwerkes als lokaler Netzbetreiber befinden, würde das Stadtwerk zusätzlich die Netzentgelte erhalten. Dennoch ist das Szenario ebenso wie die vorherigen unter derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen nicht allein wirtschaftlich. Analog zum Szenario Direktvermarktung an der Börse besteht für die Stadtwerke die Option über angekoppelte Stromlieferverträge oder auch Servicedienstleistung wie Installation und Wartung und/oder Pachtverträge zu PV-Anlagen die Wirtschaftlichkeit erhöhen.

⁷ Bezug auf BNetzA aktuelle Einspeisevergütung (Internet Link), weitere Informationen zum SINTEG-Projekt unter: www.sinteg.de oder www.csells.net oder www.ich-bin-zukunft.de

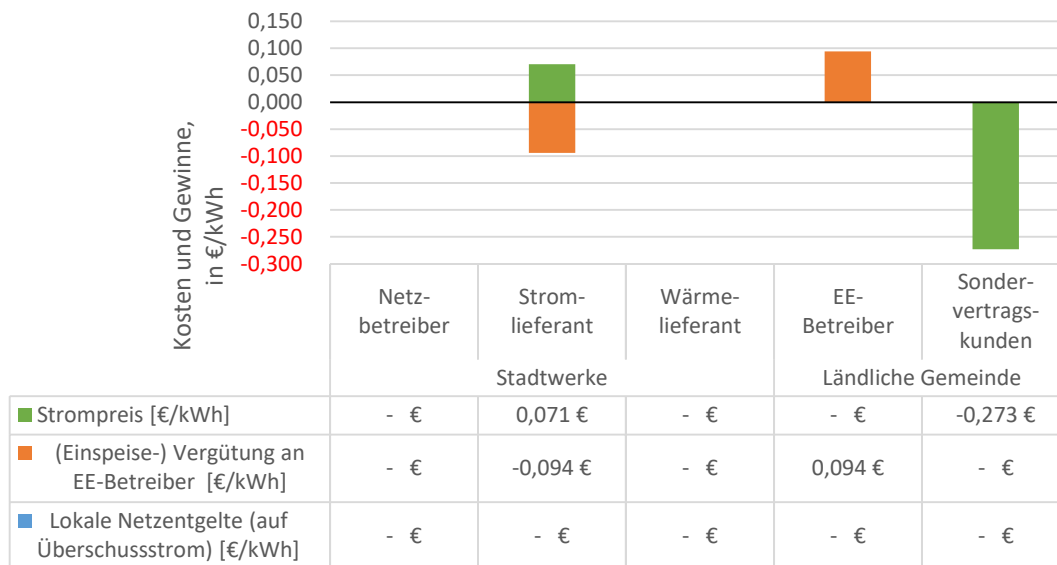


Abbildung 7: Szenario „Direktvermarktung über Strommarktplattform“ an Sondervertragskunden (SoVK)

Ausblick:

Für den Netzbetreiber wird ab Oktober 2021 das Thema Redispatch 2.0 interessant. Durch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz unterliegen ab diesem Zeitpunkt alle steuerbaren Anlagen dem Redispatch. Der Netzbetreiber wird dann die Möglichkeit haben, über eine neu entwickelte Marktplattform auf Erzeugungsanlagen zuzugreifen und diese netzdienlich zu steuern.

Lokaler Strommarktplatz

Im Bereich „Lokaler Strommarkt“ wird sich zukünftig noch viel entwickeln, sodass wirtschaftliche Szenarien in der Zukunft denkbar sind. Durch neue Gesetze und Vorgaben werden Möglichkeiten geschaffen, neue Märkte zu entwickeln. Darin kann jeder Prosumer zur Netzstabilität beitragen und Teil eines zukünftigen intelligenten Stromnetzes werden.

Das Szenario „**Power2Heat**“ betrachtet die Möglichkeit, Überschussstrom über Sektorkopplung lokal zu nutzen. Dies ist bei jedem Prosumer (gleichzeitig produzierender und konsumierender Kunde) möglich, der mit seinem selbst erzeugten PV-Strom eine Wärmepumpe betreibt. Die Wärmepumpe kann einen Speicher aufheizen und die Wärme ist somit auch zu einem späteren Zeitpunkt nutzbar. Im größeren Stil auf Gemeindeebene kann die Sektorkopplung durch Erzeugung von Wärme für ein Nahwärmenetz

erfolgen. Die Variante mit dem niedrigsten Investitionsbedarf ist dabei, einen Heizstab zu verwenden. Die Nutzung einer Wärmepumpe ist aufwändig, wenn das Nahwärmenetz bei den angeschlossenen Kunden auch zur direkten Trinkwassererwärmung verwendet werden soll und daher hohe Vorlauftemperaturen notwendig sind. Doch auch die Nutzung des Überschussstroms der Gemeinde kann effizient gestaltet werden, wenn über einen Wärmespeicher die Wärmeerzeugung vom Wärmebedarf entkoppelt wird. Zusätzlich können über den Speicher Stromspitzen vermieden werden. Darüber hinaus kann ein Heizstab in Verbindung mit dem Speicher auch netzdienlich beim Redispatch 2.0 eingesetzt werden.

Eine solche Nutzung des Überschussstroms kann durch das lokale Stadtwerk umgesetzt werden. Die Annahme ist, dass die Stadtwerke die EE-Anlagen direktvermarkten und den Betreibern eine Vergütung analog zur Einspeisevergütung nach dem EEG (hier exemplarisch 9,4 ct/kWh) bezahlen würden. Wird die Nutzung einer Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl JAZ = 3 angenommen, könnte der Strom in die dreifache Menge Wärme umgewandelt werden. Entsprechend beträgt in der Bilanzierung der Stadtwerke der Strompreis für den Wärmelieferanten nur ein Drittel des Brutto-Strompreises, also exemplarisch $27,3 \text{ ct/kWh} / 3 = 9,1 \text{ ct/kWh}$ (Gewerbetarif < 100.00 kWh/a). Dieser „Wärmepreis ab Werk“ ist allerdings immer noch zu hoch gegenüber einem üblichen Netto-Wärmepreis für den Kunden, derzeit 7,1 ct/kWh thermisch. Grund hierfür sind u.a. die günstigen Preise für den fossilen Energieträger Gas und Holzhackschnitzel.

Was wäre wenn,... ... der EE-Überschuss für Power2Heat (Sektorkopplung) eingesetzt wird?

Im Fall der Gemeinde Wüstenrot liegt der Wärmelieferant bzw. das Nahwärmenetz im Versorgungsbereich des Stadtwerks als lokaler Netzbetreiber, sodass dieses zusätzlich die Netzentgelte erhält. Da das Stadtwerk sowohl Wärmelieferant als auch Netzbetreiber ist, ergibt sich ein Nullsummenspiel. Zuletzt bleibt auch für das Stadtwerk als Stromlieferant die Vergütung der EE-Betreiber deutlich über dem erzielten Netto-Strompreis. Eine detaillierte Analyse zur Umsetzung eines Power2Heat Systems für Wüstenrot ist im nachfolgenden Kapitel zu finden.

Schlussfolgernd kann zwar der Überschussstrom gut für die lokale Sektorkopplung z.B. via Power2Heat (Wärmepumpe) für Wärmenetze genutzt werden, aber die Bilanz ist für die Stadtwerke negativ (s. Abbildung 8). Dementsprechend ist die Verwendung des Überschussstroms zur Sektorkopplung bei den derzeitigen Tarifen und regulatorischen Rahmenbedingungen (Stichwort Steuern und Netzentgelte auf Lokalstrom) nicht attraktiv für die Stadtwerke⁸. Es sei denn, über weiterführende Servicedienstleistungen oder andere Tarife könnten Gewinne erzielt werden.

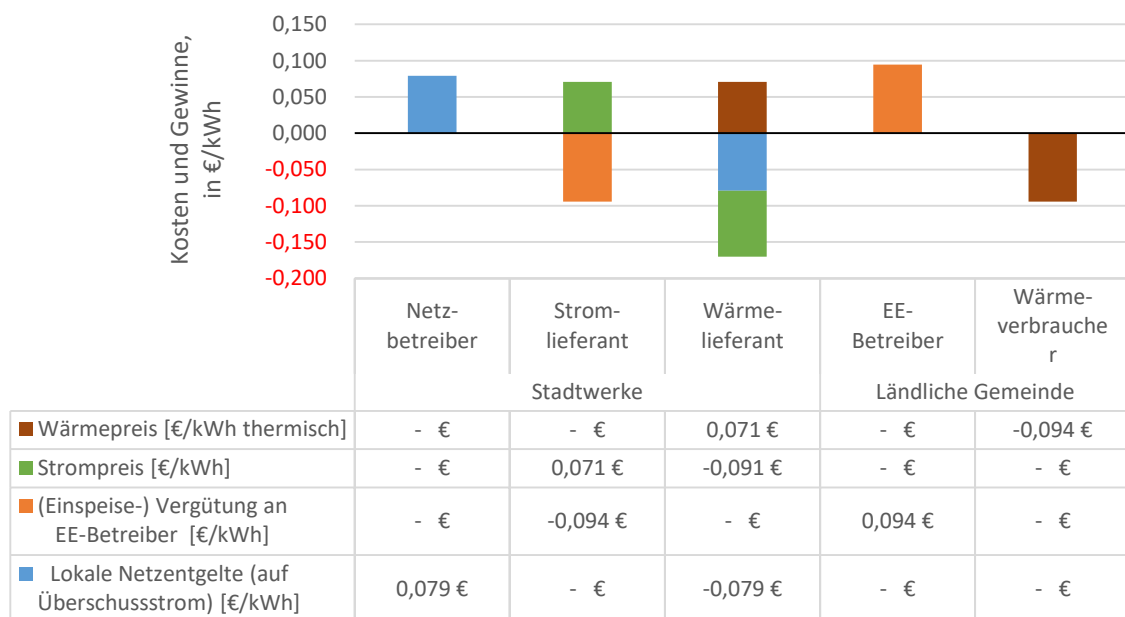


Abbildung 8: Szenario „Direktvermarktung für Power2Heat Anwendung“ beispielsweise für ein Nahwärmenetz

⁸ Die angenommenen Arbeitspreise sind vereinfacht und enthalten keine Betriebs- und Anschaffungskosten für neue Anlagen. Diese müssten über die Grundtarife oder in den Arbeitspreisen mitberücksichtigt werden

Überschussstrom für Power2Heat

Der Überschussstrom von EE-Anlagen mit derzeitiger Einspeisevergütung ist zu teuer für die Verwendung in Power2Heat-Anlagen, selbst beim Einsatz von effizienten Wärmepumpen. Grund hierfür sind die geringen Brennstoffkosten und regulatorische Rahmenbedingungen wie Netzentgelte und Stromabgaben (auch auf Lokalstrom).

Erst Post-EEG-Anlagen oder die Nutzung dezentraler Kundenanlagen, z.B. mit direktem Zugang zum Wärmenetz, könnten zu einer Wirtschaftlichkeit für die Stadtwerke führen. Es empfiehlt sich, dies bei der Standortwahl für Neuanlagen zu berücksichtigen.

Das Szenario „Eigenverbrauch im Arealnetz“ betrachtet die Möglichkeit, eine EE-Anlage an ein geschlossenes Verteilnetz, das Arealnetz, anzuschließen. Vorgehen und Nutzungsmöglichkeiten für Überschussstrom sind hier analog zum vorherigen Szenario „Power2Heat“. Überschussstrom könnte per Heizstab und Speicher in ein Nahwärmenetz eingespeist und somit zeitlich entkoppelt werden. Wesentlicher Unterschied ist jedoch, dass im Fall des Arealnetzes keine Netzentgelte fällig werden und somit andere Strompreise/Vergütungssätze möglich sind.

Was wäre wenn, der EE-Überschuss für Eigenverbrauch im Arealnetz mit Power2Heat genutzt wird?

Wirtschaftlich attraktiv wird diese Option für das Stadtwerk, wenn es zugleich der Betreiber des Arealnetzes ist. Sind Wärme- und Stromlieferant identisch, kann so der Überschussstrom lokal im Eigenverbrauch genutzt werden.

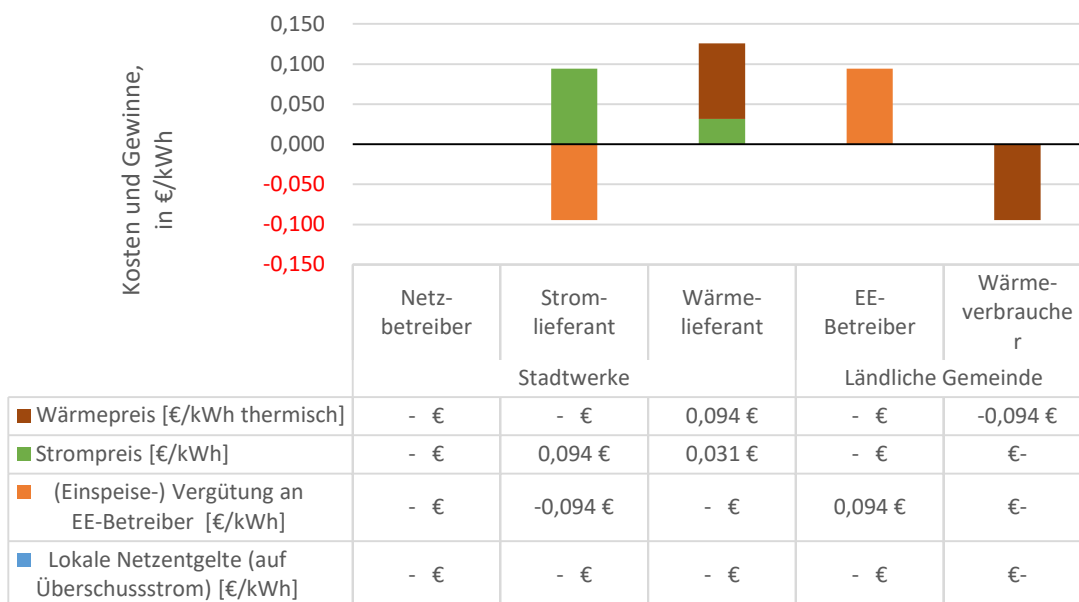


Abbildung 9: Szenario EE-Überschuss im Arealnetz nutzen und Eigenverbrauch erhöhen

Überschussstrom im Arealnetz

Durch die Erhöhung des Eigenverbrauchs, also Nutzen von zusätzlichen Zwischenspeichern, Elektrofahrzeugen, weiterer Sektorkopplungstechnologien und/ oder Nutzung von Lastverschiebepotentialen kann ein Maximum des Überschussstroms im Arealnetz lokal verwendet werden.

Innerhalb eines Arealnetzes kann ein Energiemanagementsystem die z.B. durch PV erzeugten Überschüsse optimal durch zuschaltbare Lasten (Ladesäulen für E-Autos, Wärmepumpen, Heizstäbe) ausgleichen oder in elektrische Speicher laden und somit zu einem späteren Zeitpunkt zur Verfügung stellen.

Exkurs: Wie kann Power2Heat tatsächlich umgesetzt werden?

Nachfolgende soll die Umsetzung von EE-Überschuss mittels Wärmepumpen für Power2Heat im Detail und am Beispiel der Gemeinde Wüstenrot betrachtet werden. Je nach Wärmepumpe kann der Stromüberschuss zu bestimmten Zeitpunkten größer sein als die Nennleistung der Wärmepumpe. Daher ist eine Kombination aus Heizelement und Wärmepumpe für die Wärmeumwandlung aus technischer Sicht sinnvoll. Ziel ist es, mittels eines intelligenten Last- und Speichermanagements die Spitzen der lokal erzeugten Stromüberschüsse innerhalb der Energiezelle zu reduzieren. Die Verwendung des Überschussstroms für lokalen und regionalen Verbrauch durch Sektorkopplung wurde anhand zweier lokaler Wärmenetze in der Gemeinde Wüstenrot untersucht. Betrachtet wurde das Wärmenetz im Ortsteil Weihenbronn und das in Umsetzung befindliche Wärmenetz in Wüstenrot Ortsmitte.

Eine Analyse zur möglichen Deckung des Wärmebedarfs in den Wärmenetzen durch den tatsächlich im Jahr 2016 erzeugten Überschussstrom der Gemeinde Wüstenrot wurde in einer viertelstündlichen Auflösung durchgeführt. Für die Auslegung einer Power2Heat-Anlage war folgendes angenommen:

- Der Stromüberschuss kann entweder für den aktuellen Wärmebedarf im Netz genutzt oder in den Warmwasserspeicher eingespeist werden.

- Abhängig von der Überschussstromspitze und dem Wärmebedarf benötigt das Wärmenetz eine alternative Wärmeversorgung, bspw. ein Heizelement. Priorität im Strombezug hat stets die Wärmepumpe.
- Da der Strombedarf in 15-Minuten-Intervallen angefordert wird, muss die Potenzialberechnung für die P2H ebenfalls in dieser Zeitauflösung erfolgen. Daraus folgt, dass beim Entladen die minimale Restwärmeenergie im Speicher mindestens ein Drittel seiner maximalen Wärmekapazität beträgt.

Für das Wärmenetz Weihenbronn ist kein zusätzlicher, direkt an das Wärmenetz angeschlossener Wärmetauscher vorgesehen. Die Wärmepumpe ist an den Pufferspeicher angeschlossen, wodurch der Überschussstrom entweder für den Betrieb der Wärmepumpe oder des Heizstabes genutzt werden kann. Wenn der Pufferspeicher noch nicht voll geladen ist und Überschussstrom zur Verfügung steht, wird je nach Strommenge und thermischer Kapazität des Pufferspeichers entweder die Wärmepumpe oder die Wärmepumpe *und* der Heizstab eingeschaltet. Priorität hat dabei der Wärmepumpenbetrieb.

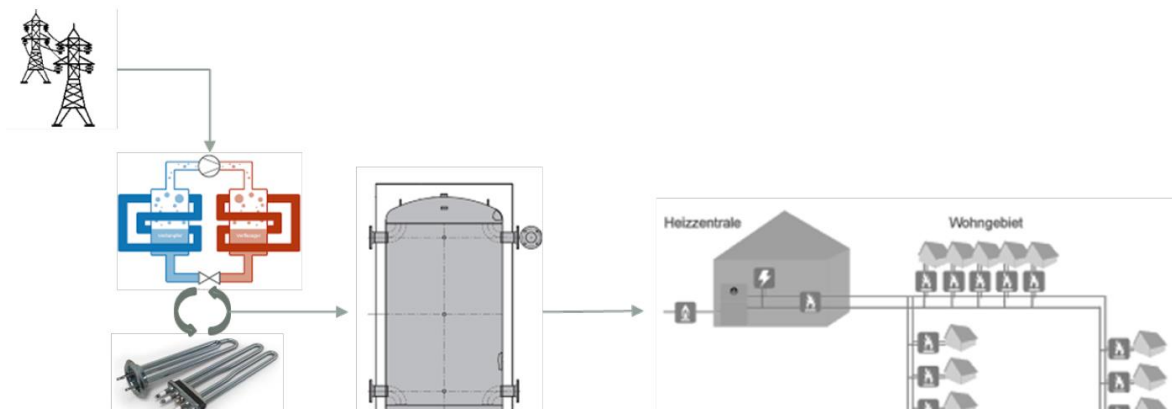


Abbildung 10: Konzept für P2H am Wärmenetz in Weihenbronn

Annahmen	Regelung
<ul style="list-style-type: none"> • Minimales Volumen für Puffer beträgt ein Drittel des maximalen Volumens 	<ul style="list-style-type: none"> • Wärmepumpe hat Priorität beim Strombezug (im Vergleich zum Heizstab).

- Der Pufferspeicher mit minimalem thermischen Energieinhalt kann innerhalb eines 15 Minutenintervalls komplett bis zur Vorlauftemperatur von 70°C geladen werden
- Die niedrigste Temperatur im Pufferspeicher ist 40 °C
- Wenn mehr Überschussstrom als die elektrische Leistung der Wärmepumpe zur Verfügung steht und der Pufferspeicher noch Kapazität hat, wird der Heizstab betrieben

Da es in Weißenbronn keine Möglichkeit gibt, die Umweltwärme einem Gewässer zu entnehmen, muss eine Luft-Wasser-Wärmepumpe verwendet werden. Bei der Auswahl der passenden Wärmepumpe muss ein Kompromiss zwischen größtmöglicher Aufnahme der Überschussstromspitzen (Wärmepumpe mit großer Leistung) und möglichst langer jährlicher Betriebszeit der Wärmepumpe (Wärmepumpe mit geringerer Leistung) gefunden werden. Um das kosteneffektivste Versorgungssystem zu identifizieren, wird das Power2Heat-Potenzial für vier Systemvarianten mit den zwei größtmöglichen Luft-Wasser Wärmepumpe des Herstellers Ochsner untersucht (s. Tabelle 2).

Tabelle 2: Eigenschaften der zwei größtmöglichen Luft-Wasser-Wärmepumpen von Ochsner. (Quelle: Ochsner Handbuch)

Wärmepumpe Typ	AIR 80 C13A	AIR 23 C12A
Heizleistung im Betriebspunkt (Luft 2°C /Wasser 60 °C)	54,2 (kW)	16,4 (kW)
Leistungszahl im Betriebspunkt (Luft 2°C /Wasser 60 °C)	2,3	2,8
Preis (inks. Zubehör)	41.449,00 (€)	17.999,00 (€)

Abbildung 11 zeigt, dass die Stromkosten während der Betriebszeit einen hohen Anteil an den Wärmegestehungskosten haben. Deshalb führt der Betrieb der größeren Wärmepumpe zu niedrigeren jährlichen Gesamtkosten. Die Variante mit zwei Wärmepumpen stellt die kosteneffektivste Wärmegestehung von 19 Cent/kWh-thermisch über P2H dar, jedoch hat sie die niedrigsten Vollbetriebsstunden von nur 239,5 Stunden im Jahr. Die Annahmen für diese Kostenanalyse sind in Tabelle 3 beschrieben.

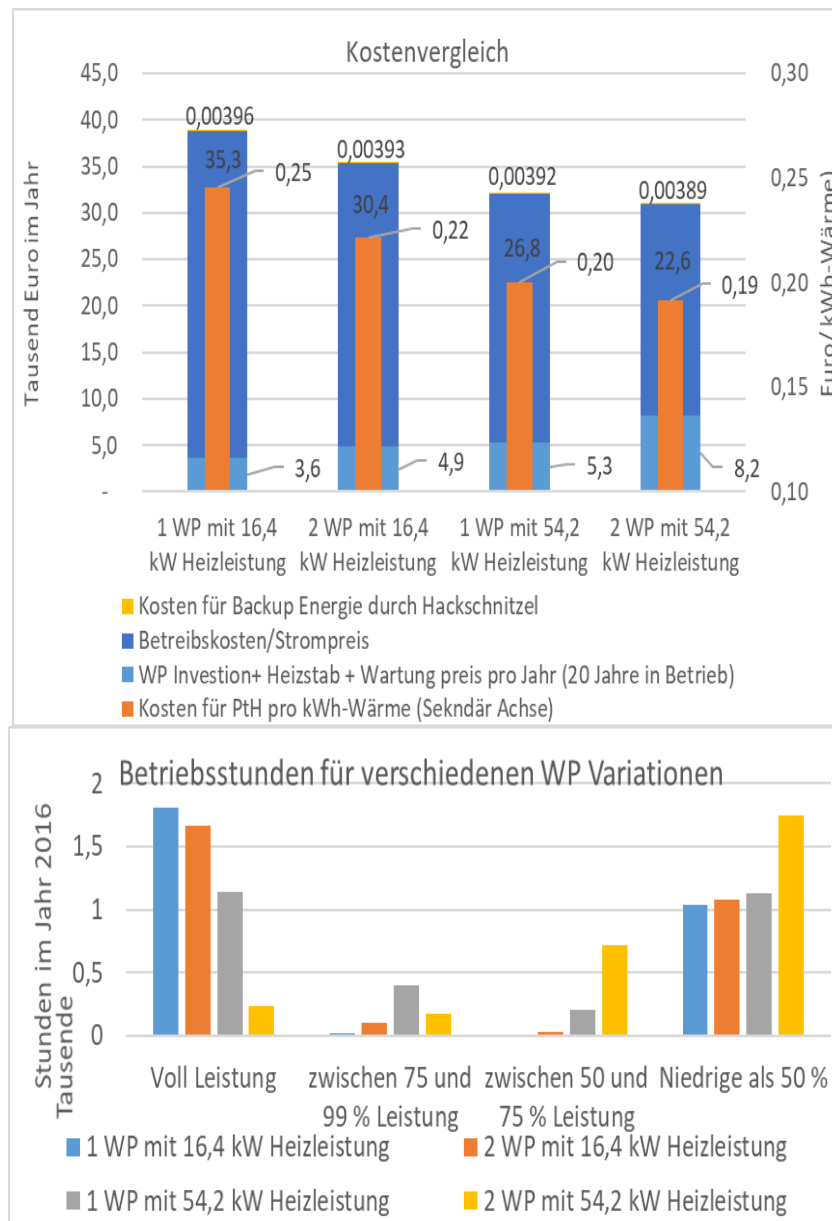


Abbildung 11: Kosten (oben) und Betriebsstundenvergleich (unten) zwischen den vier Wärmepumpen-System-Varianten.

Tabelle 3: Kosten-Annahmen für die Betriebskostenkalkulation

Position	Kosten
Betriebskosten/Strompreis	0,240 €/kWh
Hackschnitzel/Wasserinhalt=20% Preis ⁹	0,022 €/kWh
Heizkessel Nutzungsgrad	88%
Kosten für erzeugte Wärme durch Heizkessel	0,025 €/kWh-Wärme
Jährliche Wartungskosten für Wärmepumpe und Heizstab (prozentual zu Investitionskosten)	2,5%
Heizstab ¹⁰	46,7 €/kW
Betriebsjahre	20 Jahre

Mit dem Überschussstrom und einem solchen System aus Wärmepumpe und Heizstab kann der Wärmebedarf anteilig abgedeckt werden. Wird die kostengünstigste Variante gewählt, zeigen die Abbildungen 12 und 13 den stündlich sowie monatlich gedeckten Wärmebedarf durch Stromüberschuss in Weihenbronn (mit Daten aus dem Jahr 2016).

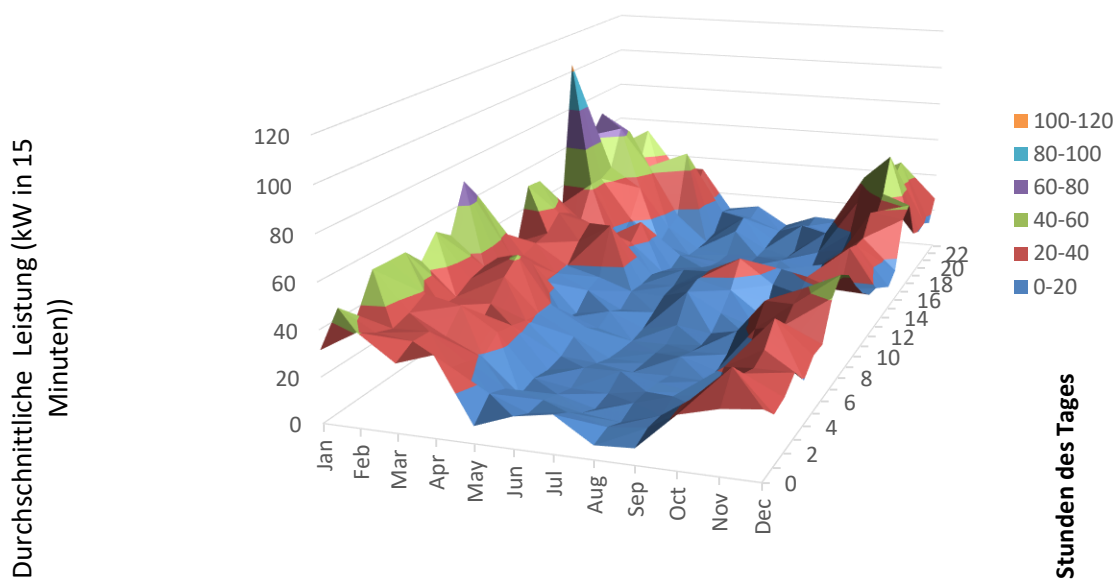


Abbildung 12: Wärmebedarfsdeckung durch P2H in Weihenbronn, stündlich.

⁹ Quelle: <https://www.biomasse-roessner.de/holz hackschnitzel.php>

¹⁰ Quelle: https://www.ersatzteilshop.de/heizelement-tauchheizelement-6000w-230v-00243021.html?t=eadwords&gclid=Cj0KCQjwMfoBRDDARIsAMUjNZpUK1h8b20q0lp-zEYRNQK6Q6Y0BSnx3s-LLoxcF3UevmeabUMfYLEaAtLfEALw_wcB

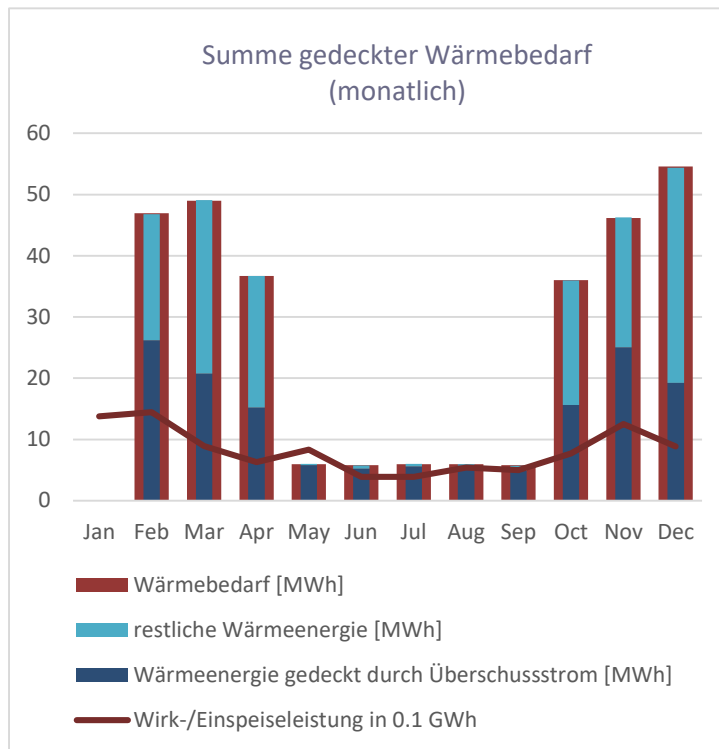


Abbildung 13: Wärmebedarfsdeckung monatlich. Der Januar wird nicht berücksichtigt, da die Daten für Januar 2016 nicht vollständig waren.

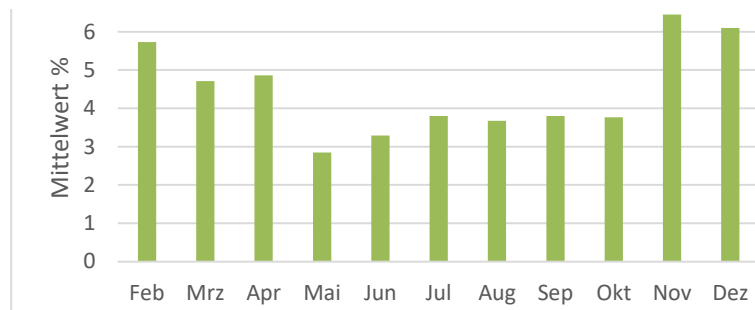


Abbildung 14 Reduzierung der Überschussstromspitzen nach Sektor-Kopplung in Weißenbronn.

Die Stromüberschuss­spitzen können mit Power2Heat in Weißenbronn jedoch maximal um 6,5% reduziert werden (siehe Abbildung 14). Hintergrund ist der sehr geringe Wärmebedarf des relativ kleinen Wärmenetzes in Weißenbronn. Die Umsetzung von Power2Heat im Wärmenetz Ortsmitte, dessen Wärmebedarf ca. 96% höher ist, führt zu einer Spitzenabsenkung von 10 bis 34%, wenn ein Pufferspeicher mit ca. 9 m³ Volumen an das Wärmenetz angeschlossen wird.

Der goldene Weg: EE-Überschuss für Eigenverbrauch oder Direktlieferung nutzen! - Quartierslösungen, Elektromobilität und Co.

Die Erhöhung des Eigenverbrauchs von Solarstrom ist aufgrund der Strompreisanteile und deren Entgeltsystematik die bisher wirtschaftlichste Lösung. Es fallen keine Netzentgelte, Strom- und Mehrwertsteuer etc. an, lediglich nach dem aktuellen EEG bei PV-Anlagen < 10 kWp eine anteilige EEG-Umlage von 40%. Bei Strombezugspreisen von derzeit oft 31,5 ct/kW gegenüber einer EEG-Vergütung von 9,4 ct/kWh (im April

2020 und 8,16 ct/kWh im Januar 2021) ist die Attraktivität von Eigenverbrauch unschlagbar (Abbildung 15).

Ziel des EE-Anlagen-Betreibers sollte es daher sein, seinen Eigenverbrauch durch zuschaltbare Lasten oder Speicher zu erhöhen und somit Überschussstrom zu vermeiden. Auf der wirtschaftlichen Seite ist jedoch sorgfältig zu prüfen, wie hoch die Investition in elektrische und thermische Speicher sowie Steuereinrichtungen für das Lastmanagement sein dürfen, sodass diese durch Einsparungen bei den Kosten für den Strombezug finanziert werden können. Hinweise zur optimalen Auslegung von elektrischen Speichern gibt z.B. die bereits erwähnte Studie der htw¹¹.

Ein Beispiel zur lokalen Nutzung des Überschussstroms ist der Betrieb von Elektroautos. Würde der Ladevorgang zur selben Zeit und am Ort der EE-Stromerzeugung stattfinden, würden Leistungsspitzen und auch Rückspeisungen verringert. Voraussetzung ist ein Lademanagement, damit Ladeleistungen und Ladezeiten auf die Nutzungsprofile der E-Mobile und die Erzeugung abgestimmt werden können. Dies gilt sowohl für privat betriebene Fahrzeuge wie auch insbesondere für gewerbliche Fahrzeugflotten. Zusätzlich könnten Arbeitgeber attraktive Lademöglichkeiten für Arbeitnehmer schaffen. Zukünftig wird es sinnvoll sein, die Ladeleistungen begrenzen zu können, bzw. auf bestimmte Zeitbereiche festzulegen. Dabei können Energiemanagementsysteme im Automobil oder an der Ladestelle

¹¹ https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW_2019_Sinnvolle_Dimensionierung.pdf

von Nutzen sein. Diese können auf zukünftige Preissignale das Auto zum günstigsten Tarif netzdienlich oder zu einem höheren Tarif, dafür aber innerhalb einer kürzeren Zeit laden.

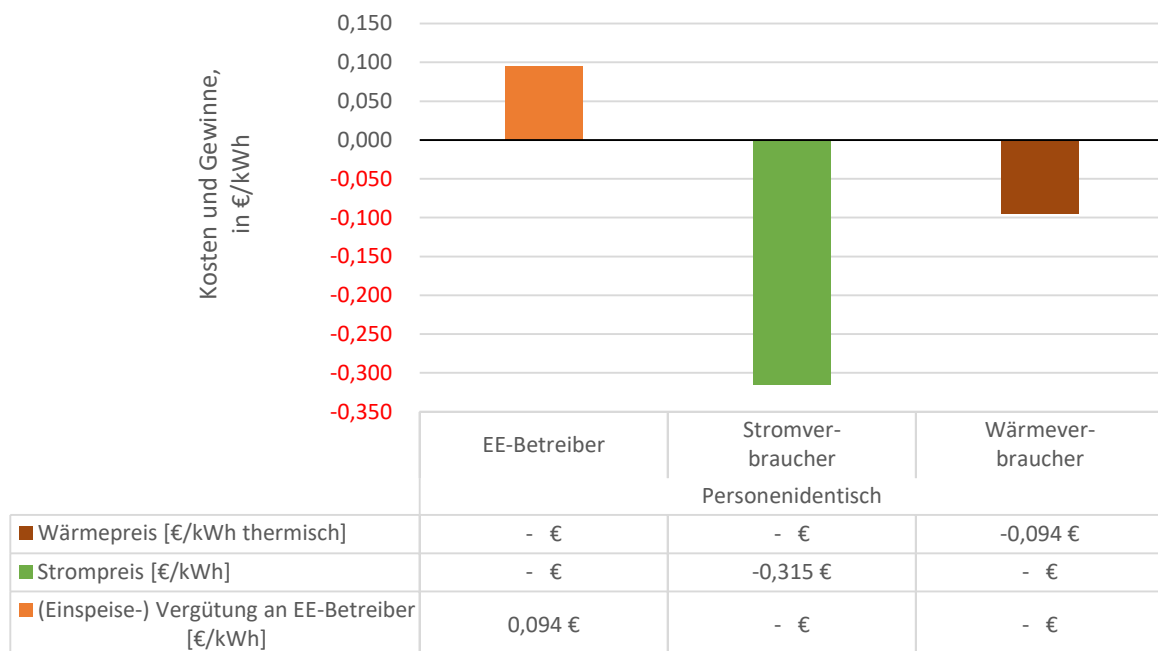


Abbildung 15: Kosten und Gewinne eines EE-Anlagen-Betreibers im Fall des Eigenverbrauchs

Eigenverbrauch steigern

Durch die Erhöhung des Eigenverbrauchs mit der Nutzung von Zwischenspeichern wie z.B. Batterien von Elektroautos, von weiterer Sektorkopplung und/oder Nutzung von Lastverschiebepotentialen kann der Überschussstrom auch lokal verwendet werden. Der Anlagenbesitzer gewinnt hier die Differenz aus Stromkosten und EEG-Vergütung bei Einspeisung. Das Stadtwerk spielt hier zunächst keine Rolle. Sofern Anlagen zur Lastverschiebung, die zur Erhöhung des Eigenverbrauchs angeschafft wurden, auch Preissignale vom Energiemarkt oder vom Netzbetreiber berücksichtigen, kann den Stadtwerken wieder eine Rolle zukommen.